

Modelación de Aerogenerador con Compensación Difusa

M.I.M. Luis Arturo Soriano Avendaño

Asesores:

Dr. Wen Yu Liu

Dr. Jose de Jesus Rubio Avila



Índice general

1. Introducción	1
1.1. Motivación	2
1.2. Justificación	3
1.3. Objetivos	4
1.4. Contribuciones	5
1.5. Estructura	5
1.6. Publicaciones	6
2. Aerogeneradores	9
2.1. Introducción	9
2.2. Configuraciones de Aerogeneradores	10
2.2.1. Configuración de acuerdo a su eje	11
2.2.2. Configuración de acuerdo a la velocidad de trabajo	12
2.2.3. Configuración debido a su criterio de velocidad de control	14
2.3. Componentes del Aerogenerador	16
2.3.1. Palas	17
2.3.2. Mecanismo de Grado de Inclinación de las Palas	19
2.3.3. Caja de Engranaje	20
2.3.4. Freno Mecánico del Rotor	20
2.3.5. Generador	21
2.3.6. Sistema de Orientación	27

2.3.7. Torre	27
2.3.8. Sensores	28
3. Modelado Matemático de Aerogenerador	31
3.1. Introducción	31
3.2. Modelo Mecánico	32
3.3. Modelo Aerodinámico	36
3.4. Modelo Eléctrico	37
3.5. Modelo Analítico Final	38
3.6. Experimentación del Modelo Analítico	39
3.6.1. Experimento 1	41
3.6.2. Experimento 2	44
4. Modelo de Aerogenerador con Compensación Difusa	47
4.1. Introducción	47
4.2. Modelo Difuso de un Aerogenerador con Torre Rotatoria	48
4.2.1. Capacidad para Describir el Modelo Lingüístico	48
4.2.2. Modelo Difuso	50
4.2.3. Modelo Difuso con conocimiento de las Funciones de Membresía	51
4.3. Diseño del Modelo Difuso	57
4.3.1. Diseño Modelo Difuso para Aerogenerador Propuesto 1	57
4.3.2. Diseño Modelo Difuso para Aerogenerador Propuesto 2	61
4.3.3. Simulación	65
5. Conclusiones y Trabajo Futuro	69
5.1. Conclusiones	69
5.2. Trabajo Futuro.	70
6. Anexo 1 .- Diseño de Aerogenerador	73
6.1. Introducción	73

ÍNDICE GENERAL

III

6.2. Diseño Mecánico	74
6.2.1. Selección del Diseño de la Pala	74
6.2.2. Selección de la Torre	83
6.2.3. Construcción del prototipo del aerogenerador con torre rotatoria	89
6.3. Diseño Electrico	89
6.3.1. Generador	89
6.3.2. Implentación de Sensores	90

Índice de figuras

1.1. Capacidad Eólica Anual Instalada	2
2.1. Evolución de las Dimensiones del Aerogenerador	10
2.2. Configuraciones de Aerogeneradores	11
2.3. Configuración de Aerogenerador Tipo A	15
2.4. Configuración de Aerogenerador Tipo B	15
2.5. Configuración de Aerogenerador Tipo C	15
2.6. Configuración de Aerogenerador Tipo D	16
2.7. Principales Componentes del Aerogenerador	17
2.8. Pala del Aerogenerador con Ángulo de Ataque	18
2.9. Tipos de Torres para Cimentación del Aerogenerador	28
3.1. Vista Lateral del Aerogenerador	32
3.2. Vista Superior del Aerogenerador	33
3.3. Generador de la Turbina	37
3.4. Motor de la Torre	37
3.5. Prototipo de un Aerogenerador con Torre Rotatoria	40
3.6. Diagrama de Flujo para la Experimentación	42
3.7. Comparación de Estados Simulados con Datos Reales del Experimento 1	43
3.8. Comparación de Entradas y Salidas del Sistema del Experimento 1	44
3.9. Comparación de Estados Simulados con Datos Reales del Experimento 2	45
3.10. Comparación de Entradas y Salidas del Sistema del Experimento 2	46

4.1. Estructura del Modelo Difuso de un Aerogenerador con Torre Rotatoria . . .	55
4.2. Funciones de Membresía para u_{1r} en Validación 1	58
4.3. Funciones de Membresía para u_{2r} en Validación 1	59
4.4. Relación difusa de 3 reglas difusas, para dos valores en las entradas	60
4.5. Funciones de Membresía para u_{1r}	63
4.6. Funciones de Membresía para u_{2r}	63
4.7. Relación difusa de 3 reglas difusas, para dos valores en las entradas	64
4.8. Comparación entre el Modelo Dinámico, Datos Reales y Modelo Inteligente de la Simulación 1	67
4.9. Comparación entre el Modelo Dinámico, Datos Reales y Modelo Inteligente de la Simulación 2	68
6.1. Influencia del Número de Palas sobre el Coeficiente de Potencia de un Rotor y la Velocidad Óptima del Radio.	76
6.2. Diseños de Radios de Velocidades y Número de Palas del Rotor, Calculadas para un Plano Aerodinámico NACA 4415 y un Diseño de Coeficiente de Empuje $C_L = 1,1$	78
6.3. Forma Básica Calculada para un Rotor de Dos Palas, $C_L = 1,0$	79
6.4. Influencia de Omitir Secciones de Áreas de la Pala Cercanas a la Estructura sobre el Coeficiente de Potencia del Rotor.	80
6.5. Dimensiones de la pala del aerogenerador.	80
6.6. Carga Lineal sobre la Viga que Representa a él Álabe	81
6.7. Diagrama de Cortante para el Álabe.	81
6.8. Diagrama de Esfuerzo por Momento Flexionante.	83
6.9. Diagrama de Viga con Carga Lineal	87
6.10. Diagrama de Esfuerzo Cortante.	87
6.11. Diagrama de Esfuerzo por Momento Flexionante.	88
6.12. Montaje de Generador en Aerogenerador Propuesto	91
6.13. Diagrama Esquemático para Obtención de Datos	92

Capítulo 1

Introducción

En los recientes años, la producción de energía mediante el uso de aerogeneradores, se ha incrementado de manera considerable, debido a que esta producción es amigable con el medio ambiente, por lo consiguiente el desarrollo de tecnología para la producción de energía a través del aerogenerador tiene grandes retos para la investigación, puede observarse en el incremento de la capacidad eólica instalada a nivel mundial, es una muestra de la evolución y la necesidad que se tiene del uso de este tipo de energía, la cual es denominada o llamada energía verde, la cual es amigable con el medio ambiente, esto es una de las ventajas del uso de este tipo de energía por lo cual siga en aumento, este crecimiento se puede ver en la Figura 1.1. Esta capacidad de instalación, trae consigo la búsqueda de la mejora en el proceso, para la obtención de energía.. El presente trabajo presenta de manera general el panorama actual de las diferentes características que componen el aerogenerador y todo el ambiente que rodea a la producción de energía eólica, el trabajo se centra solo en el aerogenerador de eje horizontal para los parques eólicos en tierra, se presentan las características de la transformación de energía eólica en energía eléctrica, se propone un modelado analítico de un aerogenerador de eje horizontal con torre giratoria. Mediante este prototipo se valida el modelado y se propone una metodología para obtener mejores resultados en el comportamiento del aerogenerador mediante un modelado inteligente.

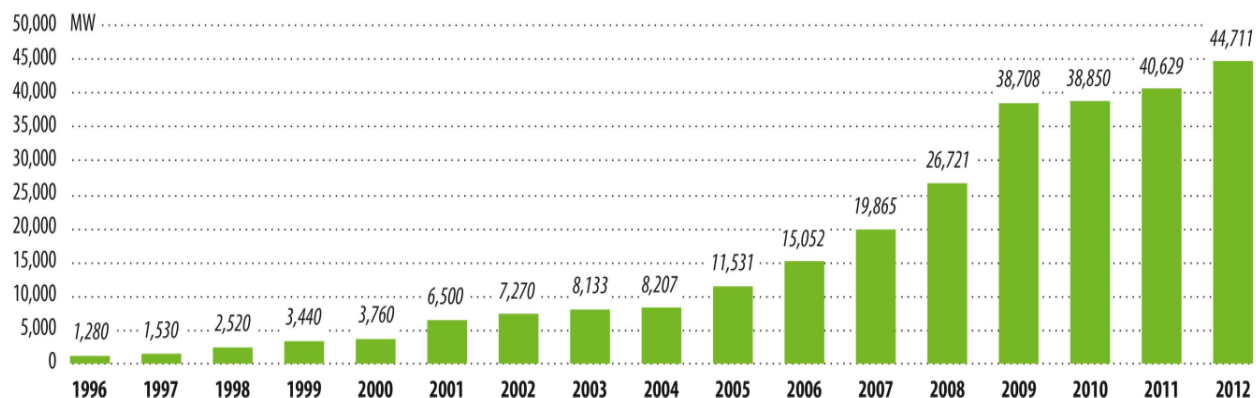


Figura 1.1: Capacidad Eólica Anual Instalada

1.1. Motivación

La energía eólica está ganando importancia a través del mundo, el desarrollo de procesos industriales y económicos, requieren energía. Los combustibles son los principales recursos en el mundo y estos son el centro de la demanda de energía [1], [31], [62], [56]. Los aerogeneradores son usados para generar energía a partir de la energía colectada del viento, los aerogeneradores se pueden clasificar de diferentes formas y tipos, siendo la clasificación con respecto a su eje de captación el más común, como lo son los aerogeneradores de eje horizontal y de eje vertical, los aerogeneradores de eje horizontal son los más comunes utilizados en la industria hoy en día [1].

Sin embargo es difícil mantener la fiabilidad del aerogenerador durante 20 años, existen dos elementos que deben ser considerados para el control del aerogenerador. El primero es un aspecto de la eficiencia del aerogenerador el segundo es la operación segura del aerogenerador. La rentabilidad de los parques eólicos depende de muchos factores y uno de los más importantes es el mantenimiento. La estrategia adoptada en la gestión de mantenimiento, reactiva, preventiva o predictiva incide directamente sobre los gastos totales de mantenimiento y por lo tanto sobre la rentabilidad del parque eólico.

La situación más peligrosa que hay que vigilar de manera constante en un aerogenerador

es el exceso de velocidad del rotor. Esto puede ser causa de rotura de la pala y consiguiente voladura de sus partes. Para simular la física del aerogenerador se emplean modelos matemáticos que posteriormente permiten probar el software de aplicación en la oficina. De esta forma se acortan los tiempos de puesta en marcha. Con la ayuda de herramientas de simulación se desarrollan modelos y algoritmos complejos que deberán ser adecuadamente compilados para la arquitectura de automatización empleada.

1.2. Justificación

En el proceso de generación de energía se compone del sistema aerodinámico, sistema mecánico y sistema eléctrico, en [1], [52], [61], [62] se ha propuesto el modelado de cada uno de los sistemas mencionados por separado, hoy en día se necesita una integración de esos sistemas para poder mejorar los distintos objetivos de operación, seguridad, predicción y producción de energía eléctrica, la modelación del aerogenerador considerando todos los sistemas como uno solo, proporciona como resultado una mejor aproximación en:

- Modelación de parque eólicos.
- Predicción de mantenimiento del aerogenerador.
- Eficiencia en la producción de energía eléctrica.
- Seguridad de operación.
- Incremento en la durabilidad del aerogenerador.

Actualmente existen herramientas que pueden representar al aerogenerador, estas herramientas tienen la característica de ser tecnologías cerradas y tener algunas veces una respuesta lenta, para poder resolver esta necesidad se podría obtener un modelo que pueda englobar los sistemas que componen al aerogenerador además de poder agregar elementos que se consideran importantes en la generación de energía, como lo es una torre rotatoria, esto puede ayudar a que la producción y la entrada de potencia eléctrica a la red sea más eficiente,

finalmente se puede obtener un algoritmo que pueda representar al aerogenerador, esto nos puede ayudar a poder simular la instalación de un parque eólico mediante un software.

