



MÁSTER EN INGENIERÍA DE SISTEMAS Y CONTROL

DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL MULTIVARIABLE PARA AEROGENERADORES DE VELOCIDAD VARIABLE Y PASO VARIABLE (VS-VP)

AUTOR: SERGIO FRAGOSO HERRERA

DIRECTOR: Dr. FERNANDO MORILLA GARCÍA

CURSO 2012/2013

FEBRERO, 2013



MÁSTER EN INGENIERÍA DE SISTEMAS Y CONTROL

DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL MULTIVARIABLE PARA AEROGENERADORES DE VELOCIDAD VARIABLE Y PASO VARIABLE (VS-VP)

TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

AUTOR: SERGIO FRAGOSO HERRERA

DIRECTOR: Dr. FERNANDO MORILLA GARCÍA

Autorización

Autorizamos a la Universidad Complutense y a la UNED a difundir y utilizar con fines académicos, no comerciales y mencionando expresamente a sus autores, tanto la memoria de este Trabajo Fin de Máster, como el código, la documentación y/o el prototipo desarrollado.

Firmado: SERGIO FRAGOSO HERRERA



Firma del alumno

RESUMEN

Hoy en día, más del 80% de la energía eléctrica producida a nivel mundial, procede de los recursos fósiles, como el petróleo. El incesante incremento de la demanda eléctrica ha ocasionado que estos recursos empiecen a escasear. Esto ha aumentado el interés por la generación de energía eléctrica a través de fuentes alternativas, como son la radiación solar y el viento.

Aún cuando la instalación de generadores eólicos se ha incrementado en los últimos años, la energía eléctrica que estos producen todavía es muy poca, comparada con la que se obtiene de las fuentes convencionales.

El aumento de la generación de energía eléctrica por medio de la fuerza del viento, no solo se asocia a un aumento de la capacidad instalada, sino también a una mejora de su funcionamiento. Los aspectos más importantes a considerar son: la generación eficiente de potencia y la regulación de la velocidad angular rotórica, bajo condiciones cambiantes de la velocidad del viento.

Lograr lo anterior en un escenario de estabilidad, no es una tarea fácil, ya que se trata de procesos multivariables, con fuertes no linealidades, interacción y varias restricciones. Es por ello que estos sistemas son y han sido motivo de estudio en diversos trabajos de investigación, relacionados con el modelado matemático y el control multivariable.

El objetivo de este trabajo es la justificación y la aplicación de un sistema de control multivariable a un generador eólico experimental de baja potencia, que permita regular eficientemente sus principales variables.

Para la consecución de este objetivo la estrategia se control previamente es analizada en un modelo matemático con los parámetros de un generador eólico de media potencia similar al experimental, reportado en la literatura. El modelo y simulación se realiza bajo la plataforma software Simulink.

Junto al desarrollo de la estrategia de control se elabora además una etapa de caracterización e identificación del equipo, que permita en un futuro obtener un modelo matemático representativo de la dinámica real del proceso.

Puesto que el viento constituye la principal fuente de perturbación de un sistema eólico y tratando de que los resultados en simulación estén más apegados a la realidad, también se ha simulado el comportamiento de la velocidad del viento, utilizando modelos reportados en la literatura.

Finalmente se presentan los resultados y conclusiones, a partir del análisis de la estrategia de control en simulación y de la primera fase de implantación en el equipo experimental.

Palabras Clave: *Generador Eólico, Control Multivariable, Modelado, Simulación, Equipo Experimental, Velocidad Variable, Paso Variable.*

ÍNDICE

RESUMEN I
ÍNDICE III
LISTA DE FIGURAS V
LISTA DE TABLAS VIII
CAPÍTULO I: Introducción 1
1.1 Estado actual de la energía eólica 1
1.2 Sistemas de conversión de energía eólica 4
1.3 Control de los sistemas de conversión de energía eólica 6
1.4 Descripción del Proceso 7
CAPÍTULO II: Modelo no lineal del generador eólico 10
2.1 Mecanismo de Rotación 10
2.1.1 Baja Velocidad 10
2.1.2 Alta Velocidad 11
2.1.3 Mecanismo Completo 11
2.2 Aerodinámica 12
2.3 Generador Eléctrico 16
2.4 Ecuaciones del Modelo No Lineal 17
CAPÍTULO III: El viento 19
3.1 El origen del viento 19
3.2 Velocidad del viento. Modelo matemático 20
3.3 Velocidad del viento. Resultados de simulación 23
CAPÍTULO IV: Control Descentralizado 27
4.1 Problemática de Control 28
4.2 Puntos de Operación 30
4.2.1 Operación del generador eólico a máxima eficiencia energética 33
4.3 Estrategia de control descentralizado 35
4.3.1 Experiencias de control en la región II 36
4.3.1.1 Control SISO. Ángulo de paso de pala constante a 0° 36
4.3.1.2 Control Multivariable 48

4.3.2 Experiencias de control en la región III 51
4.4 Conclusiones 57
CAPÍTULO V: Caracterización e Identificación del equipo experimental. Control de Velocidad 59
5.1 Caracterización 59
5.2 Identificación 62
5.2.1 Análisis de la dinámica de subida y bajada de velocidad angular 64
5.2.2 Tramo 1 de Identificación 66
5.2.3 Tramo 2 de Identificación 73
5.2.4 Tramo 3 de Identificación 80
5.3 Lazo de Control de Velocidad 86
5.3.1 Sintonía experimental del controlador interior 86
5.3.2 Sintonía analítico-experimental de controlador exterior 87
5.3.3 Bondad del controlador 88
CAPÍTULO VI: Conclusiones 95
6.1 Trabajo Futuro 96
BIBLIOGRAFÍA 98
LISTA DE SÍMBOLOS 100
ANEXO I: Equipo experimental 105
A1.1 Generador Eólico de Baja Potencia 105
A1.2 Sistema de Adquisición y Control 106
A1.2.1 Adquisición de Datos 106
A1.2.2 Software de Adquisición 109
ANEXO II: Modelo del generador eólico en Matlab 111
A2.1 Modelo del Generador Eólico en Matlab 111
A2.2 Función-modelo de la velocidad del viento 112
A2.3 Función de optimización de consignas 115
A2.4 Función del límite inferior del índice de modulación 117
A2.5 Función de obtención del coeficiente de potencia 118

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. 1: Evolución la capacidad eólica total instalada desde año 1997 hasta el año 2011 a nivel mundial [Fuente WWEA] 2
Figura 1. 2: Gráfico del reparto de la potencia instalada en el sistema eléctrico nacional español por tecnologías 2
Figura 1. 3: Esquema de un sistema de conversión de energía eólica de velocidad fija 4
Figura 1. 4: Esquema de un sistema de conversión de energía eólica de velocidad variable 5
Figura 1. 5: Diagrama de bloques del generador eólico 7
Figura 2. 2: Mecanismo de rotación del generador eólico con modelo de dos masas. 11
Figura 2. 3: Mecanismo de rotación del generador eólico con modelo de una masa. 12
Figura 2. 4: Curvas del coeficiente de potencia Cp 14
Figura 2. 5: Curvas del coeficiente de par Cq 14
Figura 2. 6: Curvas de superficie de los coeficientes de potencia y de par frente a β y λ 15
Figura 2. 7: Regiones de operación en función de la velocidad del viento 15
Figura 3. 1: Espectro de densidad espectral de Van der Hoven 20
Figura 3. 2: Función de distribución de Weibull 21
Figura 3. 3: Componente turbulenta de la velocidad del viento 22
Figura 3. 4: Componente rampa de la velocidad del viento 22
Figura 3. 5: Componente de ráfaga de la velocidad del viento 23
Figura 3. 6: Viento constante de media de 8 [m/s] 24
Figura 3. 7: Viento de 8 [m/s] de media con componente turbulenta con desviación típica de 0,6 [m/s] 24
Figura 3. 8: Viento de 8 [m/s] de media con componente de rampa de 2 [m/s] de amplitud y duración de 200 [s] 24
Figura 3. 9: Viento de 8 [m/s] de media con componente de ráfaga de 3 [m/s] de amplitud. 24
Figura 3. 10: Viento de media inicial de 8 [m/s] con componente turbulenta de desviación típica de 0,3 [m/s], componente de rampa de 2 [m/s] de amplitud y componente de ráfaga de 1,8 [m/s] de amplitud 25
Figura 3. 11: Viento de media de 8 [m/s] con componente turbulenta de 0,6 [m/s] de desviación típica y componente senoidal de amplitud de 3 [m/s] y frecuencia de 0.002 [Hz] 25
Figura 4. 1: Control de potencia en Región II 28
Figura 4. 2: Control de velocidad en Región II 28
Figura 4. 3: Control de potencia en Región III 28
Figura 4. 4: Control multivariable del aerogenerador 29
Figura 4. 5: Control multivariable con generación de consignas 29
Figura 4. 6: Control multivariable con adaptación 29
Figura 4. 7: Curvas de par aerodinámico y par generado para un viento constante de 8 [m/s] y unas variación de ángulo de paso de pala de 1 a 10°. 31
Figura 4. 8: Curvas de coeficiente de potencia teórico y real para un viento constante de 8 [m/s] y una variación del ángulo de paso de pala de 1 a 10° 31
Figura 4. 9: Efecto sobre el par generado de una reducción de la resistencia de carga RL de 8 a 2 [Ω] 32
Figura 4. 10: Región de máxima eficiencia para la velocidad angular rotórica 34
Figura 4. 11: Región de máxima eficiencia para la potencia generada 34
Figura 4. 12: Regiones de operación del modelo para la velocidad angular rotórica 35

Figura 4. 13: Regiones de operación del modelo para la potencia generada 35
Figura 4. 14: Registro con velocidad angular rotórica, potencia generada, par electromagnético, coeficiente de potencia, índice de modulación de carga y resistencia aparente de carga en función del tiempo con inicio desde óptimo 37
Figura 4. 15: Punto inicial subóptimo para una velocidad de viento de 8[m/s] 38
Figura 4. 16: Desplazamiento de la curva de par generado hacia el óptimo 38
Figura 4. 17: Registro con velocidad angular rotórica, potencia generada, par electromagnético, coeficiente de potencia, índice de modulación de carga y resistencia aparente de carga en función del tiempo con inicio desde el punto de equilibrio con índice de modulación 100 [%] 39
Figura 4. 18: Registro con el ensayo con índice de modulación inicial de 100 [%], viento de media 8 [m/s] y turbulencia de desviación típica 0.1 [m/s] 40
Figura 4. 19: Registro con el ensayo con índice de modulación inicial de 100 [%], viento de media 8 [m/s], turbulencia de 0.1 [m/s] de desviación típica y rampa de amplitud de 1 [m/s] de 500 [s] 41
Figura 4. 20: Registro con el ensayo con índice de modulación inicial de 100 [%], viento de media 8 [m/s], turbulencia de 0.1 [m/s] de desviación típica y rampa de amplitud de -1 [m/s] de 500 [s] 42
Figura 4. 21: Efecto de una reducción excesiva del índice de modulación 43
Figura 4. 22: Par generador máximo, mínimo y óptimo frente a una variación de la velocidad angular y de la velocidad del viento. 44
Figura 4. 23: Registro con el ensayo con índice de modulación inicial de 100 [%], viento de media 8 [m/s], turbulencia de 0.1 [m/s] de desviación típica y rampa de amplitud de -1 [m/s] de 500 [s]. Índice de modulación mínimo dinámico. 45
Figura 4. 24: Modificación del límite inferior del índice de modulación de carga 46
Figura 4. 25: Registro con el ensayo con índice de modulación inicial de 100 [%], viento de media 8 [m/s], turbulencia de 0.1 [m/s] de desviación típica y componente senoidal de amplitud 1 [m/s] y frecuencia 0.005 [Hz]. Índice de modulación mínimo dinámico. 47
Figura 4. 26: Registro con la comparación de la estrategia SISO y MIMO para un ensayo con componente de rampa en el perfil de viento. 49
Figura 4. 27: Registro con la comparación entre estrategia SISO y MIMO para un ensayo con viento de componente senoidal y condición de inicio con índice de modulación de carga al 100 [%] 50
Figura 4. 28: Registro que contiene el ensayo de limitación de la potencia para un incremento en rampa de la velocidad del viento 52
Figura 4. 29: Registro que contiene el ensayo de transición entre región II y III solo con limitación de potencia. 53
Figura 4. 30: Registro que contiene el ensayo de limitación de potencia y velocidad angular para un incremento en rampa de la velocidad del viento 54
Figura 4. 31: Registro con ensayo con viento de componente senoidal y limitación de potencia y velocidad angular 55
Figura 4. 32: Registro con ensayo con viento de componente senoidal y turbulenta y limitación de potencia y velocidad angular 56
Figura 5. 1: Coeficiente de potencia frente a ángulo de paso de pala y coeficiente de velocidad específica 62
Figura 5. 2: Lazos de control de la estrategia de regulación de velocidad angular 62
Figura 5. 3: Señal de estímulo 63
Figura 5. 4: Dinámica de subida de la velocidad angular 64
Figura 5. 5: Dinámica de bajada de la velocidad angular 65
Figura 5. 6: Identificación para zona 14°-17° para viento de 28 [Km/h] 66
Figura 5. 7: Identificación para zona 16°-19° para viento de 28 [Km/h] 67
Figura 5. 8: Identificación para zona 18°-20° para viento de 28 [Km/h] 68
Figura 5. 9: Identificación para zona 20°-22° para viento de 28 [Km/h] 69

Figura 5. 10: Identificación para zona 21°-24° para viento de 28 [Km/h] 70
Figura 5. 11: Identificación para zona 10°-14° para viento de 28 [Km/h] 71
Figura 5. 12: Identificación para zona 6°-10° para viento de 28 [Km/h] 72
Figura 5. 13: Identificación para zona 14°-17° para viento de 30 [Km/h] 73
Figura 5. 14: Identificación para zona 16°-19° para viento de 30 [Km/h] 74
Figura 5. 15: Identificación para zona 18°-20° para viento de 30 [Km/h] 75
Figura 5. 16: Identificación para zona 20°-22° para viento de 30 [Km/h] 76
Figura 5. 17: Identificación para zona 21°-24° para viento de 30 [Km/h] 77
Figura 5. 18: Identificación para zona 10°-14° para viento de 30 [Km/h] 78
Figura 5. 19: Identificación para zona 6°-10° para viento de 30 [Km/h] 79
Figura 5. 20: Identificación para zona 14°-17° para viento de 32 [Km/h] 80
Figura 5. 21: Identificación para zona 16°-19° para viento de 32 [Km/h] 81
Figura 5. 22: Identificación para zona 18°-20° para viento de 32 [Km/h] 82
Figura 5. 23: Identificación para zona 20°-22° para viento de 32 [Km/h] 83
Figura 5. 24: Identificación para zona 21°-24° para viento de 32 [Km/h] 84
Figura 5. 25: Identificación para zona 10°-14° para viento de 32 [Km/h] 85
Figura 5. 26: Lazo cerrado del controlador interior 87
Figura 5. 27: Lazo cerrado del modelo para $Kp = -0.81$ y $Ti = 16.2$ 87
Figura 5. 28: Comparación modelo-planta para la zona de 14°-17° y viento de 28 [km/h] 88
Figura 5. 29: Comparación modelo-planta para la zona de 16°-19° y viento de 28 [km/h] 88
Figura 5. 30: Comparación modelo-planta para la zona de 18°-20° y viento de 28 [km/h] 89
Figura 5. 31: Comparación modelo-planta para la zona de 14°-17° y viento de 30 [km/h] 89
Figura 5. 32: Comparación modelo-planta para la zona de 16°-19° y viento de 30 [km/h] 89
Figura 5. 33: Comparación modelo-planta para la zona de 18°-20° y viento de 30 [km/h] 90
Figura 5. 34: Registro de seguimiento de velocidad en zona 5°-10° para $Kp = -0.81$ y $Ti = 16.2$ 91
Figura 5. 35: Registro de respuesta a salto escalón para zona 4°-9° para $Kp = -0.81$ y $Ti = 16.2$ 91
Figura 5. 36: Registro de respuesta a salto escalón para zona 4°-9° para $Kp = -0.81$ y $Ti = 11$ 92
Figura 5. 37: Rechazo de perturbación en el cambio de velocidad del viento 92
Figura 5. 38: Ensayo de seguimiento de referencia de velocidad senoidal 93
Figura A1. 1: Aspecto del equipo generador eólico experimental 105
Figura A1. 2: Tarjeta de adquisición de datos PCI-6035E 106
Figura A1. 3: Backplane para montaje de módulos de acondicionamiento 107
Figura A1. 4: Placa de interfaz de comunicación 107
Figura A1. 5: Señal de ángulo de paso de pala sin filtrar (izquierda) y con filtro aplicado (derecha) 108
Figura A1. 6: Señal de tensión de salida del generador sin filtrar (izquierda) y con filtro aplicado (derecha) 108
Figura A2. 1: Modelo en bloques del generador eólico 111
Figura A2. 2: Representación en bloques de la ecuación mecánica 111
Figura A2. 3: Representación en bloques de la ecuación eléctrica 112

LISTA DE TABLAS

Tabla 4. 1: Parámetros del modelo de generador eólico utilizado en simulación 27
Tabla 5. 1: Tabla resumen del tramo 1 de identificación 73
Tabla 5. 2: Tabla resumen del tramo 2 de identificación 80
Tabla 5. 3: Tabla resumen del tramo 3 de identificación 85
Tabla 5. 4: Tabla resumen final de los tres tramos de identificación 86
Tabla A1. 1: Características de la tarjeta PCI-6035E 106
Tabla A1. 2: Magnitudes físicas y módulos de acondicionamiento usados 107

CAPÍTULO I

Introducción

1.1 Estado actual de la energía eólica

Las energías renovables en general, y la energía eólica en particular, se han convertido en una parte esencial de los programas energéticos de la mayoría de los gobiernos del mundo. La necesidad de reducir la emisión de gases de efecto invernadero bajo la obligación que otorga el protocolo de Kyoto para prevenir el calentamiento global, o la incertidumbre política y económica derivada de la dependencia de fuentes exteriores de energía son justo algunas de las razones.

La confianza en los sistemas eólicos de generación de energía eléctrica se ha incrementado notablemente en la última década, no solamente entre la opinión pública sino incluso entre los sectores más reacios del negocio energético. La energía eólica es vista por la opinión pública como una fuente de empleo local y vía de desarrollo del entorno, sin graves incidencias negativas sobre el medio ambiente. La gran aceptación de esta energía por la opinión pública junto con la rentabilidad de las instalaciones ha contribuido y contribuye a su rápido desarrollo.

La energía eólica ha experimentado un rápido crecimiento a nivel global desde finales de la década de los 90. En el año 1997 solamente había instalada a nivel mundial una capacidad de 7480 [MW]. Inicialmente esta capacidad fue incrementando alrededor de los 2000 [MW] por año. No obstante este nivel de crecimiento anual ha aumentado hasta alcanzar un nivel de 42 [GW] que fueron instalados en 2011 siguiendo a los 37.6 [GW] instalados en 2010, los 38.3 [GW] instalados en 2009 y los 27 [GW] instalados en 2008. En este sentido la capacidad mundial de energía eólica instalada alcanzó los 239 GW en 2011 y se prevé un nivel de crecimiento de 60 [GW] para el año 2012 y de 100 [GW] para el 2013. [1]

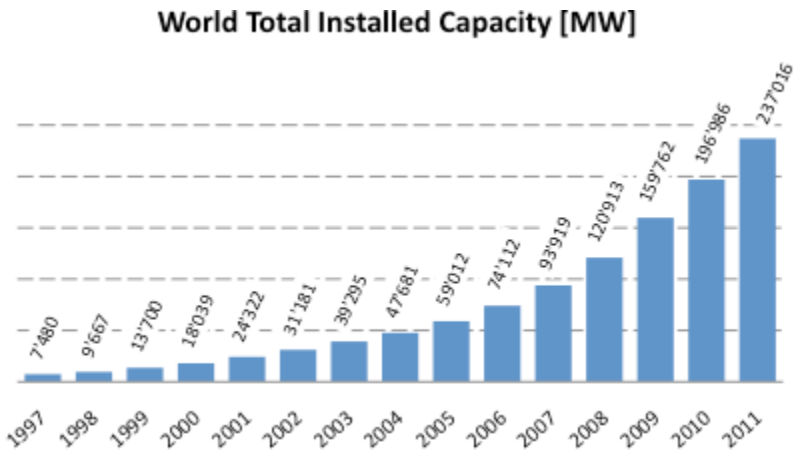


Figura 1. 1: Evolución la capacidad eólica total instalada desde año 1997 hasta el año 2011 a nivel mundial [Fuente WWEA]

En cuanto a generación, a finales de 2010 la producción eólica fue de unos 430 [TWh], lo que supone un 2.5 [%] del total de la cobertura energética mundial. A nivel nacional, en 2011 la producción eólica en España fue de unos 41670 [GWh], lo que representa una cobertura de la demanda eléctrica del 16,33 [%] [2]. Estos datos demuestran que la eólica es una tecnología madura y asentada dentro del mix de generación.

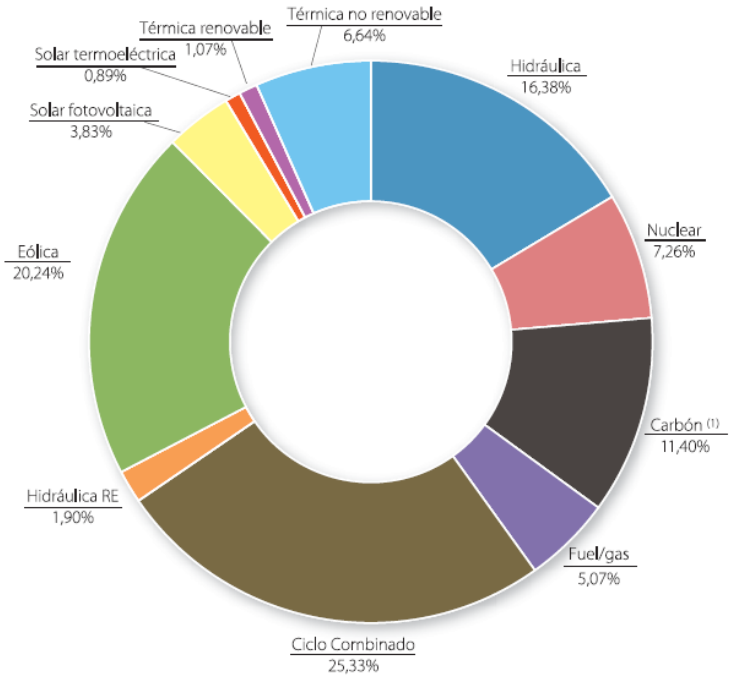


Figura 1. 2: Gráfico del reparto de la potencia instalada en el sistema eléctrico nacional español por tecnologías

La European Wind Energy Association (EWEA) prevé que para el 2020 la energía eólica cubra el 15.7 [%] de la demanda total energética europea y el 28.5 [%] para el 2030. Es más, para el 2050 se espera que la producción eólica sea capaz de cubrir la mitad de la demanda energética a nivel europeo [3].

Con la finalidad de que esta fuente alternativa de energía sea cada vez más viable, es necesario que los generadores eólicos continúen mejorando constantemente. Esto implica que los sistemas de control empleados en este tipo de procesos también sean más eficientes, de tal forma que se optimice el aprovechamiento de la energía procedente del viento. En general, el objetivo principal de estos controladores es conseguir que el sistema tenga una generación eficiente de electricidad. Lo anterior, por supuesto bajo condiciones ambientales cambiantes, que consisten en variaciones importantes tanto en la magnitud como en la dirección del viento. Esto no es una tarea fácil, ya que se trata de sistemas multivariables con fuertes no linealidades y considerables restricciones [4], [5], [6], [7], [8], [9].

Diversas técnicas de control multivariable se han implementado en los generadores eólicos, entre las cuales están el control LPV (Linear Parameter Varying) [10], H_∞ [11], Adaptable [12], Óptimo LQG [13], PID descentralizado [14], Predictivo [15], Lógica Difusa [16], Redes Neuronales [17], entre otros.

Pero sin duda cualquier que sea la técnica de control utilizada, es fundamental contar con un modelo matemático que describa adecuadamente el comportamiento dinámico del proceso. Es por ello que en este trabajo se ha realizado un análisis de las principales características de los generadores eólicos, revisando aspectos como la aerodinámica del generador, las fuerzas en el mecanismo de rotación y la potencia producida. De este análisis surge un modelo no lineal que sirve de punto de partida para la observación del comportamiento del sistema con la estrategia de control aplicada.

El documento está estructurado como sigue: en el resto del capítulo 1 se describen varios criterios de clasificación de sistemas de conversión de energía eólica en función de la capacidad de control de velocidad y de potencia y se engloba el equipo experimental en uno de ellos. Al final de capítulo se presenta un diagrama esquemático del generador eólico, así como de la estructura del sistema de control. En el capítulo 2 se analiza el mecanismo de rotación, la aerodinámica y el generador eléctrico para obtener un modelo no lineal del generador eólico. En el capítulo 3 se muestra el modelo que permite recrear las distintas condiciones en la velocidad del viento. El capítulo 4 está dedicado al diseño de los controladores con sintonía por lazos individuales y a la presentación de resultados con el modelo de simulación. En este capítulo tiene especial relevancia el estudio del comportamiento de la estrategia de control en las diferentes regiones de operación de un generador. En el capítulo 5 se muestra la primera fase de implantación del sistema de control sobre el equipo experimental, así como los resultados de caracterización y de identificación obtenidos. Este proceso de identificación anterior ha servido de base para la sintonía del controlador PID SISO de velocidad angular implementado hasta el momento. A modo de resumen, en el último capítulo se exponen las conclusiones y el trabajo futuro. También se incluyen una serie de anexos que recogen los modelos y funciones Simulink utilizados en simulación y los datos del equipo experimental junto con el sistema de adquisición utilizado.

1.2 Sistemas de conversión de energía eólica

El desarrollo de varios conceptos de aerogenerador en la última década ha sido muy dinámico. Las principales diferencias en estos conceptos atañen fundamentalmente al diseño eléctrico y a la estrategia de control. En consecuencia, los sistemas de conversión de energía eólica pueden ser clasificados de acuerdo a la capacidad de control de velocidad y control de potencia, lo cual conduce a clases de aerogeneradores diferenciados por el sistema de generación (control de velocidad) y por el método empleado para limitar la eficiencia aerodinámica por encima de la potencia nominal (control de potencia).

Bajo el criterio de control de velocidad se pueden diferenciar dos tipos de sistemas de conversión eólica: aerogeneradores de velocidad fija y aerogeneradores de velocidad variable, mientras que la capacidad de control de potencia divide a los sistemas en tres categorías: aerogeneradores con regulación por pérdida aerodinámica (*stall-controlled*), aerogeneradores con regulación del ángulo de paso de las hélices (*pitch-controlled*) y los aerogeneradores con regulación por pérdida aerodinámica activa (*active-stall-controlled*)

Los primeros sistemas eólicos fueron sistemas de velocidad fija. En este tipo de sistemas el generador se encuentra directamente acoplado a la red eléctrica, por lo que la velocidad rotórica es fija o puede variar entre límites muy estrechos, independientemente de la velocidad del viento incidente. La gran dependencia que tiene la potencia y el par mecánico con la velocidad del viento incidente hace que en aerogeneradores rígidamente unidos a la red eléctrica, donde la velocidad de giro viene impuesta por la frecuencia, las oscilaciones del viento provoquen perturbaciones de la potencia inyectada a la red y de la tensión en el punto de conexión del aerogenerador. Además, los pares pulsantes provocan fatiga en el eje, en las hélices y elementos de la transmisión. Esto provoca un necesario sobredimensionamiento de los elementos mecánicos, así como una peor calidad del suministro de la energía entregada a la red eléctrica.

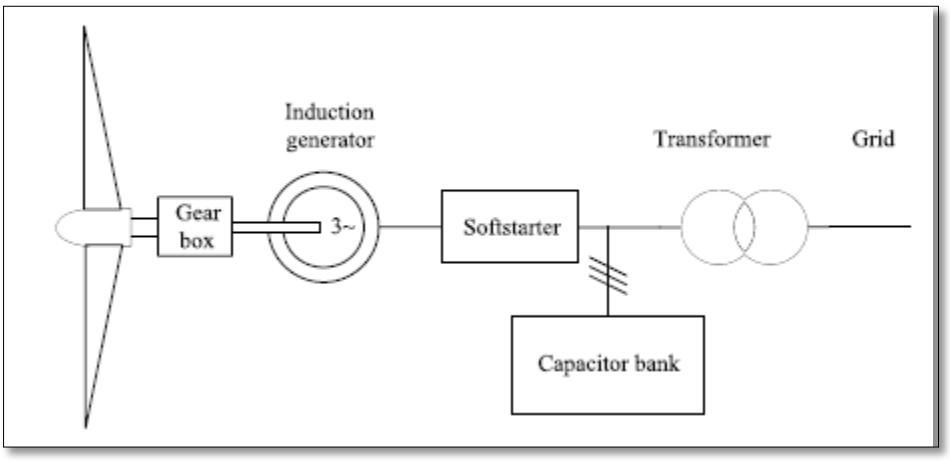


Figura 1. 3: Esquema de un sistema de conversión de energía eólica de velocidad fija

En contrapartida existen los aerogeneradores de velocidad variable, que incorporan un convertidor electrónico entre el generador y la red eléctrica, de manera que permiten aprovechar de forma más eficiente vientos con velocidades medias reducidas. La principal

desventaja de los sistemas de velocidad variable respecto a los de velocidad fija reside en el incremento de las pérdidas asociadas al convertidor de frecuencia y al generador cuando la velocidad del viento supera un determinado valor. Mediante un control adecuado del generador es posible minimizar las pérdidas del conjunto convertidor-generador.

Las principales ventajas derivadas del empleo de sistemas de velocidad variable en generación eólica son [18]:

1. Permite que la turbina trabaje en el entorno del punto óptimo de la curva de potencia en un rango determinado de velocidades del viento, lo que se traduce en un incremento de la energía capturada.
2. Permite que el rotor acelere durante las ráfagas y decelere una vez pasadas éstas. Con ello se almacena en forma de energía cinética parte de la energía del viento y se entrega la energía almacenada a la red cuando el viento amaina
3. Permite que los pares pulsantes debidos a la turbulencia produzcan una ligera fluctuación de la velocidad en lugar de una deformación del eje. Esto conlleva una reducción de la fatiga del eje.

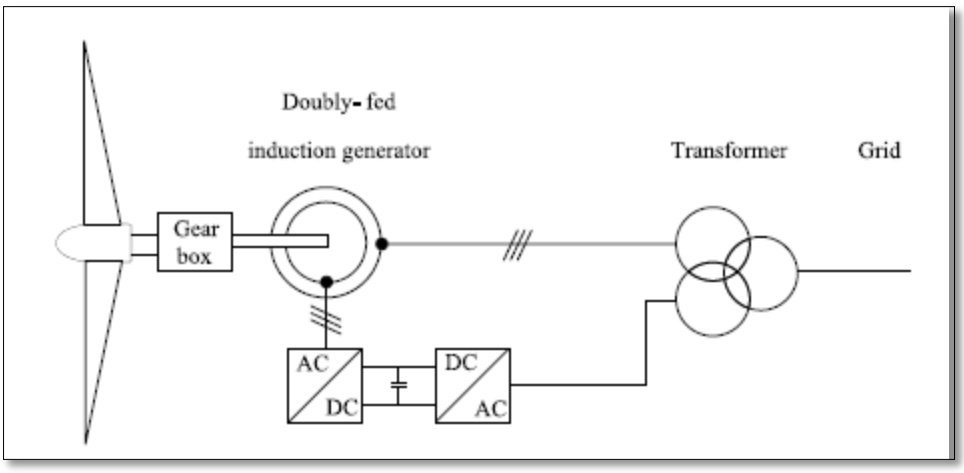


Figura 1. 4: Esquema de un sistema de conversión de energía eólica de velocidad variable

La forma más simple de controlar la potencia es reducir la eficiencia aerodinámica utilizando el efecto de parada en vientos elevados, sin cambiar la geometría de la hélice. A medida que la velocidad del viento aumenta, la aerodinámica del rotor conduce al mismo hacia un régimen de parada "natural". El factor clave en este método es el diseño especial del perfil de la hélice, proporcionando un efecto de parada acentuado alrededor de la potencia nominal sin un comportamiento aerodinámico colateral indeseado.
La desventajas de este método de control de potencia son: el alto stress mecánico causado por las ráfagas de viento y las variaciones que se producen entorno al máximo valor de potencia en estado estacionario debido a las variaciones en la densidad del aire y en la frecuencia de la red.

El otro método de control de potencia consiste en modificar el ángulo de paso de las hélices, modificando así la geometría de la hélice. Este método es el más usado actualmente y se lleva a cabo modificando la forma en la que el viento incide sobre la hélice, a favor o en contra.

Dependiendo de la dirección en la que la hélice es girada, este método se divide además en control mediante ángulo de paso de hélice y control por pérdida aerodinámica activa.

1.3 Control de los sistemas de conversión de energía eólica

El control juega un papel muy importante en los sistemas de conversión de energía eólica modernos. El reto es asegurar una entrega de energía eléctrica de buena calidad procedente de una fuente primaria profundamente irregular, como es el viento.
Los sistemas de generación eólica modernos están equipados con subsistemas de control y supervisión de datos. Fundamentalmente en todo aerogenerador hay tres sistemas de control de bajo nivel interactuando simultáneamente:

- El control de la potencia aerodinámica que actúa sobre las hélices y que se basa en técnicas de control asentadas y ampliamente utilizadas, como el clásico control PI o la estructura de control óptimo.
- El control de generador eléctrico para asegurar la velocidad variable.
- Finalmente el control del interfaz con la red y el acondicionamiento de la potencia de salida.

Desde el punto de vista de la estrategia de control y considerando la división establecida en cuanto al criterio de control de velocidad y control de potencia, los sistemas de conversión de la energía eólica se pueden clasificar en:

- Sistemas de velocidad fija y paso fijo (*FS-FP, siglas en inglés*)
- Sistemas de velocidad fija y paso variable (*FS-VP*)
- Sistemas de velocidad variable y paso fijo (*VS-FP*)
- Sistemas de velocidad variable y paso variable (*VS-VP*)

Estos últimos son los más habituales en sistemas de mediana y alta potencia. El diseño de sistemas de control para los aerogeneradores de velocidad variable resulta complicado ya que, además de las variaciones en la magnitud y dirección, se deben considerar cambios abruptos en la carga eléctrica, fuertes no linealidades, varias restricciones y gran interacción entre sus variables [4].

La planta experimental de baja potencia que se utiliza en este trabajo y sobre la cual se va a probar el diseño de la estrategia de control reúne una característica muy interesante, que es que se puede englobar dentro de los sistemas *VS-VP*. Esto es importante remarcarlo, ya que la gran mayoría de sistema de pequeña potencia no son de este tipo y los resultados que se obtienen con las diversas técnicas de control, difícilmente pueden ser extrapolados ha sistemas de gran potencia.

1.4 Descripción del Proceso

Los componentes principales de un sistema de conversión de energía eólica son fundamentalmente el rotor, el sistema de transmisión y la unidad generadora de potencia. El rotor comprende las hélices, que es lugar donde se produce la conversión aerodinámica y el eje, que enlaza las hélices a la transmisión y a los servomotores de actuación sobre el ángulo de paso.

El sistema de transmisión transmite la potencia mecánica capturada por el rotor hacia generador eléctrico. Está compuesto de los ejes de alta y baja velocidad, de la caja de cambio y de los frenos. La caja de cambio incrementa la velocidad rotórica a valores más adecuados para el funcionamiento del generador.

El generador eléctrico es el elemento que convierte la potencia mecánica en potencia eléctrica. Sus terminales son conectados a la red de consumo, o como en el caso de sistemas de velocidad variable, a un convertidor de frecuencia intermedio.

La figura 1.5 muestra un esquema del sistema eólico, así como de la estructura del sistema de control. El movimiento de la hélice es causa de la fuerza del viento, que genera un par T_a que hace girar el mecanismo de rotación con una velocidad angular ω_r. Esta velocidad angular es proporcional a la velocidad del viento v.

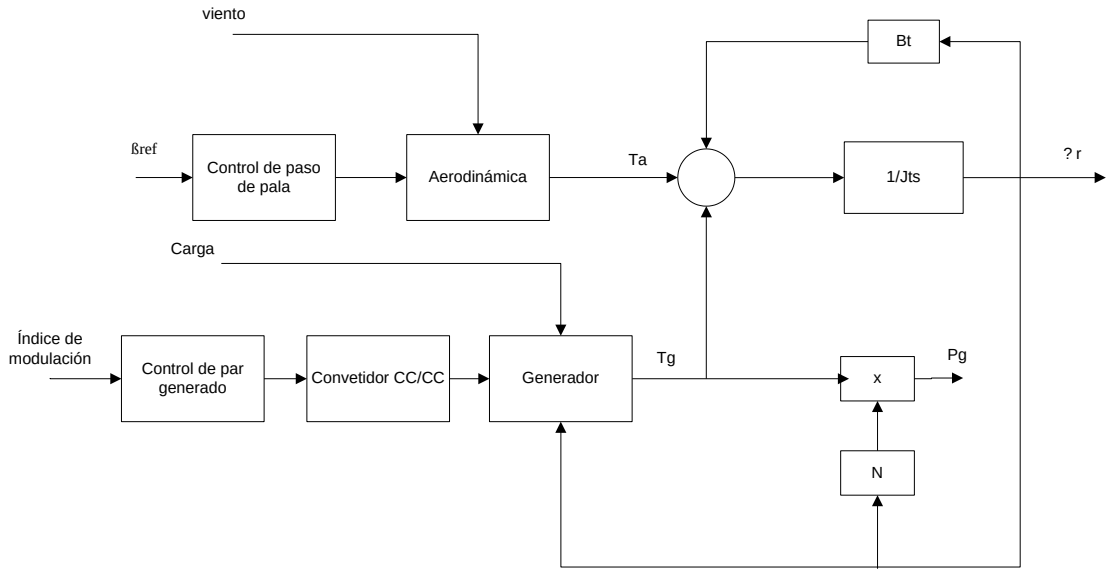


Figura 1. 5: Diagrama de bloques del generador eólico

Generalmente para que la energía eléctrica se produzca de la manera eficiente es necesario que la velocidad rotórica sea aumentada antes de ser transmitida al eje del generador eléctrico. Es entonces necesario un sistema de transmisión de engranajes, en cuya salida se obtiene la velocidad angular ω_g que es N veces mayor que la velocidad angular ω_r, lo que permite alcanzar magnitudes próximas al valor nominal requerido por el generador eléctrico.

La característica aerodinámica de la hélice puede ser modificada a través del sistema de control de posición, que hace girar cada pala un ángulo β sobre su propio eje. Este sistema

permite adecuar la velocidad angular ω_r en función de las condiciones de viento. En la sección 1.3 se describió este sistema como *pitch-controlled*.

El par *Tg* en la salida del generador es fruto de la velocidad angular en su eje. En generadores de corriente continua de excitación independiente también depende del flujo de corriente de campo I_f suministrado. En un generador de imanes permanentes, como el que lleva acoplado el generador eólico experimental, tal flujo de corriente se considera constante y por tanto la tensión generada reduce su dependencia única y exclusivamente a la velocidad angular ω_g y a las constantes de proporcionalidad del generador utilizado. El voltaje generador se aplica a la carga R_l para producir la potencia P_g.

CAPÍTULO II

Modelo no lineal del generador eólico

En este capítulo inicialmente se presenta el modelo matemático del mecanismo de rotación tomando como referencia algunos modelos reportados en la literatura [19],[4],[10], para posteriormente estudiar los aspectos aerodinámicos y finalizar con la característica del generador eléctrico. Las expresiones obtenidas se recogen en un modelo no lineal final, que intenta describir la dinámica del generador eólico.

2.1 Mecanismo de Rotación

La figura 2.1 muestra un diagrama esquemático del mecanismo de rotación mediante un modelo de dos masas. El análisis puede efectuarse en dos partes, separando la zona de baja y alta velocidad. La zona de baja velocidad abarca la velocidad angular ω_r a la entrada de la transmisión, y la zona de alta velocidad abarca la velocidad angular de salida ω_g.

2.1.1 Baja Velocidad

El momento de inercia en la parte de baja velocidad se describe por:

$$J_r \frac{d\omega_r}{dt} = T_a - T_{ls} - B_r \omega_r \tag{2.1}$$

donde J_r es la inercia en [kg·m^2], ω_r es la velocidad angular en [rad/seg], T_a es el par generado por la fuerza del viento en [N·m] y B_r es el coeficiente de fricción viscosa en los cojinetes del rotor en [N·m·seg/rad].
T_{ls} es el par en el eje de baja velocidad en [N·m] que actúa como freno del rotor y es resultado de los efectos de torsión y fricción debidos a la diferencia entre ω_r y ω_{ls}.

$$T_{ls} = K_{ls}(\theta_r - \theta_{ls}) + B_{ls}(\omega_r - \omega_{ls}) \tag{2.2}$$

B_{ls} es el coeficiente de amortiguamiento en [N·m·seg/rad], $(\omega_r - \omega_{ls})$ es la diferencia de velocidad angular en los extremos del eje debido a la torsión en [rad/seg], K_{ls} es el coeficiente de rigidez en [N·m/rad], y $(\theta_r - \theta_{ls})$ es la diferencia angular en los extremos del eje debido a la torsión en [rad].

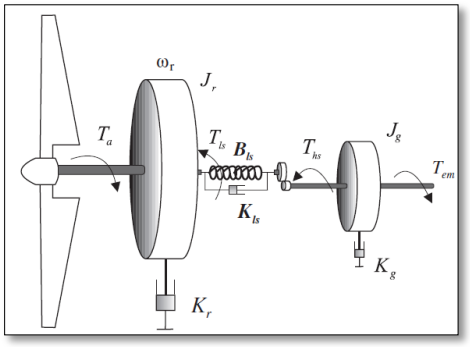


Figura 2. 1: Mecanismo de rotación del generador eólico con modelo de dos masas**.**

2.1.2 Alta Velocidad

Después de la transmisión de engranajes, el momento de inercia en el eje del generador eléctrico está dado por:

$$J_g \frac{d\omega_g}{dt} = T_{hs} - B_g\omega_g - T_{em} \tag{2.3}$$

Donde J_g es la inercia del mecanismo en la parte de alta velocidad en [kg·m^2] y B_g es el coeficiente de fricción viscosa en los cojinetes del generador en [N·m·seg/rad]. El generador el acelerado por el par del eje de alta velocidad T_{hs} en [N·m] y frenado por el par electromagnético del generador T_{em} en [N·m].
Asumiendo que la caja de transmisión es ideal la relación de transmisión entre engranajes de define como

$$N = \frac{T_{hs}}{T_{ls}} = \frac{\omega_g}{\omega_{ls}} \tag{2.4}$$

2.1.3 Mecanismo Completo

Transfiriendo la dinámica del generador eléctrico al lado de baja velocidad y usando las ecuaciones 2.3 y 2.4, la dinámica del generador eólico puede ser escrita como:

$$N^2 J_g \frac{d\omega_g}{dt} = T_{ls} - \left(N^2 B_g\right)\omega_g - NT_{em} \tag{2.5}$$

Si se asume que el eje de baja velocidad es completamente rígido, se puede transformar el modelo inicial de dos masas a un modelo de una masa más simple, mostrado en la figura 2.2.

$$J_t \frac{d\omega_r}{dt} = T_a - B_t\omega_r - T_g \tag{2.6}$$

Donde

$$J_t = J_r + N^2 J_g \tag{2.7}$$

$$B_t = B_r + N^2 B_g \tag{2.8}$$

$$T_g = N T_{em} \tag{2.9}$$

$$N = \frac{\omega_g}{\omega_r} \tag{2.10}$$

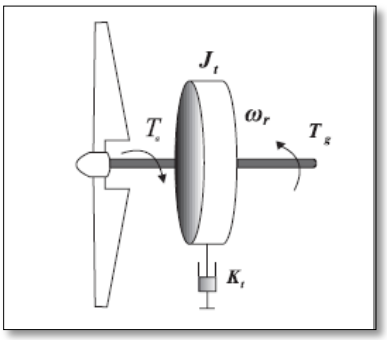


Figura 2. 2: Mecanismo de rotación del generador eólico con modelo de una masa.

2.2 Aerodinámica

El par T_a es fruto de las fuerzas del viento y depende del diseño aerodinámico de la hélice, en donde intervienen diversos elementos como: la forma, el tamaño y orientación de sus palas, así como, la dirección, velocidad y densidad del viento.

Una vez que el mecanismo está orientado hacia la dirección del viento, la cantidad de energía que se extrae de éste para producir el movimiento rotacional, se regula por medio de la orientación de las palas de la hélice. Esta orientación es solo posible en los sistemas de paso variable, tal y como se comentó en la sección 1.3.

La transformación de energía que se produce en un generador eólico lleva asociada, inevitablemente, unas pérdidas de potencia en los diferentes componentes del sistema.
La potencia del viento que incide sobre un rotor cuya área barrida es A [m^2], es proporcional a la densidad, ρ [Kg/m^3] y al cubo de la velocidad del viento v [m/s].

$$P_w = \frac{1}{2}\rho A v^3 \tag{2.11}$$

Donde el área barrida A se define como:

$$A = \pi R^2 \tag{2.12}$$

Siendo R el radio del rotor en [m].

El límite de Betz, establece que cualquier sistema de aprovechamiento del recurso eólico puede transformar como máximo un 59.3% de la potencia del viento [11], [12], [13]. El factor que relaciona la potencia mecánica desarrollada por la turbina en el eje de baja velocidad y la potencia del viento se denomina coeficiente de potencia mecánica C_p. Este coeficiente de potencia se puede interpretar como el rendimiento que presenta el rotor eólico y depende fundamentalmente de la velocidad del viento, de la velocidad de giro de la turbina y del ángulo de paso de la hélice. De forma más concisa, esta dependencia se puede sintetizar en dos parámetros: el ángulo de paso de hélice, β y el coeficiente de velocidad específica, λ, que es la relación entre la velocidad lineal en la punta de pala y la velocidad del viento incidente.

$$C_p(\lambda, \beta) = \frac{P_a}{P_w} \tag{2.13}$$

Usando las ecuaciones 2.7 y 2.8 la potencia mecánica o potencia aerodinámica se puede definir como:

$$P_a = \frac{1}{2}\rho\pi R^2 v^3 C_p(\lambda, \beta) \tag{2.14}$$

El coeficiente de velocidad específica se define como [4]-[20]:

$$\lambda = \frac{\omega_r R}{v} \tag{2.15}$$

Donde ω_r es la velocidad angular en el rotor en [rad/seg], R es el radio del rotor en [m] y v es la velocidad del viento en [m/s].
Por tanto cualquier cambio en la velocidad angular del rotor induce un cambio en el coeficiente de velocidad específica, provocando así una variación del coeficiente de potencia $C_p(\lambda)$ y por tanto de potencia generada. Usando la relación

$$P_a = T_a \omega_r \tag{2.16}$$

Se puede definir el par aerodinámico T_a mediante la expresión

$$T_a = \frac{1}{2}\rho\pi R^3 C_q(\lambda, \beta) v^2 \tag{2.17}$$

$C_q(\lambda, \beta)$ es el coeficiente de par mecánico dependiente no linealmente del coeficiente de velocidad específica. De las ecuaciones 2.14, 2.16 y 2.17 puede expresarse

$$C_q(\lambda, \beta) = \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \tag{2.18}$$

El estudio de la aerodinámica de la hélice se realiza usando la teoría Blade Element Momentum (BEM), que a su vez se basa en la teoría Glauert Propeller aplicada en generadores eólicos [5] y [6]. Estas teorías permiten conocer la eficiencia tanto del par generado $C_q(\lambda, \beta)$,

como de la potencia producida $C_p(\lambda, \beta)$, ambas en función de la razón de la velocidad del viento y la velocidad del rotor, así como del ángulo de orientación de las palas. Estas curvas son la característica más importante y singular de todo generador eólico y es por ello que su obtención es fundamental para explicar su comportamiento. En este trabajo se ha utilizado las curvas características del generador eólico que viene desarrollado en [21] y [22] y que muestran las figuras 2.3 y 2.4. En estas figuras se representa el coeficiente de par y el de potencia para una velocidad del viento constante de 8 [m/s] y un ángulo de orientación de pala cambiante.

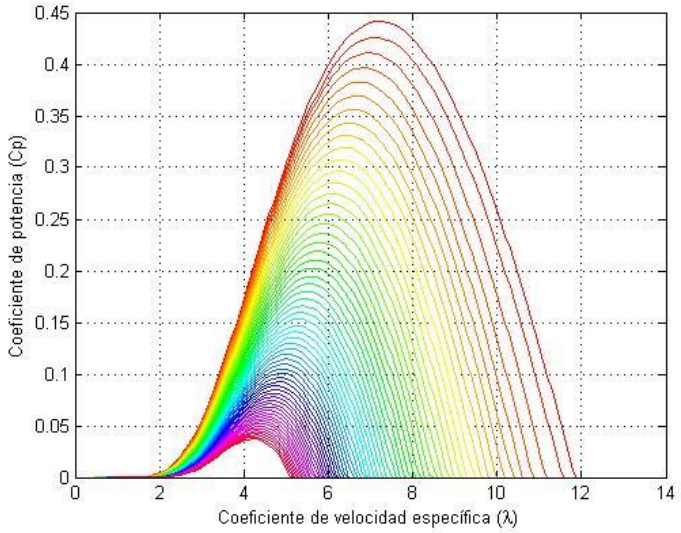


Figura 2. 3: Curvas del coeficiente de potencia $\boldsymbol{C_p}$

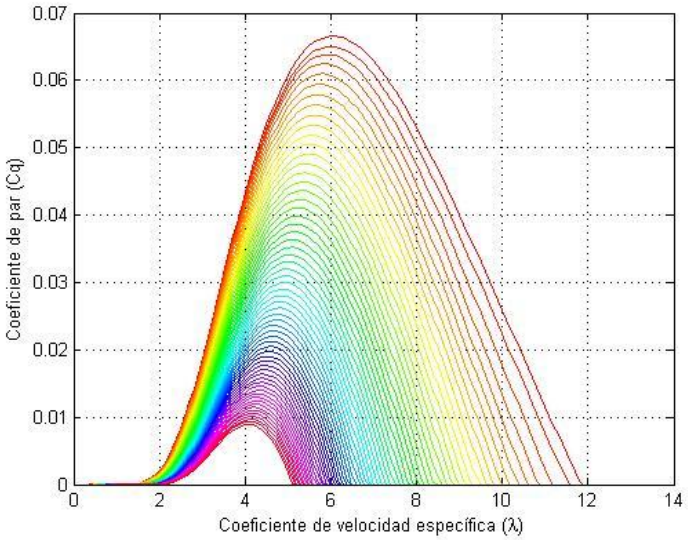


Figura 2. 4: Curvas del coeficiente de par $\boldsymbol{C_q}$

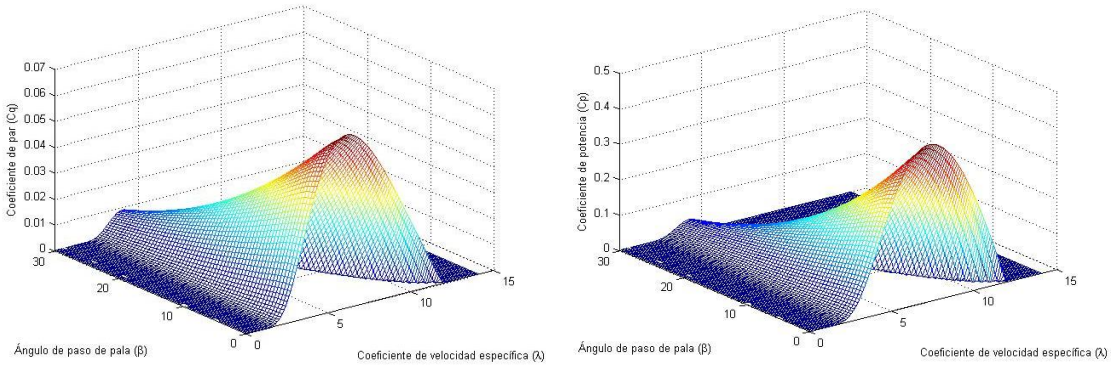


Figura 2. 5: Curvas de superficie de los coeficientes de potencia y de par frente a $\boldsymbol{\beta}$ y λ

El coeficiente de potencia es aproximado con la expresión general de las ecuaciones 2.19 y 2.20, que aparecen reflejadas en [23].

$$C_p(\lambda,\beta) = c_1\left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3\beta - c_4\beta^{c_5} - c_6\right)e^{\frac{-c_7}{\lambda_i}} \tag{2.19}$$

$$\lambda_i = \left[\left(\frac{1}{\lambda + c_8\beta}\right) - \left(\frac{c_9}{\beta^3 + 1}\right)\right]^{-1} \tag{2.20}$$

Con los coeficientes $c_1 = 0.73$, $c_2 = 151$, $c_3 = 0.58$, $c_4 = 0.002$, $c_5 = 2.14$, $c_6 = 13.2$, $c_7 = 18.4$, $c_8 = -0.02$, $c_9 = -0.003$.

Todo generador eólico trabaja dentro de cuatro regiones de operación, que dependen de la intensidad de la velocidad del viento, ver figura 2.6. La gráfica representa la potencia aerodinámica producida en función de la velocidad del viento.

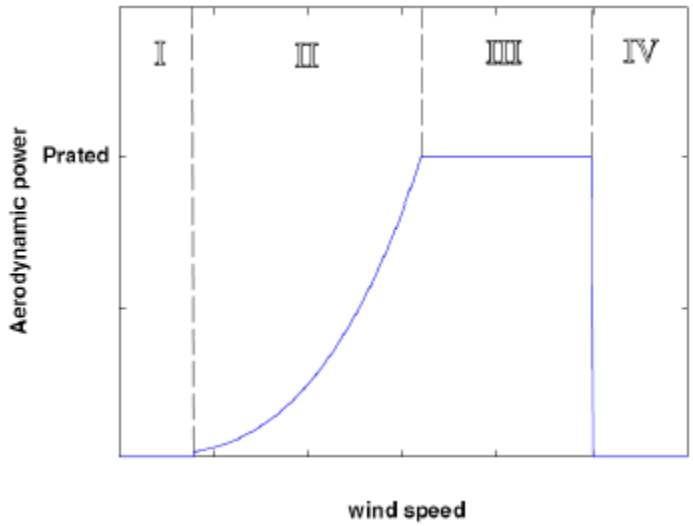


Figura 2. 6: Regiones de operación en función de la velocidad del viento

En la región I la velocidad del viento es demasiado baja para provocar una velocidad angular rotórica suficiente para producir electricidad. En esta zona es conveniente tener el sistema frenado para no provocar desgastes en los componentes.

La región II es la zona de funcionamiento a máxima eficiencia energética. En esta región el sistema de control debe ser capaz de actuando sobre las entradas poder obtener el mayor aprovechamiento posible de la energía eólica. En esta zona se busca trabajar en el máximo de la curva de coeficiente de potencia.

En la zona III el viento a alcanzado una velocidad lo suficientemente alta para que la potencia producida se encuentre en niveles nominales. En este punto el sistema de control asegura que ante cualquier perturbación el generador eólico se mantiene produciendo a esa potencia.

La región IV es una zona de funcionamiento crítico, donde la velocidad del viento ya es demasiado alta hasta el punto de que puede dañar el mecanismo. En este caso lo mejor es detener el generador eólico.

2.3 Generador Eléctrico

La entrada al generador eléctrico es la velocidad angular en el eje de alta velocidad, y la salida es el voltaje y la corriente de armadura. A partir del circuito de una máquina de corriente continua con imanes permanentes se deduce que:

$$L_a \frac{dI_a}{dt} = E_a - V - R_a I_a \tag{2.21}$$

Donde L_a es la inductancia de armadura en [H], R_a es la resistencia de armadura en [Ω], I_a es la corriente de armadura o corriente generada en [A], V es el voltaje a la salida del generador en [V] y E_a es la fuerza electromotriz inducida en [V].

La fuerza electromotriz inducida puede ser expresada como:

$$E_a = k\varphi\omega_g \tag{2.22}$$

Donde k es la constante de proporcionalidad del generador en [V·seg/rad], φ es la constante de acoplamiento del flujo magnético en [Wb] y ω_g es la velocidad angular en el eje de alta velocidad en [rad/s].
Para simplificar el modelo se supone que la demanda de potencia toma la forma de una carga resistiva R_L y que el voltaje de salida V se puede expresar como

$$V = R_L I_a \tag{2.23}$$

A partir de la corriente obtenida en la ecuación 2.21 el par electromagnético T_{em} puede ser definido en [N·m] como

$$T_{em} = k\varphi I_a \tag{2.24}$$

2.4 Ecuaciones del Modelo No Lineal

Del análisis anterior se obtiene el siguiente conjunto de ecuaciones, que describe el modelo no lineal del proceso.

$$J_t \frac{d\omega_r}{dt} = T_a - B_t \omega_r - T_g \tag{2.25}$$

$$T_a = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 C_q(\lambda, \beta) v^2 \tag{2.26}$$

$$L_a \frac{dI_a}{dt} = k\varphi N \omega_r - R_L I_a - R_a I_a \tag{2.27}$$

$$T_g = N k \varphi I_a \tag{2.28}$$

$$P_g = T_g \omega_r \tag{2.29}$$

CAPÍTULO III

El Viento

El viento es caracterizado por su velocidad y dirección, componentes afectadas por varios factores, como son la localización geográfica, la característica climática de la zona, la altura y la topografía de la superficie. Los generadores eólicos interaccionan con el viento, capturando parte de su energía cinética y convirtiéndola en energía útil.

3.1 El origen del viento

En sentido macro-meteorológico, el viento es el movimiento de masas de aire en la atmósfera principalmente originado por la diferencia de temperatura. Los gradientes de temperatura son debidos al calentamiento solar. En las regiones ecuatoriales la irradiación es mayor que en los polos, consecuentemente, el aire más ligero y cálido del ecuador se eleva a capas más externas de la atmósfera y se desplaza hacia los polos, donde es retornado a capas inferiores por los flujos de aire más fríos procedentes de las regiones polares. La circulación del aire se ve también afectada por las fuerzas de Coriolis asociadas a la rotación de la tierra. Estas fuerzas desplazan los flujos de aire de las capas superiores hacia el este, y los de capas inferiores hacia el oeste. Los flujos de viento a gran escala que tienen lugar en toda la atmósfera constituyen el llamado viento geotrófico.

La capa más inferior de la atmósfera recibe el nombre de capa de superficie y se extiende hasta una altura de 100 metros. En esta capa, los vientos son frenados y obstaculizados por las fuerzas de fricción alterando no solo su velocidad sino también su dirección. Este es el origen de los flujos turbulentos, los cuales causan una variación de la velocidad del viento en un amplio rango de amplitudes y frecuencias. Adicionalmente, la presencia de mares y grandes lagos causan la circulación de masas de aire similares en naturaleza a los vientos geotróficos. Estos movimientos de aire son llamados vientos locales.

El viento en un lugar cercano a la superficie de la tierra es el resultado de la combinación de los vientos locales y geotróficos. Una característica interesante de este viento de superficie es la distribución de la energía cinética en el dominio de la frecuencia, la cual es conocida como el espectro de Van der Hoven [24]. La figura 2.1 muestra un espectro típico, donde la densidad espectral S_V está multiplicada por la frecuencia angular ω. El espectro exhibe dos picos aproximadamente en 0.01 ciclos/h (ciclos de 4 días) y en 50 ciclos/h (ciclos de 1 minuto), los cuales están separados por un espacio de energía entre periodos de 10 minutos a 2 horas. La zona de baja frecuencia del espectro corresponde a los vientos geotróficos mientras que la zona de alta frecuencia representa la turbulencia asociada a los vientos locales.

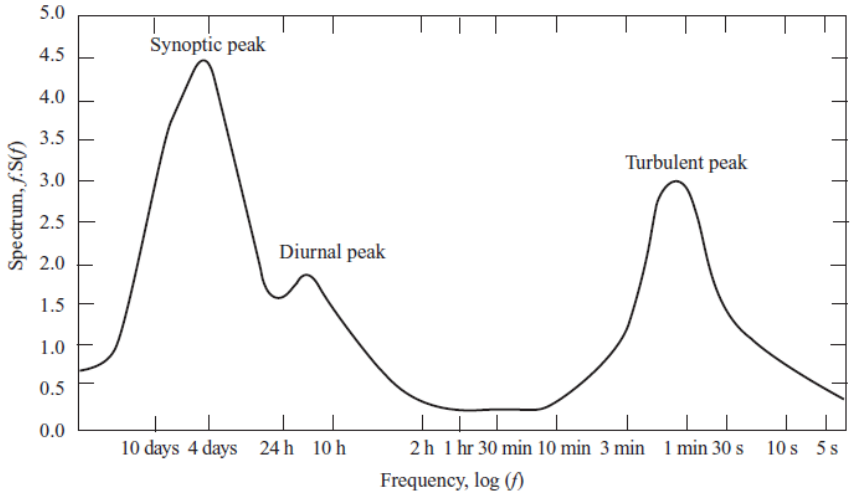


Figura 3. 1: Espectro de densidad espectral de Van der Hoven.

3.2 Velocidad del viento. Modelo matemático

La velocidad del viento es modelada por la superposición de cuatro componentes:

- v_{wm}: valor promedio
- $v_{wr}(t)$: una componente rampa, que representa un incremento continúo en la velocidad del viento
- $v_{wg}(t)$: una componente de ráfaga
- $v_{wt}(t)$: una componente de ruido o turbulencia

$$v_w(t) = v_{wm} + v_{wr}(t) + v_{wg}(t) + v_{wt}(t) \tag{3.1}$$

Valor medio

V_{wm} es el valor medio de la velocidad del viento calculado en una media de tiempo de 10 minutos, según la norma IEC 61400-1 [25]. El conocimiento de la velocidad media estacionaria del viento en la zona de implantación del sistema eólico es un punto crucial para la viabilidad económica del proyecto energético. Este dato también es esencial para la selección del sistema de conversión de energía eólica que maximice la eficiencia y la durabilidad.

La distribución del viento obtenida experimentalmente puede ser aproximada por la distribución de Weibull. La distribución de Weibull es formulada como [9]:

$$p(V_{wm}) = \frac{k}{C}\left(\frac{V_{wm}}{C}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V_{wm}}{C}\right)^{k}} \tag{3.2}$$

Donde k y C son los coeficientes de forma y escala, respectivamente. Estos coeficientes son ajustados en función del lugar donde se mida el viento. La figura 3.2 muestra la forma típica de la función de distribución de Weibull.

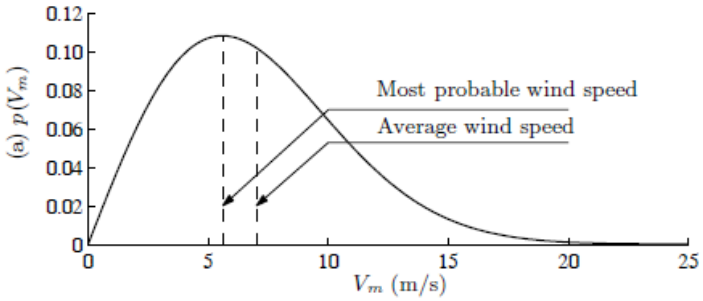


Figura 3. 2: Función de distribución de Weibull

La función de probabilidad de Weibull revela que una velocidad media de viento elevada raramente ocurre a velocidades de viento moderadas.

Turbulencia

La componente turbulenta según el modelo de Van Der Hoven es descrita como:

$$v_{wt}(t) = \sum_{i=1}^{N} A_i \cos(\omega_i t + \varphi_i) \tag{3.3}$$

A_i es la amplitud de la fluctuación de la velocidad del viento para frecuencia discreta ω_i $(i = [1, n])$, N es el número de muestras y φ_i es un ángulo de fase aleatorio con una distribución uniforme en el intervalo $[-\pi, \pi]$.

Las amplitudes A_i están basadas en la función de densidad espectral $S(\omega)$. La función $S(\omega)$ puede ser determinada usando el modelo espectral de Van Der Hoven. La independencia de este modelo de la velocidad media del viento es una desventaja. Por este motivo, no se puede modelar componentes de frecuencia bajos y no es apropiado para la descripción completa de velocidades del viento sobre pequeñas escalas de tiempo. La distribución de Von-Karman [26] es una función de densidad espectral que da solución a este problema. Se expresa de la siguiente forma:

$$S(\omega) = \frac{0.475\sigma^2 \frac{L}{V_{wm}}}{[1 + \left(\frac{\omega L}{V_{wm}}\right)^2]^{\frac{5}{6}}} \tag{3.4}$$

Donde σ representa la desviación estándar de la velocidad del viento y L es la escala de longitud de la turbulencia. El parámetro L es igual:

$$20h \; si \; h \leq 30m$$

$$600 \; si \; h > 30m$$

Donde h es la altura a la cual se mide la velocidad del viento de interés.

La amplitud del armónico, A_i, basada en la función de densidad espectral es calculada como:

$$A_i(\omega_i) = \frac{2}{\pi}\sqrt{\frac{1}{2}[S(\omega_i) + S(\omega_{i+1})](\omega_{i+1} - \omega_i)} \tag{3.5}$$

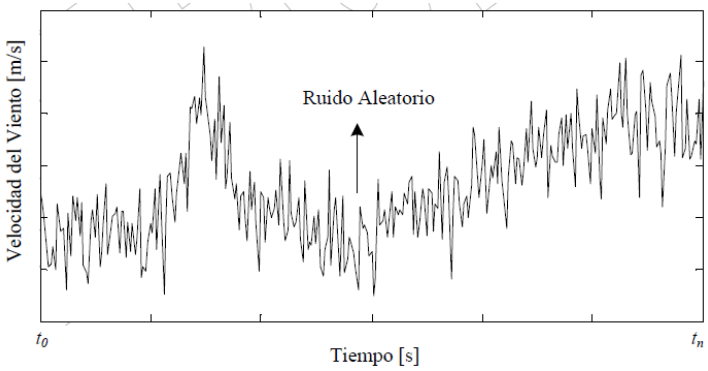


Figura 3. 3: Componente turbulenta de la velocidad del viento

Rampa

La componente de rampa de la velocidad del viento, se emplea para la simulación de cambios en la velocidad de viento cuyo comportamiento puede ser simulado en una forma más o menos lineal.

Esta rampa de la velocidad es caracterizada por tres parámetros, la amplitud de la rampa de velocidad del viento, A_r (m/s), el tiempo de comienzo o inicio de la rampa de la velocidad del viento T_{sr}, y el tiempo final de la rampa de la velocidad del viento, T_{er}.

La formulación matemática de la componente de rampa de la velocidad del viento es descrita en las siguientes ecuaciones:

$$t < T_{sr}\ para\ v_{wr} = 0 \tag{3.6}$$

$$T_{sr} \leq t \leq T_{er}\ para\ v_{wr} = A_r \frac{(t - T_{sr})}{(T_{er} - T_{sr})} \tag{3.7}$$

$$T_{er} < t\ para\ v_{wr} = A_r \tag{3.8}$$

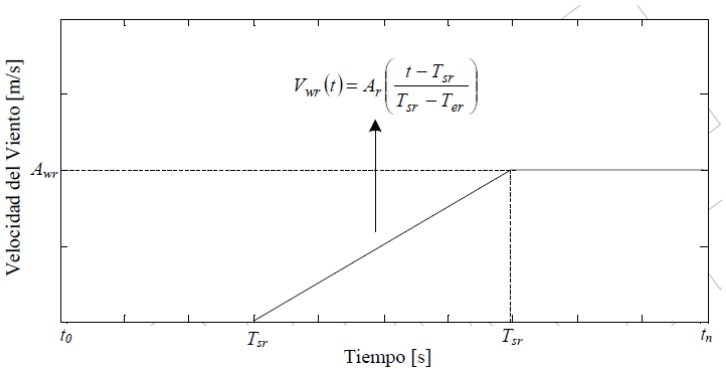


Figura 3. 4: Componente rampa de la velocidad del viento

Ráfaga

Las ráfagas son indicadas por fluctuaciones rápidas en la velocidad del viento con cierta variación entre los picos y la parte estable de la curva, es decir un cambio temporal de la velocidad del viento.

La ráfaga de la velocidad del viento al igual que la componente de rampa es caracterizada por tres parámetros, la amplitud de la ráfaga de la velocidad del viento, A_g (m/s), el tiempo de comienzo o inicio de la ráfaga de la velocidad del viento T_{sg}, y el tiempo final de la ráfaga de la velocidad del viento, T_{eg}.

La formulación matemática de la componente de ráfaga de la velocidad del viento es descrita en las siguientes ecuaciones:

$$t < T_{sg}\ para\ v_{wg} = 0 \tag{3.9}$$

$$T_{sg} \leq t \leq T_{eg}\ para\ v_{wg} = A_g \left\{1 - cos\left[2\pi\left(\frac{(t - T_{sg})}{(T_{eg} - T_{sg})}\right)\right]\right\} \tag{3.10}$$

$$T_{eg} < t\ para\ v_{wg} = 0 \tag{3.11}$$

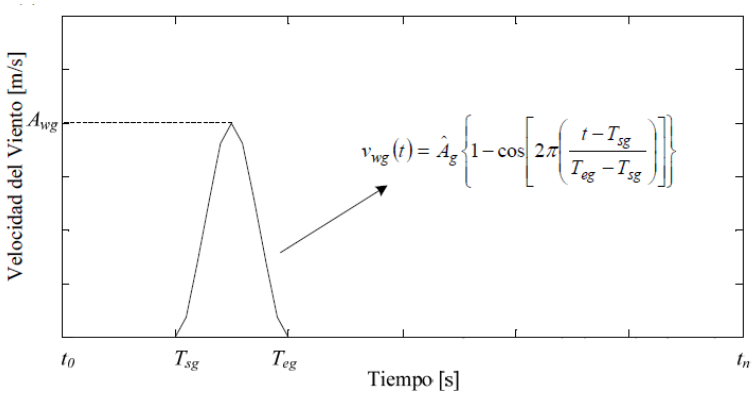


Figura 3. 5: Componente de ráfaga de la velocidad del viento

3.3 Velocidad del viento. Resultados de simulación

En este epígrafe se pretende mostrar los resultados del modelo de viento diseñado para simulación con diferentes condiciones y tipos de viento. En el anexo I se muestra el código completo del programa con el que se han obtenido estas gráficas y que modela la velocidad del viento.

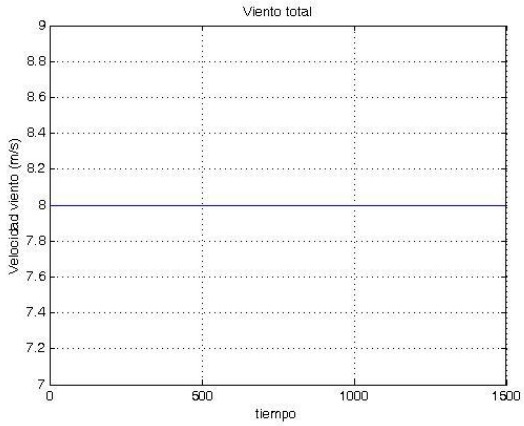


Figura 3. 6: Viento constante de media de 8 [m/s]

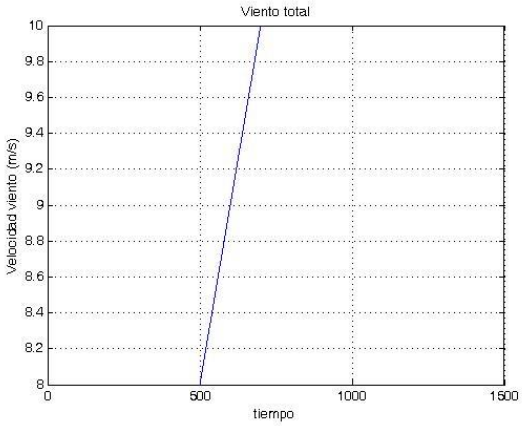


Figura 3. 8: Viento de 8 [m/s] de media con componente de rampa de 2 [m/s] de amplitud y duración de 200 [s].

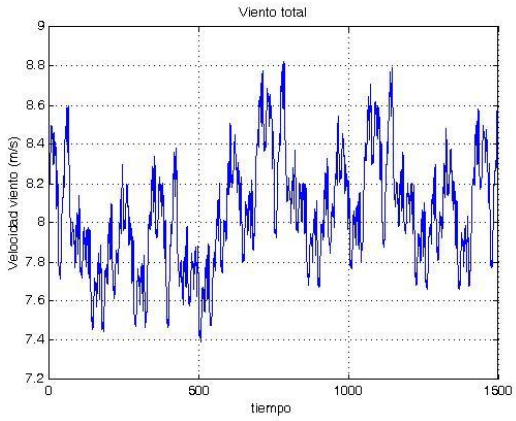


Figura 3. 7: Viento de 8 [m/s] de media con componente turbulenta con desviación típica de 0,6 [m/s]

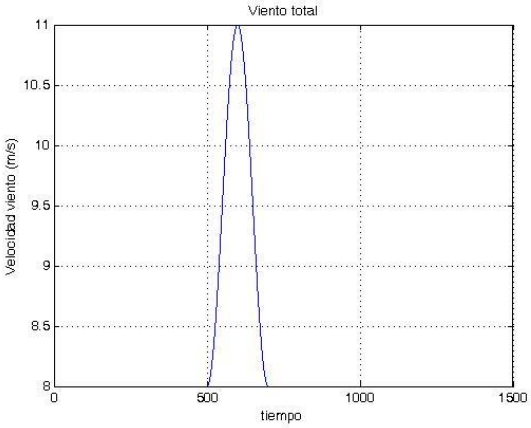


Figura 3. 9: Viento de 8 [m/s] de media con componente de ráfaga de 3 [m/s] de amplitud.

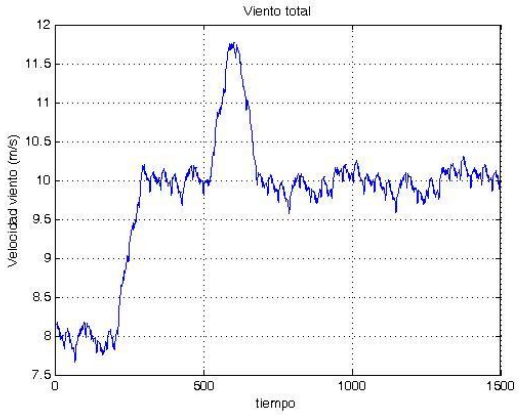


Figura 3. 10: Viento de media inicial de 8 [m/s] con componente turbulenta de desviación típica de 0,3 [m/s], componente de rampa de 2 [m/s] de amplitud y componente de ráfaga de 1,8 [m/s] de amplitud.

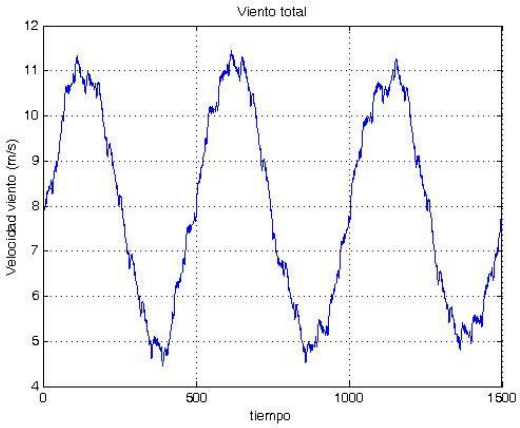


Figura 3. 11: Viento de media de 8 [m/s] con componente turbulenta de 0,6 [m/s] de desviación típica y componente senoidal de amplitud de 3 [m/s] y frecuencia de 0.002 [Hz]

CAPÍTULO IV

Control Descentralizado

Este capítulo está reservado al estudio del comportamiento de la estrategia de control en las diferentes regiones de operación de un generador eólico. Para ello se recurre al modelo matemático descrito en el capítulo 2, utilizando los parámetros de un generador eólico reportado en [21] y [22] de similares características al equipo experimental. Estos parámetros están recogidos en la tabla 4.1.

Las denominadas estrategias de velocidad variable-paso variable (VS-VP) son las únicas que permiten trabajar al generador eólico en todas las regiones de operación. Recordando lo que se comentó en el capítulo de modelado matemático, el modo de funcionamiento de los generadores eólicos se puede dividir fundamentalmente en tres regiones. En la región II (carga parcial), el objetivo consiste en extraer la máxima potencia posible con la finalidad de mejorar la eficiencia. Los algoritmos que buscan esta optimización se denominan MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) [14],[15],[27]. Estos algoritmos tratan de generar puntos de consigna cambiantes para la velocidad y la potencia buscando extraer la máxima energía para cada velocidad del viento. Para ello recurren frecuentemente al uso de variadores de frecuencia o convertidores de continua (Buck y Boost) entre el generador eléctrico y la red, dado que la operación a velocidad variable de la turbina requiere de una velocidad variable del generador eléctrico [28].

Parámetro	*Valor utilizado*
Potencia Nominal	7500 [W]
Máxima Potencia	8500 [W]
Radio del rotor	3.2 [m]
Velocidad angular rotórica nominal	32.5 [rad/s]
Velocidad de corte del viento	3.5 [m/s]
Velocidad nominal del viento	13.5 [m/s]
Velocidad de parada del viento	15.5 [m/s]
TSR óptimo	7.5
Coeficiente de potencia óptimo	0.44
Tensión nominal	240 [V]
Densidad del aire	1.223 [Kgm^3]
Constante de generador	23.31
Acoplamiento de flujo magnético	0.264 [V/rad/s]
Coeficiente de fricción viscosa	0.025 [Nm/rad/s]
Momento de inercia	2.25 [Kgm^2]
Inductancia de armadura	13.5 [mH]
Resistencia de armadura	0.275 [Ω]
Par aerodinámico nominal	230.77 [Nm]
Par máximo aerodinámico	261.54 [Nm]
Resistencia de carga	8 [Ω]
Relación de transmisión	1

Tabla 4. 1: Parámetros del modelo de generador eólico utilizado en simulación

4.1 Problemática de Control

La obtención de un buen comportamiento en la región de máxima eficiencia es uno de los objetivos fundamentales que busca cualquier estrategia de control para un generador eólico. La mayoría de las estrategias convencionales utilizan en esta región controladores PID que actúan sobre el par del generador, dejando el paso de pala fijo en su valor óptimo. El lazo de realimentación se efectúa a través de la potencia eléctrica, como muestra la figura 4.1, o bien a través de la velocidad, figura 4.2. En ambos casos, el controlador actúa de manera indirecta sobre el par eléctrico del generador para aumentar la captura de energía y mejorar la eficiencia energética. En esta región II, un controlador PID SISO puede regular de forma adecuada la potencia. Sin embargo, ante cambios en la intensidad del viento, la potencia y la velocidad angular pueden exhibir un comportamiento inadecuado, con amplias fluctuaciones, debido principalmente a la interacción existente, no corregida con un único controlador [29].

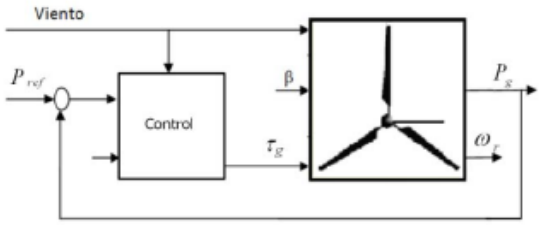


Figura 4. 1: Control de potencia en Región II

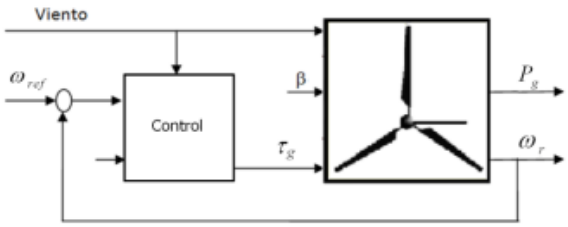


Figura 4. 2: Control de velocidad en Región II

En la región III el objetivo de control es distinto debido a las velocidades elevadas del viento. En esta región donde se ha alcanzado el valor nominal de la potencia, lo que se busca es evitar que la energía del viento dañe el sistema provocando una fatiga estructural. El sistema de control debe atenuar este efecto y mejorar la respuesta dinámica ante cambios bruscos en el viento. Para conseguir este objetivo generalmente se fija el par eléctrico del generador a aquel valor que mantiene las condiciones nominales de potencia y mediante un PID SISO se regula el paso de pala, cuando la intensidad del viento supera la de diseño, figura 4.3, [29].

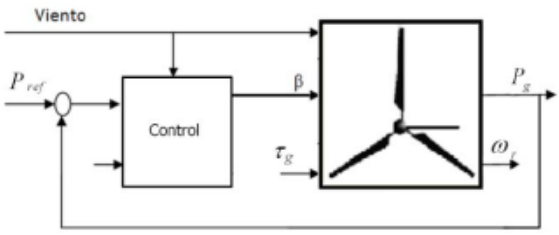


Figura 4. 3: Control de potencia en Región III

Dado el carácter multivariable del proceso, la pregunta es si es posible utilizar una estrategia de control que cumpla con las siguientes premisas [29]:

- Tenga carácter MIMO con una estructura similar a la mostrada por la figura 4.4, que incluya a las dos variables controladas (potencia y velocidad) así como a las dos variables manipuladas (par y paso de pala).
- Pueda ser empleado en las tres regiones de funcionamiento.
- Permita incorporar una capa en un nivel superior, figura 4.5, que incluya al algoritmo MPPT en la región II.
- Permita una adaptación de sus parámetros en función del viento cambiante, siguiendo un esquema similar al mostrado en la figura 4.6.

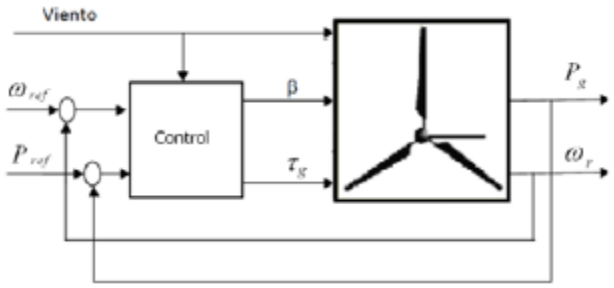


Figura 4. 4: Control multivariable del aerogenerador

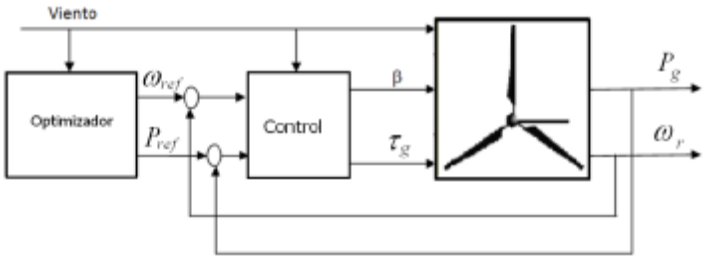


Figura 4. 5: Control multivariable con generación de consignas

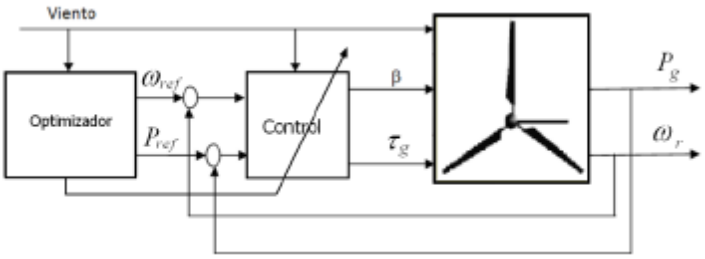


Figura 4. 6: Control multivariable con adaptación

Los esquemas multivariables mostrados por las figuras 4.4, 4.5 y 4.6 se basan en el conocimiento del emparejamiento entre variables manipuladas y variables controladas. En [30] se realiza todo un análisis de interacción entre variables para un generador eólico, mediante los métodos de Matriz de Ganancias Relativas (RGA) y Arreglo Directo de Nyquist (DNA) con bandas de Gershgorin. En este documento se concluye que el mejor emparejamiento es aquel donde el paso de pala controla la velocidad angular y el control indirecto de par eléctrico regula la potencia generada. En base a este estudio, las estrategias de control realizadas en este trabajo utilizan el emparejamiento anterior entre esas variables.