El sistema de orientación, es una parte importante del aerogenerador y esta estrechamente ligada con la eficiencia de la generación de energía eléctrica y carga, un error de orientación, la inconsistencia del viento y la dirección de la gondola, hacen que disminuya la generación de energía eléctrica, esto disminuye el tiempo de vida del aerogenerador. Para controlar la dirección a un cambio de viento repentino se tiene que hacer de manera automática para buscar la mejor posición de captación de viento.

1.3. Objetivos

El objetivo es la modelación de un aerogenerador de eje horizontal con tres palas y torre giratoria, este tipo de aerogeneradores puede ser cimentado en tierra ó mar, es también uno de los más utilizados en la industria mundial. El desarrollo de este objetivo, se lleva a cabo mediante el siguiente desarrollo:

1. Construcción e instrumentación de un aerogenerador de eje horizontal con tres palas y torre giratoria, obtención de señales en tiempo real de cada uno de los estados, entrada y salida del aerogenerador.
2. Proponer un modelo analítico del aerogenerador de eje horizontal con tres palas y torre giratoria.
3. Realizar una mejora a la aproximación de la salida del aerogenerador, mediante la propuesta de un modelo con compensación difusa.
4. Se realiza la comparación del modelo analítico propuesto y el modelo con compensación difusa

Mediante el desarrollo anterior se pretende obtener una combinación del modelo analítico con una parte de modelo inteligente del cual se desea que aproxime mejor la salida real del sistema.

1.4. Contribuciones

Las principales contribuciones que actualmente no existen y se presentan en este trabajo se enumeran a continuación

1. Modelo Matemático

- El modelo describe los sistemas que componen al aerogenerador, los cuales son el sistema mecánico, aerodinámico y eléctrico.
- Se considera 1 grado de libertad al sistema, se considera que el sistema montado sobre la góndola pueda girar 360° , esto sirve para que el aerogenerador pueda recibir la máxima o mínima cantidad de viento.

2. Modelo con Compensación Difusa

- La compensación difusa aplicada al modelo matemático presentado, tiene como principal función, la aproximación del modelo real.
- El modelo con compensación difusa presenta su análisis teórico.

1.5. Estructura

- En este capítulo introduce al lector un panorama general, acerca de la producción de energía eléctrica a partir de energía eólica, se describe la operación actual mediante el uso del aerogenerador de eje horizontal con tres palas, este generador es el más común utilizado en la industria.
- En el capítulo 2 se presenta un panorama general acerca de la energía eólica en el mundo, la producción, los tipos, sus elementos y características principales. Se abordan los principales elementos de los aerogeneradores así como también se presenta una breve comparación de las características de los principales tipos de aerogeneradores, se aborda específicamente al aerogenerador de eje horizontal y se presentan sus elementos, siendo

la cimentación y el generador las dos partes fundamentales para la producción, así como también son dos grandes áreas de estudio para la investigación y mejoramiento del aprovechamiento de la energía.

- En el capítulo 3 se propone un modelado analítico de un aerogenerador de eje horizontal con tres palas y torre giratoria, se presenta el modelado de cada una de las partes que integran al sistema como son, la parte mecánica, aerodinámica y eléctrica, este modelo tiene grandes virtudes sobre los existentes ya que tiene dos grandes características como lo es la integración de los tres sistemas y la segunda que se contemple la torre giratoria en el sistema final, por último se realiza la validación del modelo analítico con un prototipo de un aerogenerador de eje horizontal con tres palas y torre giratoria, del cual se obtienen señales en tiempo real de cada uno de los estados del sistema.
- En el capítulo 4 se presenta una metodología de modelado inteligente para el aerogenerador de eje horizontal con tres palas y torre giratoria, este modelo tiene la característica que es un modelado inteligente el cual ayuda al modelo analítico para aproximar la salida, mediante el sistema de inferencia difuso Sugeno, finalmente se comparan las salidas del modelo analítico y el modelo inteligente con la salida real del prototipo para obtener el error.
- Se presentan las conclusiones acerca del presente trabajo, así como el trabajo futuro que se puede realizar con esta aportación.

1.6. Publicaciones

- Revista

1. Soriano L.A., Wen Yu, Rubio J.J., "Modeling and Control of Wind Turbine", *Mathematical Problems in Engineering*, Volume 2013, 13 pages.
2. José de Jesús Rubio, Luis Arturo Soriano, Wen Yu, Dynamic model of a wind turbine for the electric energy generation, *Mathematical Problems in Engineering*,

ISSN: 1024-123X, (JCR), Vol. 2014, 1-8, 2014.

- Conferencia

1. José de Jesús Rubio, Luis Arturo Soriano, Wen Yu, Jaime Pacheco, Wind turbine modeling with an analytic algorithm, IEEE Conference on Evolving and Adaptive Intelligent Systems, No. 34, 1-3, 2014.
2. José de Jesús Rubio, Luis Arturo Soriano, Wen Yu, Jaime Pacheco, Wind turbine modeling with the slopes algorithm, IEEE Conference on Evolving and Adaptive Intelligent Systems, No. 35, 1-3, 2014.

Capítulo 2

Aerogeneradores

Durante los últimos años, las fuentes renovables de energía han estado atrayendo una gran atención debido al aumento de los costos, las reservas limitadas, y el impacto ambiental negativo de los combustibles fósiles [2]. Al mismo tiempo, los avances tecnológicos, reducción de costos, e incentivos gubernamentales han hecho algunas fuentes de energía renovables más competitivas en el mercado de entre ellas, la energía eólica es una de más rápido crecimiento de las fuentes de energía renovables [10], como se muestra en la Figura 1.1 en la cual se puede ver la capacidad Eólica Anual Instalada.

2.1. Introducción

Los aerogeneradores pueden variar desde la producción de unos pocos kilovatios para uso residencial o comercial, hasta para varios megavatios en parques eólicos de gran tamaño. Las pequeñas y medianas turbinas de viento tienen normalmente una producción de energía inferior a 300 KW, y se puede instalar en casas, granjas y empresas para compensar el consumo de energía de la red. Las pequeñas unidades de energía eólica se pueden utilizar en combinación con otras fuentes de energía, como la energía fotovoltaica y los generadores diesel para formar una red autónoma, fuera de la red del sistema de generación, en zonas remotas, donde el acceso a la red eléctrica es difícil o costoso.

Por otro lado, el tamaño se puede apreciar claramente en la Figura 2.1. Comenzando con una potencia 50 KW y un radio de rotor 15 m en la década de los 80, las turbinas eólicas se pueden encontrar hoy hasta con una potencia de 7,5 MW y un diámetro de rotor de 126 m. Se espera que una turbina de viento con una potencia de hasta 10 MW que se desarrollarán en el futuro con un diámetro de rotor de turbina de 145m, que es aproximadamente dos veces la longitud de un avión Boeing 747.

El aumento en el tamaño de turbina eólica implica más potencia de salida desde la energía captada, está en función del cuadrado del radio del rotor. Esto se puede observar mediante la correlación del diámetro del rotor y altura de la torre a la potencia de las turbinas de viento mostrado en la Figura 2.1. Grandes turbinas eólicas a menudo resultan en un costo reducido, ya que sus costos de producción, instalación y mantenimiento son más bajos que la suma de pequeñas turbinas eólicas para lograr la misma potencia de salida [1], [10].

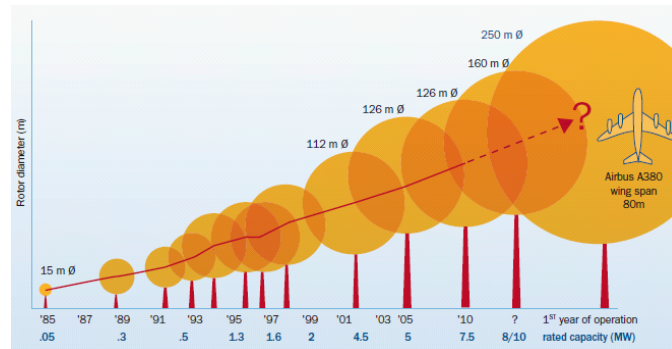


Figura 2.1: Evolución de las Dimensiones del Aerogenerador

2.2. Configuraciones de Aerogeneradores

Los aerogeneradores pueden ser clasificados basándose en su orientación y su eje de giro, los cuales son aerogeneradores de eje horizontal (HAWT Horizontal Axis Wind Turbine) y aerogeneradores de eje vertical (VAWT Vertical Axis Wind Turbine) [1], [10] como se muestran en la Figura 2.2.

2.2.1. Configuración de acuerdo a su eje

El aerogenerador de eje horizontal (HAWT) cuenta con mayor energía eólica y eficiencia de conversión debido al diseño de sus palas y el acceso más fuerte del viento, pero se necesita una torre fuerte para soportar el peso de la góndola además de que el costo de instalación es mayor. Por el contrario el aerogenerador de eje vertical (VAWT) tiene la ventaja de menores costos de instalación y un mantenimiento más fácil, esto debido a la caja de engranaje y el generador están a nivel del suelo, por otra parte su eficiencia de conversión de la energía eólica es más baja debido a que el viento es más débil en la parte inferior de las palas y el rendimiento aerodinámico está limitado. Además, el eje del rotor es largo, lo que es propenso a vibraciones mecánicas.

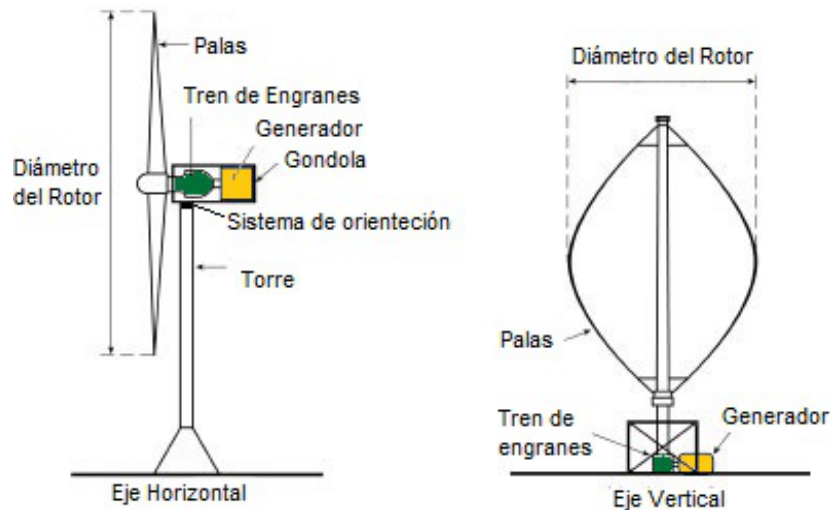


Figura 2.2: Configuraciones de Aerogeneradores

Son estos inconvenientes que dificultan la aplicación práctica de turbinas de eje vertical para la conversión de energía eólica a gran escala. Aerogeneradores de eje horizontal (HAWT) dominan el mercado actual de viento, sobre todo en los grandes parques eólicos comerciales. Las ventajas y desventajas de cada una de las configuraciones se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Comparación entre Aerogenerador Horizontal y Vertical		
	Ventajas	Desventajas
HAWT	<ul style="list-style-type: none"> -Mayor eficiencia en la conversión de energía eólica -Captación de fuerte viento -Regulación de potencia a grandes velocidades de viento 	<ul style="list-style-type: none"> -Mayor costo de instalación -Torre fuerte para soportar grandes pesos -Requiere orientación (Control de dirección)
VAWT	<ul style="list-style-type: none"> -Menor costo de instalación -Mantenimiento fácil debido a que los componentes están a nivel del suelo. Operación independiente a la dirección del viento 	<ul style="list-style-type: none"> -Baja eficiencia en la conversión de energía eólica -Propenso a vibraciones mecánicas -Limitación en la regulación de potencia a altas velocidades de viento

Los aerogeneradores también pueden ser clasificados por su tipo de velocidad, velocidad fija y velocidad variable. Como su nombre lo dice, los aerogeneradores de velocidad fija giran siempre a una velocidad constante que es determinada por el radio de engranaje, la frecuencia de la red y el número de polos del generador.