4.2 Puntos de Operación

El generador eólico modelado en el capítulo 2 es capaz de operar en lazo abierto a cualquier velocidad angular constante, siempre y cuando se den unas condiciones de viento constantes. En esta situación estacionaria el par aerodinámico es completamente compensado por el par de fricción mecánica y el par electromagnético, y la fuerza electromotriz del generador es igual a la suma de caídas de tensión en la resistencia de carga y armadura. Esta situación de equilibrio se puede representar por un sistema de ecuaciones no lineal.

$$0 = \frac{1}{2}\rho\pi R^3 C_q(\lambda,\beta)v^2 - B_t\omega_r - Nk\varphi I_a \tag{4.1}$$

$$0 = k\varphi N\omega_r - R_L I_a - R_a I_a \tag{4.2}$$

Por tanto, para unas condiciones de viento fijas, el sistema de ecuaciones (4.1) y (4.2) representa una condición de ligadura entre las variables β e I_a para que se pueda alcanzar una velocidad angular ω_r de equilibrio.

A diferencia de la variable β, la variable I_a no representa directamente una variable manipulada, sino que su variación depende también de otra nueva variable. Esta nueva variable pretende representar el efecto de un conversor cc/cc reductor situado entre el generador eléctrico y la carga, de manera que permita una operación a velocidad variable. Esta nueva variable, que se denomina *d* representa el porcentaje de reducción de la tensión de salida que se aplica a la carga si se modificase el ciclo de trabajo de un supuesto conversor electrónico. La incorporación de esta variable modifica el sistema de ecuaciones como muestran las ecuaciones 4.3 y 4.4

$$0 = \frac{1}{2}\rho\pi R^3 C_q(\lambda,\beta)v^2 - B_t\omega_r - Nk\varphi I_a \tag{4.3}$$

$$0 = k\varphi N\omega_r - dR_L I_a - R_a I_a \tag{4.4}$$

El sistema de ecuaciones anterior no dispone de una solución analítica y habría que recurrir a métodos gráficos o numéricos para poder resolverlo. Las figuras 4.7 muestran una resolución gráfica del sistema para una velocidad de viento constante de 8 [m/s] y una variación del ángulo de paso de la palas de 1 a 10°. Las curvas de color azul representan el par aerodinámico T_a obtenido a partir de la ecuación (2.26), mientras que el trazo negro representa el par generado T_g resultado de la expresión (4.6).

De la ecuación (4.4) se puede obtener la relación entre la velocidad angular ω_r y la corriente generada I_a

$$I_a = \frac{k\varphi N\omega_r}{dR_L + R_a} \tag{4.5}$$

Sustituyendo la ecuación anterior en la expresión (2.28) el par generado T_g se puede expresar como

$$T_g = \frac{k^2\varphi^2 N^2\omega_r}{dR_L + R_a} \tag{4.6}$$

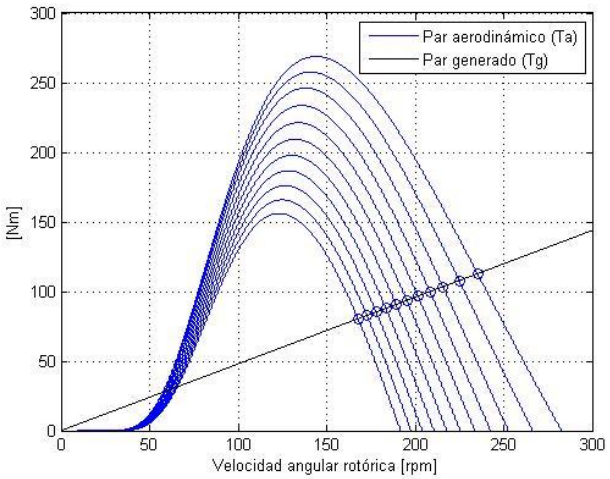


Figura 4. 7: Curvas de par aerodinámico y par generado para un viento constante de 8 [m/s] y unas variación de ángulo de paso de pala de 1 a 10°.

La figura 4.8 muestra en la misma gráfica el coeficiente de potencia obtenido a partir de la función presentada en el capítulo 2 y el coeficiente de potencia calculado de la expresión (4.3).

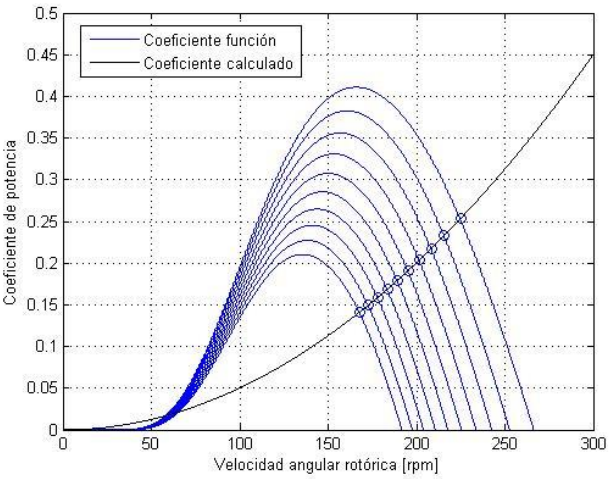


Figura 4. 8: Curvas de coeficiente de potencia teórico y real para un viento constante de 8 [m/s] y una variación del ángulo de paso de pala de 1 a 10°

En la figura 4.7 se observa como ambas curvas de par cortan en dos puntos diferentes, que representan los puntos estacionarios en lazo abierto. En este trabajo se ha considerado que el único punto estacionario existente es aquel que se produce a mayor velocidad angular y donde los efectos son los esperados.

La figura 4.8 muestra como el punto de equilibrio natural del sistema para condición de viento se produce para un coeficiente de potencia subóptimo a una velocidad angular determinada. Los algoritmos MPPT buscan desplazar la curva de par generado hacia arriba o hacia abajo para desplazar el punto de equilibrio hacia el máximo de la curva de coeficiente de potencia.

La ubicación de la curva de par generado en generadores de corriente continua de imanes permanentes está estrechamente relacionada con el valor de resistencia de carga acoplada al generador eléctrico. La figura 4.9 muestra el efecto de una disminución del valor de resistencia de carga (8 [Ω]-2 [Ω]) sobre la curva de par generado para un viento constante de velocidad 8 [m/s] y un ángulo de paso de pala fijo de 0°. Se puede observar como tal efecto sería beneficioso para el cumplimiento del objetivo de seguimiento de máxima extracción de potencia.

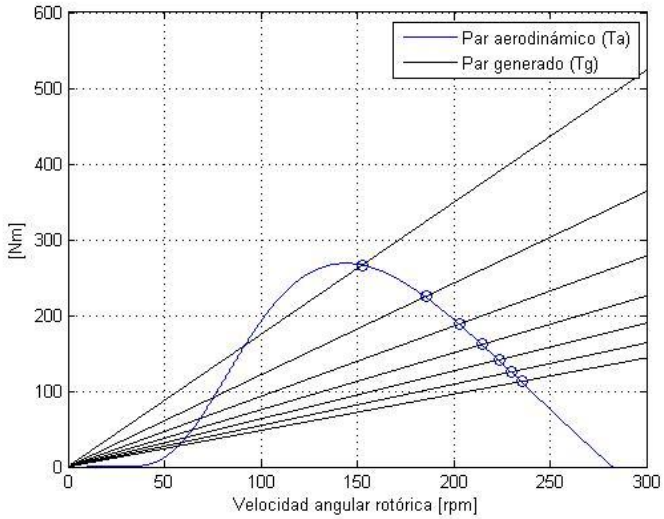


Figura 4. 9: Efecto sobre el par generado de una reducción de la resistencia de carga $\boldsymbol{R_L}$ de 8 a 2 [Ω]

Desde un punto de vista práctico la resistencia de carga no podría considerarse como una variable manipulada, puesto que generalmente la carga del generador eléctrico es una condición impuesta al sistema sobre la cual no se puede actuar. En este punto es donde cobra especial interés la nueva variable añadida d. El hecho de modificar la tensión de alimentación en la carga provoca un efecto sobre la curva de par generado de similares características al provocado por la variación de resistencia. Este es debido a que el efecto de reducción en la tensión de salida se traduce en una reducción de la resistencia de carga aparente acoplada al generador eólico.

4.2.1 Operación del generador eólico a máxima eficiencia energética

En esta región el generador eólico debe trabajar con un seguimiento de máxima eficiencia de potencia con los valores óptimos C_{po} y λ_o, buscando el máximo de las figuras 2.3 y 2.4 para cada velocidad del viento. Para ello se mantiene fijo el ángulo de paso de pala a su valor óptimo β_o (0°) y se regula el sistema por medio del índice de modulación de carga d, figura 4.1.
Usando la expresión (2.15) la velocidad angular en el punto óptimo se puede expresar como

$$\omega_{ro} = \frac{\lambda_o v}{R} \tag{4.7}$$

Sustituyendo esta ecuación en (4.3) se obtiene la relación que existe entre la corriente generada y la velocidad del viento para trabajar en el modo de máxima eficiencia energética.

$$I_{ao} = \frac{\frac{1}{2}\rho\pi R^3 C_q(\lambda,\beta)v^2 - B_t\frac{\lambda_o v}{R}}{Nk\varphi} \tag{4.8}$$

Usando la relación establecida en (4.4) entre la velocidad angular ω_r, la corriente generada I_a y el índice de modulación de carga d, es posible obtener cual es la expresión que determina el valor de este último en el punto de trabajo óptimo.

$$d_o = \frac{k\varphi N\frac{\lambda_o v}{R} - R_a I_{ao}}{R_L I_{ao}} \tag{4.9}$$

A través de este índice óptimo y usando la ecuación (4.6), el par generado T_g y la potencia generada P_g que el generador eléctrico debe establecer para obtener una velocidad angular óptima ω_{ro} son

$$T_{go} = \frac{k^2\varphi^2 N^2\frac{\lambda_o v}{R}}{d_o R_L + R_a} \tag{4.10}$$

$$P_{go} = T_{go}\frac{\lambda_o v}{R} \tag{4.11}$$

Las figuras 4.10 y 4.11 muestran la región de operación a máxima eficiencia del modelo utilizado para la velocidad angular rotórica y la potencia generada, con velocidades de viento comprendidas entre los 3 [m/s] y los 14 [m/s], con un ángulo de paso de pala de 0°.

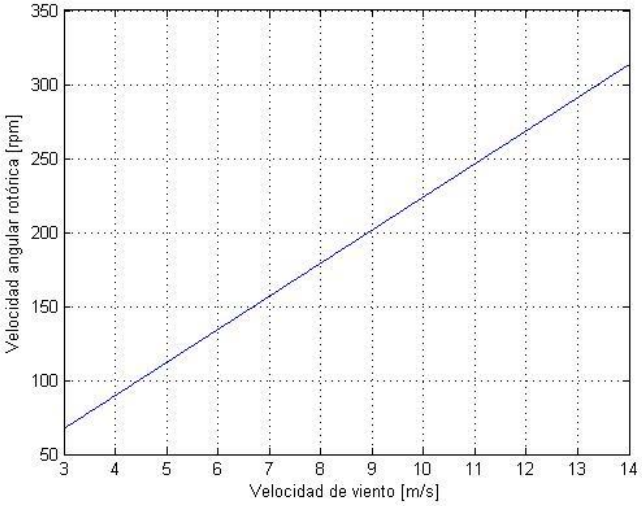


Figura 4. 10: Región de máxima eficiencia para la velocidad angular rotórica

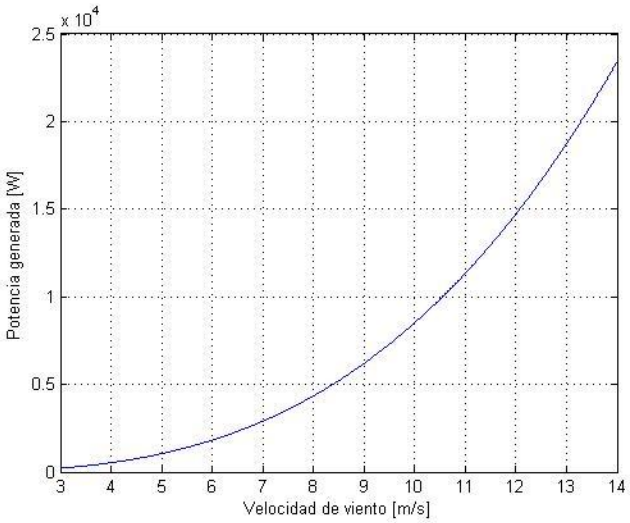


Figura 4. 11: Región de máxima eficiencia para la potencia generada

Estas curvas están limitadas tanto para vientos de baja y alta velocidad, generando así las diferentes regiones de operación. Las figuras 4.12 y 4.13 muestran las curvas de máxima eficiencia con las saturaciones que incorpora el modelo con sus valores nominales. Se puede observar en la figura 4.13 como la potencia generada alcanza su valor nominal de 7500 [W] aproximadamente a una velocidad de viento de 9.6 [m/s], comenzando en este punto la región III de operación. La velocidad angular sin embargo sigue aumentando entre los 9.6 [m/s] y los 14 [m/s] antes de alcanzar su valor nominal de 310.35 [rpm]. La velocidad de corte del modelo se ha establecido en los 3.5 [m/s].

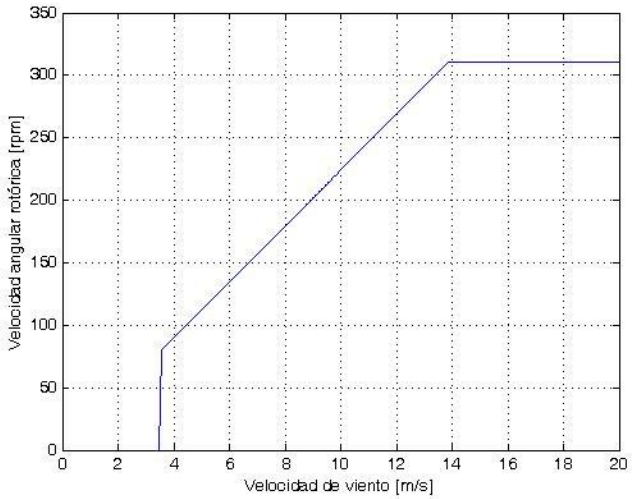


Figura 4. 12: Regiones de operación del modelo para la velocidad angular rotórica

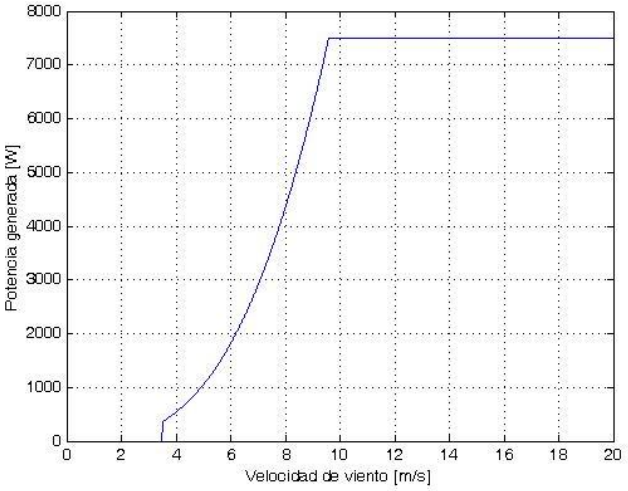


Figura 4. 13: Regiones de operación del modelo para la potencia generada

4.3 Estrategia de control descentralizado

En esta sección se presenta una posible estrategia de control para los sistemas VS-VP comprobando que es posible operar el generador eólico en todas las regiones de operación, teniendo en cuenta lo analizado en apartados anteriores. La estrategia consta de dos controladores PID que actúan de forma descentralizada. El primer controlador regula la velocidad angular a través de la actuación sobre el ángulo de paso de las palas. El segundo controlador se encarga de que la potencia generada alcance la consigna establecida a través de la modificación indirecta de par electromagnético mediante la variación del índice de modulación de carga.

Tanto el modelo, como la estrategia de control han sido programados en Simulink. En el apéndice 2 se muestra todo el desarrollo del modelo en estructura de bloques.

La estrategia está preparada para iniciar la simulación del generador eólico con control descentralizado de ángulo de paso de pala y de par electromagnético en un punto de operación concreto, caracterizado por los valores iniciales de la velocidad del viento, de la velocidad angular rotórica, de la corriente generada, de la potencia generada y del índice de modulación.

4.3.1 Experiencias de control en la región II

Con el modelo utilizado, se puede comprobar que el sistema de control descentralizado es capaz de arrancar y mantener al generador eólico en cualquier punto de la región de máxima eficiencia. Se confirma así que a cada velocidad del viento le corresponde una potencia máxima alcanzable, como muestra la figura 4.13. Cada potencia máxima lleva asociada una velocidad angular determinada y se alcanza con un ángulo de pala nulo o prácticamente nulo y un índice de modulación de carga determinado y prácticamente constante.

4.3.1.1 Control SISO. Ángulo de paso de pala constante a 0°

La figura 4.14 muestra una simulación del generador eólico arrancando desde un punto de máxima eficiencia para un viento constante de 8 [m/s]. El punto óptimo, aplicando las ecuaciones (4.8)-(4.11), se alcanza para una velocidad angular de 172.31 [rpm], una potencia generada de 4452.4 [W], un par electromagnético de 246.74 [N·m] y una intensidad generada de 40.09 [A] para un ángulo de paso de pala de 0° y un índice de modulación de aproximadamente 31.18 [%].

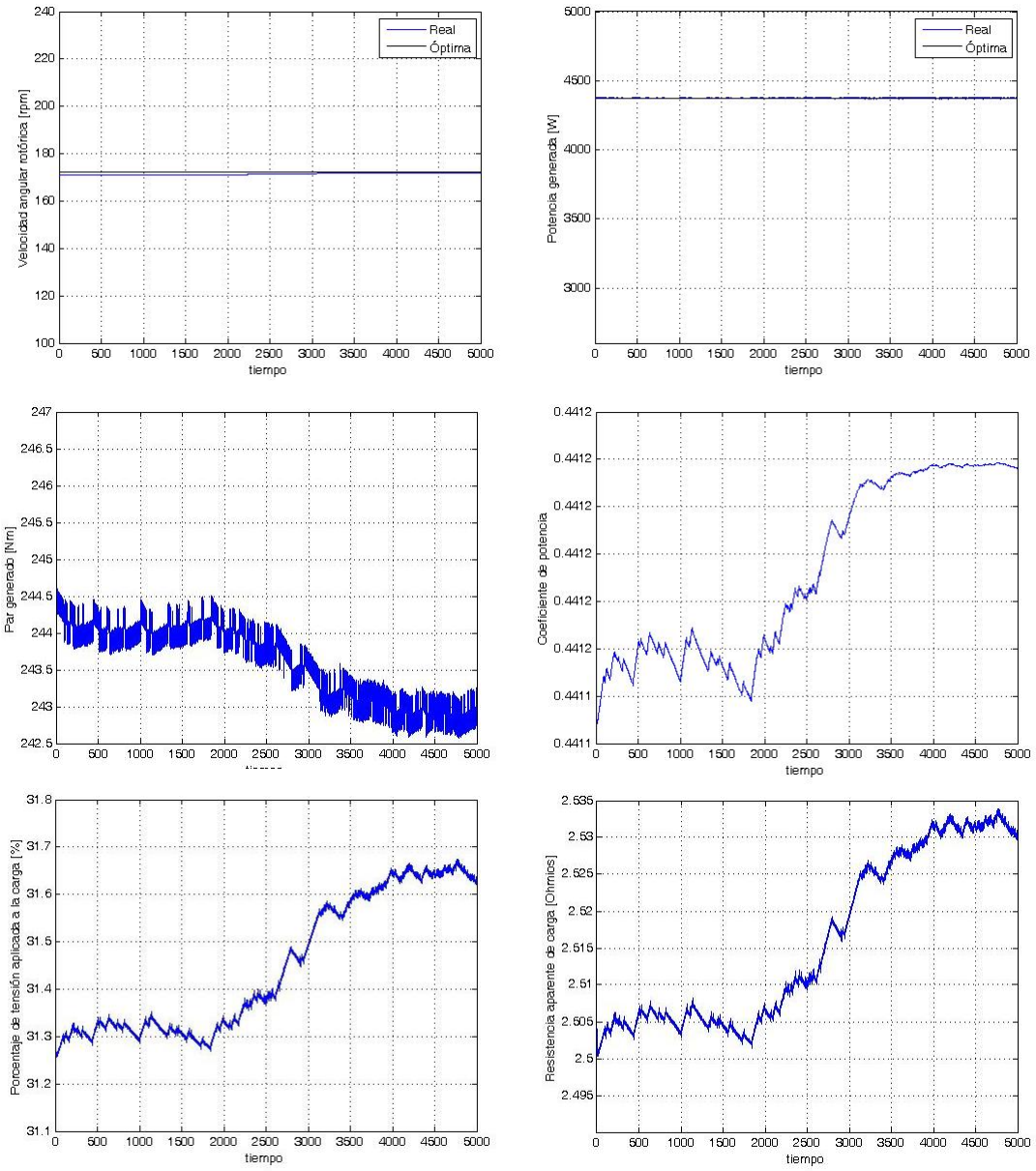


Figura 4. 14: Registro con velocidad angular rotórica, potencia generada, par electromagnético, coeficiente de potencia, índice de modulación de carga y resistencia aparente de carga en función del tiempo con inicio desde óptimo.

Se observa en la figura anterior como el generador eólico permanece en equilibrio en el punto óptimo aplicando una reducción de un 70 [%] en la tensión aplicada a la carga, lo que se traduce en una disminución de la resistencia aparente en el circuito de carga, alcanzando un valor de 2.5 [Ω] aproximadamente. Se observa también como el controlador SISO de potencia, regula de manera indirecta la velocidad angular, provocando que esta se sitúe en un valor muy cercano al óptimo originando a efectos prácticos un coeficiente de potencia óptimo de 0.441.

El caso anterior es un caso muy favorable donde todas las condiciones iniciales estaban establecidas para que el generador eólico comenzara desde un punto eficiente para las condiciones de viento establecidas.

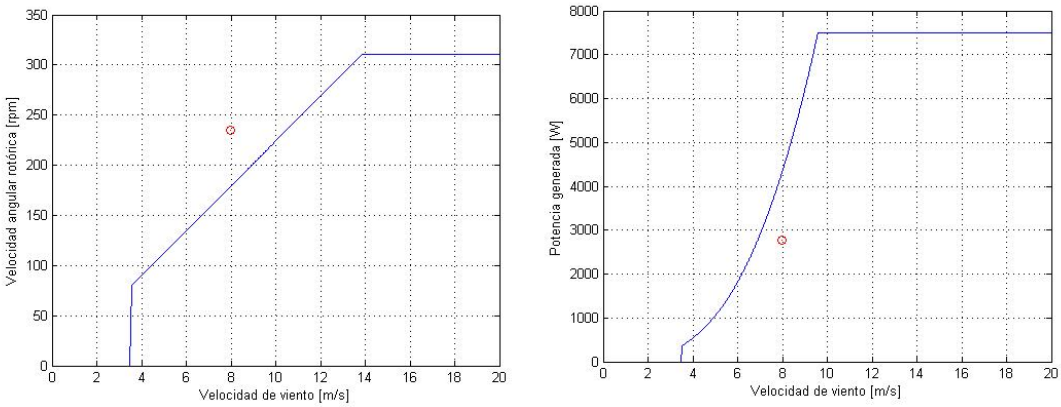


Figura 4. 15: Punto inicial subóptimo para una velocidad de viento de 8[m/s]

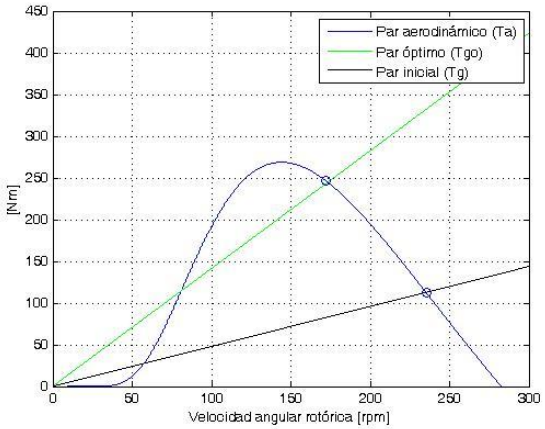


Figura 4. 16: Desplazamiento de la curva de par generado hacia el óptimo

La figura 4.17 muestra una simulación un poco más realista, donde el generador eólico parte del punto subóptimo y debe desplazar su punto de trabajo hacia la región de máxima eficiencia energética. El viento establecido es de similares características al caso anterior, con velocidad constante de 8 [m/s] y un punto inicial correspondiente al estacionario natural del generador eólico, figura 4.15. La figura 4.16 muestra el desplazamiento que se debe provocar de la curva de par generado desde el equilibrio natural para alcanzar el punto de máxima eficiencia con las condiciones de viento establecidas.

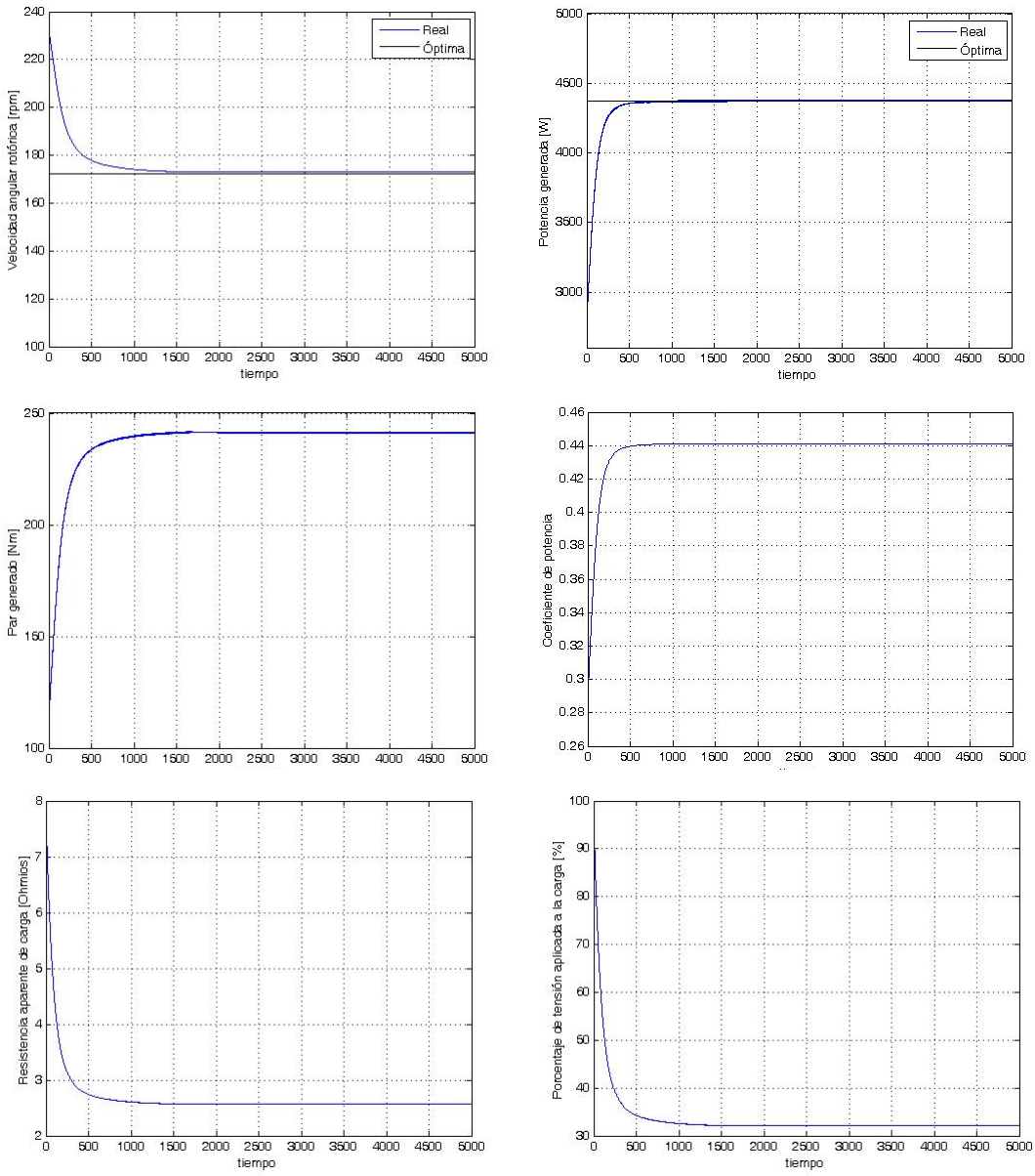


Figura 4. 17: Registro con velocidad angular rotórica, potencia generada, par electromagnético, coeficiente de potencia, índice de modulación de carga y resistencia aparente de carga en función del tiempo con inicio desde el punto de equilibrio con índice de modulación 100 [%]

En la figura 4.17 se puede observar como el controlador indirecto de par electromagnético empieza a actuar sobre el índice de modulación de carga, reduciendo este para provocar un efecto de aumento de corriente generada. Esto provoca un aumento del par electromagnético, traduciéndose en una disminución de la velocidad angular rotórica y en un aumento de la potencia generada. La acción de control sobre el porcentaje de tensión aplicada a la carga conduce al coeficiente de potencia hacia la región óptima.

Los dos ensayos anteriores han sido elaborados para unas condiciones constantes donde a priori es conocido el punto óptimo y se fija como referencia para el controlador. En la figura 4.5 se muestra una modificación del esquema de control, donde se incluye un algoritmo optimizador en un nivel superior, que tiene como objetivo la obtención de consignas para el seguimiento del punto de máxima potencia frente a cambios en la velocidad del viento. Este

algoritmo recibe la lectura del viento, la filtro e invoca a una función de generación de consignas automática. El filtro programado para la medida de viento es un simple filtro paso baja de primer orden, caracterizado por su constante de tiempo, y se ha incluido la opción de desactivarlo. El código de ambas funciones aparece íntegro en el apéndice 2.

Junto a la utilización del optimizador, en los siguientes ensayos se utiliza un patrón de viento más realista al que se le ha añadido alguna componente extra, fundamentalmente turbulenta.

La figura 4.18 muestra los resultados de un ensayo con un viento de media de 8 [m/s], con una componente turbulenta de desviación típica 0.1 [m/s]. El sistema arranca desde el punto de equilibrio con índice de modulación es del 100 [%] y evoluciona hasta la región fronteriza con el punto óptimo. El trazo en negro en las gráficas de velocidad angular y potencia representa la referencia establecida por el algoritmo optimizador.

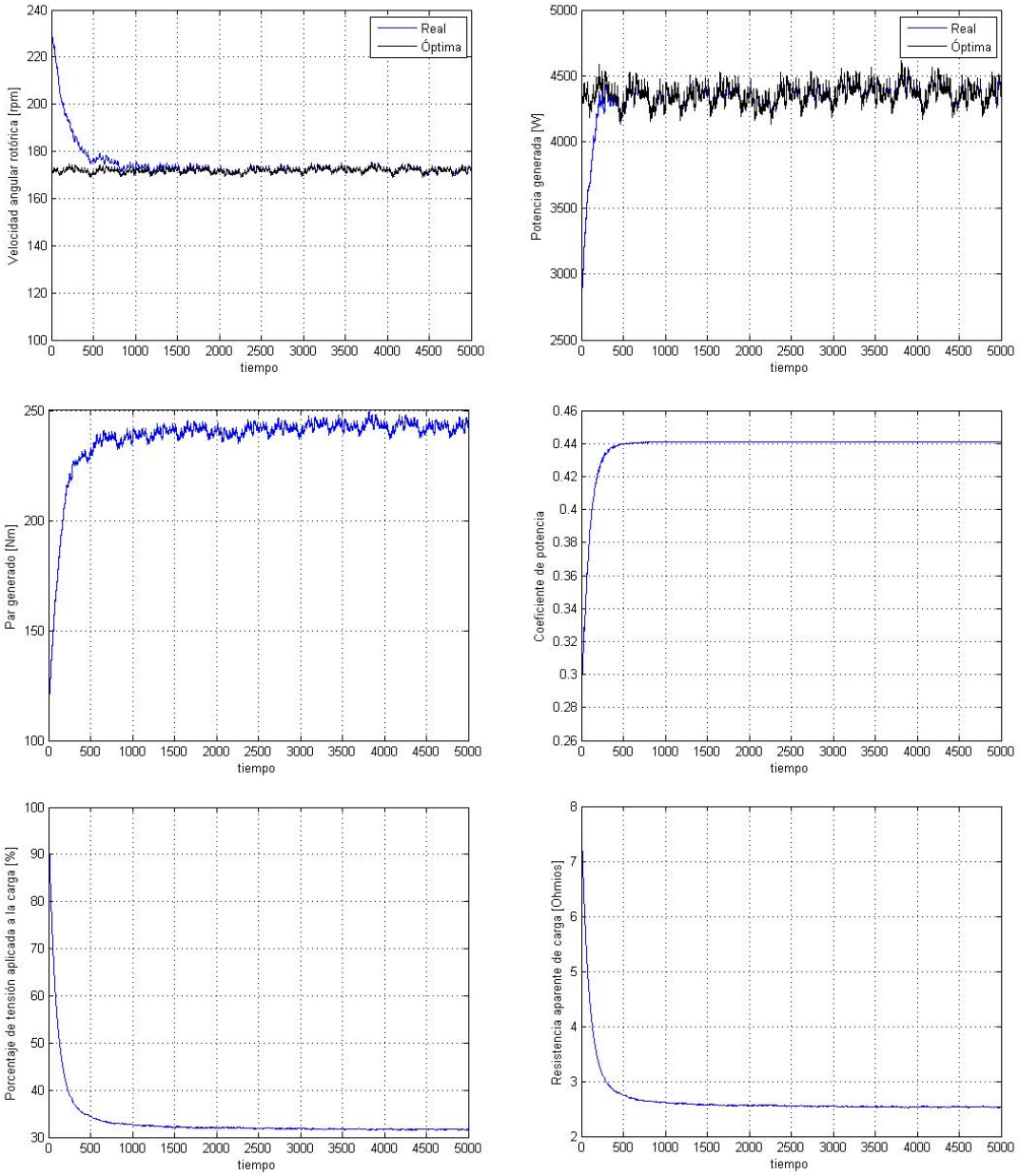


Figura 4. 18: Registro con el ensayo con índice de modulación inicial de 100 [%], viento de media 8 [m/s] y turbulencia de desviación típica 0.1 [m/s]

A continuación se muestran un par de ensayos donde se simula una variación de la velocidad del viento añadiendo una componente de rampa a la componente media turbulenta de 8 [m/s] que abarca desde los 1500 hasta los 2000 [s] de simulación. En el primero de ellos la rampa posee una pendiente positiva de 1 [m/s] de amplitud, mientras que en el segundo la pendiente es negativa.

En la figura 4.19 se puede observar como el generador eólico responde perfectamente ante el cambio de óptimo que supone la variación del viento. Se observa como la modificación del índice de modulación no es agresiva, puesto que el aumento de la velocidad del viento juega a favor de los propósitos del controlador. Esto significa que un aumento de la velocidad del viento provoca un aumento de la velocidad angular y por tanto un aumento de la potencia generada, por lo que el controlador debe ejercer pequeñas modificaciones en la señal de control para ir siguiendo la consigna establecida.

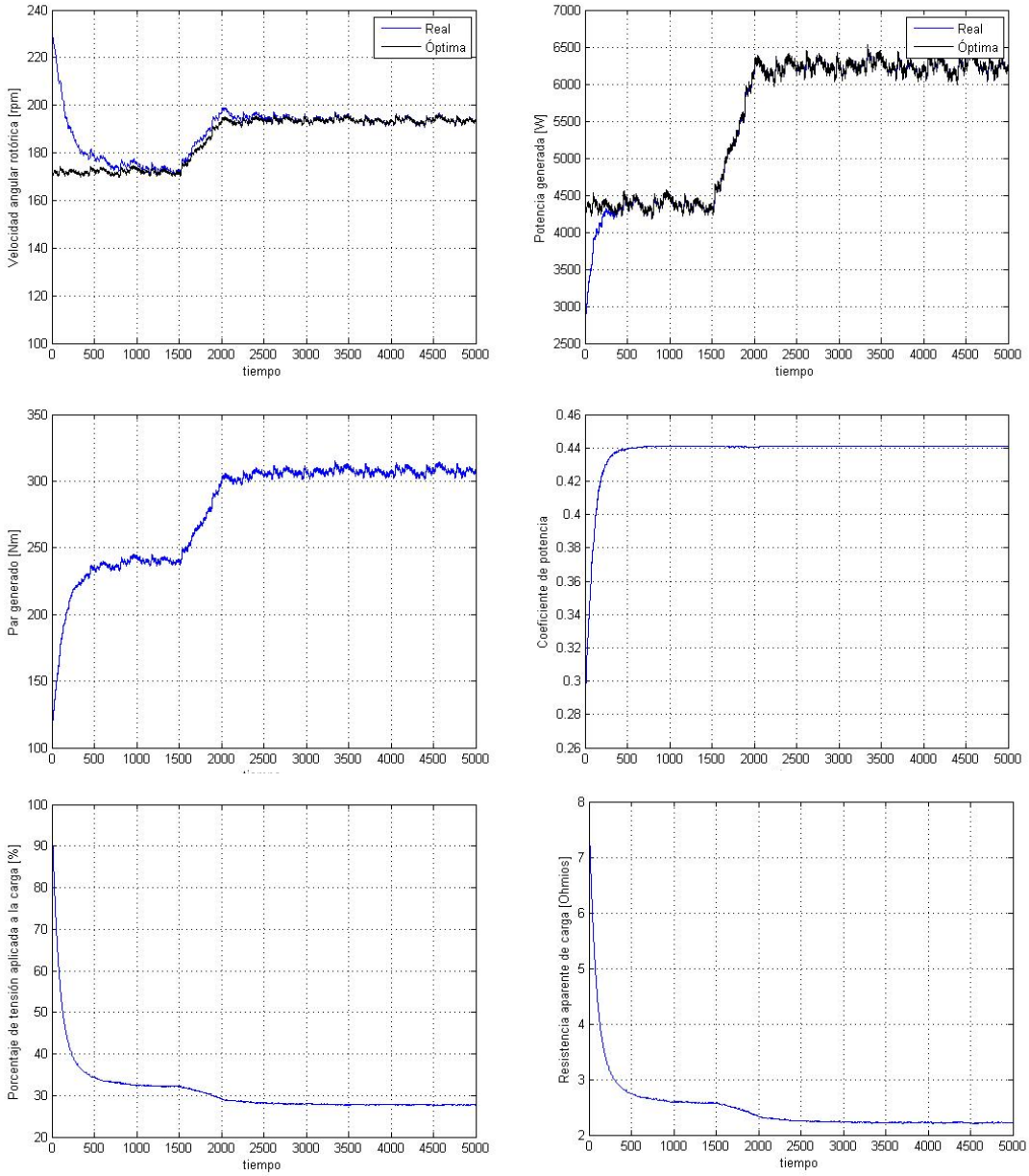


Figura 4. 19: Registro con el ensayo con índice de modulación inicial de 100 [%], viento de media 8 [m/s], turbulencia de 0.1 [m/s] de desviación típica y rampa de amplitud de 1 [m/s] de 500 [s]

La figura 4.20 muestra el efecto de una componente rampa de amplitud negativa de 1 [m/s]. La disminución de la velocidad del viento cuando el generador eólico está situado en una región próxima al punto óptimo es un hecho conflictivo.

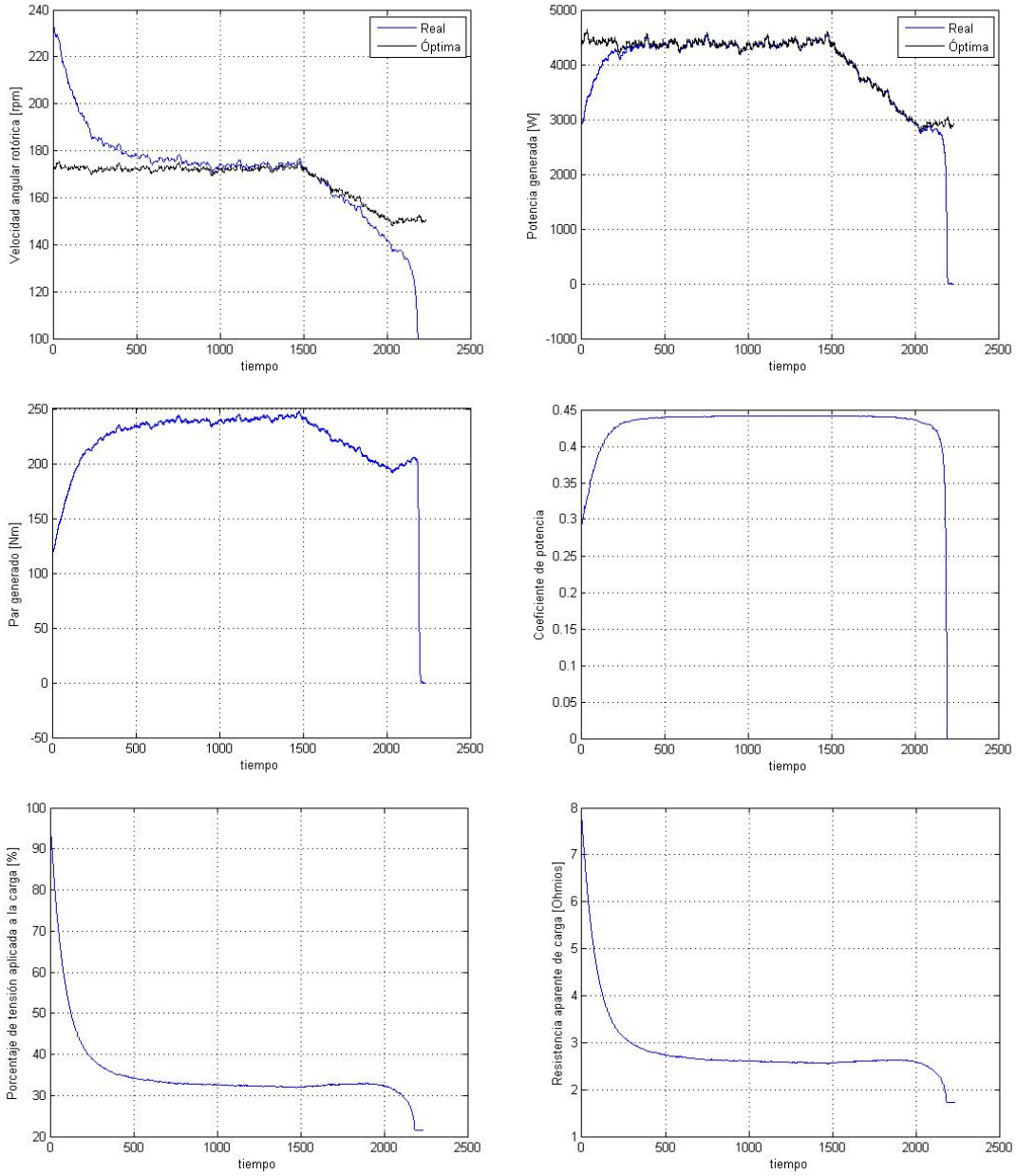


Figura 4. 20: Registro con el ensayo con índice de modulación inicial de 100 [%], viento de media 8 [m/s], turbulencia de 0.1 [m/s] de desviación típica y rampa de amplitud de -1 [m/s] de 500 [s]

El generador eólico se para debido fundamentalmente a dos causas que están relacionadas entre sí. La primera de ellas es que debido a la saturación inferior que se produce en la señal de control, el controlador no tiene margen de maniobra para rectificar la disminución que provoca la reducción de la velocidad del viento en la potencia generada. La segunda causa está asociada con la maniobra de control que se utiliza para desplazar la curva de par generado. Como se ha comentado, la pendiente de la curva de par generado está asociada con la resistencia aparente acoplada al generador eléctrico, que está condicionada por el porcentaje de tensión aplicada a la carga. Si este porcentaje se reduce demasiado puede ocurrir lo que muestra la figura 4.21, donde para un viento de velocidad 8 [m/s] y un ángulo de paso de pala

de 0° se ha reducido el índice de modulación a un 15 [%] y la curva de par generado y par aerodinámico no cortan en ningún punto. Esto significa que se han establecido unas condiciones donde no existe ningún punto estacionario y se aumentado demasiado el par opositor ocasionando la parada del generador eólico.

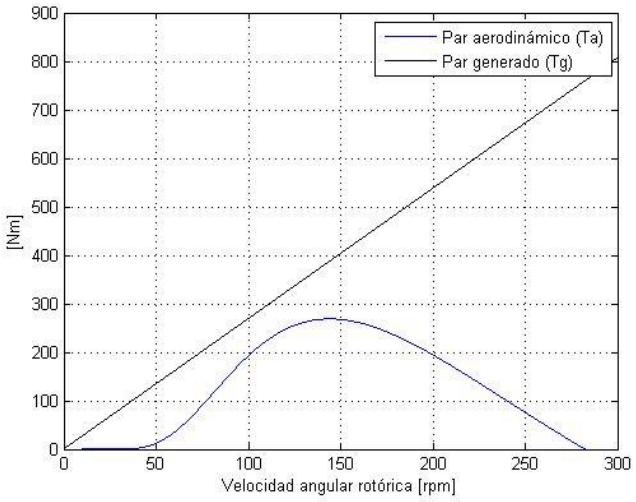


Figura 4. 21: Efecto de una reducción excesiva del índice de modulación

Es posible establecer un límite inferior constante del índice de modulación que no ocasione la parada del sistema, pero solo sería una solución puntual para una zona de trabajo no válida para todas las regiones de operación.

Como solución a este problema se ha recurrido a la utilización de un controlador cuyo rango de control posee un límite inferior dinámico. Este límite inferior se obtiene a partir del óptimo d_o , a través de la siguiente ecuación.

$$d_{min} = (0.75 + \beta \cdot 0.007) \cdot d_o \tag{4.12}$$

El límite inferior se sitúa un 15 [%] por encima del óptimo con una rectificación del 0.7 [%] por ángulo de paso de pala. De esta forma se consigue un límite inferior dinámico en función de la velocidad del viento y del ángulo de paso de pala utilizado. La figura 4.22 muestra la modificación de este límite inferior considerando un ángulo de paso de pala de 0° y un viento variable de 3 a 15 [m/s]. La curva roja representa el par generado máximo para cada velocidad del viento, la curva verde muestra la situación del par generado óptimo en función de la velocidad angular rotórica y la velocidad del viento, y por último, la curva de color negro representa la ubicación del par generado mínimo con índice de modulación de 100 [%].

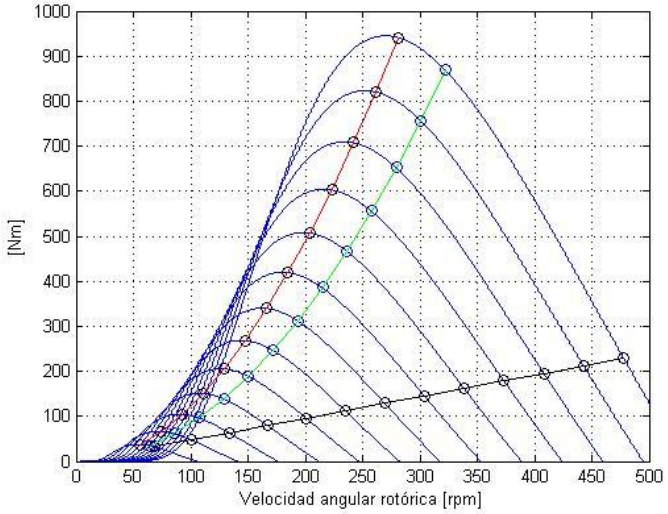


Figura 4. 22: Par generador máximo, mínimo y óptimo frente a una variación de la velocidad angular y de la velocidad del viento.

Esta modificación al controlador de potencia asegura que el generador eólico puede seguir dentro de la región II si la velocidad del viento disminuye. Las figuras 4.23 y 4.24 muestran la efectividad de la corrección del límite inferior del índice de modulación de carga para una disminución de la velocidad del viento a través de una componente rampa y una componente senoidal respectivamente.

En la figura 4.23 se observa, como en comparación con el ensayo de la figura 4.16 el generador eólico no se frena, sino que evoluciona hacia otro estacionario diferente. La reducción en la velocidad del viento ha provocado una saturación en la señal de control que se traduce en una disminución del coeficiente de potencia a causa de una potencia generada y una velocidad angular inferiores a los óptimos. Este es uno de los problemas asociados a la estrategia de control SISO, que se podría resolver recurriendo a un control multivariable. Sin embargo, y como se verá más adelante, únicamente el control multivariable será capaz de resolver el gran problema de la interacción entre variables.

La figura 4.24 perteneciente al ensayo anterior muestra la corrección que se efectúa del límite inferior del índice de modulación de carga a lo largo del tiempo de simulación. Se observa como el límite inferior aumenta justo en el momento en el que se produce el decremento de velocidad del viento para evitar que el generador eólico alcance un valor de par generado lo suficientemente alto para reducir a cero la velocidad angular.

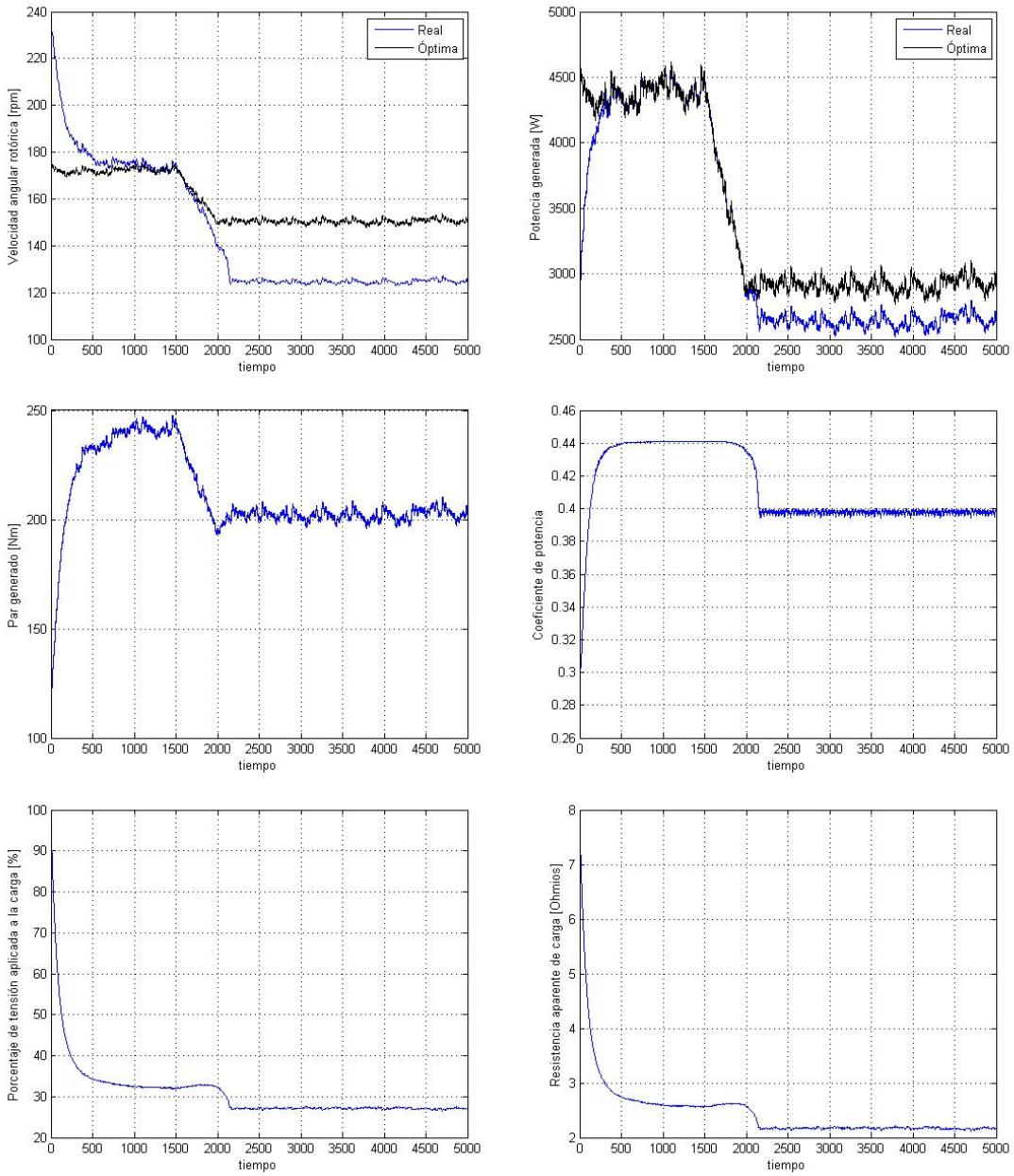


Figura 4. 23: Registro con el ensayo con índice de modulación inicial de 100 [%], viento de media 8 [m/s], turbulencia de 0.1 [m/s] de desviación típica y rampa de amplitud de -1 [m/s] de 500 [s]. Índice de modulación mínimo dinámico.

La figura 4.25 muestra probablemente el caso más problemático al que se puede enfrentar un generador eólico. El viento incidente posee una componente senoidal de frecuencia 0.0005 [Hz] y una amplitud de 1 [m/s] y una componente turbulenta de 0.1 [m/s] de desviación típica, que obliga al algoritmo optimizador a recalcular continuamente las referencias óptimas. Se observa como el control SISO de potencia, frente a este cambio constante de condiciones de viento, es capaz de mantener al generador eólico en puntos cercanos al óptimo en todo momento, generando un coeficiente de potencia medio muy aceptable.

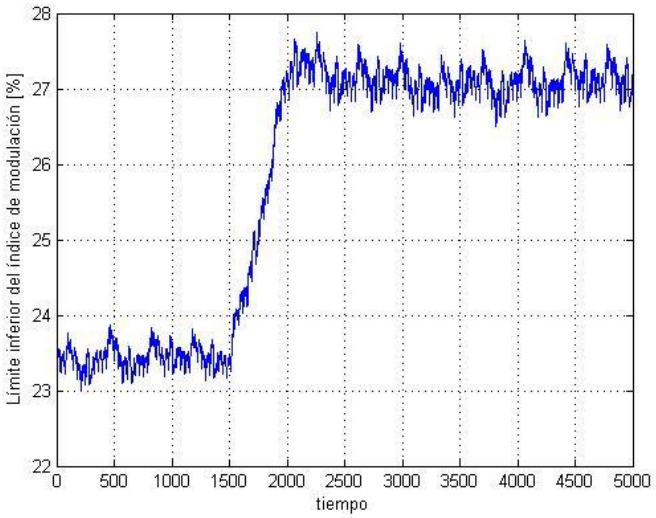


Figura 4. 24: Modificación del límite inferior del índice de modulación de carga

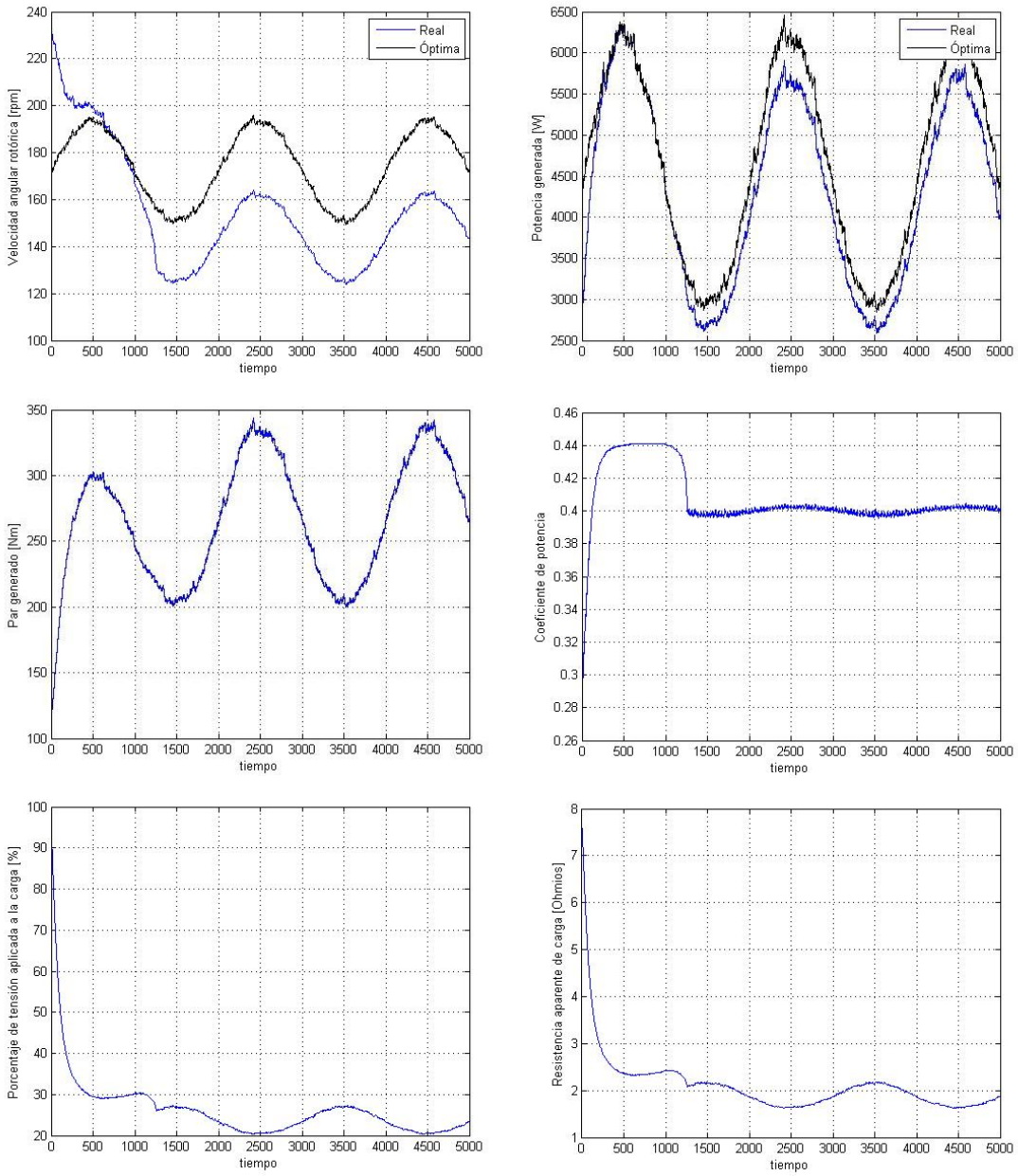


Figura 4. 25: Registro con el ensayo con índice de modulación inicial de 100 [%], viento de media 8 [m/s], turbulencia de 0.1 [m/s] de desviación típica y componente senoidal de amplitud 1 [m/s] y frecuencia 0.005 [Hz]. Índice de modulación mínimo dinámico.

4.3.1.2 Control Multivariable

Hasta este punto se ha considerado constante a su valor óptimo el ángulo de paso de pala, por lo que la estrategia de control actuaba simplemente a través del único controlador PID SISO de potencia. Para el seguimiento del punto óptimo se ha demostrado en los ensayos anteriores que esta estrategia puede ser correcta y suficiente para el objetivo de extracción de máxima potencia, siempre y cuando el viento se mantenga con pocas variaciones y sin disminuciones. Antes cambios en la intensidad del viento, la potencia y la velocidad angular pueden exhibir un comportamiento inadecuado, con amplias fluctuaciones. Estas variaciones se deben principalmente a la gran interacción existente, no corregida con un único controlador.
El control multivariable en la región II no supone ninguna mejora en los resultados anteriores, a menos que la estrategia de control vaya acompañada de algún método de reducción de interacción entre variables abordando el problema mediante estrategia centralizada. Sin embargo, y como se mostrará en el siguiente epígrafe, una estrategia de control multivariable descentralizada puede mejorar las transiciones entre regiones de operación.

La figura 4.26 presenta una comparación para el mismo ensayo entre la estrategia con un único controlador PID y con dos controladores. El ensayo se compone de un incremento de la velocidad del viento manteniendo al generador eólico en la región II. El viento consta de una componente media de 8 [m/s], con una turbulencia de 0.1 [m/s] y una componente rampa que se extiende desde los 1500 hasta los 2000 [s] con una amplitud de 1 [m/s]. Se puede observar en los resultados del registro que el comportamiento del sistema es muy parecido, debido a que la acción de control sobre el ángulo de paso de pala es débil y no provoca un alejamiento excesivo respecto a los 0°. La estrategia con dos controladores presenta una mejor transición de la velocidad angular al producirse la rampa de viento. Sin embargo la acción de control efectuada por el controlador de potencia en la estrategia SISO es menos agresiva, lo que origina una menor reducción del coeficiente de potencia en el incremento de velocidad el viento.
La figura 4.27 muestra la comparación entre el caso MIMO y SISO para el ensayo con condición de viento más desfavorable. El viento establecido posee las mismas características que el utilizado en el ensayo de la figura 4.25. Se observa, como una vez pasado el transitorio inicial, el comportamiento de ambas estrategias es prácticamente idéntico. El controlador de velocidad inicialmente intenta reducir la velocidad angular aumentando el valor del ángulo de paso de pala. Ese aumento de ángulo se torna desfavorable en cuanto el viento crece, y por tanto el controlador ejerce una acción inversa reduciendo el ángulo de paso de pala hasta saturar al límite inferior de 0°. Llegado a ese punto la estrategia multivariable se comporta como una estrategia monovariable, donde el ángulo de paso de pala es mantenido a 0° por el controlador de velocidad. En ambos casos el coeficiente de potencia se mantiene en torno a un valor muy aceptable de 0.4, muy cercano del valor óptimo teórico de 0.441.

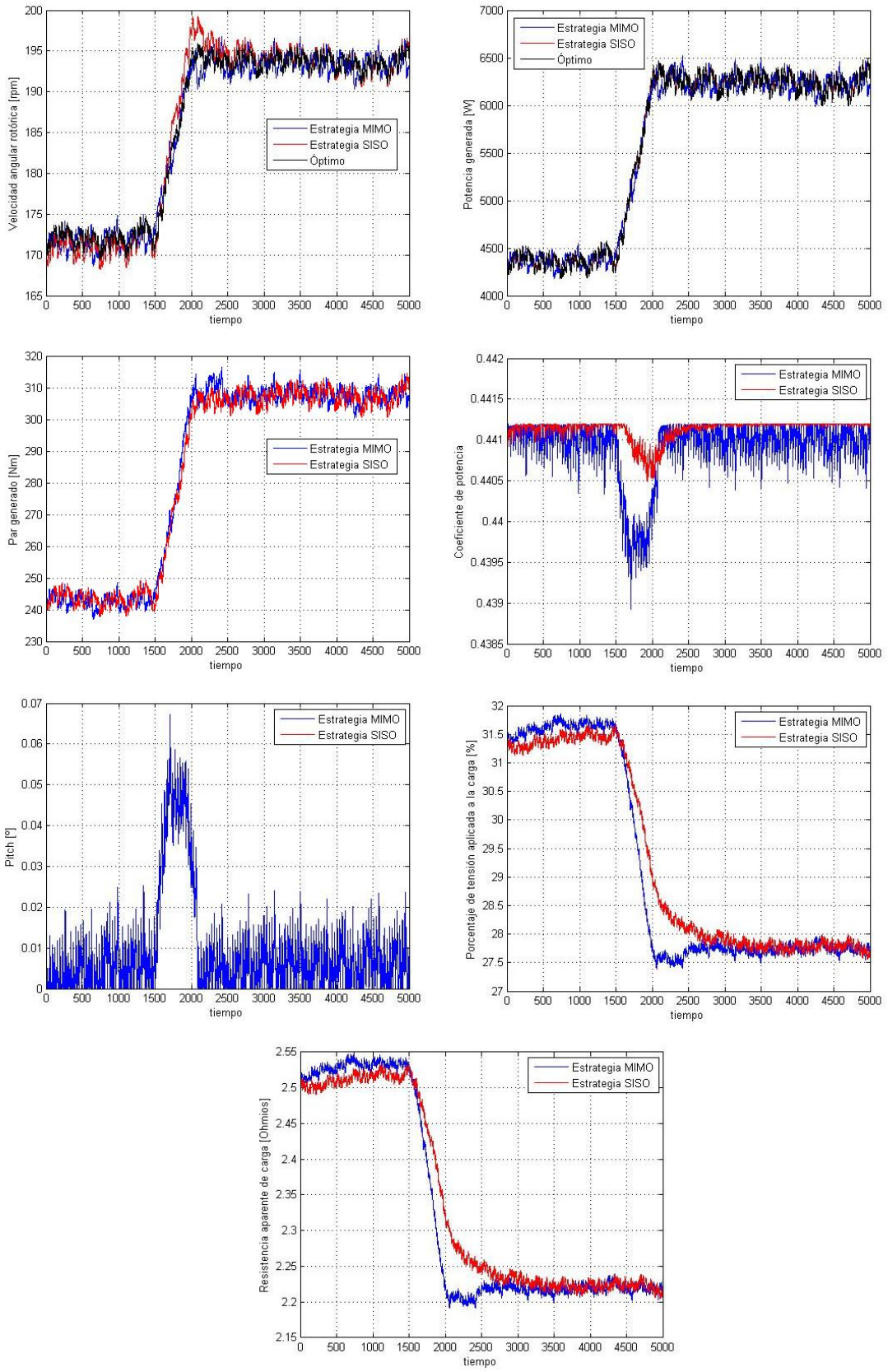


Figura 4. 26: Registro con la comparación de la estrategia SISO y MIMO para un ensayo con componente de rampa en el perfil de viento.

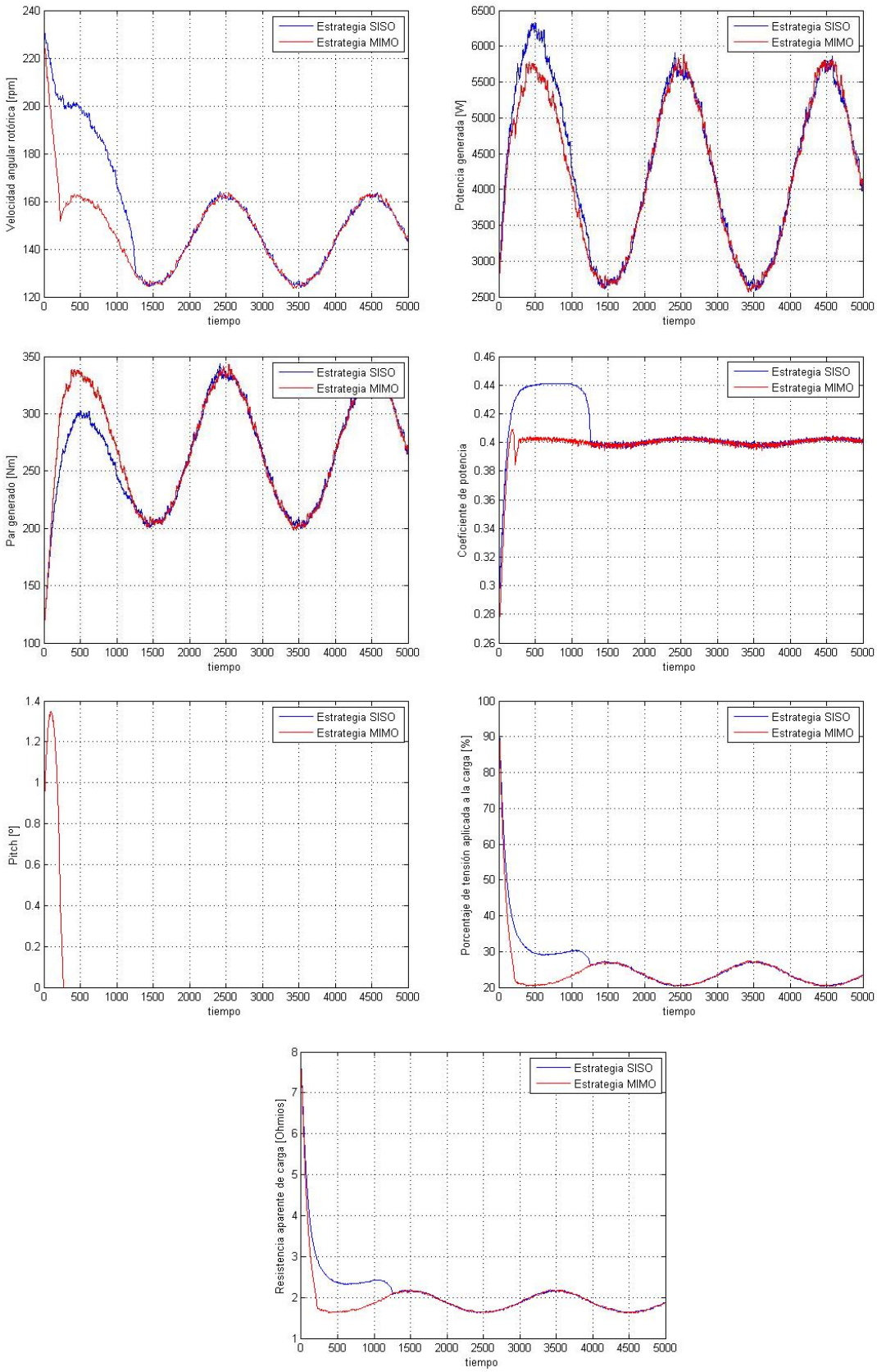


Figura 4. 27: Registro con la comparación entre estrategia SISO y MIMO para un ensayo con viento de componente senoidal y condición de inicio con índice de modulación de carga al 100 [%]

4.3.2 Experiencias de control en la región III

Con los parámetros de diseño del modelo, la limitación de potencia es previa a la limitación de velocidad angular, figuras 4.12 y 4.13. La limitación de potencia se alcanza para una velocidad de viento de aproximadamente 9.6 [m/s]. En esta región de operación el controlador de potencia debería mantener la misma en torno al valor nominal de saturación evitando los posibles daños que puedan ocasionarse por una energía del viento elevada. Las figuras 4.28 y 4.29 presentan la respuesta del sistema ante condiciones de viento que suponen un cambio de región de operación. En ambos ensayos se ha utilizado un control multivariable en todo el rango, solo alcanzando la limitación de potencia.

En la figura 4.28 se ha añadido una componente rampa de amplitud 2 [m/s] a la componente media de 8 [m/s] entre los 1000 y 1500 [s] de simulación para cruzar la frontera entre la región II y III. El sistema parte del punto óptimo en la región II y evoluciona hacia la limitación de potencia. Se observa, como una vez que el generador eólico entra en la región de limitación, el control de ángulo de paso de pala empieza a rectificar la desviación de la velocidad con respecto a la consigna provocada por el incremento de viento. Esta rectificación del controlador de velocidad ayuda a que la potencia no sobrepase en exceso el límite nominal.
Se puede observar también, como con un control con 2 PID la transición entre las dos regiones es muy suave. Por su parte el coeficiente de potencia cae por debajo de su valor óptimo una que vez que la potencia ha alcanzado su valor nominal.

La figura 4.29 muestra un ensayo similar al anterior, con la diferencia del viento de test utilizado. En este caso el viento presenta una componente senoidal de 2 [m/s] de amplitud y 0.005 Hz de frecuencia añadida sobre la componente media de 8 [m/s]. Al igual que antes, el generador eólico parte de su punto óptimo para la condición de viento establecida y evoluciona hacia diferentes regiones de operación en cada momento. En este ensayo se observa como el ángulo de paso de pasa permanece constante a su valor óptimo 0° en aquellas zonas donde la potencia es inferior a su valor nominal. Este hecho es condicionado por la gran interacción que existe entre variables. El controlador de velocidad en la región II intenta aumentar la velocidad reduciendo hasta el límite inferior el ángulo de paso de pala. En cambio el controlador de potencia aumentar la potencia reduciendo el índice de modulación, lo que ocasiona un efecto de reducción no deseado en la velocidad angular.

La figura 4.30 contiene un ensayo donde se produce un incremento de la velocidad del viento que provoca la limitación tanto de potencia, como de velocidad angular. El viento inicial posee una componente media de 8 [m/s] al cual se añade una componente rampa de amplitud 4 [m/s] entre los 1000 y 2000 [s] de simulación. Como era de esperar la potencia alcanza primero su valor nominal de 7500 [W] en torno a los 1500 [s], donde el viento supera los 9.6 [m/s]. La velocidad continua creciendo hasta cerca de los 2000 [s], donde el viento alcanza los 11 [m/s] y el valor de velocidad angular supera los 250 [rpm] nominales.

En la figuras 4.31 y 4.32 muestran los resultados de simulaciones mostrando el efecto que provoca un viento con componente senoidal de amplitud elevada. En la figura 4.30, el viento contiene una componente continua de 8 [m/s] junto con una componente senoidal de 4 [m/s]

de amplitud y 0.005 [Hz] de frecuencia. En la figura 4.32 se añade al viento anterior una componente turbulenta de 0.3 [m/s] de desviación típica.

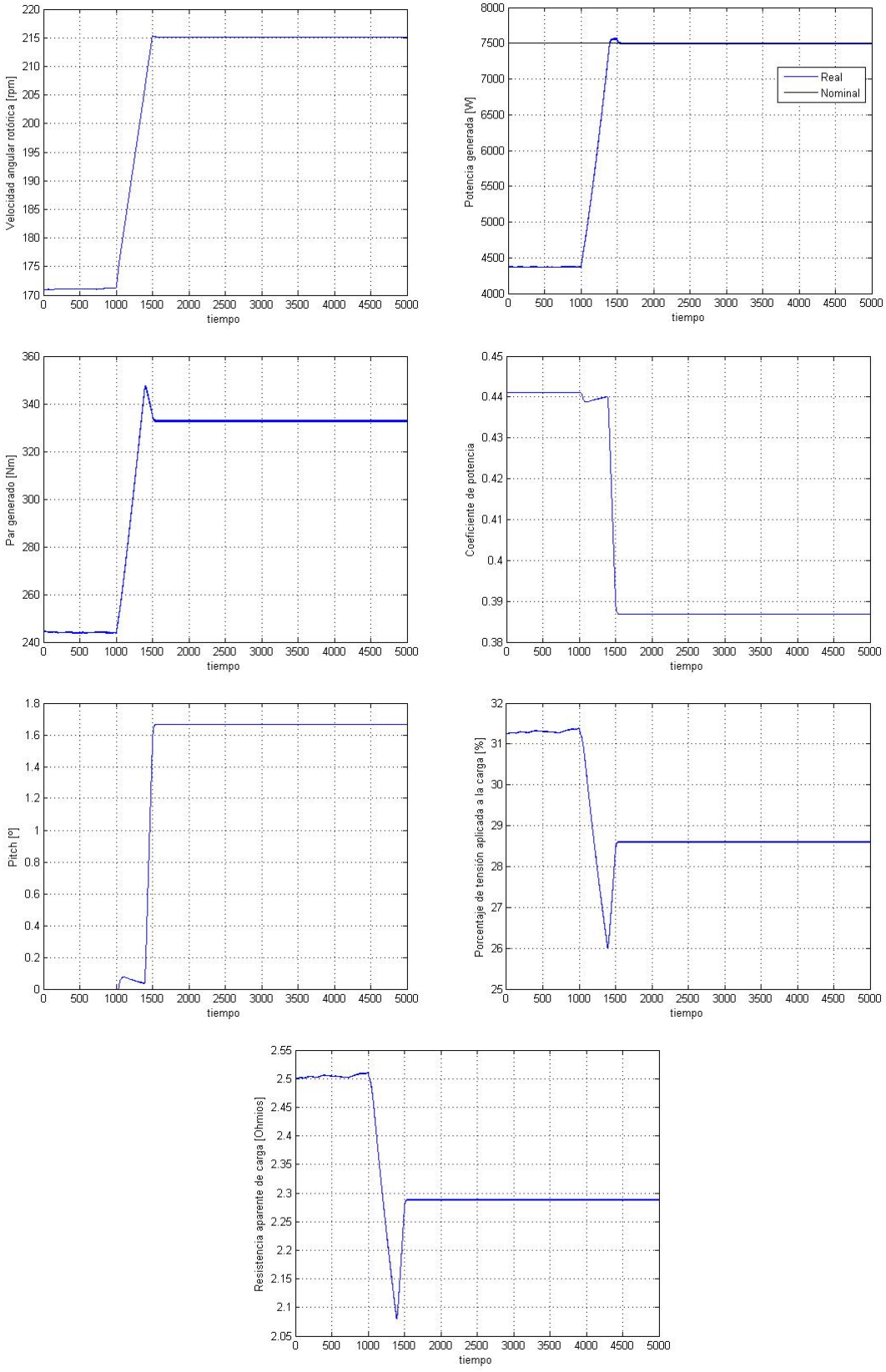


Figura 4. 28: Registro que contiene el ensayo de limitación de la potencia para un incremento en rampa de la velocidad del viento

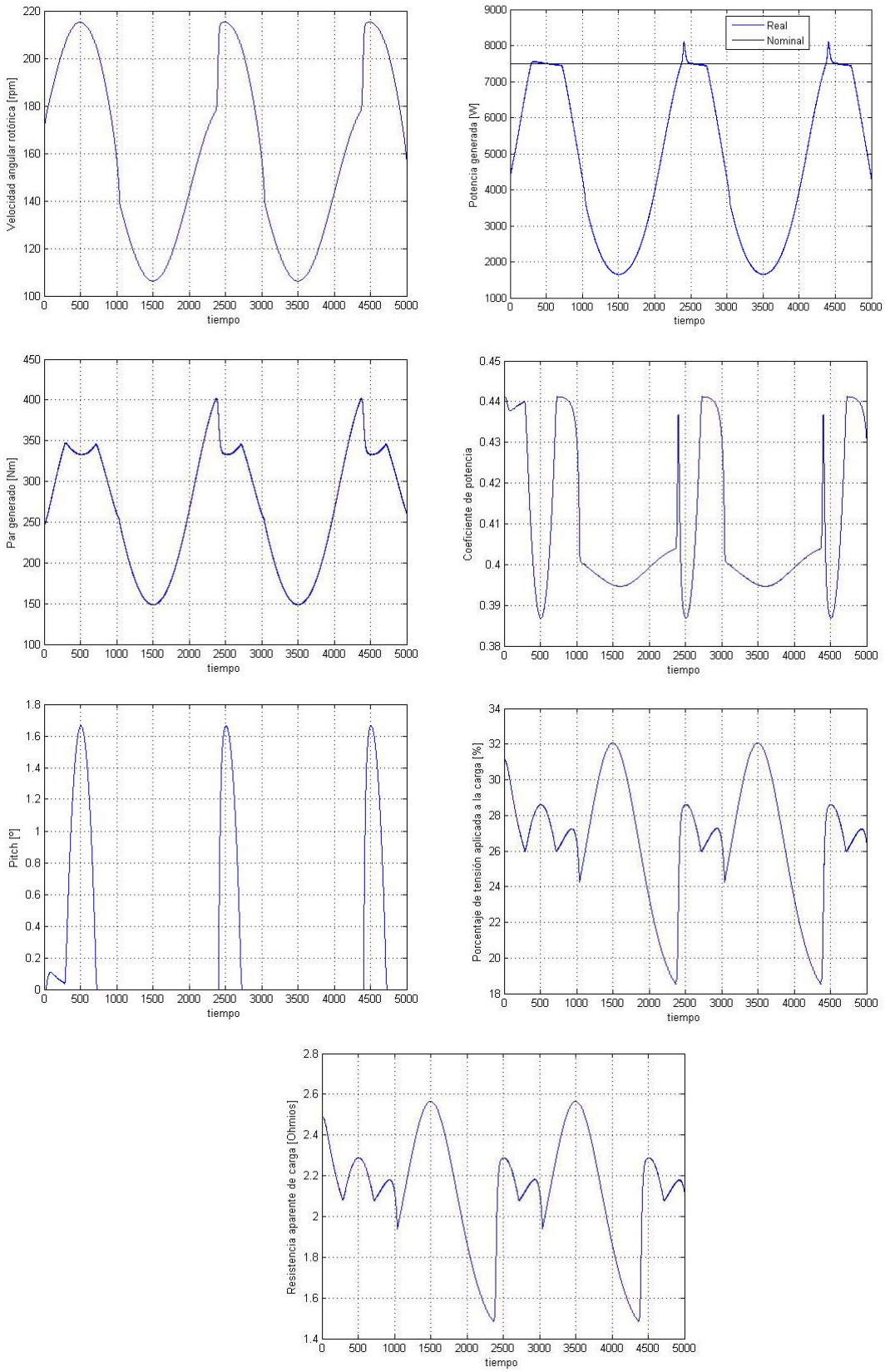


Figura 4. 29: Registro que contiene el ensayo de transición entre región II y III solo con limitación de potencia.