2.2.2. Configuración de acuerdo a la velocidad de trabajo

Los aerogeneradores también se pueden clasificar de acuerdo a su velocidad la cual puede ser fija o variable [1], [10], los aerogeneradores de velocidad fija giran a casi una velocidad constante esta velocidad se determina por la relación de la transmisión, la frecuencia de la red y el número de polos del generador. La máxima eficiencia de conversión de energía se puede mantener solo por la velocidad del viento. El control aerodinámico de las palas, protege a la turbina de los posibles daños causados por las ráfagas de viento. El aerogenerador de velocidad fija genera grandes oscilaciones en el sistema de potencia. Este tipo de turbina también requiere un diseño mecánico robusto para absorber las altas cargas mecánicas.

Por otro lado el aerogenerador de velocidad variable puede mantener la eficiencia en la conversión de energía sobre variadas velocidades. La turbina puede ajustar continuamente su velocidad de rotación de acuerdo a la velocidad del viento, de este modo, se puede mantener en un valor óptimo la eficiencia de conversión para obtener la máxima potencia a diferentes velocidades del viento. Para hacer ajustable la velocidad de la turbina, el generador de turbina eólica está normalmente conectado a la red eléctrica a través de un sistema de convertidor de potencia. El sistema de convertidor permite el control de la velocidad del generador que está acoplado mecánicamente al rotor (palas) de la turbina eólica.

Como se muestra en la Tabla 2, las principales ventajas de la turbina de velocidad variable incluyen el aumento de la producción de energía eólica, una mejor calidad de energía, y la reducción de la tensión mecánica. Los principales inconvenientes son el aumento del costo de fabricación y las pérdidas de potencia debidas al uso de convertidores de potencia. Sin embargo, el coste adicional y pérdidas de potencia son compensados por la producción más alta de energía. La facil operación de la turbina así como el control del generador reducen la tensión mecánica en el tren engranaje y la estructura. Esto ha permitido a los fabricantes a desarrollar grandes turbinas eólicas que son más rentables. Debido a lo anterior, las turbinas de velocidad variable dominan el mercado actual [1], [10], .

Velocidad	Ventajas	Desventajas
Fija	<ul style="list-style-type: none"> -Simple, robusta, confiable -Costo y mantenimiento bajo 	<ul style="list-style-type: none"> -Baja eficiencia en la conversión de energía -Alta tensión mecánica -Altas oscilaciones de potencia hacia la red
Variable	<ul style="list-style-type: none"> -Gran eficiencia en la conversión de energía -Baja tensión mecánica 	<ul style="list-style-type: none"> -Costo adicional y pérdidas debido a los convertidores -Sistema de control más complejo

2.2.3. Configuración debido a su criterio de velocidad de control

Todos los generadores están diseñados con algún tipo de control de potencia. Existen diferentes maneras de controlar la fuerza aerodinámica en el rotor del aerogenerador y por lo tanto limitar la potencia de vientos más fuertes, esto con el fin de evitar daños a él aerogenerador, seguridad de operación, etc.

El método simple, más robusto y barato es el método de control de regulación por pérdida aerodinámica (Stall Control) o también conocido como control pasivo (Passive Control), donde las palas están fijas al eje del generador. El diseño aerodinámico del rotor, hace detener el rotor cuando el viento excede cierto nivel. Así la potencia aerodinámica de las palas es limitada. Una de las desventajas es la poca eficiencia a velocidades bajas de viento.

Otro método es el de regulación por cambio del ángulo de paso (Pitch Control) o también conocido como control activo (Active Control), el diseño de las palas debe de hacer que giren hacia adentro o hacia afuera cuando la potencia de salida es muy baja o muy alta respectivamente. Algunas de las ventajas de este tipo de control son la puesta en marcha y el paro de emergencia, desde un punto de vista eléctrico, buen control de potencia significa que a altas velocidades de viento, el valor nominal de potencia generada se mantiene cerca del rango de potencia del generador.

El método es el de regulación activa por pérdida aerodinámica (Active Stall Control). Como su nombre lo indica, el paro de las palas. es por su control activo del ángulo de paso, a fin de que se mantenga la máxima eficiencia, a altas velocidades de viento las palas van ligeramente a una posición opuesta a las del control de ángulo de paso. El paro activo de los aerogeneradores mantienen un límite de potencia, sin fluctuaciones de potencias como en el caso del control de ángulo de paso. Este tipo de control tiene la ventaja de poder compensar variaciones de densidad de aire. La combinación con el mecanismo de ángulo de paso hace más fácil llevar a cabo el paro de emergencia y el encendido del aerogenerador.

Aplicando la velocidad de control como criterio, se puede clasificar en cuatro tipos, como se muestra en las Figuras 2.3, 2.4, 2.5 y 2.6

Los aerogeneradores pueden ser clasificados con respecto al tipo de control de potencia: paro pasivo, ángulo de paso, paro activo, estas configuraciones se presentan en la Tabla 3.

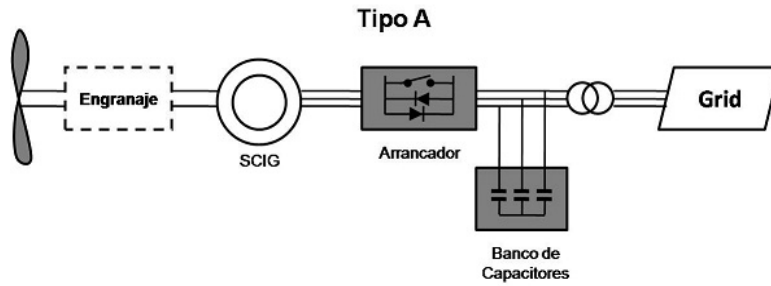


Figura 2.3: Configuración de Aerogenerador Tipo A

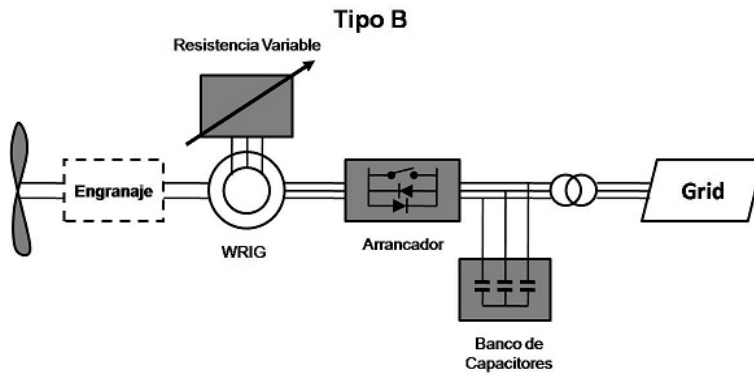


Figura 2.4: Configuración de Aerogenerador Tipo B

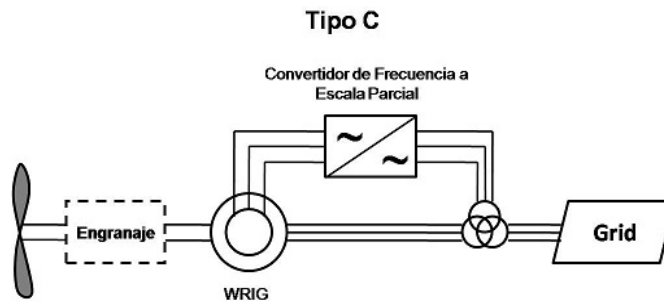


Figura 2.5: Configuración de Aerogenerador Tipo C

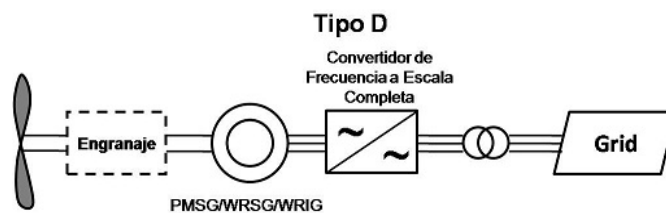


Figura 2.6: Configuración de Aerogenerador Tipo D

Tabla 3. Configuraciones de Aerogeneradores [1]

Control de Velocidad		Control de Potencia		
		Paro Pasivo	ángulo de Paso	Paro Activo
Velocidad fija	A	A0	A1	A2
Velocidad variable	B	B0	B1	B2
	C	C0	C1	C2
	D	D0	D1	D2

Nota: Las combinaciones B0, C0, D0, B2, C2 y D2 no son utilizadas actualmente en la industria de los aerogeneradores.

2.3. Componentes del Aerogenerador

Un aerogenerador se compone de varias partes para mantener la conversión de energía cinética a energía eléctrica. Las partes principales se muestran en la Figura 2.7 la cual nos ayuda como referencia para localizar y describir las diferentes partes de los aerogeneradores modernos.

La energía cinética del viento se convierte en energía mecánica mediante las palas montadas en el rotor. El rotor está montado en el eje principal del aerogenerador también conocido como eje de baja velocidad. La energía mecánica se transmite a través del tren de

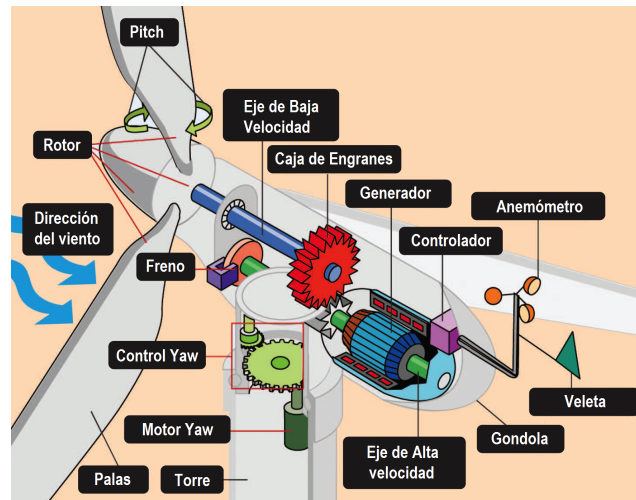


Figura 2.7: Principales Componentes del Aerogenerador

engranes(ejes, cojinetes y la caja de cambios) hacia el generador, que convierte la energía mecánica en energía eléctrica. Esta conversión es normalmente ayudada por un sistema de conversión de potencia que proporciona la potencia desde el generador a la red. La mayoría de estos componentes del aerogenerador están dentro de la góndola.

Hay otras partes que no están directamente implicadas en la conversión de energía pero que son importantes para asegurar una operación apropiada, eficiente y fiable.

2.3.1. Palas

La palas son el elemento más distintivo y visible de los aerogeneradores. Es también una de las partes responsables y esenciales en la conversión de energía cinética en energía mecánica rotacional. Las palas tienen un diseño aerodinámico, los diseños modernos están comúnmente hechos de aluminio, fibra de vidrio o de fibra de carbono, compuestos que proveen lo necesario, como es la alta resistencia a la fatiga, resistencia al peso, rigidez además de poco peso.

Los aerogeneradores con tres palas son los más comunes en la industria, el principio de

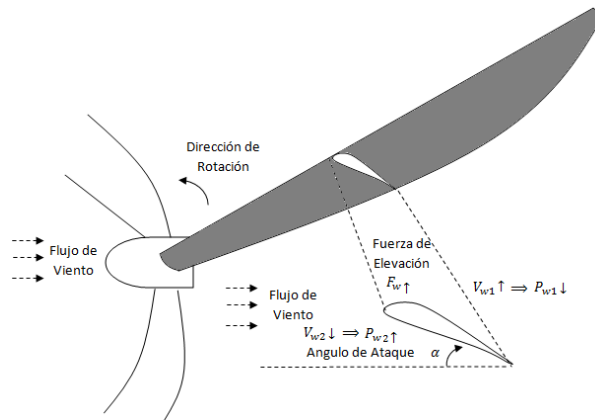


Figura 2.8: Pala del Aerogenerador con Ángulo de Ataque

operación aerodinámica de la pala del aerogenerador es similar a las alas de un avión. Esto puede explicarse con el principio de Bernulli, los estados como el incremento de la velocidad de un fluido (liquido o gas) en movimiento, la presión con la que el fluido disminuye.