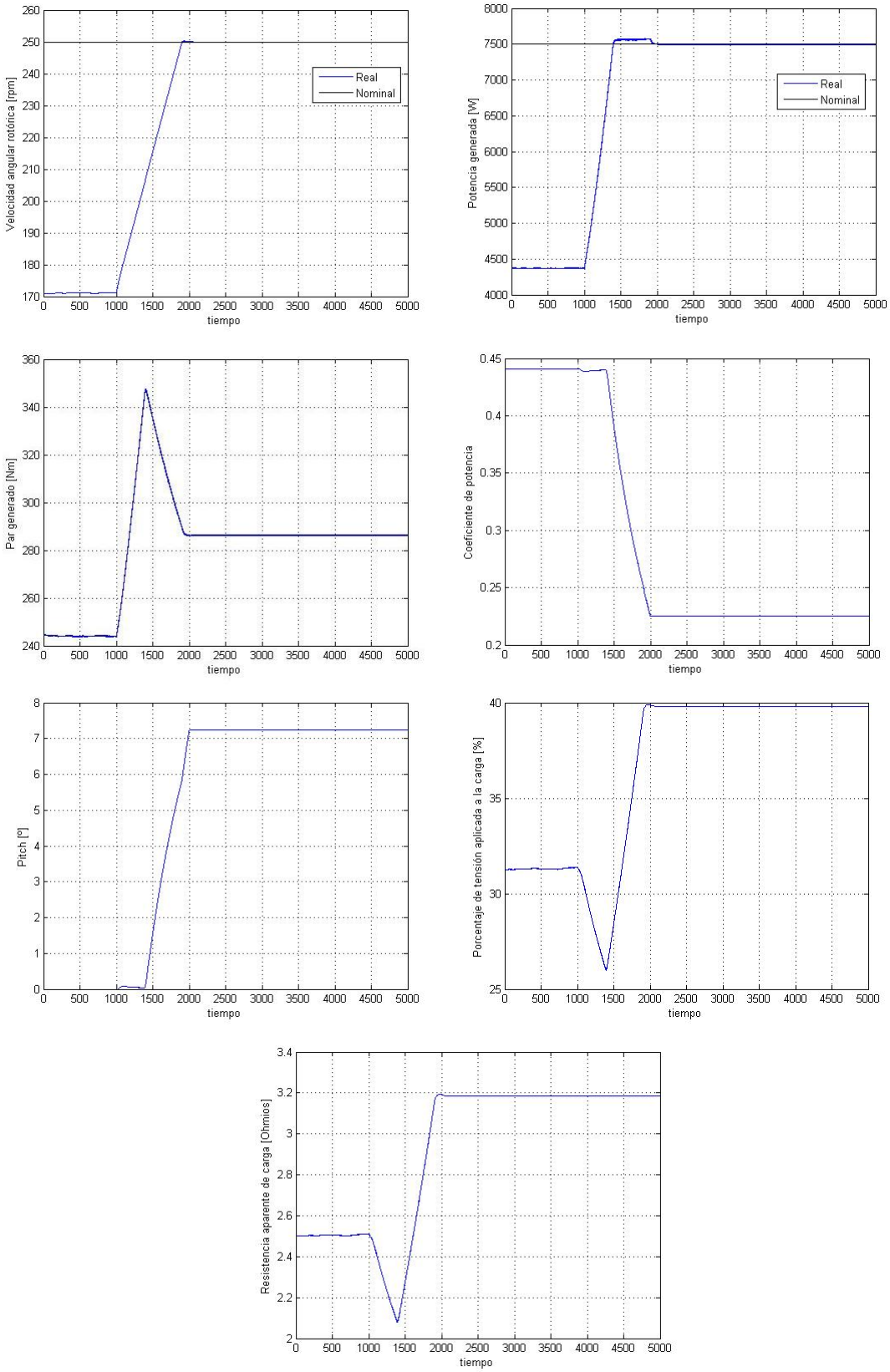


Figura 4. 30: Registro que contiene el ensayo de limitación de potencia y velocidad angular para un incremento en rampa de la velocidad del viento

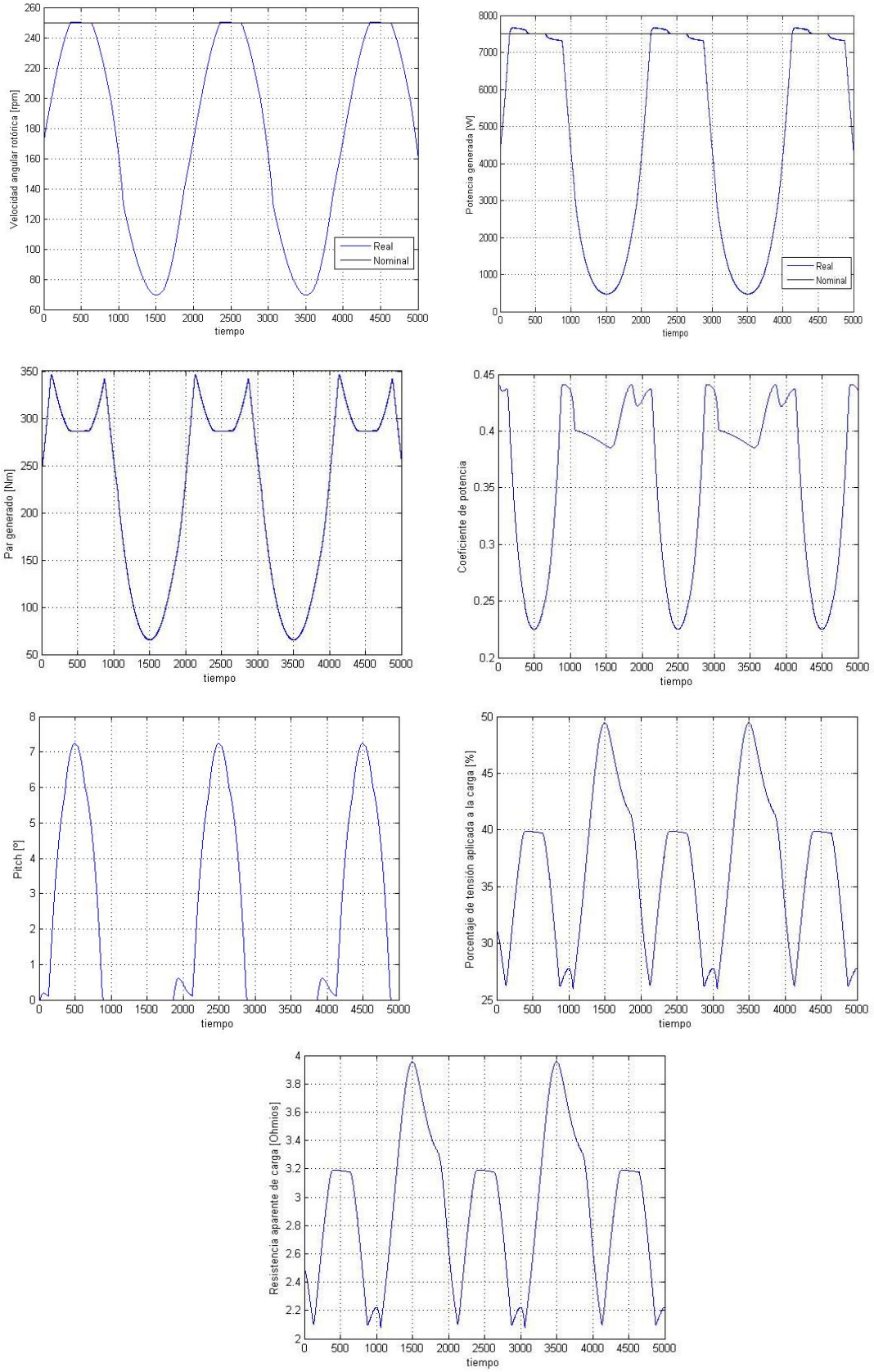


Figura 4. 31: Registro con ensayo con viento de componente senoidal y limitación de potencia y velocidad angular

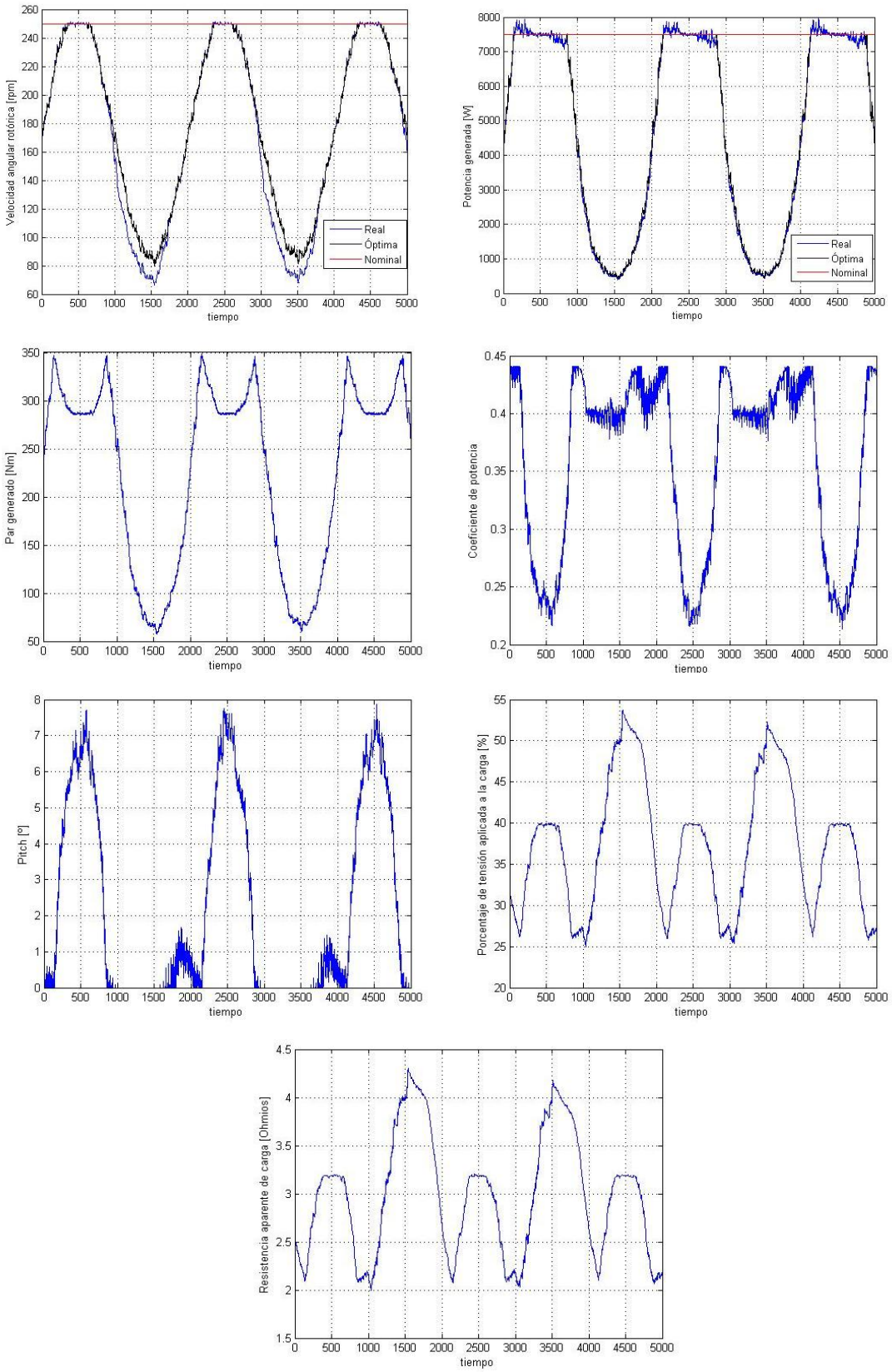


Figura 4. 32: Registro con ensayo con viento de componente senoidal y turbulenta y limitación de potencia y velocidad angular

4.4 Conclusiones

Se ha demostrado que para este modelo de generador eólico, una estrategia descentralizada con dos PID no aporta gran mejoría sobre una estrategia con un único PID en la región de operación de máxima eficiencia. En la estrategia multivariable, el controlador de velocidad finalmente satura en el límite inferior y a efectos prácticos, el comportamiento se asemeja a un único PID.

En la transición entre regiones de operación es donde el controlador descentralizado con 2 PID tiene su gran baza, puesto que se obtienen resultados mejores que en el caso de la conmutación de controladores.

Independientemente de la estrategia utilizada, se ha comprobado que el sistema es deficiente frente a disminuciones de viento por dos motivos. El primero de ellos es que en estas disminuciones es donde se refleja con mayor claridad la interacción existente entre las dos variables controladas y el viento de perturbación. Esto, tal y como se observó en los primeros ensayos originaba ocasionalmente paradas del generador eólico. Estas paradas eran producidas por una elección incorrecta del límite inferior de saturación del controlador de potencia, solucionado a través de una saturación inferior dinámica. El segundo motivo es que se necesita una gran acción de control para llevar al generador eólico hacia una zona de máxima eficiencia. Este provoca que una vez alcanzada dicha zona, las variables manipuladas se encuentren cerca de sus valores de saturación, limitando la capacidad de control frente a las disminuciones de la velocidad el viento.

CAPÍTULO V

Caracterización e Identificación del equipo experimental. Implantación de un control de velocidad

En este capítulo se recogen los resultados de los ensayos realizados sobre el equipo experimental. Inicialmente se presentan los ensayos cuyo objetivo es la obtención de una buena caracterización del equipo, buscando fundamentalmente la obtención de las curvas de coeficiente de potencia. Seguidamente se desarrolla toda una fase de identificación del equipo en diferentes zonas de operación y se analiza la característica dinámica de la velocidad angular en lazo abierto. Finalmente el proceso de identificación anterior sirve de base para la sintonía del controlador PID SISO de velocidad angular implementado hasta el momento.

5.1 Caracterización

Se ha comprobado en el capítulo 4 como el conocimiento riguroso de las características de potencia y de par de un generador eólico cobra una importancia vital para el correcto desarrollo de cualquier estrategia de control. Especialmente, un buen conocimiento de las curvas de coeficiente de potencia y coeficiente de par pueden asegurar un seguimiento correcto del punto de máxima eficiencia de funcionamiento. Los experimentos realizados sobre el equipo real buscan la obtención de la relación del coeficiente de potencia con el ángulo de paso de pala y con la velocidad angular. Todo ello para diferentes puntos de trabajo establecidos por la velocidad del viento.

De partida, la velocidad del viento y el ángulo de paso de pala son las únicas variables accesibles que ofrece el equipo experimental. Por tanto para conseguir una variación de la velocidad angular es necesario fijar una de estas variables y efectuar una variación de la otra. Para poder obtener el coeficiente de potencia de manera experimental es necesario llegar a una expresión de este que lo relacione con variables físicas medibles y conocidas en el equipo.
Desde un punto de vista simplificado la dinámica de la velocidad angular ω_r descrita en modelo no lineal del capítulo 2 se puede expresar a través de la siguiente expresión, donde se desprecia los efectos de la fricción.

$$J_t \frac{d\omega_r}{dt} = T_a - T_g \tag{5.1}$$

En estado estacionario el par aerodinámico T_a es completamente contrarrestado por el par generado T_g y por tanto la velocidad angular ω_r permanece constante.

$$T_a = T_g \tag{5.2}$$

Utilizando la ecuación (2.17)

$$\frac{1}{2}\rho\pi R^3 C_q(\lambda,\beta)v^2 = T_g \tag{5.3}$$

Donde el término $\frac{1}{2}\rho\pi R^3 v^2$ representa el par del viento T_w

$$T_w C_q = T_g \tag{5.4}$$

$$C_q = \frac{T_g}{T_w} \tag{5.5}$$

A través de la expresión (5.5) y la ecuación (2.18)

$$C_p = \frac{T_g \lambda}{T_w} \tag{5.6}$$

Utilizando la expresión (2.15)

$$C_p = \frac{T_g \omega_r}{\frac{T_w v}{R}} \tag{5.7}$$

$$C_p = \frac{P_g}{\frac{1}{2}\rho\pi R^2 v^3} \tag{5.8}$$

La carga es puramente resistiva, por lo que la potencia generada es disipada en forma de calor en la resistencia y puede ser expresada como

$$P_g = \frac{V^2}{R_L} \tag{5.9}$$

Por tanto la expresión del coeficiente de potencia se puede obtener experimentalmente a través de la siguiente expresión, donde solo intervienen variables conocidas y medibles.

$$C_p = \frac{\frac{V^2}{R_L}}{\frac{1}{2}\rho\pi R^2 v^3} \tag{5.10}$$

La velocidad angular es obtenida mediante su frecuencia angular f_r por lo que mediante la expresión

$$\omega_r = 2\pi f_r \tag{5.11}$$

Se puede obtener el vector de velocidades angulares en [rad/s]. Volviendo a la expresión (5.5), el coeficiente de par ser puede expresar como

$$C_q = \frac{\frac{P_g}{2\pi f_r}}{T_w} \tag{5.12}$$

Sustituyendo (5.9) y el término T_w , el coeficiente de par también puede ser obtenido experimentalmente en función de variables conocidas y medibles.

$$C_q = \frac{\frac{V^2}{2\pi f_r R_L}}{\frac{1}{2}\rho\pi R^3 v^2} \tag{5.13}$$

A través del cociente entre el coeficiente de par y el coeficiente de potencia es fácil obtener la expresión experimental del coeficiente de velocidad específica. La expresión obtenida se corresponde con la ecuación (2.15).

$$\lambda = \frac{2\pi f_r R}{v} \tag{5.14}$$

Para obtener un vector de velocidades angulares, los ensayos se han desarrollado bajo unas condiciones de ángulo de paso de pala constante y una velocidad del viento variable. Inicialmente se ha llevado al generador eólico a un punto de régimen estacionario y se le ha hecho evolucionar hacia la zona de ángulo de paso de pala marcada. La velocidad del viento sigue un patrón de cambio descendente, empezando en unos 36 [Km/h] y acabando en 0 [Km/h], con un intervalo entre salto de 100 [s]. Este tiempo es suficiente para conseguir que el generador eólico se estabilice frente al cambio en la velocidad del viento.
Para cada tramo de velocidad del viento se calcula la media de los últimos 4 [s] para la frecuencia angular y la tensión generada. De esta forma se consigue un valor representativo del tramo, sin ninguna distorsión asociada a los intervalos de no estacionaridad.

La figura 5.1 muestra el coeficiente de potencia frente al ángulo de paso de pala y al coeficiente de velocidad específica. Se puede observar como la forma de la superficie presenta un aspecto similar a una de las laderas de la curva teórica mostrada en la figura 2.5. El máximo de la superficie se encuentra situado en un punto de ángulo 0° y un coeficiente de velocidad específica de 6,8. Se observa que a medida que el ángulo de paso de pala aumenta, el coeficiente de potencia disminuye, un aspecto coincidente con la expresión que caracteriza la curva de coeficiente de potencia teórica.

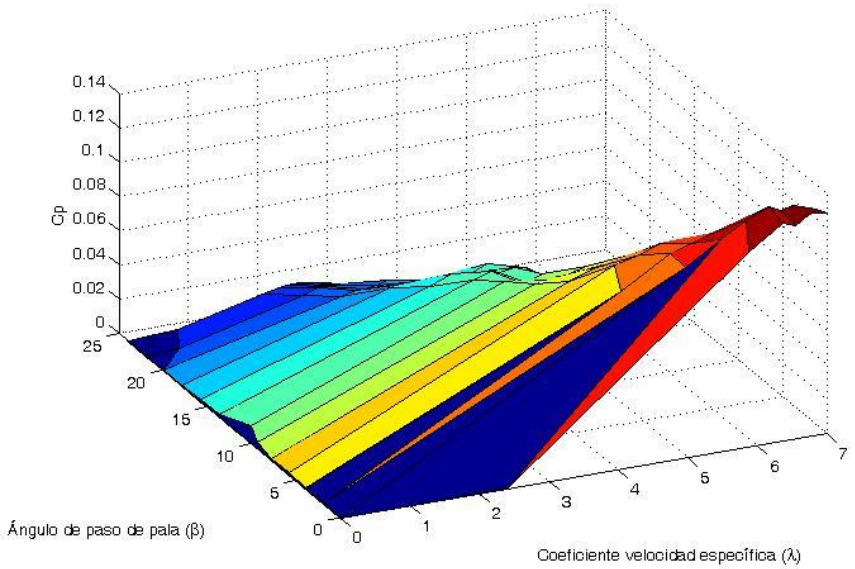


Figura 5. 1: Coeficiente de potencia frente a ángulo de paso de pala y coeficiente de velocidad específica

5.2 Identificación

En el capítulo 1 se mostró el diagrama de bloques del generador eólico incluyendo la estructura del sistema de control desde un punto de vista muy general. La figura 5.2 muestra de manera más detallada los lazos de control que componen la estrategia de regulación de velocidad angular. Se observa como existe un lazo exterior encargado de corregir el error de velocidad angular estableciendo consignas para otro lazo interior. Este lazo interior regula la posición del ángulo de paso de pala que influye sobre el comportamiento aerodinámico del equipo, intentando conseguir la velocidad deseada. Sobre la aerodinámica es donde se manifiestan de manera más abrupta los efectos de la perturbación del viento.

Una buena sintonía de ambos controladores conlleva un buen conocimiento de la dinámica del proceso sobre el cual van a actuar. La fase de identificación elaborada se ha centrado fundamentalmente en la captura de la dinámica del bloque enmarcado en color rojo en la figura 5.6. Este bloque se ha analizado como una caja negra, donde se aplica un estímulo a la entrada en forma de variación del ángulo de paso de pala de referencia y se mide el efecto provocado en la señal de velocidad angular.

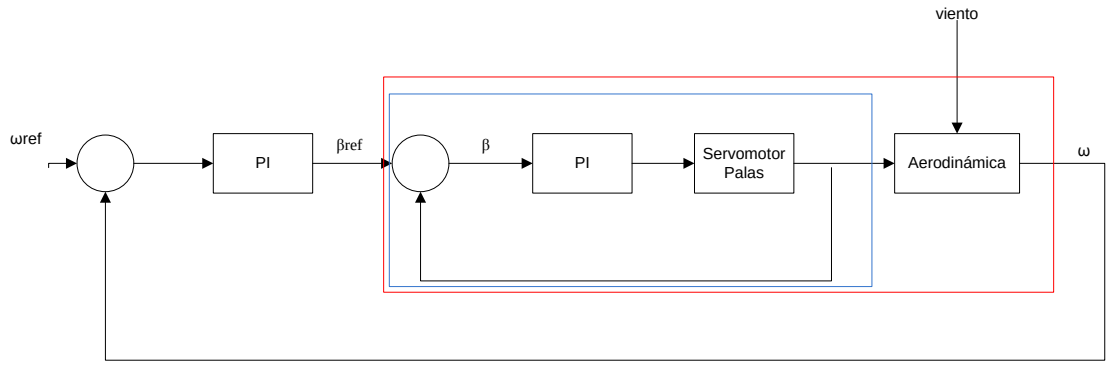


Figura 5. 2: Lazos de control de la estrategia de regulación de velocidad angular

El existo de esta identificación recae en gran parte en una buena sintonía previa del subsistema enmarcado en color azul. Este subsistema pretende captar la dinámica del servosistema regulador del ángulo de paso de pala. Algunos autores [20],[31] proponen que el bloque servomotor, generalmente hidráulico o neumático, se comporta como un integrador con una ganancia determinada. Tal afirmación ha sido corroborada en ensayos previos sobre el equipo. Con la suposición sobre la dinámica del mecanismo regulador de paso de pala se ha sintonizado su controlador de manera heurística buscando una respuesta en lazo cerrado sin oscilaciones (sobreamortiguada). La sintonía de dicho controlador y los resultados del lazo cerrado de control de ángulo de paso de pala se presentan más adelante.

La identificación se ha llevado cabo en varios puntos de trabajo, de manera que con los modelos obtenidos para cada punto se pueda diseñar y probar el controlador sintonizado. Los puntos de operación están definidos por la velocidad del viento y por el margen del ángulo de paso de pala que cubre la señal estímulo. Se ha intentado efectuar el número de ensayos suficiente para abarcar aproximadamente el rango completo de variación del ángulo de paso de pala del equipo (-2 a 25°) para tres velocidades de viento diferentes. Las velocidades de viento han sido seleccionadas para que el generador eólico trabaje por debajo de su velocidad angular nominal de 1800 [rpm].

La señal de estímulo se muestra en la figura 5.3. Inicialmente esta señal parte de un ángulo de paso de pala determinado y se le aplica una serie de subidas y bajadas provocando así el aumento y disminución de la velocidad angular. Los pulsos son de duración constante de 1000 [s], tiempo suficientemente elevado para dejar que el sistema alcance en cada cambio el estacionario.
La característica no lineal del sistema se ve reflejada en el hecho de que una misma variación de la señal de estímulo no provoca un mismo efecto sobre la velocidad angular y por tanto no sirve para todos los puntos de trabajo. Es importante en estas identificaciones poder captar de forma adecuada tanto la dinámica de subida, como de bajada de velocidad angular. Por tanto es necesario aplicar la señal de estímulo necesaria en cada caso poder obtener unos buenos resultados.

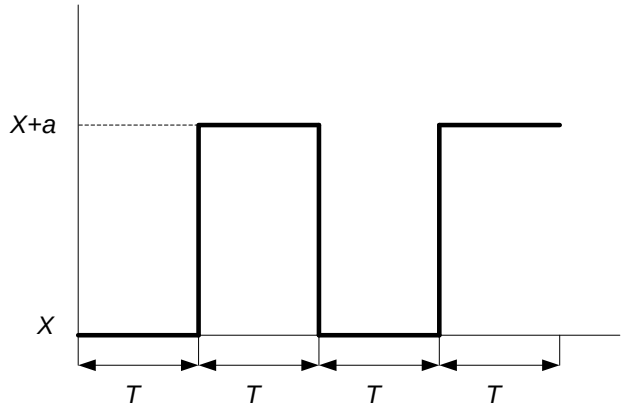


Figura 5. 3: Señal de estímulo

5.2.1 Análisis de la dinámica de subida y bajada de velocidad angular

En los resultados que se han obtenido en la fase de identificación y que se muestran más adelante, a simple vista se observa que la dinámica de subida y la dinámica de bajada de la velocidad angular son prácticamente iguales en la mayoría de los casos. Si solamente se analiza la dinámica de subida se puede comprobar, como no es tan parecida a la de la bajada, sino que posee un tiempo de asentamiento relativamente mayor, además de tener un crecimiento muy leve pero mantenido en todo el tramo de subida. La figura 5.4 muestra la salida de velocidad (trazo rojo) frente a un salto escalón negativo (16° a 12°) mantenido durante un periodo largo, para una velocidad de viento de 28 [Km/h]. A las señales se les ha restado su media para facilitar la comparación.

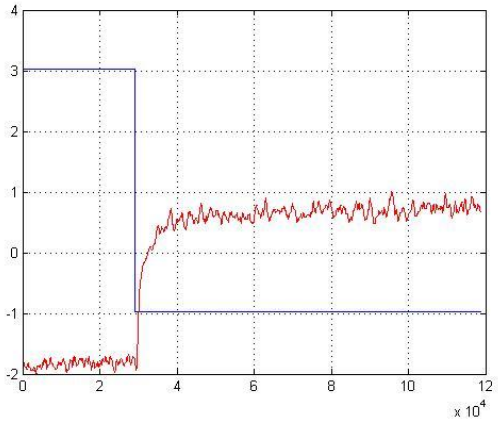


Figura 5. 4: Dinámica de subida de la velocidad angular

Esta subida muy ligera pero constante podría ser debida a una dinámica muy lenta representada por un polo muy alejado que se añade en esta zona de estabilidad del generador eólico.

Si se desprecia esta posible dinámica lenta y se identifica la planta solo en esta zona como un modelo de primer orden se obtiene:

$$G(s) = \frac{-0{,}6237}{1 + 25{,}446s}$$

Siendo el ajuste de la identificación del 89,25 [%].

De igual forma se ha analizado solo la dinámica de bajada frente a un salto positivo (12°-16°) para la misma velocidad de viento de 28 [Km/h]. El modelo obtenido con un ajuste del 90,23 [%] es:

$$G(s) = \frac{-0{,}6120}{1 + 8{,}622s}$$

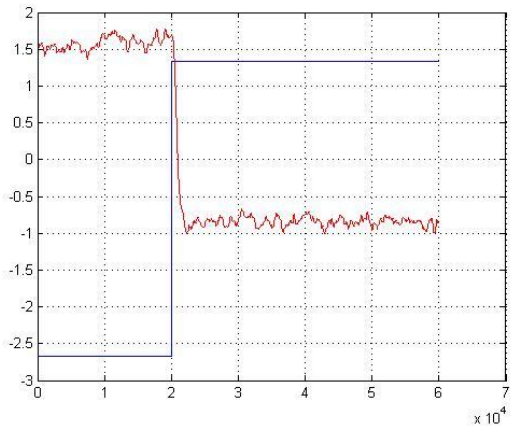


Figura 5. 5: Dinámica de bajada de la velocidad angular

La comparación de ambos modelos deja de manifiesto la discrepancia de dinámica que se produce en el sistema. El modelo de la dinámica de subida presenta una constante de tiempo τ de 25,446, lo que se traduce en un tiempo de asentamiento t_s de aproximadamente cuatro veces la constante de tiempo 101,78 [s]. Sin embargo el tiempo de asentamiento de la dinámica de bajada es de 34,64 [s], casi tres veces menor.

Con este ensayo se puede obtener dos conclusiones. La primera de ellas es que una identificación con un alto ajuste en ambas zonas es imposible, por lo que se debe intentar obtener una dinámica media que se ajuste lo mejor posible a ambas dinámicas. La segunda conclusión es que esta diferencia entre subida y bajada de velocidad angular provoca que sea necesario llegar a una situación de compromiso en la sintonización del controlador, que permita regular bien el seguimiento de la referencia de velocidad para tramos de incremento y de decremento de velocidad.

A continuación se muestran los resultados de las identificaciones para cada tramo de viento. Los resultados muestran la señal de entrada estímulo al sistema, la señal de salida de velocidad angular y la validación en lazo abierto entre el modelo obtenido y la salida de la planta. Al final de cada epígrafe se muestra una tabla resumen que recoge los modelos obtenidos, con el correspondiente porcentaje de ajuste.

5.2.2 Tramo 1 de Identificación

El tramo 1 de identificación es el correspondiente a una velocidad de viento de 28 [Km/h] (7,77 [m/s]).

Zona de los 14°-17° de paso de pala

El tramo de identificación comprende desde los 1500 [s] hasta los 4000 [s].

Modelo	Ajuste
$\frac{-0{,}6018}{1+38{,}408s}$	85,44 [%]

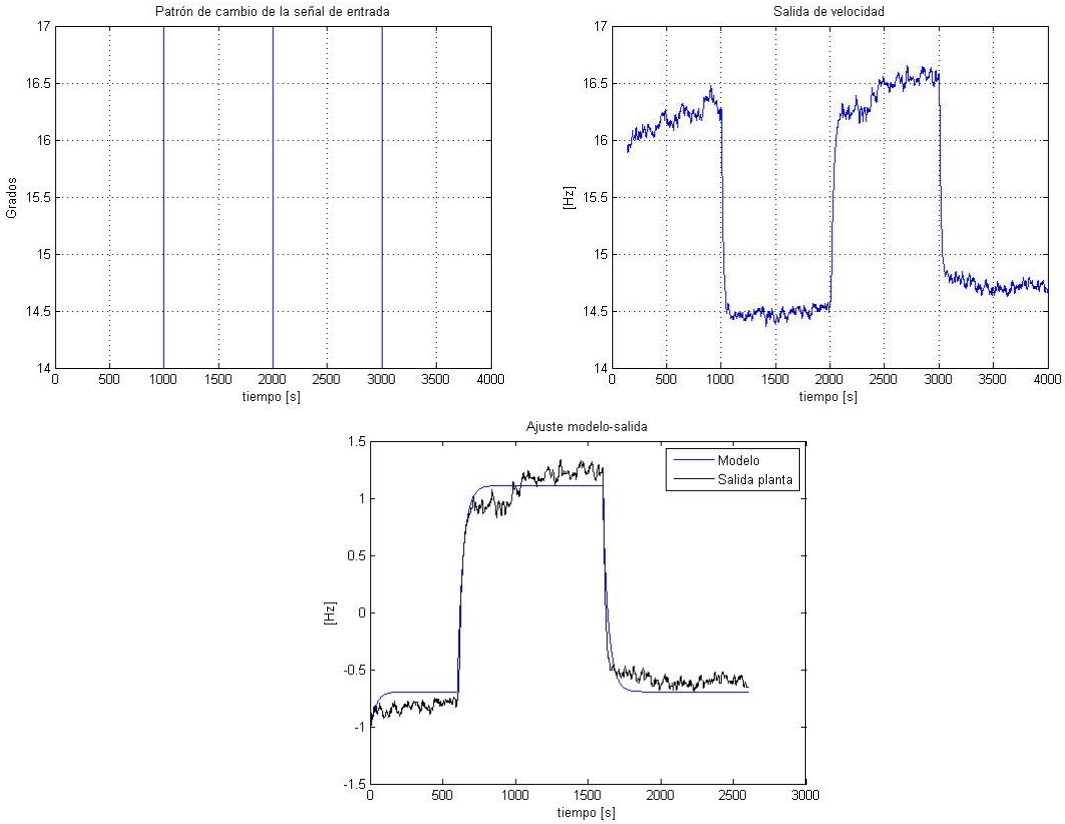


Figura 5. 6: Identificación para zona 14°-17° para viento de 28 [Km/h]

Zona de los 16°-19° de paso de pala

El tramo de identificación comprende desde los 1500 [s] hasta los 4000 [s].

Modelo	Ajuste
$\frac{-0{,}5934}{1+26{,}769s}$	92,43 [%]

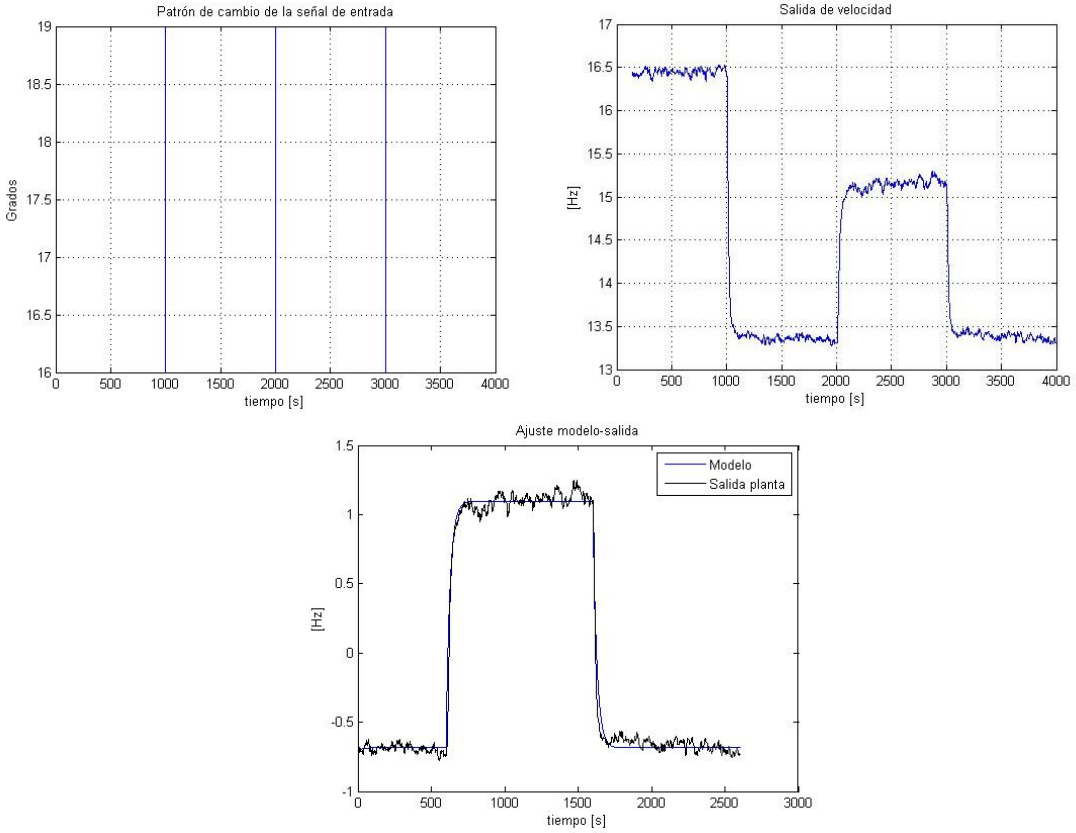


Figura 5. 7: Identificación para zona 16°-19° para viento de 28 [Km/h]

Zona de los 18°-20° de paso de pala

El tramo de identificación comprende desde los 1500 [s] hasta los 4000 [s].

Modelo	Ajuste
$\frac{-0{,}3952}{1+31{,}41s}$	86,03 [%]

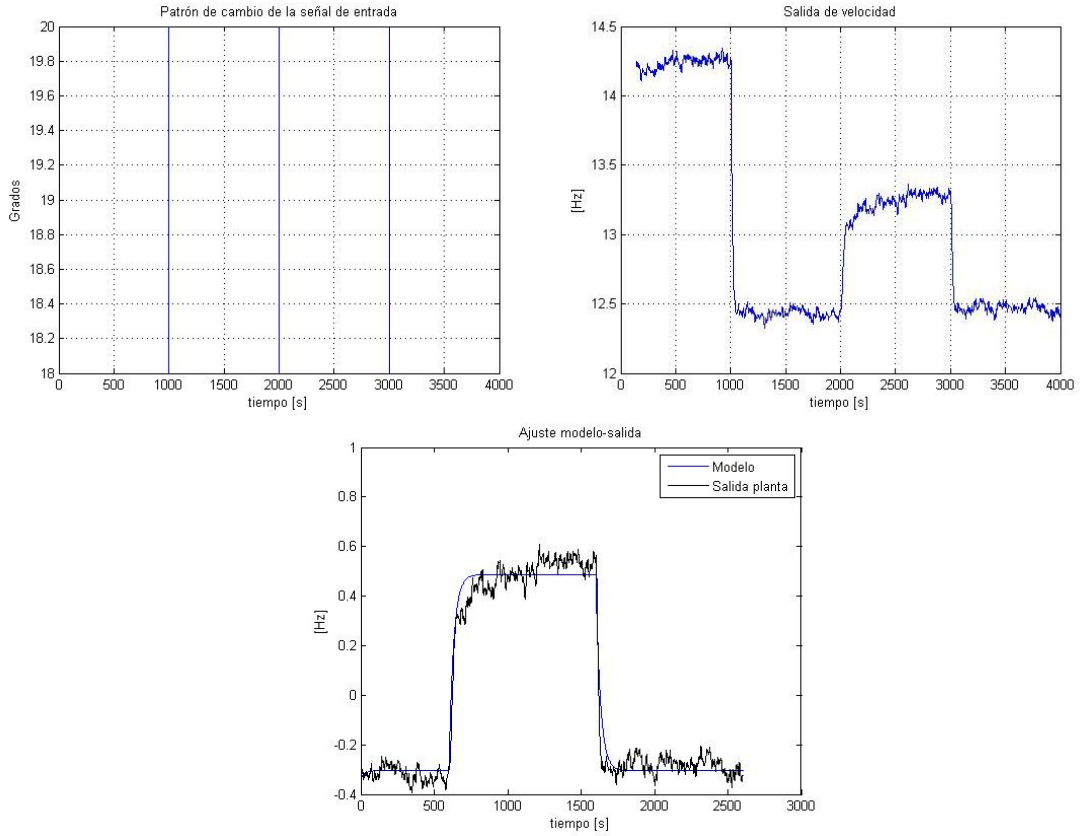


Figura 5. 8: Identificación para zona 18°-20° para viento de 28 [Km/h]

Zona de los 20°-22° de paso de pala

El tramo de identificación comprende desde los 1500 [s] hasta los 4000 [s].

Modelo	Ajuste
$\frac{-0{,}4123}{1+27{,}63s}$	90,59 [%]

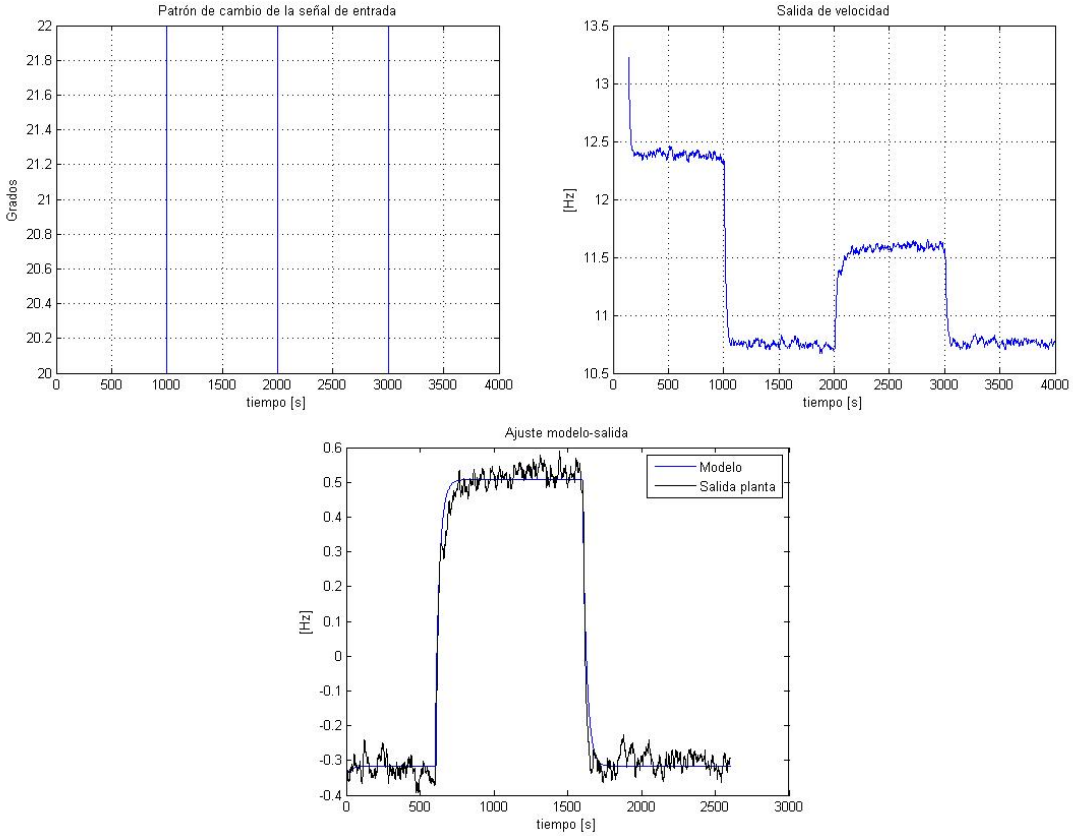


Figura 5. 9: Identificación para zona 20°-22° para viento de 28 [Km/h]

Zona de los 21°-24° de paso de pala

El tramo de identificación comprende desde los 1500 [s] hasta los 4000 [s].

Modelo	Ajuste
$\frac{-0{,}5676}{1+29{,}77s}$	87,99 [%]

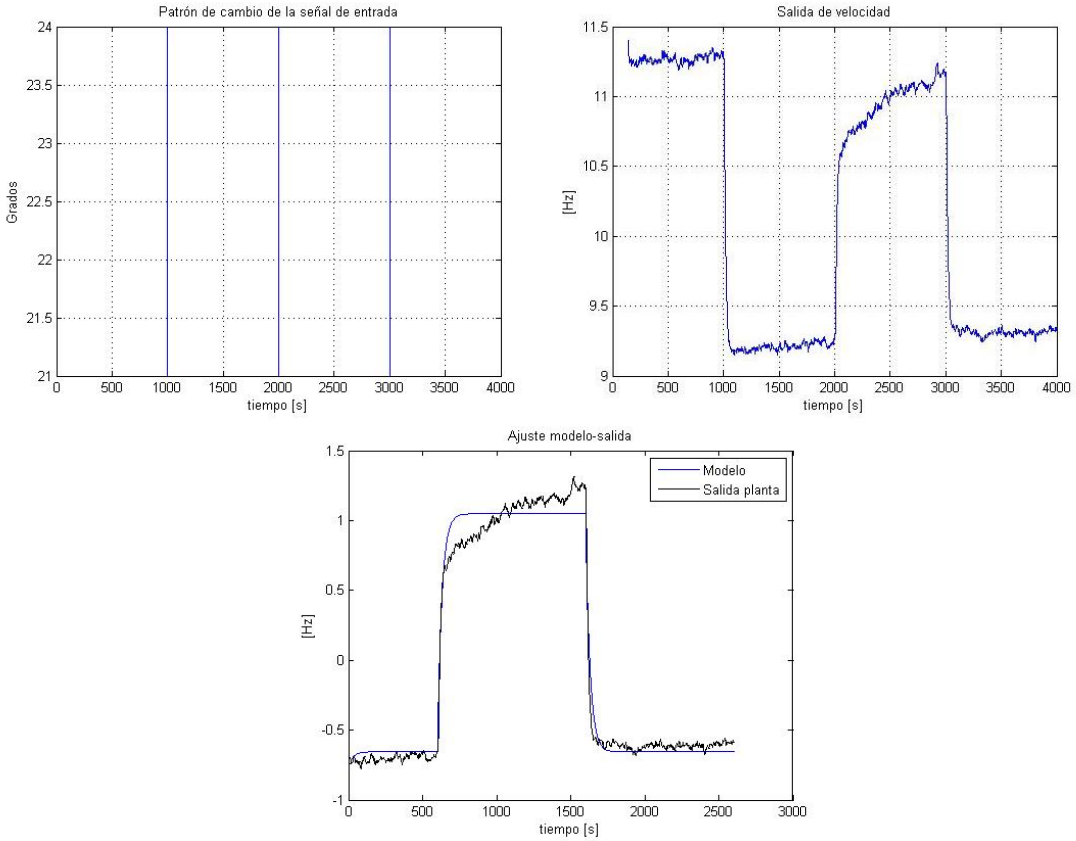


Figura 5. 10: Identificación para zona 21°-24° para viento de 28 [Km/h]

Zona de los 10°-14° de paso de pala

El tramo de identificación comprende desde los 1500 [s] hasta los 4000 [s].

Modelo	Ajuste
$\frac{-0{,}3447}{1+44{,}6s}$	84,86 [%]

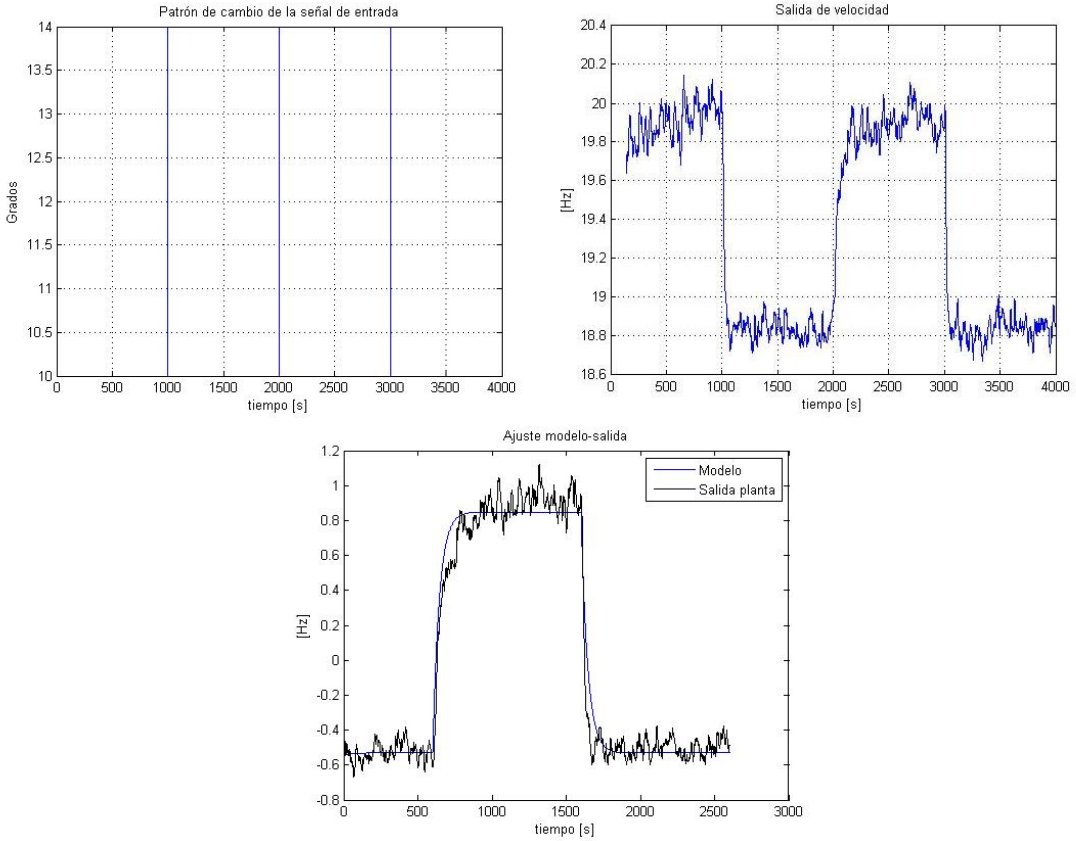


Figura 5. 11: Identificación para zona 10°-14° para viento de 28 [Km/h]

Zona de los 6°-10° de paso de pala

El tramo de identificación comprende desde los 1500 [s] hasta los 4000 [s].

Modelo	Ajuste
$\frac{-0{,}1507}{1+42{,}793s}$	75,59 [%]

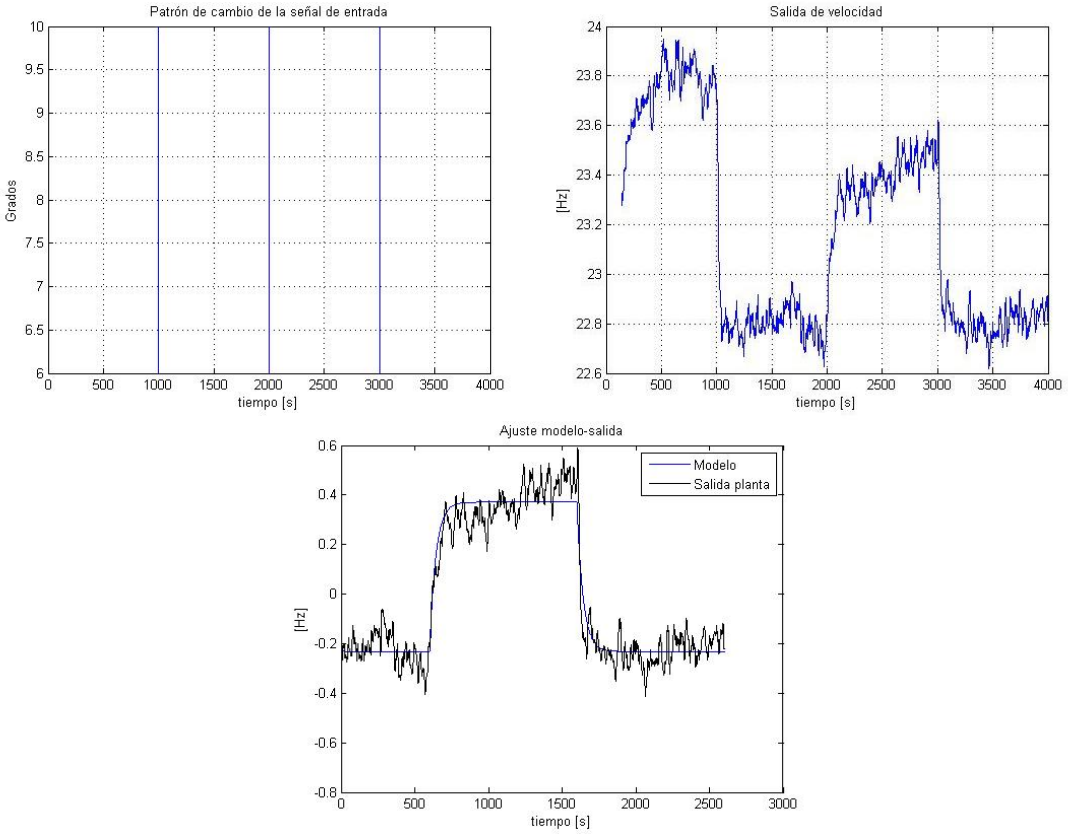


Figura 5. 12: Identificación para zona 6°-10° para viento de 28 [Km/h]

Los resultados de este tramo de identificación se recogen en la siguiente tabla

Zona	Modelo	Ajuste
14°-17°	$\frac{-0{,}6018}{1+38{,}408s}$	85,44 [%]
16°-19°	$\frac{-0{,}5934}{1+26{,}769s}$	91,43 [%]
18°-20°	$\frac{-0{,}3952}{1+31{,}41s}$	86,03 [%]
20°-22°	$\frac{-0{,}4123}{1+27{,}63s}$	90,59 [%]
21°-24°	$\frac{-0{,}5676}{1+29{,}77s}$	87,99 [%]
10°-14°	$\frac{-0{,}3447}{1+44{,}6s}$	84,86 [%]

6°-10°	$\frac{-0,1507}{1+42,793s}$	75,59 [%]

Tabla 5. 1: Tabla resumen del tramo 1 de identificación

5.2.3 Tramo 2 de Identificación

El tramo 2 de identificación es el correspondiente a una velocidad de viento de 30 [Km/h] (8,33 [m/s]).

Zona de los 14°-17° de paso de pala

El tramo de identificación comprende desde los 1500 [s] hasta los 4000 [s].

Modelo	Ajuste
$\frac{-0,5225}{1+33,492s}$	88,97 [%]

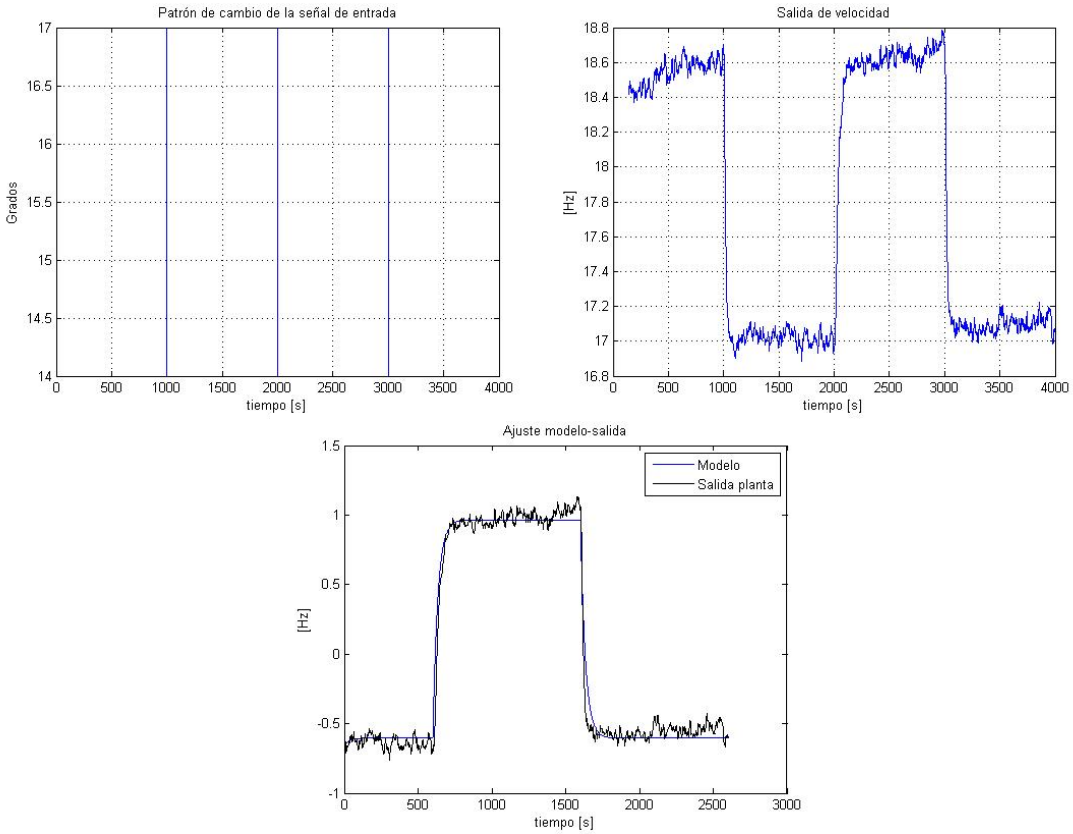


Figura 5. 13: Identificación para zona 14°-17° para viento de 30 [Km/h]

Zona de los 16°-19° de paso de pala

El tramo de identificación comprende desde los 1500 [s] hasta los 4000 [s].

Modelo	Ajuste
$\frac{-0{,}6469}{1+30{,}314s}$	94,66 [%]

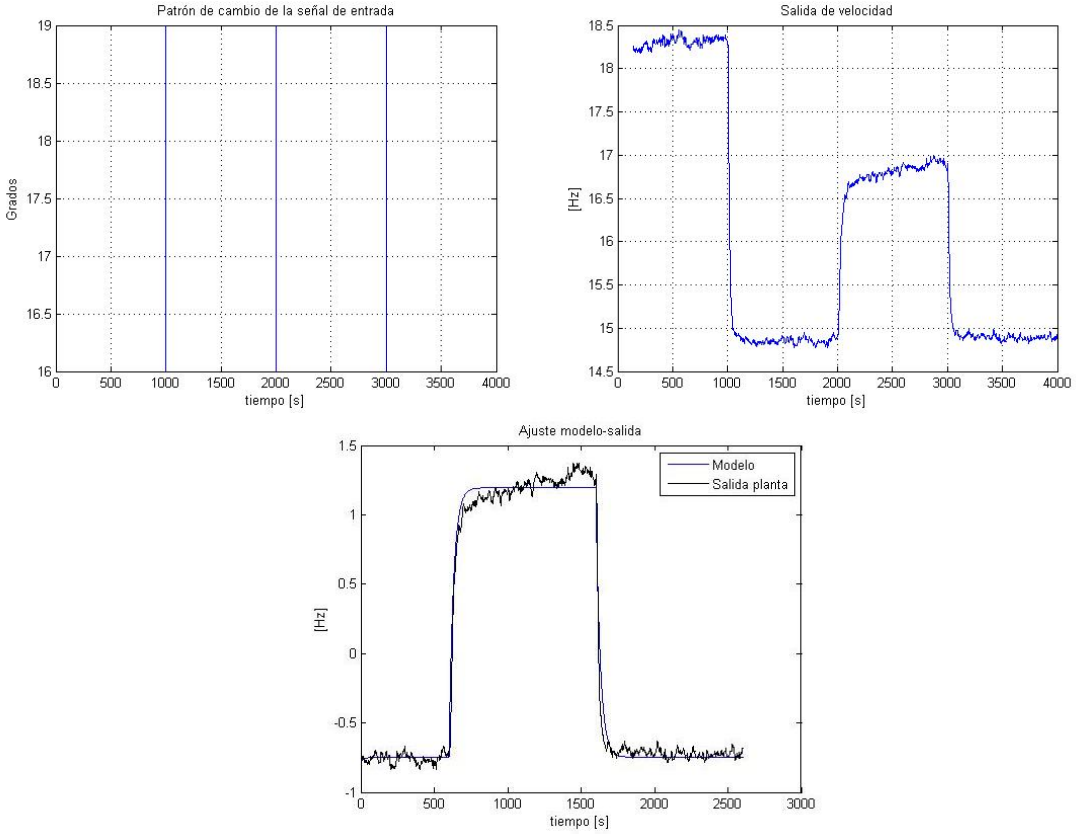


Figura 5. 14: Identificación para zona 16°-19° para viento de 30 [Km/h]

Zona de los 18°-20° de paso de pala

El tramo de identificación comprende desde los 1500 [s] hasta los 4000 [s].

Modelo	Ajuste
$\frac{-0{,}4471}{1+30{,}49s}$	90,09 [%]

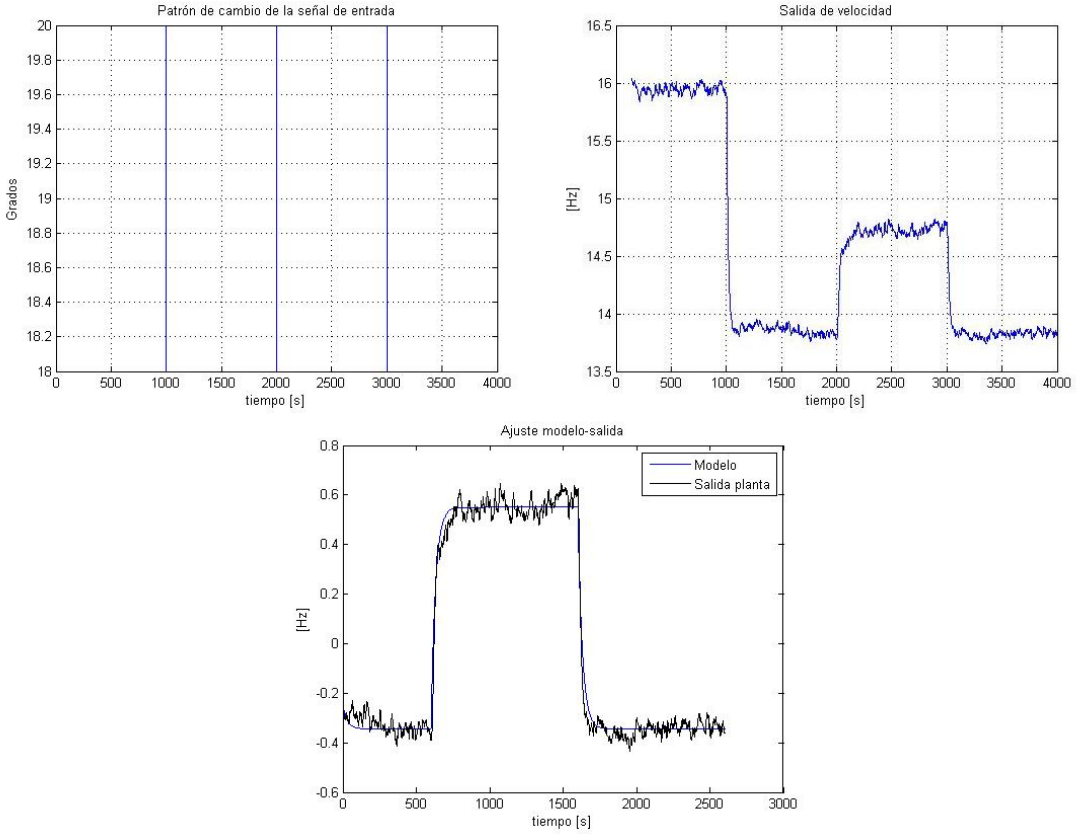


Figura 5. 15: Identificación para zona 18°-20° para viento de 30 [Km/h]

Zona de los 20°-22° de paso de pala

El tramo de identificación comprende desde los 1500 [s] hasta los 4000 [s].

Modelo	Ajuste
$\frac{-0{,}5585}{1+33{,}926s}$	86,98 [%]

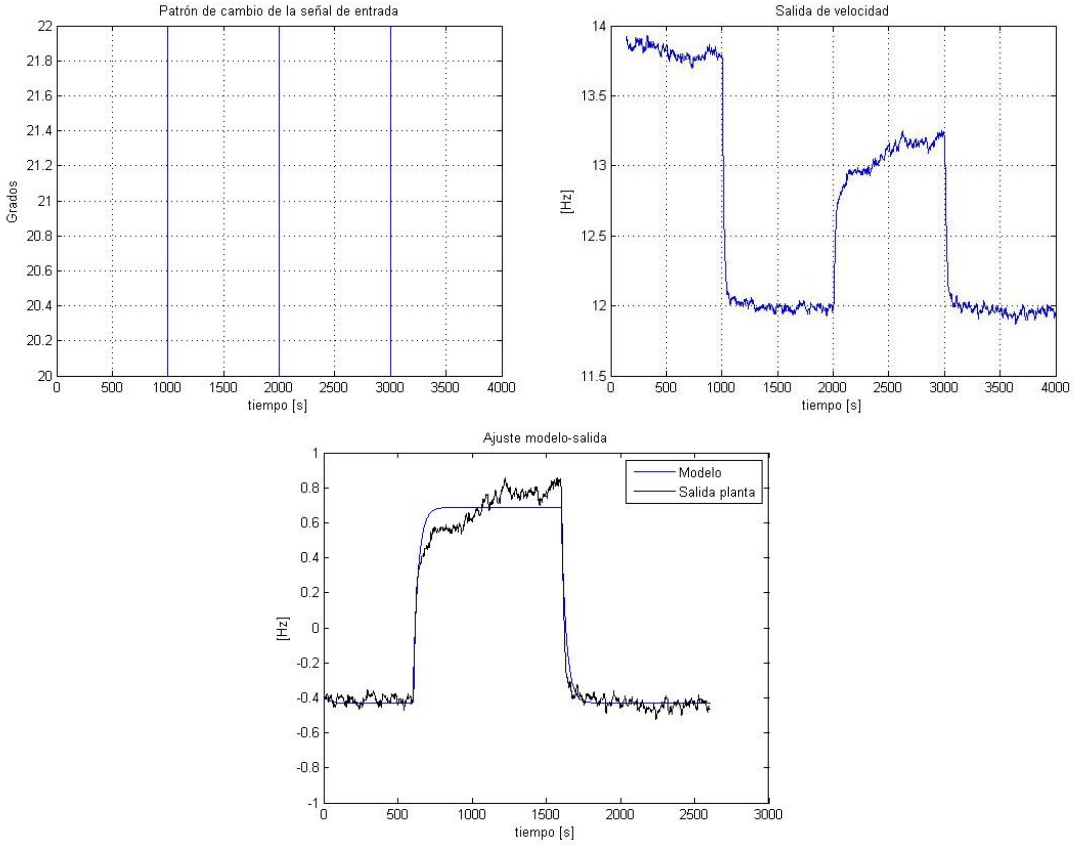


Figura 5. 16: Identificación para zona 20°-22° para viento de 30 [Km/h]

Zona de los 21°-24° de paso de pala

El tramo de identificación comprende desde los 1500 [s] hasta los 4000 [s].

Modelo	Ajuste
$\frac{-0{,}5628}{1+24{,}018s}$	92,67 [%]

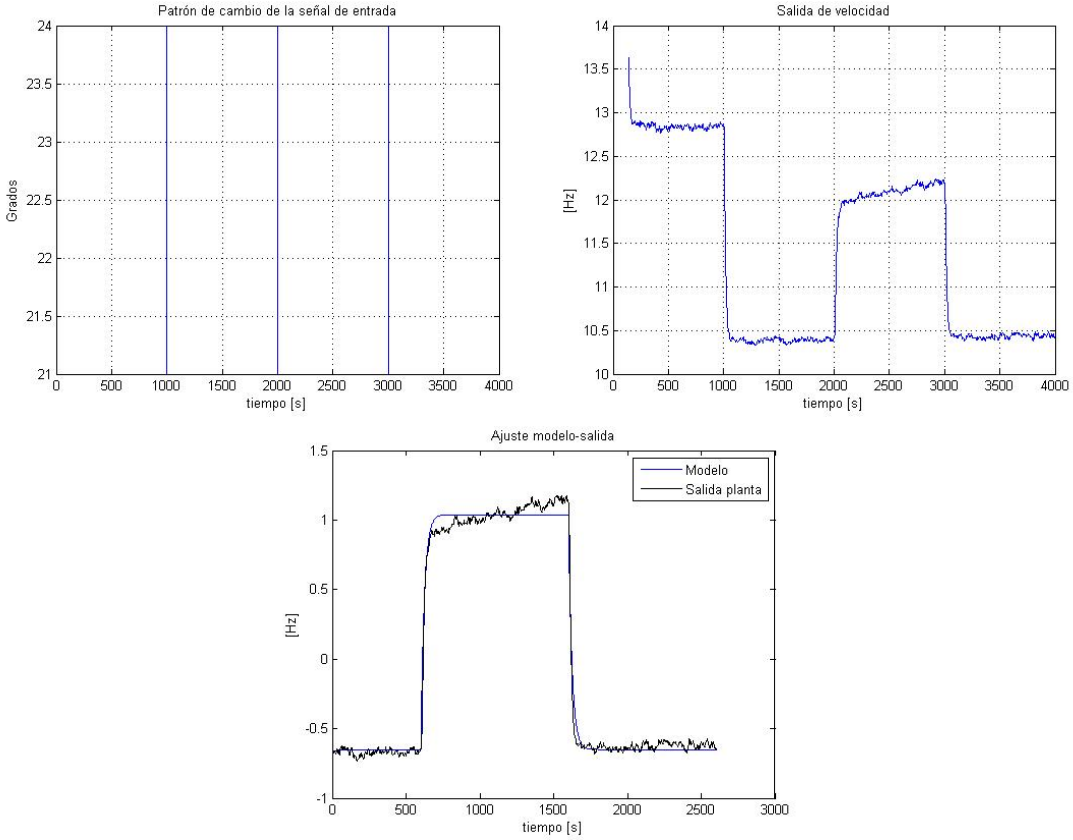


Figura 5. 17: Identificación para zona 21°-24° para viento de 30 [Km/h]

Zona de los 10°-14° de paso de pala

El tramo de identificación comprende desde los 1500 [s] hasta los 4000 [s].

Modelo	Ajuste
$\frac{-0{,}2630}{1+31{,}87s}$	85,07 [%]

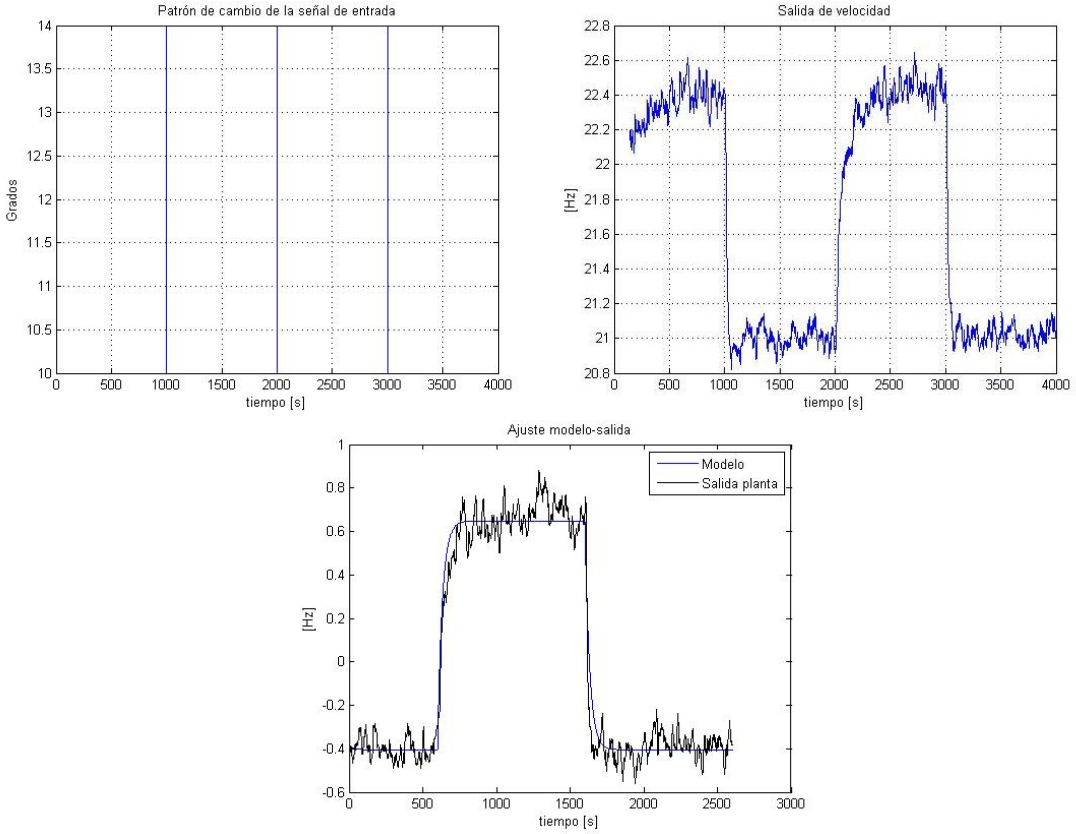


Figura 5. 18: Identificación para zona 10°-14° para viento de 30 [Km/h]

Zona de los 6°-10° de paso de pala

El tramo de identificación comprende desde los 1500 [s] hasta los 4000 [s].

Modelo	Ajuste
$\frac{-0{,}1657}{1+18{,}575s}$	78,3 [%]

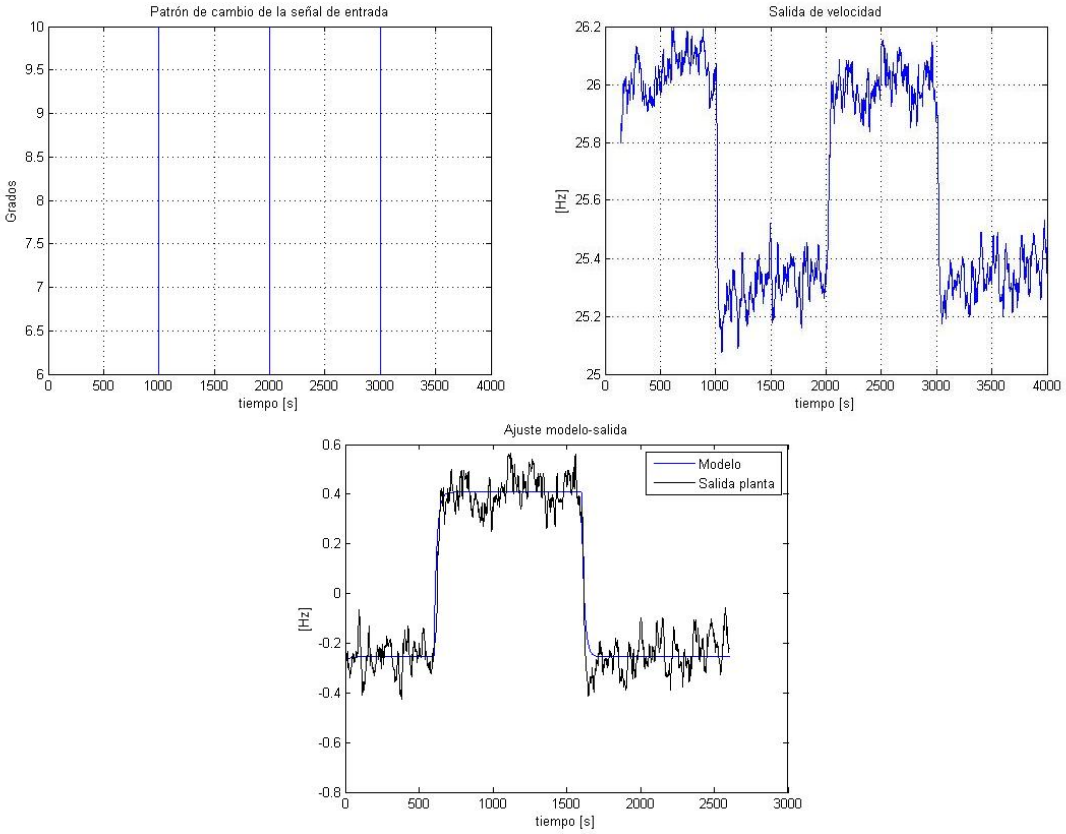


Figura 5. 19: Identificación para zona 6°-10° para viento de 30 [Km/h]

Los resultados de este tramo de identificación se recogen en la siguiente tabla

Zona	Modelo	Ajuste
14°-17°	$\frac{-0{,}5225}{1+33{,}492s}$	88,97 [%]
16°-19°	$\frac{-0{,}6469}{1+30{,}314s}$	94,66 [%]
18°-20°	$\frac{-0{,}4471}{1+30{,}49s}$	90,09 [%]
20°-22°	$\frac{-0{,}5585}{1+33{,}926s}$	86,98 [%]
21°-24°	$\frac{-0{,}5628}{1+24{,}018s}$	92,67 [%]
10°-14°	$\frac{-0{,}2630}{1+31{,}87s}$	85,07 [%]

6°-10°	$\frac{-0,1657}{1+18,575s}$	78,3 [%]

Tabla 5. 2: Tabla resumen del tramo 2 de identificación

5.2.4 Tramo 3 de Identificación

El tramo 3de identificación es el correspondiente a una velocidad de viento de 32 [Km/h] (8,8[m/s]).

Zona de los 14°-17° de paso de pala

El tramo de identificación comprende desde los 1500 [s] hasta los 4000 [s].

Modelo	Ajuste
$\frac{-0,5722}{1+38,332s}$	86,5 [%]

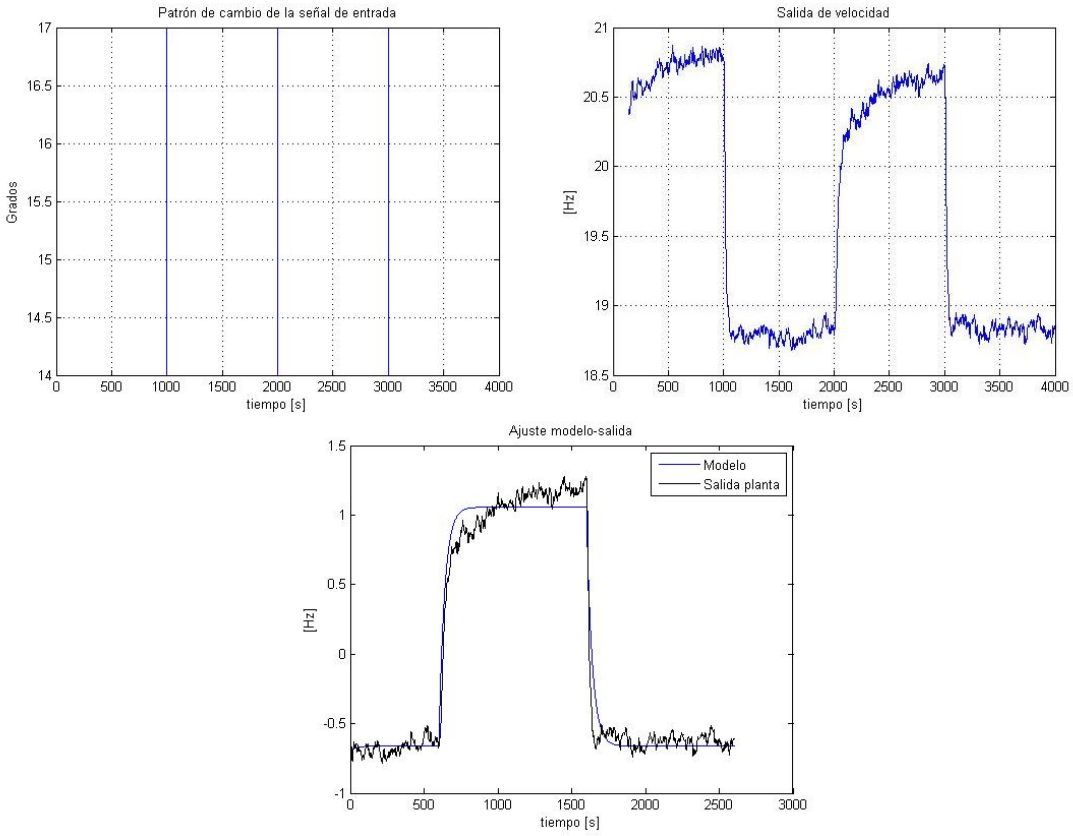


Figura 5. 20: Identificación para zona 14°-17° para viento de 32 [Km/h]

Zona de los 16°-19° de paso de pala

El tramo de identificación comprende desde los 1500 [s] hasta los 4000 [s].

Modelo	Ajuste
$\frac{-0{,}5094}{1+27{,}257s}$	91,88 [%]

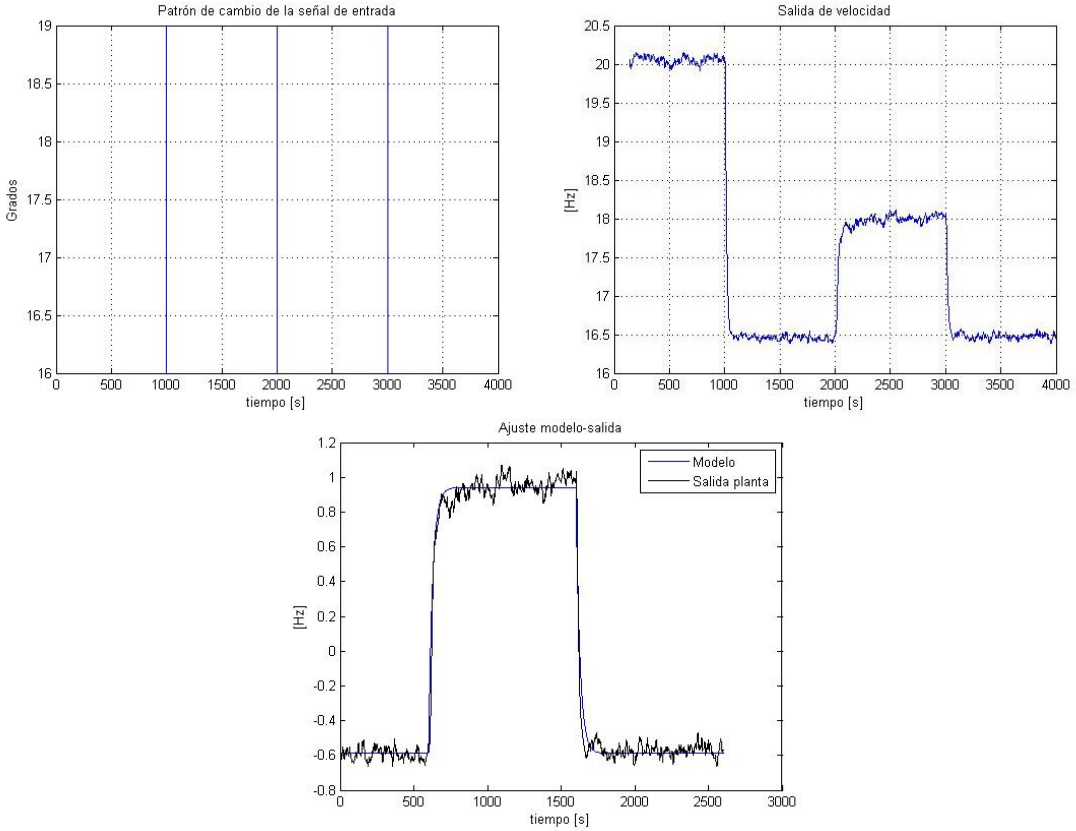


Figura 5. 21: Identificación para zona 16°-19° para viento de 32 [Km/h]

Zona de los 18°-20° de paso de pala

El tramo de identificación comprende desde los 1500 [s] hasta los 4000 [s].

Modelo	Ajuste
$\frac{-0{,}5218}{1+32{,}304s}$	87,37 [%]

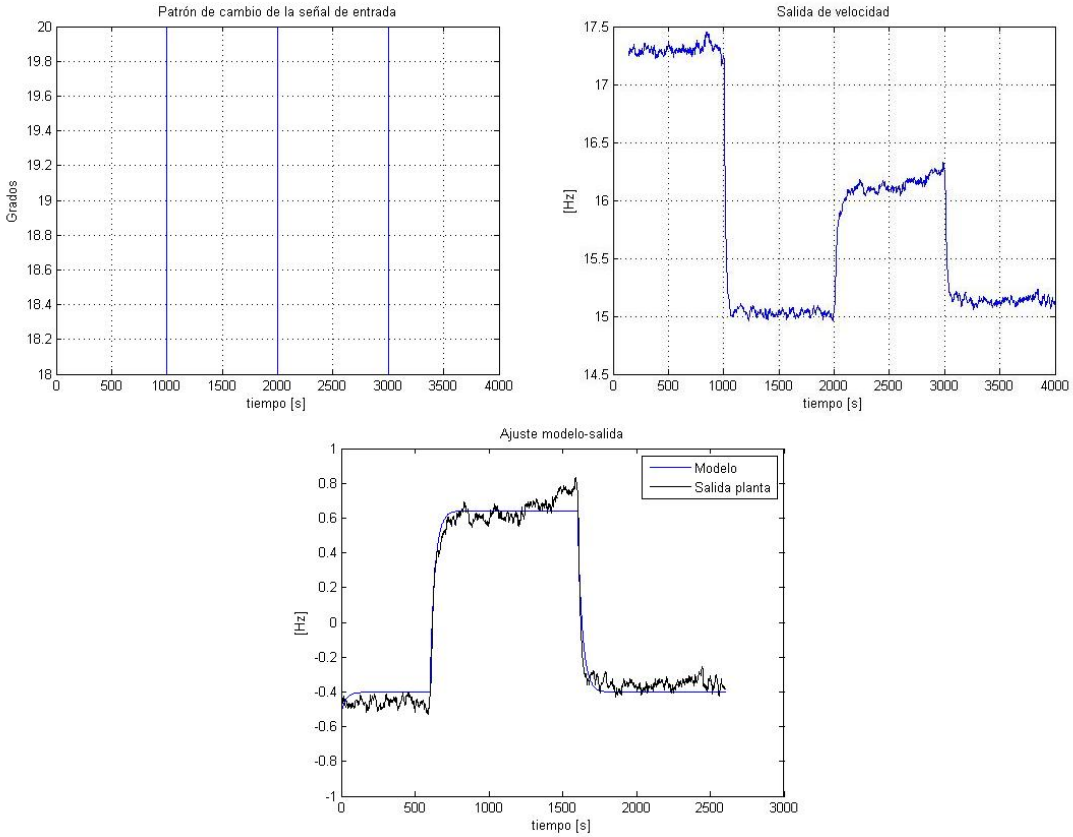


Figura 5. 22: Identificación para zona 18°-20° para viento de 32 [Km/h]

Zona de los 20°-22° de paso de pala

El tramo de identificación comprende desde los 1500 [s] hasta los 4000 [s].