La forma de la curva de la pala crea una diferencia entre la velocidad del viento de la pala en la parte de arriba (v_{w1}) y abajo (v_{w2}) como se muestra en la Figura 2.8. El flujo de aire arriba de la pala es más rápido que el de abajo ($v_{w1} > v_{w2}$), de acuerdo con el principio de Bernulli tiene un efecto inverso sobre la presión ($p_{w2} > p_{w1}$). La diferencia entre la presión en la parte superior e inferior resulta en una fuerza de elevación neta F_w en la pala. La fuerza aplicada a una cierta distancia de un pivote produce el par, lo que crea el movimiento de rotación de la turbina eólica.

Uno de los parámetros importantes para el controlar la fuerza de elevación neta de la pala es el ángulo de ataque α , el cual se define como el ángulo entre la dirección de la velocidad del viento v_w y la línea de cable como se muestra en la Figura 2.8. Para determinar su fuerza de elevación F_w de una pala puede ajustarse por α . Cuando el ángulo sea igual a cero, ninguna fuerza de elevación o el torque sea producido significa que el aerogenerador está parado o estacionado por mantenimiento.

La potencia de la masa de aire fluye a una velocidad v_w a través de un área A puede ser

calculado por:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 \quad (2.1)$$

donde ρ es la densidad del aire en kg/m^3 , A es el área de captura de aire en m^2 y está dado por $A = \pi l^2$ donde l es la longitud de la pala, y v_w es la velocidad del viento en m/s . La densidad del aire ρ es una función de la presión del aire y la temperatura, al nivel del mar y la temperatura de $15^\circ C$, el aire tiene una densidad de aproximadamente $1,2 kg/m^3$.

El poder de viento capturado por la pala y convertido solo en trabajo mecánico puede ser determinado por:

$$P_M = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 C_p \quad (2.2)$$

donde C_p es el coeficiente de potencia de la pala. Este coeficiente tiene teóricamente un valor máximo de 0.59 de acuerdo con el límite de Betz. Con la tecnología de hoy en día, el coeficiente de potencia de un aerogenerador moderno usualmente está en el rango de 0.2 a 0.5, que esta en función de la velocidad rotacional y el número de palas. Como se puede observar en la ecuación (2.2) . Hay tres posibilidades para incrementar la potencia capturada por la turbina: la velocidad del viento v_w , el coeficiente de potencia C_p , y el área de captura de aire A .

2.3.2. Mecanismo de Grado de Inclinación de las Palas

El mecanismo de grado de inclinación de las palas en los grandes aerogeneradores permite la rotación de las palas sobre su eje longitudinal. Esto para cambiar el ángulo de ataque de las palas con respecto al viento, por lo cual las características aerodinámicas de la pala pueden ser ajustadas. Esto provee un grado de control sobre la potencia capturada para mejorar la eficiencia de conversión o la protección de la turbina.

Cuando la velocidad del viento es menor al rango deseado, el ángulo de ataque se mantienen en un valor óptimo, en el cual el aerogenerador puede capturar la máxima potencia del viento. Cuando la velocidad del viento excede el valor deseado, el mecanismo es activado para regular y limitar la salida de potencia, así se mantiene la salida de potencia

sin salir de su capacidad diseñada. Para este propósito, el rango de ángulo esta alrededor de 20 o 25 grados es usualmente suficiente.

2.3.3. Caja de Engranaje

El rotor de un gran aerogenerador de tres palas usualmente opera con un rango de velocidad de 6-20 rpm. Esto es muy lento que el estándar de generadores de viento de 4 o 6 polos con una velocidad de rango de 1500 o 100 rpm para una frecuencia de estator de 50 Hz y 1800 o 2000 rpm para una frecuencia de estator de 60 Hz. Sin embargo, un tren de engranes es necesario para adaptar la velocidad lenta del rotor del aerogenerador hacia la rápida velocidad del generador.

La conversión de la caja de engranaje (r_{gb}), también conocida como el radio del engrane, está diseñada en relación a la alta velocidad del generador con la baja velocidad de las palas del aerogenerador. Para el rango de velocidad de el generador y la turbina, el radio de la caja de engranaje puede ser determinado por:

$$r_{gb} = \frac{n_m}{n_M} = \frac{(1 - s) \cdot 60 \cdot f_s}{P \cdot n_M} \quad (2.3)$$

donde n_m y n_M son el rango de velocidad del generador y la turbina en rpm, s es el rango de desplazamiento, f_s es el rango de la frecuencia del estator en Hz , y P es el numero de pares de polos de el generador. El rango de desplazamiento es usualmente menor que 1% para grandes generadores de inductores y cero para generadores síncronos.

2.3.4. Freno Mecánico del Rotor

Un freno mecánico es normalmente puesto en los aerogeneradores de alta velocidad entre la caja de engranes y el generador, pero algunos aerogeneradores en las que se monta el freno en eje de baja velocidad entre la turbina y la caja de engranes. El freno se utiliza normalmente para ayudar al control de la potencia aerodinámica (orientación o inclinación de las palas) para detener la turbina durante vientos de alta velocidad o para bloquear la turbina durante el mantenimiento. Para minimizar el desgaste de los frenos y reducir la presión sobre el tren

de transmisión durante el proceso de frenado, la mayoría de aerogeneradores usa el control de potencia aerodinámico para reducir la velocidad a un nivel cercano a cero y el freno mecánico para pararlo por completo o bloquear el aerogenerador.

2.3.5. Generador

La conversión de la energía mecánica rotacional en energía eléctrica es realizada por el generador. Básicamente los aerogeneradores están equipados con cualquier tipo de generador de tres fases, hoy en día la demanda de red compatible con corriente eléctrica se puede poner mediante la conexión de los convertidores de frecuencia, aún cuando sean suministros de generador de corriente alterna (CA) de frecuencia variable o corriente directa.(CD) Por lo cual se pueden clasificar de la siguiente manera [1], [2], [3], [54], [70]:

- Generadores Asíncronos o de Inducción
 - (SCIG) Generador de Inducción tipo Jaula de Ardilla [5], [108]
 - (WRIG) Generador de Inducción de Rotor Bobinado [54], [67], [108]
 - (OSIG) Generador de Inducción OptiSlip
 - (DFIG) Generador de Inducción Doblemente Alimentado
- Generadores Síncronos
 - (WRSG) Generador Síncrono de Rotor Bobinado [74]
 - (PMSG) Generador Síncrono de Imanes Permanentes [82]

Generadores Asíncronos o de Inducción

El generador asíncrono o de inducción es el más común utilizado en turbinas de viento el cual tiene varias ventajas, tales como robustez, sencillez mecánica, producción en serie, por esta última característica hace que tenga un precio bajo. La desventaja principal es que el estator tiene una corriente de magnetización reactiva. El generador asíncrono no contiene

imanes permanentes y no se excita por separado. Por lo tanto, tiene que recibir su corriente de otra fuente y consume potencia reactiva. La potencia reactiva puede ser suministrada por la red o por un sistema electrónico de potencia. Los campos magnéticos del generador se establecen cuando está conectado a la red.

En el caso de la velocidad síncrona de excitación de CA, depende del campo magnético creado que gira a una velocidad determinada conjuntamente por el número de polos de la bobina y la frecuencia de la corriente. Por lo tanto, si el rotor gira a una velocidad que excede la velocidad síncrona, un campo eléctrico se induce entre el rotor y el campo giratorio del estator a través de un movimiento relativo (slip), que causa una corriente en las bobinas del rotor. La interacción del campo magnético asociado del rotor con el campo del estator se traduce en el esfuerzo de torsión que actúan sobre el rotor. El rotor de un generador de inducción se puede diseñar como un rotor de jaula de ardilla o como un rotor bobinado.

Generador de Inducción tipo Jaula de Ardilla Hasta ahora, el Generador de Inducción tipo Jaula de Ardilla (SCIG.-Squirrel Cage Induction Generator, por sus siglas en Inglés) ha sido la elección frecuente debido a su sencillez mecánica, alta eficiencia y bajo mantenimiento. Los cambios de velocidad del SCIG son en un pequeño porcentaje por el deslizamiento del generador, causados por cambios en la velocidad del viento. Por lo tanto, este generador se utiliza para aerogeneradores de velocidad constante. El generador y el rotor del aerogenerador están acoplados a través de un tren de engranaje debido a que el rango de velocidad del rotor y el generador son diferentes.

Para el SCIG hay una relación única entre la potencia activa, potencia reactiva, tensión terminal y la velocidad del rotor. Esto significa que en fuertes vientos el aerogenerador puede producir energía más activa sólo si el generador suministra una energía más reactiva. Para el SCIG, la cantidad de potencia reactiva consumida es incontrolable porque varía con condiciones de viento. Sin cualquier componente eléctrico para suministrar la potencia reactiva del generador, esta debe tomarse directamente de la red. La potencia reactiva suministrada por la red provoca pérdidas de transmisión adicionales y en ciertas situaciones que puede hacer la red inestable. Bancos de capacitores o convertidores electrónicos de potencia mod-

erna pueden utilizarse para reducir el consumo de energía reactiva. La principal desventaja es que los transitorios eléctricos ocurren durante la conmutación [5], [108].

En el caso de una falla, el SCIG está sin ningún sistema de compensación de energía reactiva, esto puede conducir a la inestabilidad de voltaje en la red. El rotor de la turbina de viento se puede acelerar (aumentos de deslizamiento), por ejemplo, cuando se produce un fallo, debido al desequilibrio entre el par mecánico y eléctrico. Así, cuando el fallo, el SCIG extrae una gran cantidad de potencia reactiva de la red, que conduce a una disminución adicional en el voltaje. El SCIG puede utilizarse tanto en aerogeneradores de velocidad fija y variable.

Generador de Inducción de Rotor Bobinado Las características eléctricas del Generador de Inducción de Rotor Bobinado (WRIG.- Wound Rotor Induction Generator, por sus siglas en Inglés) del rotor es que puede ser controlado desde fuera y de este modo el voltaje del rotor puede ser leído. Los devanados del rotor bobinado pueden ser externamente conectados a través de anillos colectores y escobillas por medio de equipos electrónicos de potencia, los cuales pueden o no llevar anillos colectores y escobillas. Mediante el uso de electrónica de potencia, la potencia puede ser extraída o mediada por el circuito del rotor y el generador puede ser magnetizado desde el circuito del estator o del circuito del rotor. La desventaja del WRIG es que es más costosa y no está tan robusta como el SCIG. Los aerogeneradores más comunes usados en la industria son las siguientes configuraciones [54], [67], [108].

Generador de Inducción OptiSlip Algunas de las características de este generador, es la minimización de la carga en el aerogenerador durante las ráfagas de viento, también mantiene el generador para tener una variable de deslizamiento es decir un rango estrecho y seleccionar el deslizamiento óptimo, resultando pequeñas fluctuaciones en el torque del tren de engranaje y en la salida de potencia. La variable de deslizamiento es muy simple, segura y una forma económica de lograr reducciones de carga en comparación con las soluciones más complejas, como los aerogeneradores de velocidad variable utilizando convertidores a escala real. Esto da como resultado que el estator del generador esté conectado directamente a la

red.

Las desventajas son que su rango de velocidad está limitado típicamente a 0-10%, tal que depende del tamaño de la resistencia variable del rotor, alcanza un control de potencia activa y reactiva poco favorable y la potencia de deslizamiento se disipa en la resistencia variable como pérdida.