Modelo	Ajuste
$\frac{-0{,}6412}{1+46{,}487s}$	86,78 [%]

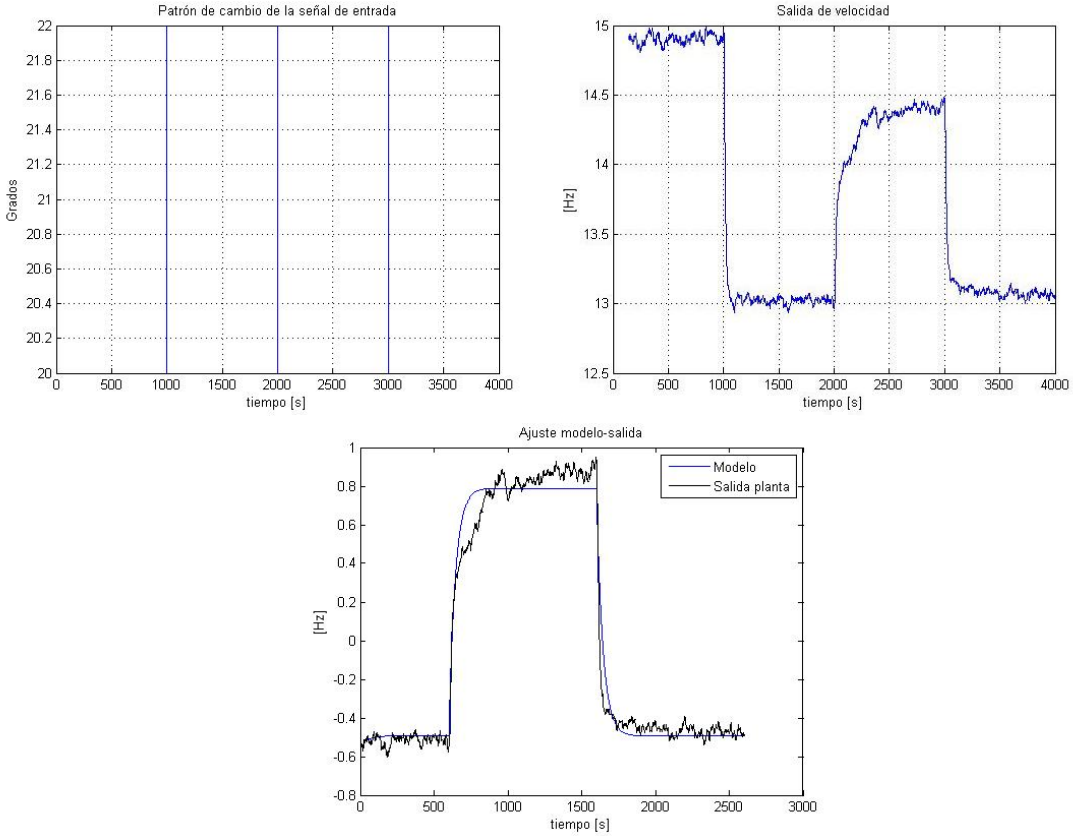


Figura 5. 23: Identificación para zona 20°-22° para viento de 32 [Km/h]

Zona de los 21°-24° de paso de pala

El tramo de identificación comprende desde los 1500 [s] hasta los 4000 [s].

Modelo	Ajuste
$\frac{-0{,}6883}{1+25{,}602s}$	89,52 [%]

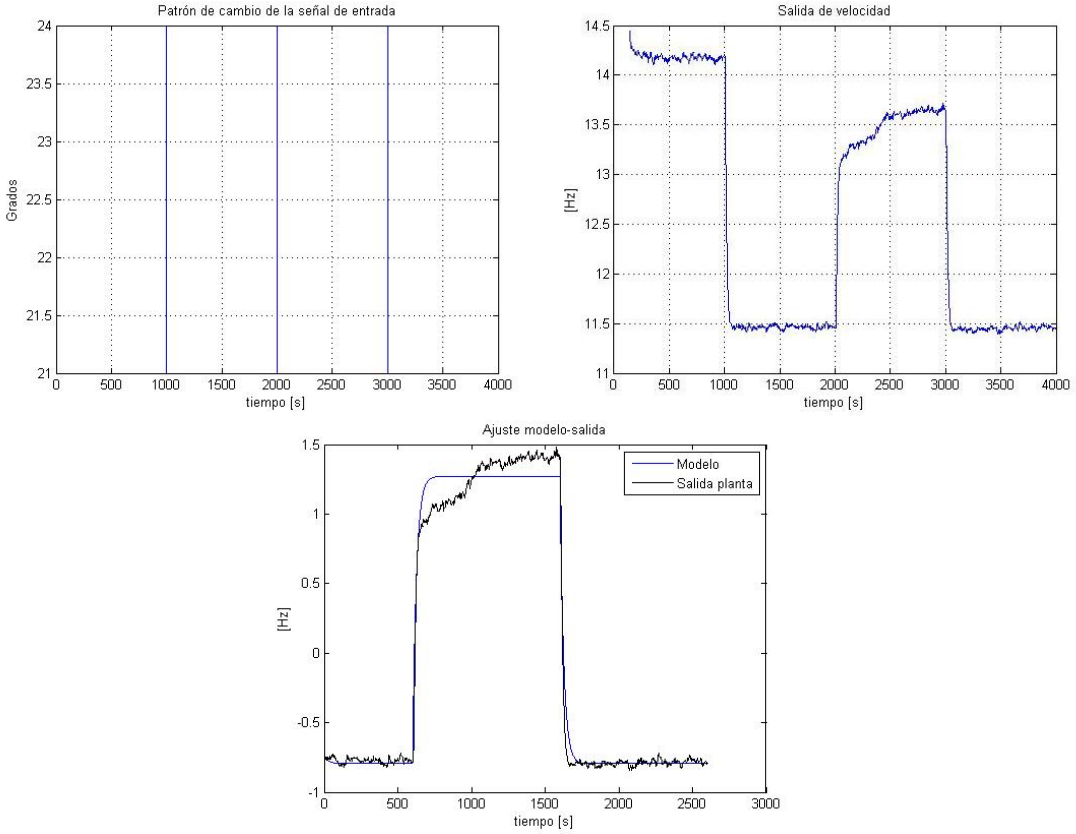


Figura 5. 24: Identificación para zona 21°-24° para viento de 32 [Km/h]

Zona de los 10°-14° de paso de pala

El tramo de identificación comprende desde los 1500 [s] hasta los 4000 [s].

Modelo	Ajuste
$\frac{-0{,}4269}{1+33{,}571s}$	89,72 [%]

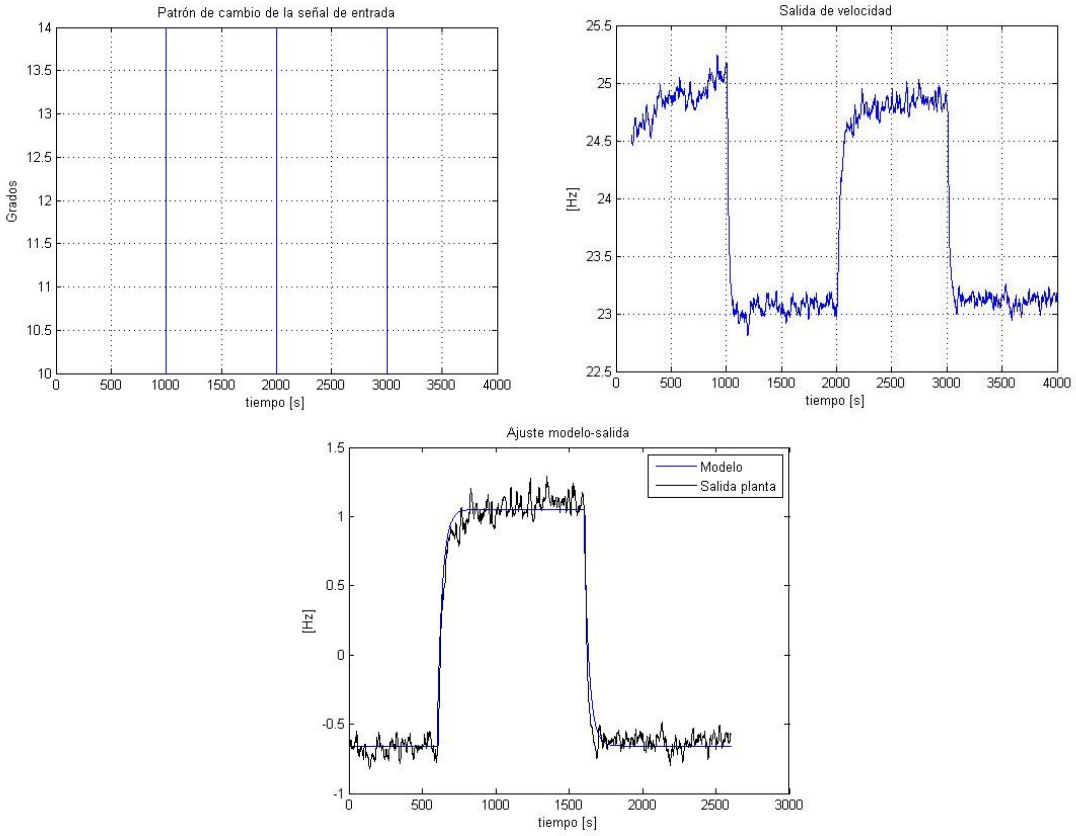


Figura 5. 25: Identificación para zona 10°-14° para viento de 32 [Km/h]

Los resultados de este tramo de identificación se recogen en la siguiente tabla

Zona	Modelo	Ajuste
14°-17°	$\frac{-0{,}5722}{1+38{,}332s}$	86,5 [%]
16°-19°	$\frac{-0{,}5094}{1+27{,}257s}$	91,88 [%]
18°-20°	$\frac{-0{,}5218}{1+32{,}304s}$	87,37 [%]
20°-22°	$\frac{-0{,}6412}{1+46{,}487s}$	86,78 [%]
21°-24°	$\frac{-0{,}6883}{1+25{,}602s}$	89,52 [%]
10°-14°	$\frac{-0{,}4269}{1+33{,}571s}$	89,72 [%]

Tabla 5. 3: Tabla resumen del tramo 3 de identificación

Zona	32 [km/h]	30 [km/h]	28 [km/h]
14°-17°	$\frac{-0{,}5722}{1+38{,}332s}$	$\frac{-0{,}5225}{1+33{,}492s}$	$\frac{-0{,}6018}{1+38{,}408s}$
16°-19°	$\frac{-0{,}5094}{1+27{,}257s}$	$\frac{-0{,}6469}{1+30{,}314s}$	$\frac{-0{,}5934}{1+26{,}769s}$
18°-20°	$\frac{-0{,}5218}{1+32{,}304s}$	$\frac{-0{,}4471}{1+30{,}49s}$	$\frac{-0{,}3952}{1+31{,}41s}$
20°-22°	$\frac{-0{,}6412}{1+46{,}487s}$	$\frac{-0{,}5585}{1+33{,}926s}$	$\frac{-0{,}4123}{1+27{,}63s}$
21°-24°	$\frac{-0{,}6883}{1+25{,}602s}$	$\frac{-0{,}5628}{1+24{,}018s}$	$\frac{-0{,}5676}{1+29{,}77s}$
10°-14°	$\frac{-0{,}4269}{1+33{,}571s}$	$\frac{-0{,}2630}{1+31{,}87s}$	$\frac{-0{,}3447}{1+44{,}6s}$
6°-10°		$\frac{-0{,}1657}{1+18{,}575s}$	$\frac{-0{,}1507}{1+42{,}793s}$

Tabla 5. 4: Tabla resumen final de los tres tramos de identificación

Con la tabla anterior se observa a priori que no existe ningún patrón de conducta que permita entablar alguna relación entre la zona de operación y alguna característica del modelo. Se puede considerar que la constante de tiempo media está en torno a los 32.38 [s] y la ganancia media en unos -0.48 [Hz] y representan al modelo característico del sistema. Las zonas de ángulo de paso de pala bajo han sido eliminadas de la fase de identificación debido a que la señal de estímulo necesaria para capturar de manera adecuada la dinámica de subida y bajada en esas zonas representaba un porcentaje demasiado alto con respecto al rango completo. Esto supone que la zona donde de alcanza el máximo coeficiente de potencia no dispone de algún modelo representativo. Con el controlador sintonizado mediante el modelo de valores medios, se debe comprobar que el sistema opera correctamente en lazo cerrado en esta zona.

5.3 Lazo de Control de Velocidad

5.3.1 Sintonía experimental del controlador interior

El controlador interior es el encargado de seguir la referencia de ángulo de paso de pala impuesta por el controlador exterior. Como se ha indicado anteriormente, la dinámica del servomotor se puede considerar como un bloque integrador con una ganancia determinada. De manera experimental y a través de la técnica de Ziegler-Nichols se ha obtenido una sintonía para un controlador PI buscando una respuesta sobreamortiguada. El controlador tiene una ganancia proporcional $K_p = 6$ y un tiempo integral $T_i = 5$. La saturación superior es +10 [V] y la inferior -10 [V]. Junto a la saturación también se ha añadido una limitación de la tasa de cambio de ±7 [V/s] para evitar que el controlador sature continuamente. La figura 5.26 muestra un ensayo de seguimiento de consigna para este lazo.

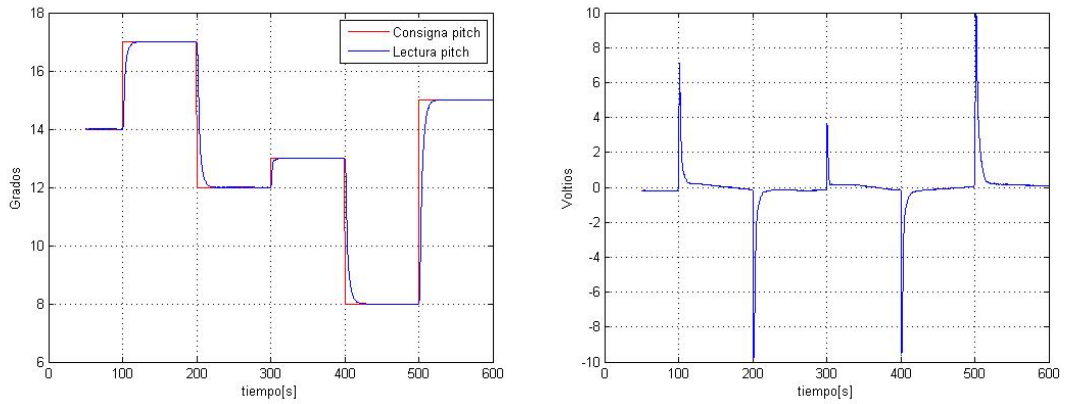


Figura 5. 26: Lazo cerrado del controlador interior

5.3.2 Sintonía analítico-experimental de controlador exterior

Con el modelo medio obtenido a través de la tabla resumen 5.4 se pretende sintonizar un controlador válido para todas las zonas de operación. El modelo es:

$$G(s) = \frac{-0{,}48}{1 + 32{,}38s}$$

El tiempo de asentamiento del modelo-sistema en lazo abierto es de aproximadamente 161,9 [s]. El sistema en lazo cerrado con el controlador debería tener un tiempo de asentamiento similar, para impedir que el controlador intente hacer al sistema más rápido frente a un cambio mediante señales de control elevadas que puedan generar un sobrepaso excesivo no deseado sobre la consigna.

A través de una herramienta software de diseño paramétrico de controladores [32] se ha sintonizado un controlador PI con una especificación de tiempo de asentamiento aproximada a la requerida. El controlador presenta una ganancia proporcional $K_p = -0{,}81$ y un tiempo integral $T_i = 16{,}2$. Con estos valores el margen de fase obtenido es de 74,6°. La figura 5.27 muestra el lazo cerrado del modelo frente a un salto escalón unitario con dicha sintonía.

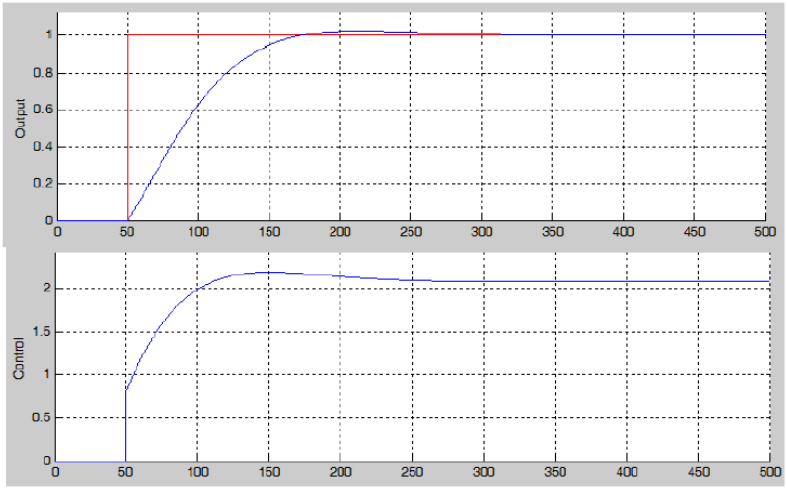


Figura 5. 27: Lazo cerrado del modelo para $\boldsymbol{K_p = -0.81}$ y $\boldsymbol{T_i = 16.2}$

5.3.3 Bondad del controlador

El objetivo de este epígrafe es corroborar que el controlador diseñado es válido para las zonas de operación delimitadas en la identificación. Los modelos son testeados mediante una comparación con los resultados reales del equipo experimental en un seguimiento de una consigna de velocidad angular. Para una correcta comparación con los modelos, estos deben ser comparados dentro del rango de validez de velocidad en el que fueron identificados.
Dependiendo de la mayor o menor amplitud de ese rango, el patrón de consigna de velocidad es modificado.
Las siguientes gráficas muestran la comparación entre la salida de velocidad angular de la planta y la salida del modelo frente a un mismo patrón de consigna y para varios puntos de operación. También se muestran las señales de control generadas tanto en simulación, como en el controlador real de la planta. La señal de control del modelo está ubicada con respecto a cero, como resultado de un análisis incremental del modelo.

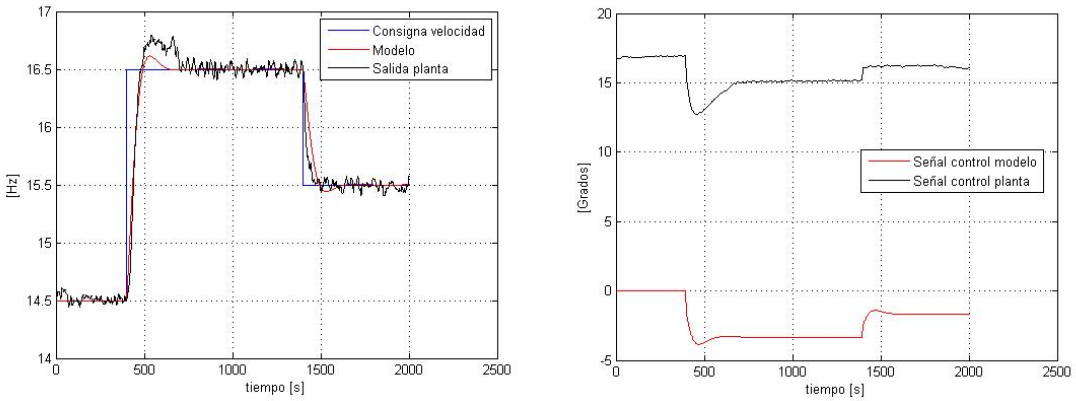


Figura 5. 28: Comparación modelo-planta para la zona de 14°-17° y viento de 28 [km/h]

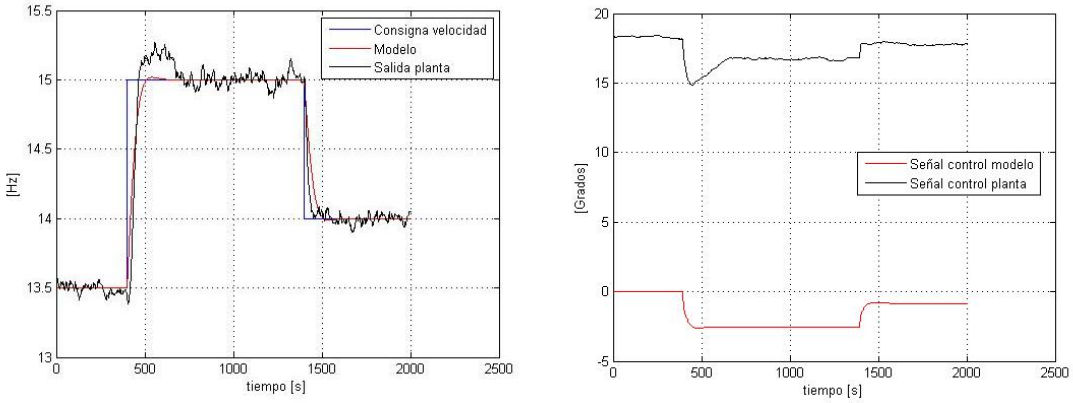


Figura 5. 29: Comparación modelo-planta para la zona de 16°-19° y viento de 28 [km/h]

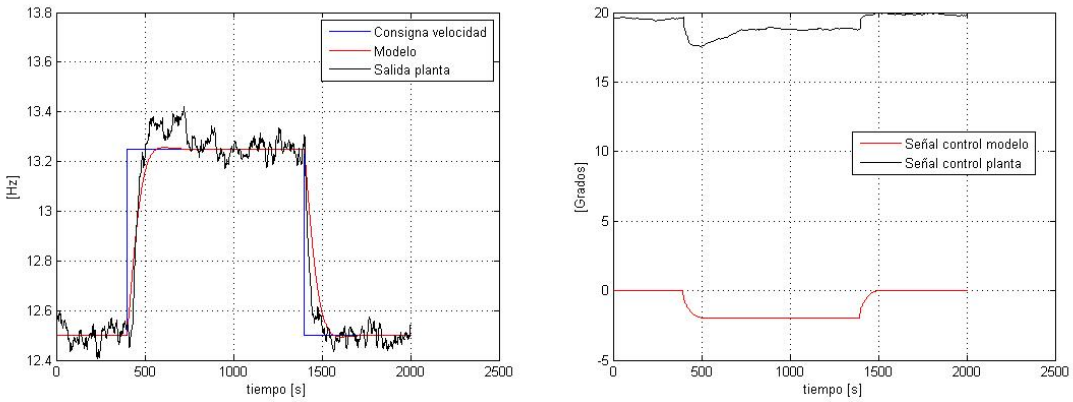


Figura 5. 30: Comparación modelo-planta para la zona de 18°-20° y viento de 28 [km/h]

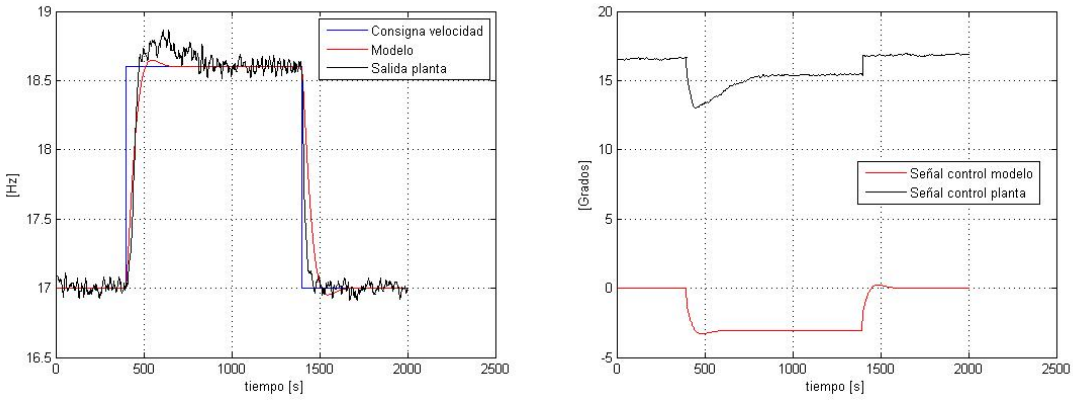


Figura 5. 31: Comparación modelo-planta para la zona de 14°-17° y viento de 30 [km/h]

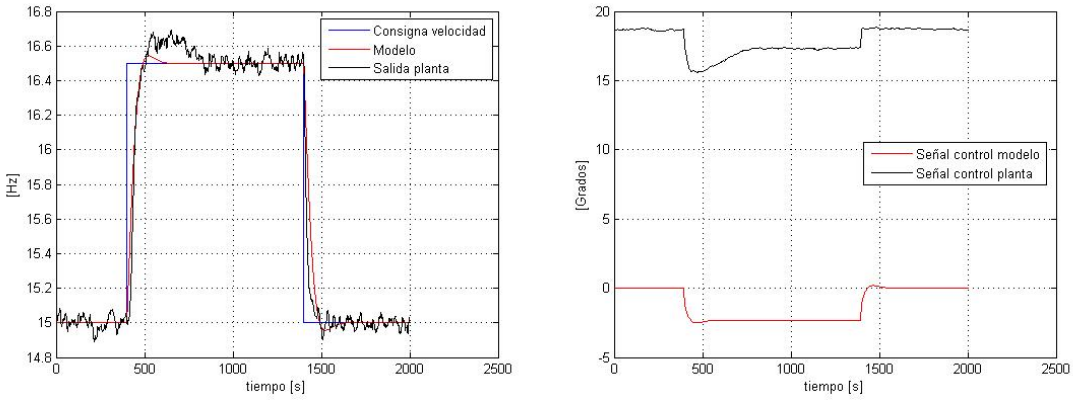


Figura 5. 32: Comparación modelo-planta para la zona de 16°-19° y viento de 30 [km/h]

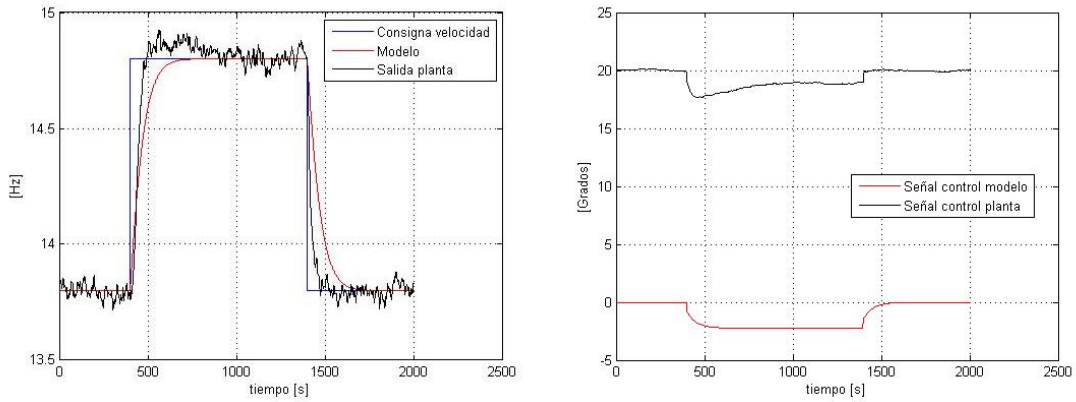


Figura 5. 33: Comparación modelo-planta para la zona de 18°-20° y viento de 30 [km/h]

Los resultados de las figuras anteriores muestran claramente, como el controlador diseñado es capaz de estabilizar al sistema en los diferentes puntos de operación establecidos en la identificación. Además se puede observar que el tiempo de asentamiento en la mayoría de los casos está cercano al tiempo especificado, siendo superior a los 80 [s] e inferior a los 200 [s]. Junto a los resultados en simulación se muestra la salida de la planta. Por un lado se observa que el controlador es capaz de estabilizar al equipo experimental en diferentes zonas de operación de igual forma que en los casos simulados. Por otro lado, estos resultados muestran que el comportamiento presentado por el modelo se refleja igualmente en el equipo real. Una característica importante de los resultados reales es que el sobrepaso de la señal de velocidad en la dinámica de subida no supone más del 5 [%] de la consigna, en el caso más desfavorable. Esto supone que con este controlador se ha llegado a una situación de compromiso entre la velocidad de respuesta y el tipo de respuesta ofrecida en lazo cerrado.

Los datos anteriores reflejan la bondad del controlador cuando el equipo está operando en una zona de ángulo de paso de pala intermedio-alto. Sin embargo, la figura 5.1 reflejaba con claridad que la zona de máxima eficiencia energética estaba situada en una zona de ángulo de paso de pala cercano a 0°. Por tanto es necesario comprobar la bondad del controlador en estas zonas de ángulo de paso de pala más bajo. Las figuras 5.34 y 5.35 muestran los registros correspondientes a dos ensayos en lazo cerrado para velocidades angular elevadas, donde se alcanzas valores de ángulo de paso de pala más cercanos a cero. La figura 5.34 presenta los resultados para un seguimiento de velocidad entre los 22,8 [Hz] y 23,4 [Hz], con una velocidad de viento de 28 [Km/h]. La señal de control se sitúa en la franja de los 5°-10° de ángulo de paso de pala. La figura 5.35 muestra igualmente un seguimiento de velocidad entre los 26 [Hz] y los 26,7 [Hz] para una velocidad de viento de 30 [km/h]. En este caso el ángulo de paso de pala se mueve en la franja de 4°-9,5°.

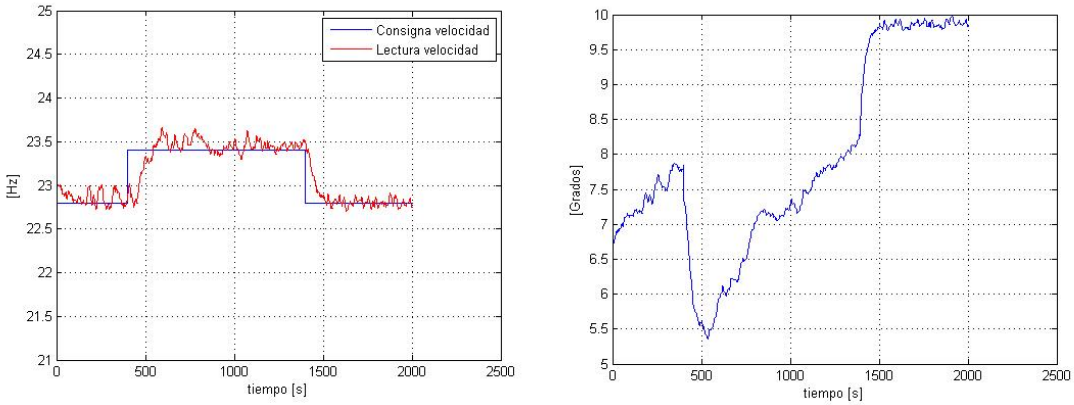


Figura 5. 34: Registro de seguimiento de velocidad en zona 5°-10° para $\boldsymbol{K_p = -0.81}$ y $\boldsymbol{T_i = 16.2}$

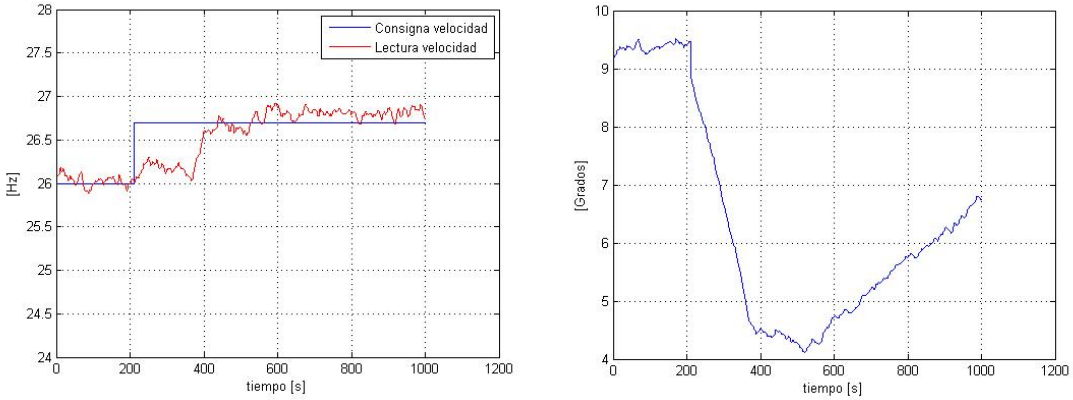


Figura 5. 35: Registro de respuesta a salto escalón para zona 4°-9° para $\boldsymbol{K_p = -0.81}$ y $\boldsymbol{T_i = 16.2}$

En ambos registro se observa que aunque el controlador parece responder bien frente al cambio de consigna, aparece una dinámica lenta en el tramo de subida asociada al funcionamiento a velocidades elevadas. Esta dinámica lenta ralentiza en exceso al sistema e impide que la velocidad angular alcance con plenitud la consigna establecida dentro de un tiempo de asentamiento adecuado. En esta zona el controlador permanece integrando el error y no es capaz de alcanzar un estacionario.

Una posible vía de corrección de este problema es la resintonización del controlador buscando un lazo cerrado más agresivo. La sintonía actual tiene una ventana de integración demasiado elevada, que penaliza al sistema en zonas de operación de ángulo de paso de pala pequeño. Reduciendo este tiempo integral se puede conseguir un desempeño mejor en esta zona. Se debe tener en cuenta, que la reducción de este parámetro de sintonía afecta igualmente a la respuesta en las zonas de operación presentadas en las figuras 5.28-5.33, pero que es necesario llegar a una situación de compromiso entre zonas.

La figura 5.36 muestra la respuesta del sistema frente a un salto escalón de amplitud 0.6 [Hz] (igual que en el ensayo de la figura 5.34) con un controlador con una ganancia proporcional $K_p = -0{,}81$ y un tiempo integral $T_i = 11$.

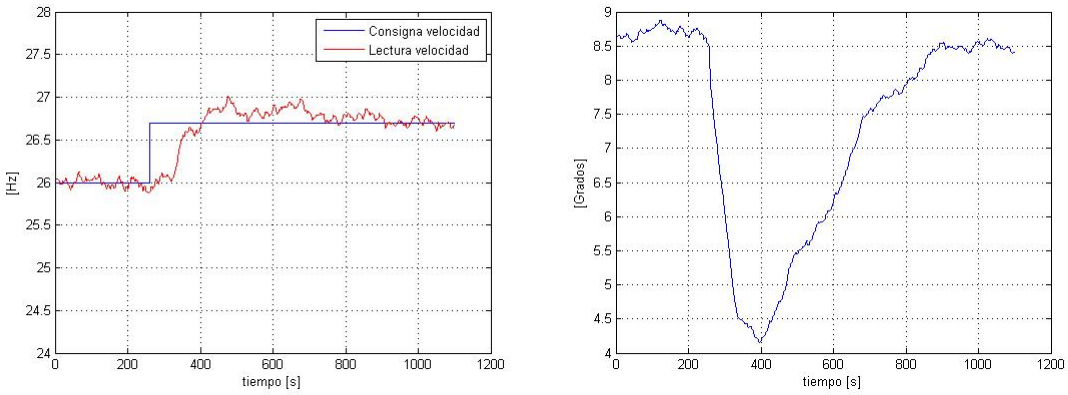


Figura 5. 36: Registro de respuesta a salto escalón para zona 4°-9° para $\boldsymbol{K_p = -0.81}$ y $\boldsymbol{T_i = 11}$

En el registro anterior en comparación con el ensayo de la figura 5.35 se observa como a los 600 [s] desde el salto, la salida de velocidad ya alcanza la consigna y está situada en una banda del ±2 [%] incluso antes de los 400 [s]. En la figura 5.34 800 [s] después de haberse producido el salto todavía no ha alcanzado la consigna. Estos datos ponen de manifiesto que la reducción del tiempo de integración ha sido beneficiosa para obtener un mejor desempeño en esta zona cercana al punto de máxima eficiencia energética.

5.3.5 Pruebas de robustez del controlador

En este epígrafe lo que se pretende es probar la bondad del controlador frente a diferentes situaciones en la consigna y en la perturbación del viento. Puesto que el sistema junto con el controlador diseñado es de tipo 1, contiene un polo en el origen, es capaz de seguir referencias y rechazar perturbaciones en la salida.

La primera prueba pone de manifiesto el rechazo de perturbación, figura 5.37. El viento de test está formado por una componente continua de 30 [km/h], la cual presenta un primer salto escalón positivo de 2 [km/h] de amplitud en los 600 [s] y un salto negativo de -2 [km/h] en los 1200 [s]. El controlador intenta seguir una referencia de velocidad angular de 18 [Hz].

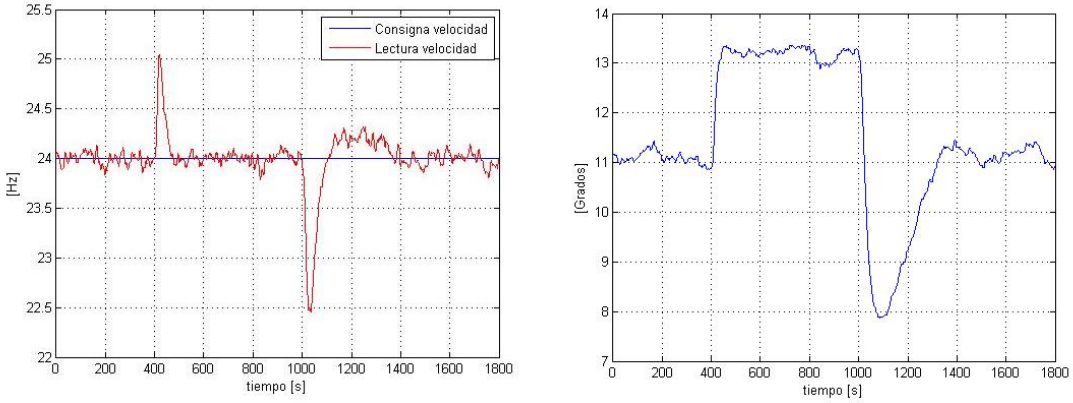


Figura 5. 37: Rechazo de perturbación en el cambio de velocidad del viento

Se observa en la figura 5.37, como el controlador es perfectamente capaz de rechazar la perturbación provocada por la variación del viento en esas dos zonas, con una respuesta bastante rápida. También se observa, como una disminución de la velocidad del viento provoca una perturbación de mayor amplitud en la velocidad angular debido a la dificultad que tiene el controlador para aumentar la velocidad angular del sistema.

La figura 5.38 muestra el desempeño del controlador frente a un seguimiento de referencia senoidal. A pesar del continuo cambio de la consigna de velocidad se observa que la respuesta del sistema es bastante buena, obteniendo un error medio bastante bueno de 0,12 [Hz].

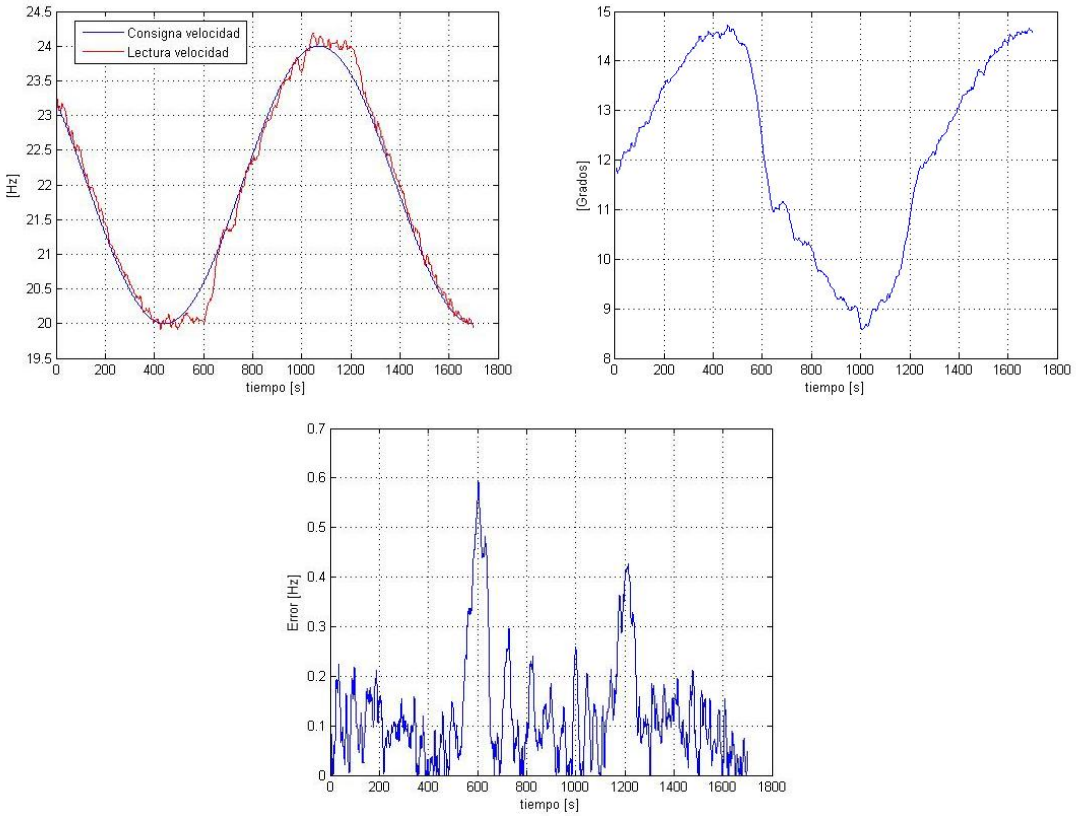


Figura 5. 38: Ensayo de seguimiento de referencia de velocidad senoidal

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

El trabajo de investigación se ha presentado en dos partes bien diferenciadas, la primera de ellas dedicada al modelado matemático del proceso junto al desarrollo de una estrategia multivariable simulada, y la segunda, centrada en una fase de obtención de información de la planta experimental. Esta segunda fase se ha compuesto de una etapa de experimentación e identificación, seguida del diseño de un controlador monovariable encargado de la regulación de la velocidad angular rotórica del equipo.