Generador de Inducción Doblemente Alimentado Siendo uno de los más comunes en la industria actual el Generador de Inducción Doblemente Alimentado (DFIG.-Doubly Fed Induction Generator, por sus siglas en Ingles) consiste en un WRIG con los devanados del estator conectados directamente a la frecuencia constante red trifásica y con los devanados del rotor montados en un bidireccional espalda con espalda al convertidor de fuente de tensión IGBT. El término "doblemente alimentados" se refiere al hecho de que el voltaje en el estator es aplicado desde la red y el voltaje del rotor es inducido por el convertidor de potencia. Este sistema permite una operación a velocidad variable sobre un amplio, pero restringido rango. El convertidor compensa la diferencia entre la frecuencia mecánica y eléctrica mediante la inyección de una corriente del rotor con una frecuencia variable. Ambos durante una normal operación y fallos del comportamiento del generador que está regulado por el convertidor de potencia y sus controladores.

El convertidor de potencia consiste en dos convertidores, el convertidor del lado del rotor y el del lado de la red, los cuales son controlados independientemente uno del otro. El DFIG tiene varias ventajas, una de ellas es la habilidad de controlar la potencia reactiva y desacoplar la activa, por lo que el control de la potencia reactiva es independiente esto es mediante el control independiente de la excitación de la corriente en el rotor. El DFIG no necesariamente debe de estar magnetizado desde la red, este también puede magnetizarse desde el circuito del rotor. Es capaz de generar potencia reactiva que pueda ser entregada al estator por el convertidor del lado de la red.

El tamaño del convertidor no está relacionada con la potencia total del generador pero para el rango de velocidad seleccionada si y por lo tanto a la potencia de deslizamiento. Así, el costo del convertidor aumenta cuando la gama de velocidades alrededor de la veloci-

dad síncrona se hace más amplio. La selección de la gama de velocidad se basa por tanto en la optimización económica de los costos de inversión y el aumento de la eficiencia. Un inconveniente del DFIG es la inevitable necesidad de anillos colectores.

Generadores Síncronos

El generador síncrono es mucho más caro y mecánicamente más complicado que un generador de inducción de un tamaño similar. Sin embargo, tiene una clara ventaja en comparación con el generador de inducción, es decir, que no necesita una magnetización de la corriente reactiva. El campo magnético en el generador síncrono se puede crear mediante el uso de imanes permanentes o con un devanado de campo convencionales. Si el generador síncrono tiene un número adecuado de polos (WRSG o PMSG), que puede ser utilizado para aplicaciones de transmisión directa sin ningún tipo de caja de cambios. Como una máquina síncrona, es probable que sea más adecuado para el control de potencia completo, ya que está conectado a la red a través de un convertidor electrónico de potencia. El convertidor tiene dos objetivos principales: (1) para actuar como un regulador de energía para las fluctuaciones de potencia causadas por las fluctuaciones del viento, (2) para controlar la magnetización y para evitar problemas al permanecer sincronizado con la frecuencia de red. La aplicación de tal generador permite una operación a velocidad variable de las turbinas de viento. Dos tipos clásicos de generadores síncronos han utilizado a menudo en el viento industria de turbinas los cuales son el Generador Síncrono de Rotor Bobinado (WRSG.- Wound Rotor Synchronous Generator por sus siglas en ingles) y el Generador Síncrono de Imanes Permanentes (PMSG.- Permanet Magnet Synchronous Generator, por sus siglas en Ingles) [74].

Generador Síncrono de Rotor Bobinado El WRSG es el caballo de batalla de la industria de la energía eléctrica. Tanto el rendimiento de estado estable y el rendimiento de falla ha sido bien documentada en multitud de trabajos de investigación en los últimos años. Los devanados del estator de WRSG están conectados directamente a la red y por lo tanto la velocidad de rotación está fijada estrictamente por la frecuencia de la red de suministro. El devanado del rotor es excitado con corriente continua utilizando anillos colectores y escobillas

o con un excitador sin escobillas con un rectificador giratorio. A diferencia del generador de inducción, el generador síncrono no necesita de ningún sistema de compensación de energía reactiva. El devanado del rotor, a través del cual los flujos de corriente continua, generan el campo de excitación, que gira con velocidad síncrona. La velocidad del generador síncrono está determinada por la frecuencia del campo rotatorio y por el número de pares de polos del rotor.

Generador Síncrono de Imanes Permanentes Muchos artículos de investigación han sugerido la aplicación de PMSG en turbinas de viento, debido a su característica de auto-excitación, que permite una operación en un alto factor de potencia y un alto rendimiento. En el imán permanente (PM) de la máquina, la eficiencia es mayor que en la máquina de inducción, como la excitación se proporciona sin ningún suministro de energía. Sin embargo, los materiales utilizados para la fabricación de imanes permanentes son caros, y son difíciles de trabajar durante la fabricación. Además, el uso de la excitación PM requiere el uso de un convertidor de potencia de escala completa a fin de ajustar la tensión y la frecuencia de generación de la tensión y la frecuencia de transmisión, respectivamente. Este es un gasto añadido. Sin embargo, el beneficio es que la energía se puede generar a cualquier velocidad así como para adaptarse a las condiciones actuales. El estator de PMSG se enrolla, y el rotor está provisto de un sistema de imán de polo permanente y puede tener polos salientes o puede ser cilíndrica. Polos salientes son más comunes en las máquinas de baja velocidad y puede ser la versión más útil para una aplicación para generadores eólicos. Típicos de baja velocidad máquinas síncronas son del tipo de polos salientes y el tipo con muchos polos. Hay diferentes topologías de máquinas PM presentados en la literatura. Los tipos más comunes son la máquina de flujo radial, la máquina de flujo axial y la máquina de flujo transversal [82].

La naturaleza síncrona de la PMSG puede causar problemas durante la regulación de inicio, la sincronización y la tensión, no le suministran un voltaje constante. El funcionamiento síncrono provoca también un rendimiento muy rígido, en el caso de un cortocircuito externo y si la velocidad del viento es inestable. Otra desventaja es que los materiales magnéticos

son sensibles a la temperatura, por ejemplo, el imán puede perder sus cualidades magnéticas a altas temperaturas, durante un fallo, por ejemplo. Por lo tanto, la temperatura del rotor de una PMSG debe ser supervisada y un sistema de refrigeración necesario.

2.3.6. Sistema de Orientación

La principal función del sistema de orientación es maximizar la captura de energía eólica, manteniendo el aerogenerador de frente al viento. Esto usualmente consiste en más de un controlador de motor eléctrico, engranaje de orientación, corona dentada y rodamientos. Un conjunto de frenos están disponibles alrededor de la corona para mantener asegurada la posición del aerogenerador cuando el viento está de frente al aerogenerador o durante su mantenimiento. El driver de la corona de orientación usa engranajes planetarios para bajar velocidad de rotación del sistema de orientación, todos los motores están conectados y dirigidos por la misma señal y se mantienen en la posición deseada cuando el sistema así lo necesita.

2.3.7. Torre

La función de la torre es soportar a la góndola y el rotor del aerogenerador además de proveer al rotor de la elevación necesaria para alcanzar las mejores condiciones de viento, la mayoría de las torres están hechas de acero. Las torres de concreto o torres con una base de concreto y secciones superiores de acero son usadas usualmente. La altura de las torres incrementa con el rango de potencia del aerogenerador y el diámetro del rotor. Además, la torre debe estar por lo menos de 25 a 30 metros de altura para evitar turbulencias causadas por los árboles y los edificios. Sin embargo, las torres medianas y grandes aerogeneradores están aproximadamente iguales que el diámetro del rotor de la turbina. La turbina más grande de hoy en día es de 160m está hecha de acero para una producción de 2.5 MW del aerogenerador.

Las torres también tienen cables de potencia conectados al generador o convertidores de potencia para transformación local en la base de la torre. En algunos casos, el transfor-

mador está incluido también en la góndola y los cables conectados al transformador hacia la subestación de la granja eólica. En grandes turbinas multimegawatt, la potencia de conversión debe de estar localizada en la base de la torre para reducir el peso y el tamaño de la góndola. Las escaleras de la góndola para el mantenimiento están generalmente unidas a lo largo de la pared interior de la torre, esto en los grandes aerogeneradores.

La cimentación del aerogenerador es también un componente importante de un sistema de generación de energía eólica, los tipos de bases utilizadas para las turbinas eólicas en tierra incluyen losa, multipilares y tipos de monopilares, la cimbra para aerogeneradores marinos son particularmente un reto desde su localización que es variable en aguas profundas y diferentes tipos de tierra.

Esto explica la gran variedad de cimentaciones desarrolladas a través de los años, algunas mejores que otras. Las cimentaciones más comunes adoptadas para diferentes aguas profundas son por: gravedad, monopilares, tripode, tripilar, estructura y flotante como se muestra en la Figura 2.9.

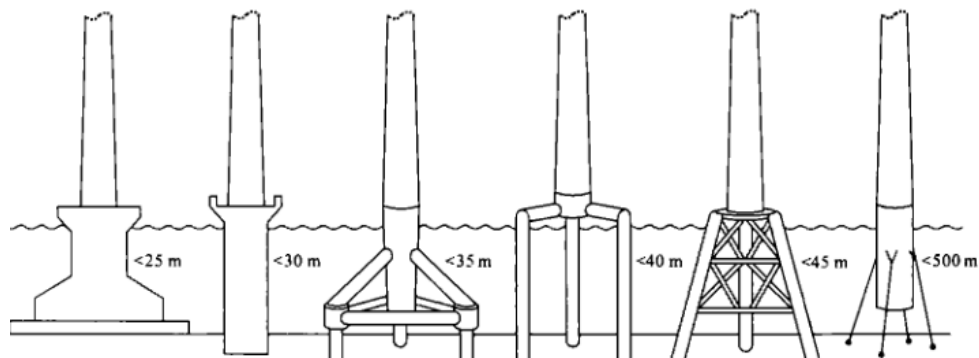


Figura 2.9: Tipos de Torres para Cimentación del Aerogenerador

2.3.8. Sensores

El control de los sistemas de orientación, cambio de ángulo y regulación por pérdida aerodinámica requiere medir la dirección del viento respectivamente en cada uno de los sis-

temas mencionados, el control de cambio de ángulo y regulación por pérdida aerodinámica necesita conocer la velocidad del viento para determinar el ángulo de ataque de la pala para una óptima operación. El control de orientación requiere conocer la dirección del viento para poner de frente al aerogenerador para una captación de la máxima potencia del viento. Además en los aerogeneradores de velocidad variable, la velocidad del viento necesita determinarse para una máxima potencia de extracción. La mayoría de aerogeneradores están equipados con sensores como lo son los anemómetros, los cuales pueden ser rotacionales optoeléctricos o ultrasónicos.

Capítulo 3

Modelado Matemático de Aerogenerador

3.1. Introducción

Los investigadores frecuentemente tratan de mejorar la potencia total en un aerogenerador. El modelo analítico juega un papel importante para lograr su control. Existen algunas investigaciones que muestran dos tipos de modelos físicos, unos son los modelos analíticos usados en y otros son los modelos numéricos. En este artículo se va a trabajar con los modelos analíticos. Algunos autores han propuesto algunos modelos físicos que describen el comportamiento analítico de un aerogenerador como son [19], [58], [95], [100], [107]. Pero en ningún caso se ha considerado una torre rotatoria. Sería interesante investigar si la característica descrita anteriormente incrementa el aire recibido por el aerogenerador. Este trabajo presenta un modelo analítico de un aerogenerador diferente, basado en el método de Euler Lagrange y en las leyes de voltaje de Kirchhoff. En el diseño propuesto, la primera dinámica es para la turbina, mientras que la segunda es para la torre, y se muestra la comunicación entre ellas. El hecho de que la torre pueda rotar ayuda a que el aire recibido por el aerogenerador se incremente.

3.2. Modelo Mecánico

Se considera un aerogenerador con tres palas y una torre rotatoria. El método de Euler Lagrange [44], [89] se usa para obtener el modelo que representa el cambio entre la energía del viento y la energía mecánica para la turbina, y el cambio entre la energía eléctrica y energía mecánica para la torre. Las masas están concentradas en el centro del objeto. Considere la vista lateral de la Figura 3.1, y la vista superior de la Figura 3.2.