En la simulación del modelo no lineal se tomaron los datos de un generador eólico de media potencia reportado en [21] y [22]. Este generador eólico fue elegido fundamentalmente por formar parte de un sistema de generación de energía eólica de similares características al sistema experimental utilizado.

También se estudiaron diversos modelos reportados en la literatura, que tratan de describir el comportamiento de la velocidad del viento. Esto con la finalidad de simular de mejor manera el generador eólico. El modelo utilizado es un híbrido que está basado en uno de los modelos más completos de cuatro componentes, que describen fenómenos como la velocidad media, variaciones de tipo rampa, ráfagas y turbulencias.

En el desarrollo de la estrategia de control mediante el modelo no lineal obtenido, se llegó a la conclusión que una estrategia descentralizada con dos PID no aporta gran mejoría sobre una estrategia con un único PID en la región de operación de máxima eficiencia, pero que gana interés cuando se producen transiciones entre zonas de operación. Quedó de manifiesto que la incorporación de la nueva variable denotada, como índice de modulación de carga, cumple un correcto papel como variable manipulada emparejada al control de potencia. También se observó la necesidad de disponer de un mecanismo dinámico de generación de valores inferiores de saturación para el controlador de potencia, de manera que el generador eólico no sufra una parada ocasionada por una disminución del viento.

La segunda parte del trabajo enfocada a los ensayos sobre el equipo, comienza con el análisis de la curva de coeficiente de potencia obtenida de forma experimental. Esta curva cobrará un papel fundamental en la operación a máxima eficiencia del equipo.

Con el proceso de identificación de velocidad angular-ángulo de paso de pala se ha comprobado, como el equipo presenta una variación de dinámica para incrementos y decrementos de velocidad. Teniendo en consideración este hecho se ha llegado a un modelo intermedio de primer orden que ha permitido diseñar el controlador de velocidad. Tanto en simulación, como en ensayos realizados sobre el equipo ha quedado de manifiesto como se ha llegado a un controlador único capaz de estabilizar el sistema frente a cambios de referencia en cualquier zona de operación de ángulo de paso de pala del equipo.

6.1 Trabajo Futuro

Como trabajo a futuro se plantean los siguientes puntos:

- Diseño de un circuito modulador de carga que permita abordar el control multivariable sobre el equipo experimental.
- Estudio de técnicas de control multivariable con redes de desacoplo para intentar minimizar la interacción que se produce entre las variables controladas.
- Dado que en los equipos reales es imposible tener una medida fiable del viento, se propone como trabajo futuro incorporar un bloque estimador de la velocidad del viento.

BIBLIOGRAFÍA

[1] W. W. E. Association, "World Wind Energy Report 2010," WWEA Head Office, Bonn, Germany2011.

[2] A. E. Eólica, "Anuario 2012," 2012.

[3] E. W. E. Association, "Pure Power. Wind Energy Targets for 2020 and 2030," 2011.

[4] B. Boukhezzar, L. Lupu, H. Siguerdidjane, and M. Hand, "Multivariable Control Strategy for Variable Speed, Variable Pitch Wind Turbine," *Renewable Energy, Science Direct Elsevier,* vol. 32, pp. 1273-1287, 2007.

[5] K. Selvam, S. Kanev, J. v. Wingerden, J. Engelen, and M. Verhaegen, "Feedback-feedforward individual pitch control for wind turbine load reduction," *International Journal of Robust and Nonlinear Control,* vol. 19, pp. 72-91, 2009.

[6] B. Nagai, K. Ameku, and J. Nath, "Performance of a 3kW wind turbine generator with variable pitch control system," *Applied Energy, Elsevier,* 2009.

[7] K. Ostergaard, J. Stoustrup, and P. Brath, "Linear parameter varying control of wind turbines covering both partial load and full load conditions," *International Journal of Robust and Nonlinear Control,* vol. 19, pp. 92-116, 2008.

[8] E. Muhando, T. Senjyu, A. Yona, H. Kinjo, and T. Funabashi, "Disturbance rejection by dual pitch control and self-tuning regulator for wind turbine generator parametric uncertainty compensation," *The Institution of Engineering and Technology,* vol. 1, pp. 1431-1440, 2007.

[9] J. Wingerden, I. Houtzager, F. Felici, and M. Verhaegen, "Closed-loop identification of the time-varying dynamics of variable-speed wind turbines," *International Journal of Robust and Nonlinear Control,* vol. 19, pp. 4-21, 2009.

[10] B. Boukhezzar and H. Siguerdidjane, "Nonlinear Control of Variable Speed Wind Turbines for Power Regulation," presented at the IEEE Conference on Control Applications Toronto, Canada, 2005.

[11] P. Schubel and R. Crossley, "Wind Turbine Blade Design," *Energies,* vol. 5, pp. 3425-3449, 2012.

[12] T. Burton, *Wind Energy Handbook*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, 2011.

[13] R. Gasch and J. Twele, "Wind Power Plants," presented at the Solarpraxis, Berlin, Germany, 2002.

[14] M. E. Haque, M. Negnevitsky, and K. M. Muttaqui, "A novel control strategy for a variable-speed wind turbines with a permanent-magnet synchronous generator," *IEEE Transactions on Industry Applications,* vol. 46, 2010.

[15] E. Koutroulis and K. Kalaitzakis, "Design of a Maximum Power Tracking System for a Wind-Energy-Conversion Applications," *IEEE Transactions on Industry Applications,* vol. 53, 2006.

[16] I. Kortabarria, E. Ibarra, I. M. d. Alegría, J. Andreu, and A. Ascarza, "Power converters used in grid connected small wind turbines: analysis of alternatives," presented at the Power Electronics, Machines and Drives, 5th IET, 2010.

[17] K. Johnson. (2006, June) Control of Variable-Speed Wind Turbines. *IEEE Control Systems Magazine*.

[18] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and B. H. Bailey, "Electrical/Mechanical options for variable speed wind turbines," *Solar Energy,* vol. 46, pp. 41-51, 1991.

[19] M. González, F. Vázquez, and F. Morilla, "Control Multivariable Centralizado con Desacoplo para Aerogeneradores de Velocidad Variable," *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial,* vol. 7, pp. 53-64, 2010.

[20] F. Bianchi, H. D. Battista, and R. Mantz, *Wind Turbine Control Systems Principles, Modelling and Gain Scheduling Design*. Germany: Springer, 2007.

[21] M. J. Khan and M. T. Iqbal, "Analysis of a small wind-hydrogen stand-alone hybrid energy system," *Applied Energy, Elsevier,* vol. 86, pp. 2429-2442, 2009.

[22] M. Mikati, M. Santos, and C. Armenta, "Modelado y simulación de un sistema conjunto de energía solar y eólica para analizar su dependencia de la red eléctrica," *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial,* vol. 9, pp. 267-281, 2012.

[23] T. Ackerman, *Wind Power in Power Systems*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, 2005.

[24] I. V. d. Hoven, "Power spectrum of horizontal wind speed in frequency range from 0.0007 to 900 cycles per hour," *Journal of Meteorology,* vol. 14, pp. 160-164, 1957.

[25] I. E. Commission, "Wind turbines- Part 1: Design requirements," vol. 61400-1, ed. Geneva, Switzerland, 2005-08.

[26] W. Leithead, S. D. l. Salle, and D. Reardon, "Role and objetives of control for wind turbines," *IEEE Proceeding-C,* vol. 138(2), pp. 135-148, 1991.

[27] S. Barakati, M. Kazerani, and J. D. Aplevich, "Maximum Power Tracking for Wind Turbine Systems including a Matrix Converter," *IEEE Transactions on Energy Conversion,* vol. 24, pp. 705-713, 2009.

[28] J. L. Rodriguez, J. C. Burgos, and S. Arnalte, *Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eléctrica*: Editorial Rueda, 2003.

[29] F. Vázquez, M. González, J. Garrido, and F. Morilla, "Control Multivariable: aplicación al control de un aerogenerador," presented at the X Simposio CEA de Ingeniería de Control, 2012.

[30] M. E. G. Elías, "Modelado y Diseño de Controladores Multivariables para un Generador Eólico," Dpto. Arquitectura de Computadores, Electrónica y Tecnología Electrónica, Universidad de Córdoba, 2009.

[31] F. D. Bianchi, R. J. Mantz, and C. F. Christiansen, "Power regulation in pitch-controlled variable speed WECS above rated wind speed " *Renewable Energy,* vol. 29, pp. 1911-1922, 2004.

[32] F. Morilla, F. Vázquez, and R. Hernández, "PID control design with guaranteed stability," 7th IFAC Symposium on Advances in Control Education2006.

LISTA DE SÍMBOLOS

A Área barrida por la hélice del rotor

A_g Amplitud de la componente ráfaga de la velocidad del viento

A_i Amplitud de la componente turbulenta en el modelo de Van der Hoven

A_r Amplitud de la componente rampa de la velocidad del viento

B_g Coeficiente de fricción viscosa en el generador eléctrico

B_{ls} Coeficiente de fricción viscosa en el eje de baja velocidad

B_r Coeficiente de fricción viscosa en el rotor

B_t Coeficiente de fricción viscosa total del generador eólico

C Coeficiente de escala en la distribución de Weibull

C_q Coeficiente de par

C_p Coeficiente de potencia

C_{po} Coeficiente de potencia óptimo

d Índice de modulación de carga

d_{min} Índice de modulación de carga mínimo

d_o Índice de modulación de carga óptimo

E_a Fuerza electromotriz del generador eléctrico

h Altura de medida de la velocidad del viento

I_a Intensidad de armadura del generador eléctrico

I_{ao} Intensidad de armadura óptima

I_f Flujo de corriente de campo

J_g Momento de inercia del generador eléctrico

J_r Momento de inercia del rotor

J_t Momento de inercia total del generador eólico

k Constante de par/velocidad del generador eléctrico y coeficiente de forma en la distribución de Weibull

K_{ls} Coeficiente de amortiguamiento en el eje de baja velocidad

K_p Ganancia proporcional del controlador

L Escala de la longitud de turbulencia en la distribución de Von-Karman

L_a Inductancia de armadura del generador eléctrico

N Relación de transmisión entre el eje de baja velocidad y alta velocidad

p Distribución de Weibull

P_a Potencia aerodinámica

P_g Potencia de salida del generador eléctrico

P_{go} Potencia de salida del generador eléctrico óptimo

P_w Potencia generada por el viento

R Radio del rotor

R_a Resistencia de armadura del generador eléctrico

R_L Resistencia de carga del generador eléctrico

S Función de densidad espectral de la distribución de Von-Karman

S_V Densidad espectral

T_a Par aerodinámico

T_{eg} Tiempo de fin de la componente ráfaga de la velocidad del viento

T_{em} Par electromagnético

T_{er} Tiempo de fin de la componente rampa de la velocidad del viento

T_g Par de salida del generador eléctrico

T_{go} Par de salida del generador eléctrico óptimo

T_{hs} Par en el eje de alta velocidad

T_i Constante de tiempo integral del generador

T_{ls} Par en el eje de baja velocidad

T_{sg} Tiempo de inicio de la componente ráfaga de la velocidad del viento

T_{sr} Tiempo de inicio de la componente rampa de la velocidad del viento

T_w Par generado por el viento

V Tensión de salida del generador eléctrico

v Velocidad del viento

v_w Velocidad del viento total

v_{wg} Componente de ráfaga de la velocidad del viento

v_{wm} Valor promedio de la velocidad del viento

v_{wr} Componente de rampa de la velocidad del viento

v_{wt} Componente de turbulencia de la velocidad del viento

Símbolos griegos

β Ángulo de paso de pala

β_o Ángulo de paso de pala óptimo

φ Constante de acoplamiento de flujo magnético

φ_i Ángulo de fase aleatorio del modelo de componente turbulenta de Van der Hoven

λ Coeficiente de velocidad específica

λ_o Coeficiente de velocidad específica óptimo

ω_g Velocidad angular del generador eléctrico

ω_{ls} Velocidad angular en el eje de baja velocidad

ω_r Velocidad angular rotórica

ω_{ro} Velocidad angular rotórica óptima

ρ Densidad del aire

σ Desviación estándar de la velocidad del viento en la distribución de Von-Karman

θ_{ls} Posición angular del eje de baja velocidad

θ_r Posición angular del rotor

ANEXO I

Equipo Experimental

A1.1 Generador Eólico de Baja Potencia

El generador eólico utilizado para la fase experimental del trabajo está concebido como un equipo pedagógico que presenta la característica interesante y poco habitual, en sistemas de potencia baja, de formar parte de los sistemas de velocidad variable y paso variable (*VS-VP*). La figura A1.1 muestra una foto del equipo.



Figura A1. 1: Aspecto del equipo generador eólico experimental

Está compuesto de un rotor con diámetro de 595 [mm] acoplado a un generador de corriente continua de imanes permanentes de 80 [W] de potencia. Permite el estudio del impacto de diferentes parámetros sobre la producción de energía, como la variación de la velocidad del viento u el ángulo de orientación de las palas.
Además dispone de un selector de carga que permite modificar el tipo de carga conectada al generador eléctrico, teniendo la posibilidad de utilizar carga solamente resistiva de 22 [Ω], alimentación a una bombilla de 75 [W], conexión a una batería de corriente continua de 12 [V] o no tener ningún tipo de carga conectada (ensayos en vacio).
Para el desarrollo de las experiencias realizadas en este trabajo se ha optado por la utilización de la carga puramente resistiva, disipando toda la energía generada en forma de calor sobre la resistencia.

En cuanto a aspectos constructivos dispone de un motor-ventilador trifásico de 1.1 [kW] comandado por un variador de velocidad que permite establecer las condiciones de viento. Justo a la salida del ventilador el flujo de aire pasa a través de una rejilla, que transforma el caudal de aire turbulento en flujo laminar. Además dispone de unos deflectores laterales que canalizan todo el flujo de aire hacia el generador eólico, de manera que todo el viento incide de forma transversal sobre el plano en el que se sitúa el rotor del sistema.
El equipo también dispone de dos paneles de control en forma de mini armarios eléctricos, uno dedicado a la electrónica de potencia del equipo (alimentación, variador de velocidad,

seguridades eléctricas…) y otro dedicado a la regulación del equipo y a la medida de las magnitudes físicas (selección de carga, orientación de la palas…).

Todas las señales de regulación pueden ser comandadas desde el mismo panel en modo local o autónomo, o ser transmitidas desde fuera en modo externo. La regulación en modo externo está pensada para acoplar al equipo un sistema de adquisición y control que permita controlar de forma independiente todas las señales.

A1.2 Sistema de Adquisición y Control

A1.2.1 Adquisición de Datos

Para la regulación en modo externo del equipo se ha recurrido al uso de un sistema de adquisición de datos por tarjeta serie PCI. Concretamente se ha recurrido al uso de una tarjeta PCI-6035E del fabricante National Instruments, figura A1.2. Las características principales de esta tarjeta multifunción están recogidas en la tabla A1.1.



Figura A1. 2: Tarjeta de adquisición de datos PCI-6035E

Conjuntamente con la tarjeta se utiliza un rack de 8 canales con módulos de la serie 5B de National Instruments para el acondicionamiento de la señales analógicas, figura A1.3. Estos módulos proporcionan aislamiento eléctrico, rechazo al ruido y amplificación para fuentes de entrada de milivoltios. En la tabla A1.2 se recoge un listado de las principales magnitudes físicas medidas en este trabajo, con el rango de medición y el módulo de acondicionamiento utilizado para su lectura.

Bus	Entradas Analógicas	Resolución Entradas	Muestreo máximo entrada	Rango Entrada	Salidas Analógicas	Resolución Salidas	Muestreo máximo salida	Rango Salida	E/S digitales
PCI	16 SE/8 DI	16 bits	200 kS/s	±0.05 a ±10 V	2	16 bits	10 kS/s^{-1}	±10V	8

Tabla A1. 1: Características de la tarjeta PCI-6035E

Señal analógica	Tipo	Rango señal	Módulo de acondicionamiento	Rango módulo
Consigna viento	Salida	0 a 10 V	5B49	±10V
Consigna de ángulo de paso de pala	Salida	±10V	5B49	±10V
Medición del anemómetro	Entrada	0 a 5V	5B41	±5V
Medición de tensión del generador	Entrada	0 a 40V	5B41	±20V
Medición del ángulo de paso de pala	Entrada	0 a 10V	5B41	±10V
Medida de velocidad de rotación del generador	Entrada	0 a 10V	5B41	±5V

Tabla A1. 2: Magnitudes físicas y módulos de acondicionamiento usados

Para establecer comunicación entre la tarjeta PCI y el rack de acondicionamiento es necesario el uso de una placa de interfaz que actúa de pasarela de comunicación entre los dos elementos anteriores, figura A1.4.

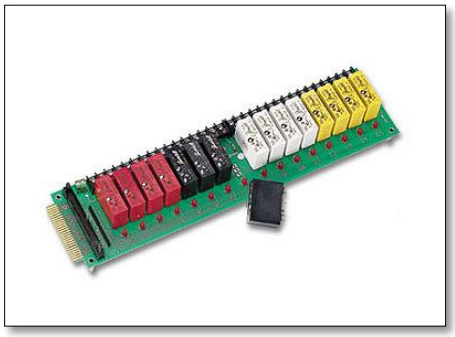


Figura A1. 3: Backplane para montaje de módulos de acondicionamiento

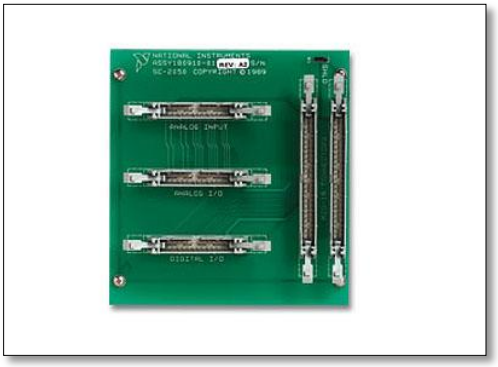


Figura A1. 4: Placa de interfaz de comunicación

En el caso de las medidas de tensión de salida del generador y de velocidad angular rotórica se ha efectuado previamente una división de la tensión de salida de la señal mediante un pequeño montaje divisor con resistencias, para poder adaptar el rango de tensión al adecuado del módulo de adquisición de entrada.

Aunque los módulos de acondicionamiento cumplen en parte la misión de rechazo de ruido, la mayoría de las entradas analógicas están contaminadas con cierta cantidad del mismo, de similar magnitud, que puede afectar al tratamiento posterior de la señal. Para reducir esta cierta cantidad de ruido se han utilizado filtros digitales de primer orden recursivos, con una frecuencia de diseño de 100 Hz, igual que la frecuencia de muestreo de datos en los canales de la tarjeta PCI. Estos filtros atenúan el nivel de ruido del canal obteniendo una señal más homogénea. Las figuras A1.5 y A1.6 muestran el resultado del filtrado para dos señales de entrada usando un filtro digital discreto Butterworth como

$$F(z) = \frac{0{,}0198}{z - 0{,}9802} \tag{A1.1}$$

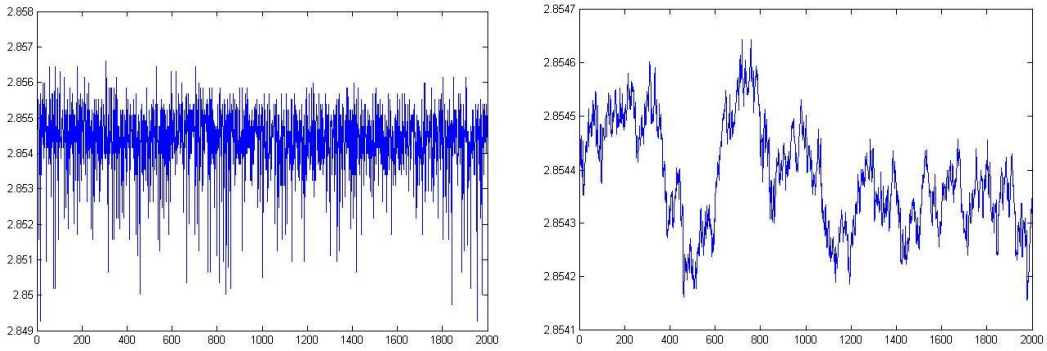


Figura A1. 5: Señal de ángulo de paso de pala sin filtrar (izquierda) y con filtro aplicado (derecha)

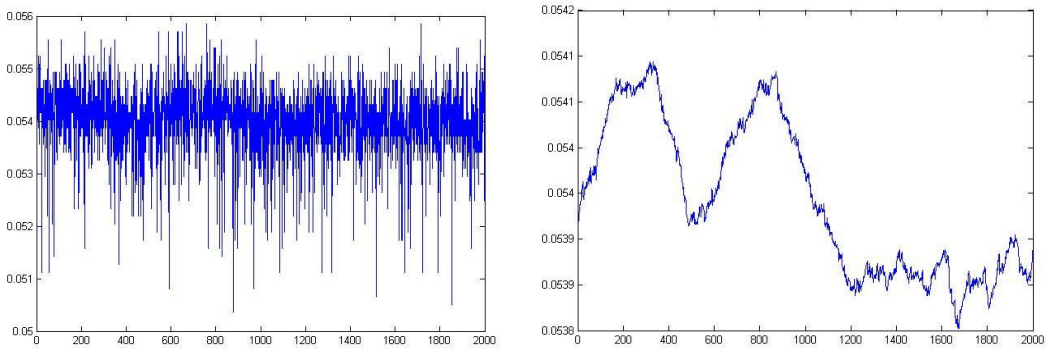


Figura A1. 6: Señal de tensión de salida del generador sin filtrar (izquierda) y con filtro aplicado (derecha)

El tratamiento de la señal de velocidad rotórica del generador presenta mayor complejidad. Esta señal procede de un encoder digital NPN situado en la parte posterior del generador eléctrico. Este encoder genera una señal en tren de pulsos de amplitud 0-24V cuya frecuencia es proporcional a la velocidad de giro del generador. En un principio se ha efectuado un tratamiento software de esta señal para capturar su frecuencia fundamental, que se corresponde con la frecuencia de giro del generador. Para realizar este tratamiento software, el tren de pulsos procedente de la lectura de la velocidad de rotación ataca a un relé digital 3-60 VDC, que cumple la misión de filtrado y adecuación de la señal. La señal digital es tratada mediante transformada rápida de Fourier, para obtener la componente fundamental de la

señal, que se corresponde con la frecuencia instantánea de rotación. La FFT se realiza sobre un buffer de 64 muestras con una longitud de 1024, lo que significa que a 100 Hz la actualización del cálculo de la transformada se efectúa cada 0,64 s. La señal de entrada previamente pasa a través de un filtro digital recursivo Butterworth pasobanda, con una banda pasante entre 0,5-28 Hz, con el fin de atenuar la componente continua de la señal en 1Hz y las componentes de alta frecuencia cuando se gira a velocidad elevadas.
Obteniendo el índice del máximo de la FFT se puede calcular la frecuencia a la que corresponde ese máximo mediante la función $\frac{100\ Hz}{1024} Indice(Max)$.

La limitación de este método está en el uso del módulo digital. Cuando la señal procedente del encoder posee una frecuencia elevada el relé digital es incapaz de abrir y cerrar síncronamente, lo que se refleja en tramos de no lectura y afectan al cálculo de la velocidad, provocando bajadas bruscas.

Como segunda alternativa se ha recurrido a una manera más integrada de obtener la lectura de velocidad. Se ha utilizado un convertidor de frecuencia en tensión. Este convertidor transforma la frecuencia de la señal de pulsos del enconder en una señal en tensión proporcional a dicha frecuencia dentro del rango 0-10V. Permite una alimentación alterna de 115-230 VAC, 50/60 Hz y ser configurado para un rango de frecuencias bajas con un máximo error de 0,2%. Ha sido calibrado para obtener una tensión cercana a los 10V cuando la velocidad de rotación está próxima al límite de trabajo considerado 2300 [rpm] aproximadamente.

A1.2.2 Software de Adquisición

La adquisición de datos se realiza a través del programa de cálculo MATLAB. Para poder realizar la adquisición de datos con MATLAB, se requiere tener instalado el software Real-Time Windows Target que forma parte del mismo. Este software permite que las aplicaciones accedan al Kernel del sistema donde los ejecutables son cargados y ejecutados. El driver del modo Kernel intercepta las interrupciones de tiempo del reloj del ordenador, manteniéndolas para operaciones del sistema Windows y asegura la ejecución de las aplicaciones en tiempo real.

ANEXO II

A2.1 Modelo del Generador Eólico en Matlab

El diagrama general del modelo no lineal del generador eólico se muestra la figura A2.1

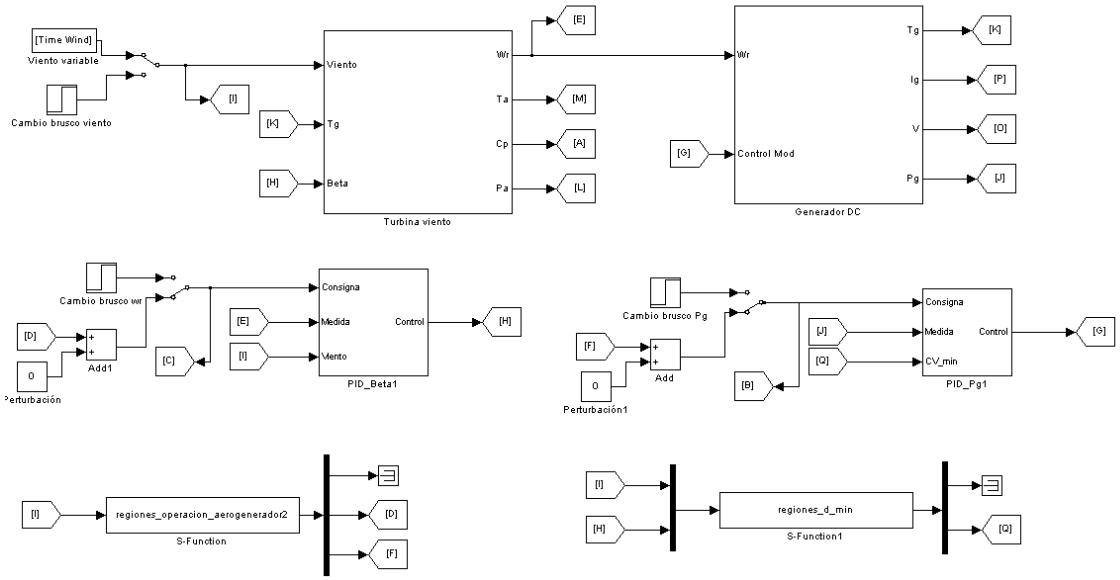


Figura A2. 1: Modelo en bloques del generador eólico

El viento puede ser obtenido a través del modelo programado o simular un cambio brusco mediante un bloque de salto escalón. La consigna de los controladores también puede ser a través de dos vías. La primera vía es mediante consigna directa y cambios bruscos, mientras que la segunda se realiza a través de la función de optimización. La consigna establecida por dicha función puede ser perturbada mediante una constante que permite aumentar o disminuir esa consigna.

Las expresiones matemáticas del modelo no lineal se han integrado en cada uno de los bloques del diagrama. En las siguientes figuras se presentan los diagramas internos de cada bloque. Más adelante se muestran las funciones que albergan algunos de los bloques.

Diagrama para la ecuación (2.25)

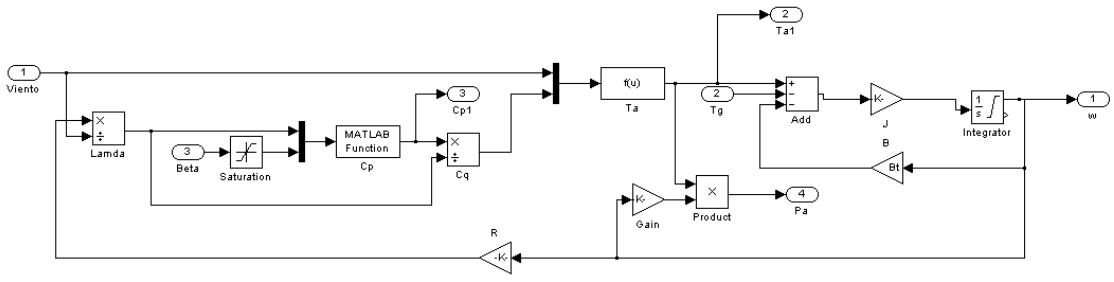


Figura A2. 2: Representación en bloques de la ecuación mecánica

Diagrama para la ecuación (2.27)

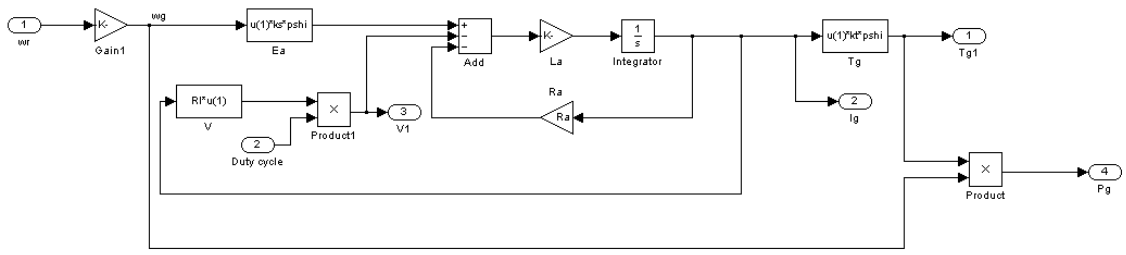


Figura A2. 3: Representación en bloques de la ecuación eléctrica

A2.2 Función-modelo de la velocidad del viento

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%
% Original: Sergio Fragoso, Francisco Vázquez y Fernando Morilla
% Septiembre 2012
% Área de sistemas y automática
% Universidad de Córdoba
%
% Call wind speed function based on:
% Masoud B. Thesis PhD in Electrical and Computer Engineering
% Universitiy of Waterloo, Ontario, Canada, 2008.
%
%
% INPUTS
% W_Type            Vector selection for the wind components
%                     [Turbulence Ramp Gust Sin]   1 if component
exits, 0 else.
%                      Ej: [1 0 0 1]
% W_mean            Wind mean value
% Turb_std          Wind turbulence stardard deviation
% Ramp_Time_Start   Start time for ramp component
% Ramp_Time_End     Final time for ramp component
% Ramp_Amplitude    Amplitude of the ramp component
% Gust_Time_Start   Start time for gust component
% Gust_Time_End     Final time for gust component
% Gust_Amplitude    Amplitude of the gust component
% Height            Nacelle Heigtt
% Sin_Amp           Amplitude of the Sine component
% Sin_Frec          Frequency of the Sine component
% Time_Sample       Simulation Sampling Time
% Time_End          Simulation Time End
%
% OUTPUTS
% Wind              Wind Vector
% Time              Time Vector

function [Wind,Time] =
Wind_function(W_Type,W_Mean,Turb_Std,Ramp_Amplitude,Ramp_Time_Start,Ra
```

```
mp_Time_End,Gust_Amplitude,Gust_Time_Start,Gust_Time_End,Height,Sin_Am
p,Sin_Frec,Time_Sample,Time_End)


% Output Time vector
Time=(0:Time_Sample:Time_End);
TIME_LENGTH = length(Time);

if W_Type(1)==1

    % ****************************
    % TURBULENT COMPONENT
    % ****************************

    % Frequency component number
    N=54;
    % Frecuency components
    j=1;
    for k=-3:1:2
        for i=1:1:9
            f(j)=i*10^k;
            f(j)=f(j)/3600;
            w(j)=f(j)*2*pi;
            j=j+1;
        end
    end

    if Height<=30
        L=20*Height;
    else
        L=600;
    end

    %phi = UNIFRND(-pi,pi,1,N);
    phi = rand(1,N);
    phi = 2*pi*phi-pi;
    for j=1:1:N

S(j)=(0.475*(Turb_Std^2)*(L/W_Mean))/(1+((w(j)*L)/W_Mean)^2)^(5/6);
    end

    for j=1:1:N-1
        A(j)=(2/pi)*sqrt(0.5*(S(j)+S(j+1))*(w(j+1)-w(j)));
    end

end

W_Turb=0;
W_Ramp=0;
W_Gust=0;
W_Sin=0;



for NOW=1:TIME_LENGTH

    % ****************************
    % TURBULENT COMPONENT
    % ****************************
```

```
     if W_Type(1)==1
        W_Turb_temp=0;
        for j=1:1:N-1
            W_Turb_temp=W_Turb_temp+A(j)*cos(w(j)*Time(NOW)+phi(j));
        end
        W_Turb(NOW)=W_Turb_temp;
     end

    % ***************************
    % RAMP COMPONENT
    % ***************************
     if W_Type(2)==1
        if Time(NOW)<=Ramp_Time_Start
            W_Ramp(NOW)=0;
        elseif Time(NOW)>Ramp_Time_Start && Time(NOW)<=Ramp_Time_End
            W_Ramp(NOW)= Ramp_Amplitude*((Time(NOW)-
Ramp_Time_Start)/(Ramp_Time_End-Ramp_Time_Start));
        else
            W_Ramp(NOW)=Ramp_Amplitude;
        end
    end

    % ***************************
    % GUST COMPONENT
    % ***************************
    if W_Type(3)==1
        if Time(NOW)<Gust_Time_Start
            W_Gust(NOW)=0;
        elseif Time(NOW) > Gust_Time_Start && Time(NOW)<=
Gust_Time_End
            W_Gust(NOW)= Gust_Amplitude*(1-cos(2*pi*((Time(NOW)-
Gust_Time_Start)/(Gust_Time_End-Gust_Time_Start))));
        else
            W_Gust(NOW)=0;
        end
     end

    % ***************************
    % SINE COMPONENT
    % ***************************
    if W_Type(4)==1;
        W_Sin(NOW)= Sin_Amp*sin(2*pi*Sin_Frec*Time(NOW));
    end

    % ***************************
    % MEAN COMPONENT
    % ***************************
    W_Mean_comp(NOW)=W_Mean;

end


Wind = W_Mean_comp + W_Turb + W_Ramp + W_Gust + W_Sin;
Wind=Wind';
Time=Time';
```

A2.3 Función de optimización de consignas

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%
% Original: Sergio Fragoso, Francisco Vázquez y Fernando Morilla
% Septiembre 2012
% Área de sistemas y automática
% Universidad de Córdoba
% S-Function de llamada a la rutina de generación automática de
consignas,
% con capacidad de filtrado de la velocidad del viento.

function
[sys,x0,str,ts]=regiones_operacion_aerogenerador2(t,x,u,flag,v_ini,TIP
_opt,Cp_opt,v_con,Pg_nom,wr_nom,R,Bt,p,kt,pshi,Rl,Ra,filtro,ctetiempof
iltro,tm)

if abs(flag) == 3      % Envía la velocidad filtrada (o no) y las
consignas (wrd y Pgd) a la salida

    sys=x;

elseif abs(flag) == 2

   % Asigna la velocidad filtrada o no anterior y la velocidad actual
   vanterior=x(1);
   vactual=u;
   % Memoriza la velocidad filtrada o no
   if filtro==0
       x(1)=vactual;
   else
       a=exp(-tm/ctetiempofiltro);
       x(1)=a*vanterior+(1-a)*vactual;
   end
   vfiltrada=x(1);

   % Determina y memoriza las consignas
   [wrf,Pgf,Igf] =
funcion_regiones_pg_wr2(vfiltrada,TIP_opt,Cp_opt,v_con,Pg_nom,wr_nom,R
,Bt,p,kt,pshi,Rl,Ra);
   x(2)=wrf;
   x(3)=Pgf;


   %   Envía el vector de estados
   sys=x;

elseif abs(flag) == 0   % Devuelve características del sistema y
condiciones iniciales

   %
   %    - El sistema es discreto con 3 variables de estado, 3 salidas,
y
   %      1 entrada
   %    - Las tres variables de estado son, respectivamente, el valor
   %      anterior de la velocidad del viento (filtrada o no) y las
   %      consignas correspondientes
   %      Las salidas siguen a las tres variables de estado.
```

```
    %
    sizes=simsizes;
    sizes.NumContStates=0;
    sizes.NumDiscStates=3;
    sizes.NumOutputs=3;
    sizes.NumInputs=1;
    sizes.DirFeedthrough=0;
    sizes.NumSampleTimes=1;
    sys=simsizes(sizes);
    %  Inicializa el vector de estados
    x0(1)=v_ini;
    % Determina las consignas para esa velocidad inicial
    [wrf,Pgf,Igf] =
funcion_regiones_pg_wr2(v_ini,TIP_opt,Cp_opt,v_con,Pg_nom,wr_nom,R,Bt,
p,kt,pshi,Rl,Ra);
    x0(2)=wrf;
    x0(3)=Pgf;

    str=[];
    ts=[tm 0];

else      % No devuelve nada

     sys=[];

end
```

La S-Function anterior llama a la siguiente función

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%
% Original: Sergio Fragoso, Francisco Vázquez y Fernando Morilla
% Septiembre 2012
% Área de sistemas y automática
% Universidad de Córdoba
% Función de generación de consignas automática

function [wrf,Pgf,Igf] =
funcion_regiones_pg_wr2(v,TIP_opt,Cp_opt,v_con,Pg_nom,wr_nom,R,Bt,p,kt
,pshi,Rl,Ra)

if v>=v_con

    % Región 3 ó 4
    wra = v*TIP_opt/(R*0.10472);
    if wra >= wr_nom
        % Limita la velocidad del aerogenerador
        wrf = wr_nom;
        Igf=(kt*pshi*wrf*0.10472)/(Rl+Ra);
        TIP = 0.10472*wr_nom*R/v;
        %    vBeta=0:0.1:9;
        vBeta=0:0.01:9;   % Barrido más fino
        vCp=ones(size(vBeta));
        for i=1:1:length(vBeta)
            vCp(i)=Cp_Ackerman([TIP vBeta(i)]);
        end
        [Cpmax ind_max]=max(vCp);
        Cp=Cpmax;
```

```
        Beta=vBeta(ind_max);
    else
        % Región 2 ó 3
        % No es necesario limitar la velocidad del aerogenerador
        wrf = wra;
        Igf=(kt*pshi*wrf*0.10472)/(Rl+Ra);
        TIP = TIP_opt;
        Beta = 0;
        Cp = Cp_opt;
    end
    a3=0.5*p*pi*R^2*Cp;
    a2=-Bt*TIP^2/(0.10472*R^2);
    Pgf=a3*v^3+a2*v^2;

    if Pgf>=Pg_nom
        % Región 3 ó 4
        % Hay que limitar la potencia
        Pgf=Pg_nom;
    end

else
    % Región 1
    wrf=0;
    Igf=(kt*pshi*wrf*0.10472)/(Rl+Ra);
    Pgf=0;

end
```

A2.4 Función del límite inferior del índice de modulación

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%
% Original: Sergio Fragoso, Francisco Vázquez y Fernando Morilla
% Septiembre 2012
% Área de sistemas y automática
% Universidad de Córdoba
% Función de obtención del valor mínimo para el índice de modulación
de
% carga

function [dmin,do,Cp,TIP_max] =
funcion_d_min(v,Beta,R,Bt,p,kt,pshi,Rl,Ra)
    TIP=0:0.01:14;
    for i=1:length(TIP)
        vCp(i)=Cp_Ackerman([TIP(i) Beta]);
    end
    [Cpmax ind_max]=max(vCp);
    Cp=Cpmax;
    TIP_max=TIP(ind_max);
    igo=((0.5*p*pi*R^3*(Cp/TIP_max)*v^2)-
(Bt*(TIP_max*v/R)))/(kt*pshi);
    do=((kt*pshi*(TIP_max*v/R))-(Ra*igo))/(Rl*igo);
    dmin=(0.75+Beta*0.007)*do;
end
```

A2.5 Función de obtención del coeficiente de potencia

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%
% Original: Sergio Fragoso, Fancisco Vázquez y Fernando Morilla
% Septiembre 2012
% Área de sistemas y automática
% Universidad de Córdoba
% Función de generación del coeficiente de potencia

%#eml
function Cp = Cp_Ackerman(u)    %(TIP,Beta)

% Asigna variables de entrada
TIP=u(1);
Beta=u(2);

%=========================================================================
=====
% Parameters

c1 = 0.73;
c2 = 151;
c3 = 0.58;
c4 = 0.002;
c5 = 2.14;
c6 = 13.2;
c7 = 18.4;
c8 = -0.02;
c9=-0.003;

% Power Coefficient:

TIPi = 1/(1/(TIP+c8*Beta)-c9/(Beta^3+1));
Cp = c1*((c2/TIPi)-c3*(Beta)-c4*(Beta)^c5-c6)*exp(-c7/TIPi); % Power
Coefficient
if Cp < 0
    Cp = 0;
else
    Cp = Cp;
end
```