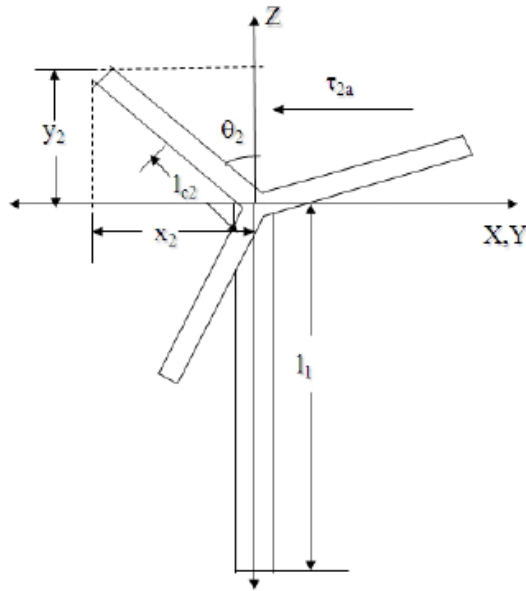


Figura 3.1: Vista Lateral del Aerogenerador

Desde las Figuras 3.1 y 3.2, se puede ver que:

$$x_2 = -l_{c2}S_2(-C_1) = l_{c2}S_2C_1 \quad (3.1)$$

$$y_2 = -l_{c2}S_2(-S_1) = l_{c2}S_2S_1$$

$$z_2 = l_{c2}S_2 \quad (3.2)$$

donde $S_1 = \sin(\theta_1)$, $S_2 = \sin(\theta_2)$, $C_1 = \cos(\theta_1)$, $C_2 = \cos(\theta_2)$, θ_1 es la posición angular

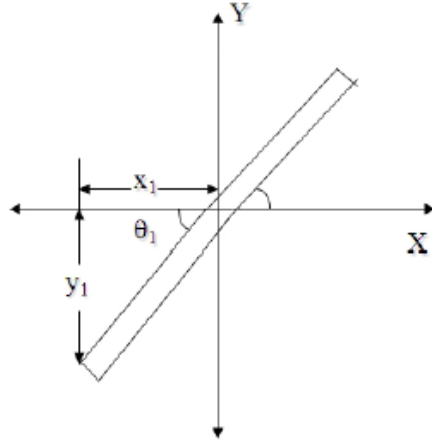


Figura 3.2: Vista Superior del Aerogenerador

del motor de la torre en rad, θ_2 es la posición angular de la pala de la turbina en rad, l_{c2} es la longitud del centro de la pala de la turbina en m. Consecuentemente, las energías cinéticas K_1 , K_2 y las energías potenciales V_1 , V_2 están dadas como sigue:

$$\begin{aligned}
 K_1 &= 0 & (3.3) \\
 K_2 &= \frac{1}{2}m_2l_{c2}^2S_2^2\dot{\theta}_1^2 + \frac{1}{2}m_2l_{c2}^2\dot{\theta}_2^2 \\
 V_1 &= m_1gl_{c1} \\
 V_2 &= m_2gl_{c2}C_2
 \end{aligned}$$

donde m_1 es la masa de la torre en kg, m_2 es la masa de la pala en kg, g es la aceleración de la gravedad en m/s^2 , l_1 es la longitud de la torre constante en m y l_{c1} es la longitud al centro de la torre en m . Los torques τ_{T1a} y τ_{T2a} están dados por:

$$\begin{aligned}
 \tau_{T1a} &= \tau_{1a} - k_{b1}\theta_1 - b_{b1}\dot{\theta}_1 & (3.4) \\
 \tau_{T2a} &= \tau_{2a} - k_{b2}\theta_2 - b_{b2}\dot{\theta}_2
 \end{aligned}$$

donde τ_{2a} es el torque del movimiento de la pala de la turbina en $kgm^2 \cdot rad/s^2$, τ_{1a} es el torque del motor que mueve la torre en $kgm^2 \cdot rad/s^2$, k_{b1} y k_{b2} son los efectos de

resorte presentados cuando la pala esta cerca de parar en kgm^2/s^2 , b_{b1} y b_{b2} son los efectos de amortiguamiento en $kgm^2 \cdot rad/s^2$. Usando el método Euler Lagrange [44], [89] se tienen las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} m_2 l_{c2}^2 S_2^2 \ddot{\theta}_1 + 2m_2 l_{c2}^2 S_2 C_2 \dot{\theta}_1 \dot{\theta}_2 + b_{b1} \dot{\theta}_1 + k_{b1} \theta_1 &= \tau_{1a} \\ m_2 l_{c2}^2 \ddot{\theta}_2 + m_2 g l_{c2} S_2 + b_{b2} \dot{\theta}_2 + k_{b2} \theta_2 &= \tau_{2a} \end{aligned} \quad (3.5)$$

La posición angular de la pala 1 está relacionada con las posiciones angulares de las palas 2 y 3 como sigue:

$$\begin{aligned} \theta_3 &= \theta_2 + \frac{2}{3}\pi rad \\ \theta_4 &= \theta_2 + \frac{4}{3}\pi rad \end{aligned} \quad (3.6)$$

donde θ_3 y θ_4 son las posiciones angulares de las palas 2 y 3, respectivamente. Entonces, usando la ecuación (3.5), se producen las ecuaciones para las palas 2 y 3 en función de θ_2 como sigue:

$$\begin{aligned} m_2 l_{c2}^2 S_{2+\frac{2}{3}\pi}^2 \ddot{\theta}_1 + 2m_2 l_{c2}^2 S_{2+\frac{2}{3}\pi} C_{2+\frac{2}{3}\pi} \dot{\theta}_1 \dot{\theta}_2 + b_{b1} \dot{\theta}_1 + k_{b1} \theta_1 &= \tau_{1b} \\ m_2 l_{c2}^2 \ddot{\theta}_2 + m_2 g l_{c2} S_{2+\frac{2}{3}\pi} + b_{b2} \dot{\theta}_2 + k_{b2} \theta_2 &= \tau_{2b} \end{aligned} \quad (3.7)$$

$$\begin{aligned} m_2 l_{c2}^2 S_{2+\frac{4}{3}\pi}^2 \ddot{\theta}_1 + 2m_2 l_{c2}^2 S_{2+\frac{4}{3}\pi} C_{2+\frac{4}{3}\pi} \dot{\theta}_1 \dot{\theta}_2 + b_{b1} \dot{\theta}_1 + k_{b1} \theta_1 &= \tau_{1c} \\ m_2 l_{c2}^2 \ddot{\theta}_2 + m_2 g l_{c2} S_{2+\frac{4}{3}\pi} + b_{b2} \dot{\theta}_2 + k_{b2} \theta_2 &= \tau_{2c} \end{aligned} \quad (3.8)$$

donde τ_{1b} , τ_{2b} , τ_{1c} y τ_{2c} , son los torques aplicados para mover las palas 2 y 3 respectivamente. Sumando $S_2^2 + S_{2+\frac{2}{3}\pi}^2 + S_{2+\frac{4}{3}\pi}^2$, se obtiene

$$S_2^2 + S_{2+\frac{2}{3}\pi}^2 + S_{2+\frac{4}{3}\pi}^2 = 1,5 \quad (3.9)$$

Sumando $S_2 C_2 + S_{2+\frac{2}{3}\pi} C_{2+\frac{2}{3}\pi} + S_{2+\frac{4}{3}\pi} C_{2+\frac{4}{3}\pi}$, se obtiene

$$S_2 C_2 + S_{2+\frac{2}{3}\pi} C_{2+\frac{2}{3}\pi} + S_{2+\frac{4}{3}\pi} C_{2+\frac{4}{3}\pi} = 0 \quad (3.10)$$

Sumando $S_2^2 + S_{2+\frac{2}{3}\pi}^2 + S_{2+\frac{4}{3}\pi}^2$, se obtiene

$$S_2 + S_{2+\frac{2}{3}\pi} + S_{2+\frac{4}{3}\pi} = 0 \quad (3.11)$$

Ahora sumando las tres ecuaciones de (3.5), (3.7) y (3.8) y usando (3.9), (3.10) y (3.11) se obtiene

$$\begin{aligned} 4,5m_2l_{c2}^2\ddot{\theta}_1 + 3b_{b1}\dot{\theta}_1 + 3k_{b1}\theta_1 &= \tau_1 \\ 3m_2l_{c2}^2\ddot{\theta}_2 + 3b_{b2}\dot{\theta}_2 + 3k_{b2}\theta_2 + 2\pi k_{b2} &= \tau_2 \end{aligned} \quad (3.12)$$

donde $\tau_1 = \tau_{1a} + \tau_{1b} + \tau_{1c}$ y $\tau_2 = \tau_{2a} + \tau_{2b} + \tau_{2c}$.

Desde las Figuras 3.1, 3.2, τ_2 de (3.12) se define como sigue:

$$\begin{aligned} \tau_2 &= C_1 F_2 \\ F_2 &= F_{2a} + F_{2b} + F_{2c} \end{aligned} \quad (3.13)$$

donde $C_1 = \cos(\theta_1)$, F_{2a} , F_{2b} y F_{2c} son las fuerzas del aire recibidas por las tres palas. La ecuación (3.13) describe la suposición de que el aire va en una dirección, si $\theta_1 = 0$, se tiene la máxima cantidad de aire moviendo las palas de la turbina, pero si la torre gira a la derecha o a la izquierda, θ_1 cambia y la turbina gira, decreciendo el aire recibido por las palas de la turbina.

De las Figuras 3.1, 3.2 y [89], τ_1 se define como sigue:

$$\tau_1 = k_m i_1 \quad (3.14)$$

donde k_m es una constante de flujo magnético de motor que mueve la torre en Wb, y i_1 es la corriente de armadura del motor para mover la torre en A.

Las ecuaciones (3.12), (3.13) y (3.14) son las principales del modelo mecánico que representan a la turbinua y la torre.

3.3. Modelo Aerodinámico

El modelo aerodinámico es el modelo físico del torque aplicado a las palas. La potencia mecánica capturada por la turbina está dado por [95], [58], [100], [107]:

$$P_{2a} = F_{2a}\dot{\theta}_2 = \frac{1}{2}\rho AC_p(\lambda, \beta) V_\omega^3 \quad (3.15)$$

donde ρ es la densidad del aire en Kg/m^3 , $A = \pi R^2$ es el área barrida por las palas del rotor en m^2 con radio R en m, V_ω es la velocidad del aire en m/s , $C_p(\lambda, \beta)$ es el coeficiente de rendimiento de la turbina, cuyo valor está en función de la proporción de la velocidad de punta λ , definida como:

$$\lambda = \frac{\dot{\theta}_2 R}{V_\omega} \quad (3.16)$$

Para los propósitos de simulación, se presenta el siguiente modelo para $C_p(\lambda, \beta)$ [77], [59],

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3\beta - c_4 \right) e^{-c_5/\lambda_i} + c_6\lambda \quad (3.17)$$

donde:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (3.18)$$

y los coeficientes son $c_1 = 0,5176$, $c_2 = 116$, $c_3 = 0,4$, $c_4 = 5$, $c_5 = 21$, $c_6 = 0,0068$ y β es el ángulo de inclinación de la pala en rad .

Usando las ecuaciones (3.13), (3.14) (3.14), (3.15), (3.16), (3.17) y (3.18) se tiene el modelo físico del torque aplicando a las palas de la turbina como sigue:

$$\begin{aligned} \tau_2 &= C_1 (F_{2a} + F_{2b} + F_{2c}) \\ F_{2a} &= \frac{1}{2\dot{\theta}_2} \rho AC_p(\lambda, \beta) V_\omega^3 \\ F_{2b} &= \frac{1}{2\dot{\theta}_2} \rho AC_p(\lambda, \beta) V_\omega^3 \\ F_{2c} &= \frac{1}{2\dot{\theta}_2} \rho AC_p(\lambda, \beta) V_\omega^3 \end{aligned} \quad (3.19)$$

donde C_1 está definido en (3.13), λ está definido en (3.14), $C_p(\lambda, \beta)$ está definido en (3.17) y λ_i está definido en (3.18).

3.4. Modelo Eléctrico

Ahora, se analiza el cambio de energía mecánica a eléctrica para el generador de la turbina, y de la energía eléctrica a mecánica para el motor de la torre como se muestra en las Figuras 3.3 y 3.4, respectivamente

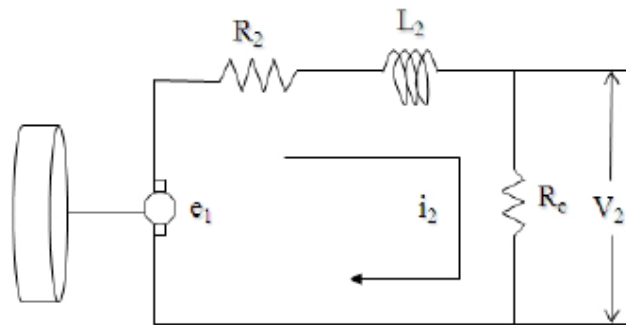


Figura 3.3: Generador de la Turbina

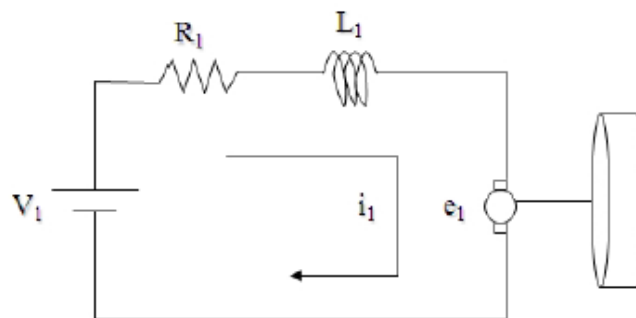


Figura 3.4: Motor de la Torre

En [80], [44] los autores presentan el modelo de un motor similar, con el modelo de la Figura 3.3 se obtiene un modelo para el generador usando la ley de voltaje de Kirchhoff. Por

lo tanto los modelos físicos del motor y del generador son como sigue:

$$\begin{aligned} V_1 &= R_1 i_1 + L_1 \dot{i}_1 + k_1 \dot{\theta}_1 \\ k_2 \dot{\theta}_2 &= R_2 i_2 + L_2 \dot{i}_2 + V_2 \end{aligned} \quad (3.20)$$

donde, k_1 es la constante fuerza contra-electromotriz del motor en Vs/rad , k_2 es la constante fuerza contra-electromotriz del generador en Vs/rad , R_1 es la resistencia del motor en Ω , R_2 es la resistencia del generador en Ω , L_1 es la inductancia del motor en H , L_2 es la inductancia del generador en H , V_1 es el voltaje del motor en V , V_2 es el voltaje del generador en V , i_1 es la corriente del motor en A , y i_2 es la corriente del generador en A

Para el generador del presente trabajo $V_2 = R_e i_2$. Entonces (3.20), se convierte en:

$$\begin{aligned} V_1 &= R_1 i_1 - L_1 \dot{i}_1 + k_1 \dot{\theta}_1 \\ k_2 \dot{\theta}_2 &= (R_2 + R_e) i_2 + L_2 \dot{i}_2 \\ V_2 &= R_e i_2 \end{aligned} \quad (3.21)$$

3.5. Modelo Analítico Final

Entonces, las ecuaciones (3.12), (3.14), y (3.19) que representan el cambio entre la energía del aire y la energía mecánica, y (3.21) que representa el cambio entre la energía mecánica y la energía eléctrica, son consideradas como el modelo analítico del aerogenerador con torre rotatoria.

Defina las variables de estado como $x_1 = i_2$, $x_2 = \theta_2$, $x_3 = \dot{\theta}_2$, $x_4 = i_1$, $x_5 = \theta_1$, $x_6 = \dot{\theta}_1$, las entradas como $u_1 = F_2$, $u_2 = V_1$ y la salida como $y = V_2$. Consecuentemente, el modelo analítico de las ecuaciones (3.12), (3.14), (3.16), (3.19), (3.21) se convierte en:

$$\begin{aligned}
\dot{x}_1 &= -\frac{(R_2+R_e)}{L_2}x_1 + \frac{k_2}{L_2}x_3 \\
\dot{x}_2 &= x_3 \\
\dot{x}_3 &= -\frac{k_{b2}}{m_2l_{c2}^2}x_2 - \frac{b_{b2}}{m_2l_{c2}^2}x_3 - \frac{2\pi k_{b2}}{3m_2l_{c2}^2} + \frac{\cos(x_5)}{3m_2l_{c2}^2}u_1 \\
\dot{x}_4 &= -\frac{R_1}{L_1}x_4 - \frac{k_1}{L_1}x_6 + \frac{1}{L_1}u_2 \\
\dot{x}_5 &= x_6 \\
\dot{x}_6 &= -\frac{3k_{b1}}{4,5m_2l_{c2}^2}x_5 - \frac{3b_{b1}}{4,5m_1l_{c2}^2}x_6 + \frac{k_m}{4,5m_2l_{c2}^2}x_4 \\
y &= R_e x_1 \\
u &= F_{2a} + F_{2b} + F_{2c} \\
F_{2a} &= \frac{1}{2x_3} \rho A C_p (\lambda, \beta) V_\omega^3 \\
F_{2b} &= \frac{1}{2x_3} \rho A C_p (\lambda, \beta) V_\omega^3 \\
F_{2c} &= \frac{1}{2x_3} \rho A C_p (\lambda, \beta) V_\omega^3 \\
\lambda &= \frac{R}{V_\omega} x_3
\end{aligned} \tag{3.22}$$

donde $C_p(\lambda, \beta)$ está definido en (3.17) y λ_i está definido en (3.13),

Comentario 3.1 *El modelo analítico de ésta investigación considera un motor de corriente directa y un generador de corriente directa. Se propone este generador para ser instalado en las zoteas de las casas para uso doméstico. El sistema propuesto se podría extender a otro tipo de máquinas cambiando la ecuación (3.21)*

3.6. Experimentación del Modelo Analítico

Para la experimentación se considera un prototipo de aerogenerador con torre rotatoria que se muestra en la Figura 3.5, el prototipo cuenta con tres palas y una torre giratoria, los parámetros que se tomaron en cuenta para la experimentación y validación del modelo analítico propuesto en la sección anterior se muestran en la Tabla 4. Los parámetros m_2 y l_{c2} , se obtienen de las palas del aerogenerador, los parámetros R_1 , L_1 y k_1 se obtienen del motor de la torre, los parámetros k_2 , R_2 , R_e y L_2 se obtienen del generador de la turbina y Los parámetros R , ρ , V_ω , y β , se obtiene de [58], [95], [100], [107]



Figura 3.5: Prototipo de un Aerogenerador con Torre Rotatoria

El modelo analítico de el aerogenerador con torre rotatoria esta dado por la ecuación (3.22) con los parámetros de la Tabla 4. Se considera 1×10^{-5} como condición inicial para los estados de la planta $x_1 = i_2$, $x_2 = \theta_2$, $x_3 = \dot{\theta}_2$, $x_4 = i_1$, $x_5 = \theta_1$ y $x_6 = \dot{\theta}$. Se usa la raíz del error cuadrático medio(RMSE), el cual esta dado por [78], [80], [89]. [44]:

$$RMSE = \left(\frac{1}{T} \int_0^T e^2 d\tau \right)^{\frac{1}{2}} \quad (3.23)$$

donde $e^2 = e_{u_j}^2 = (u_{jr} - u_j)^2$, $e^2 = e_{x_i}^2 = (x_{ir} - x_i)^2$, o $e^2 = e_y^2 = (y_r - y)^2$, u_{jr} , x_{ir} y y_r son los datos reales de u_j , x_i y y , respectivamente, para $i = 1, 2, \dots, 6$, $j = 1, 2$.

Tabla 4. Parametros del Prototipo			
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
l_{c2}	$\frac{10}{100} m$	R_e	1Ω
m_2	$\frac{5}{1000} kg$	k_m	$0,0045Wb$
k_{b2}	$1 \times 10^{-6} kgm^2/m^2$	k_{b1}	$1 \times 10^{-6} kgm^2/m^2$
b_{b2}	$1 \times 10^{-3} kgm^2rad/s$	b_{b1}	$1 \times 10^{-3} kgm^2rad/s$
k_2	$0,0045 Vs/rad$	k_1	$0,0045 Vs/rad$
R_2	7Ω	R_1	7Ω
L_2	$6,031 \times 10^{-3} H$	L_1	$6,031 \times 10^{-3} H$
R	$l_{c2} m$	V_ω	$5 m/s$
ρ	$1,225 kg/m^3$	β	$0,5 rad$
g	$9,81 m/s^2$		

La instrumentación se muestra en la Figura 6.13 , para la toma de lecturas y experimentación se realizaron dos experimentos en los cuales el viento golpea de manera intermitente las palas del aerogenerador, por lo que el generador produce energía. Esta metodología para la toma de señales se emplea brevemente en la Figura 3.6:

3.6.1. Experimento 1

Para el primer experimento se considera que las palas no están recibiendo aire, así la torre giratoria del aerogenerador busca una posición en donde el generador pueda empezar a generar energía, cuando la cantidad de energía es la suficiente y no se desea que el generador siga produciendo energía la torre giratoria lleva al aerogenerador a una posición en donde no produzca energía, para efectos de la simulación este proceso se repite nuevamente. Esta simulación se basa en el objetivo de una red inteligente "Smart Grid"[1], [2], [10], uno de los principios en los que se basan las redes inteligentes son la producción de energía bajo demanda. Con ayuda de este modelo que se presenta estos objetivos se pueden alcanzar, la experimentación se muestra en las Figuras 3.7 y 3.8.

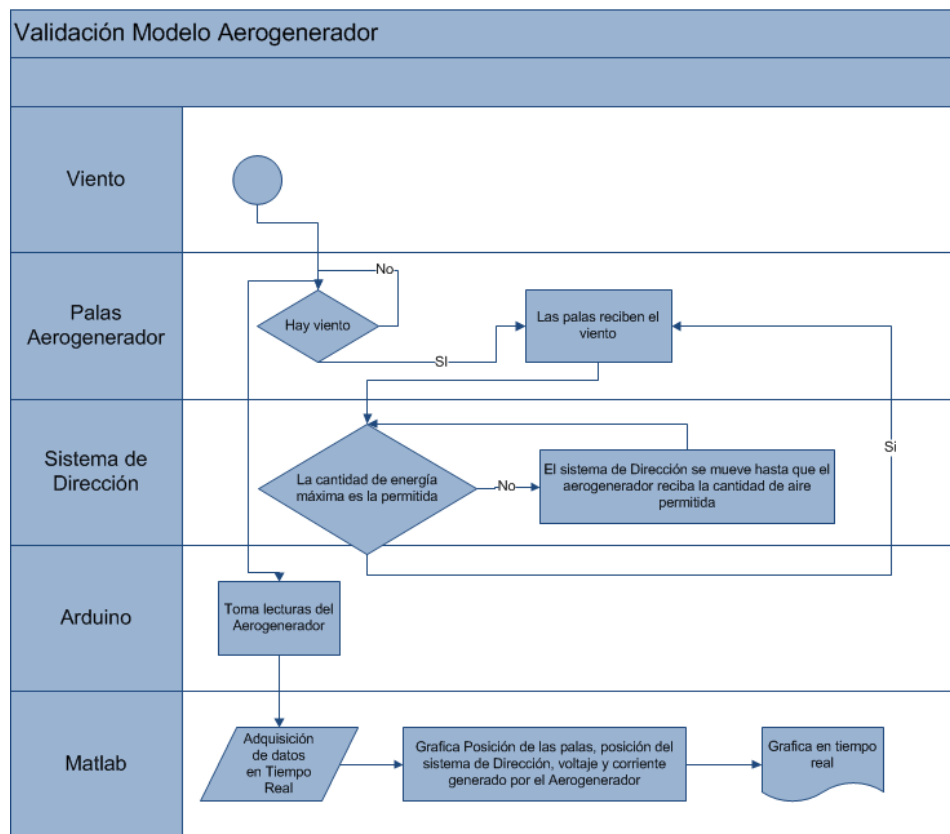


Figura 3.6: Diagrama de Flujo para la Experimentación

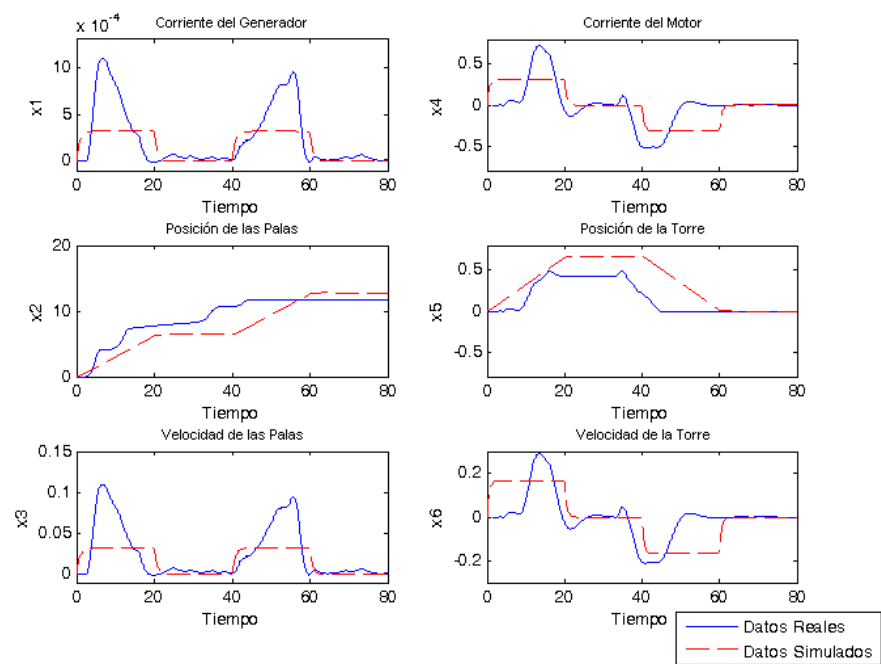


Figura 3.7: Comparación de Estados Simulados con Datos Reales del Experimento 1

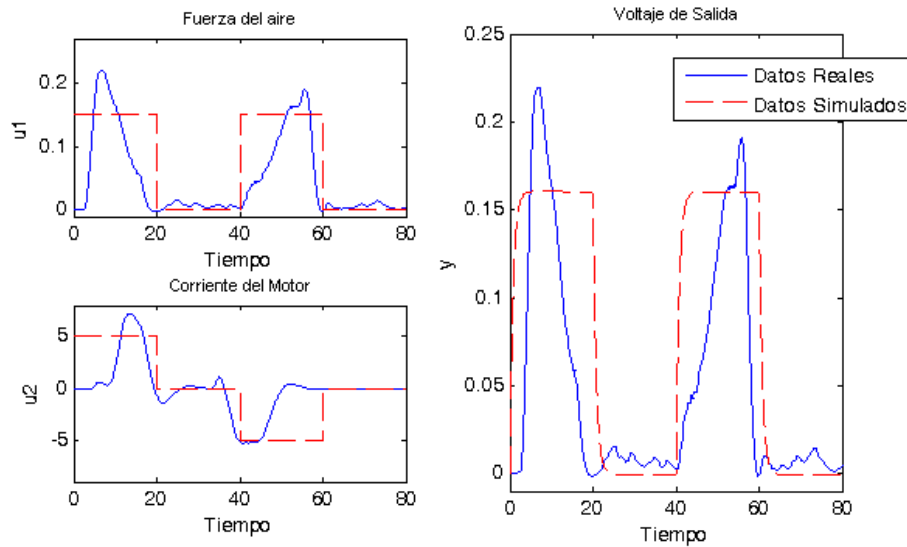


Figura 3.8: Comparación de Entradas y Salidas del Sistema del Experimento 1

Donde el error del modelo analítico es 0.005467 comparado con la salida real del sistema.

3.6.2. Experimento 2

Para el segundo caso se tomo en cuenta viento intermitente, así cuando no recibe viento el motor de la torre ayuda al aerogenerador a posicionarse donde se pueda adquirir viento, la torre gira 180° ó -180° , dependiendo de la cantidad de viento captada por el aerogenerador, esta simulación ayuda a los objetivos de control, y a la protección del aerogenerador, esto quiere decir que si se considera al aerogenerador para la producción máxima de energía cuando exceda la velocidad permitida busque un ángulo en el que reciba la cantidad de aire, dentro de los parámetros de seguridad, esto para evitar sobre cargas o daños al aerogenerador, este experimento se muestra en las Figuras 3.9 y 3.10.

Donde el error del modelo analítico 0.003609 comparado contra la salida real del sistema.

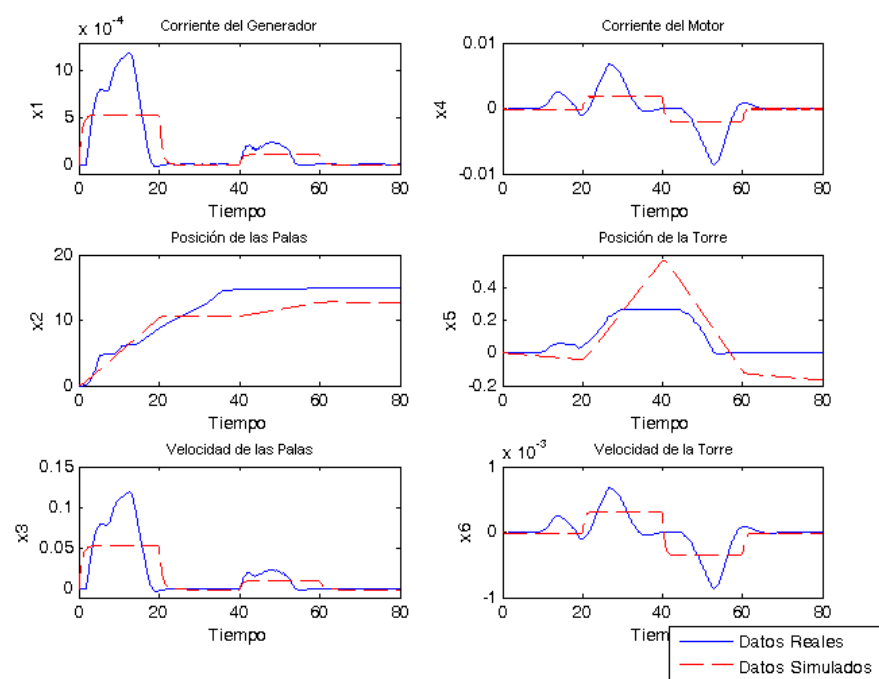


Figura 3.9: Comparación de Estados Simulados con Datos Reales del Experimento 2

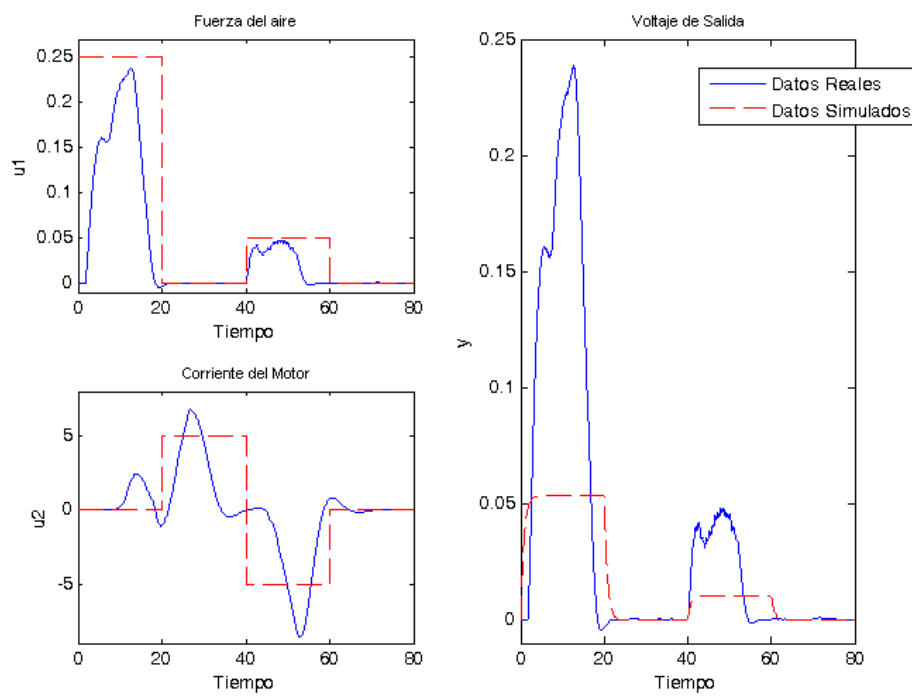


Figura 3.10: Comparación de Entradas y Salidas del Sistema del Experimento 2

Capítulo 4

Modelo de Aerogenerador con Compensación Difusa

4.1. Introducción

Uno de los objetivos principales del modelado es obtener la mayor cantidad de energía del aerogenerador, el modelo analítico del aerogenerador desempeña un papel importante para esta tarea así como también para el control, la clasificación o predicción del comportamiento del aerogenerador [46], [50], [65], [66], [78], [79], [80].

Con los resultados obtenidos en el capítulo anterior, se puede observar que se obtiene una gran aproximación al comportamiento del aerogenerador, por otra parte existen técnicas de identificación que pueden ayudar al modelo analítico a disminuir el error, esto significa que se puede tener una mejor aproximación del comportamiento del aerogenerador, estas técnicas pueden ser Lógica Difusa, Redes Neuronales, Mínimos Cuadrados, etc.

En [76], [65], [66] y [78] las Redes Neuronales son usadas para el diseño del controlador, la predicción de las cargas en el almacenamiento son diseñadas en [79], [80], Lógica Difusa es usada para el modelado de un incubadora de aves, comportamiento del ojo y el cerebro, por otra parte en [69] es usada como estructura de un sistema inteligente en evolución. Considerando los casos de estudio anteriores, en el presente trabajo se propone el algoritmo

de Lógica Difusa con la técnica de Takagi-Sugeno, esto para que realice una compensación difusa al modelo analítico y se pueda obtener una mejor aproximación del comportamiento del aerogenerador.

4.2. Modelo Difuso de un Aerogenerador con Torre Rotatoria

Considerando el siguiente sistema no lineal en tiempo discreto

$$x(k+1) = f[x(k), u(k)], \quad y(k) = h[x(k)] \quad (4.1)$$

donde $u(k) \in R^m$ es el vector de entradas, $x(k) \in R^n$ es un vector de estados, y $y(k) \in R^l$ es el vector de salida f y h son generalmente funciones suaves no lineales $f, h \in C^\infty$. Ahora vamos a recordar las siguientes definiciones.

4.2.1. Capacidad para Describir el Modelo Lingüístico

Teorema 4.1 Teorema Universal de Aproximación: *Suponiendo que la entrada del universo de discurso U es un conjunto compacto en R^n . Entonces para cualquier función real continua $g(x)$ en U y arbitrariamente $\varepsilon > 0$ existe un sistema difuso $f(x)$ del tipo (4.3), tal que*

$$\sup_{x \in U} |f(x) - g(x)| < \varepsilon \quad (4.2)$$

esta forma de sistema difuso es llamado, sistema difuso con motor de inferencia producto, defuzzificador de tipo singleton, defuzzificador de promedio de centro y funciones de membresía Gaussiana. Esto es que son aproximadores universales.

$$f(x) = \frac{\sum_{l=1}^M y^{-1} \left[\prod_{i=1}^n a_i^l \exp \left(- \left(\frac{x_i - \bar{x}_i^l}{\sigma_i^l} \right)^2 \right) \right]}{\sum_{l=1}^M \left[\prod_{i=1}^n a_i^l \exp \left(- \left(\frac{x_i - \bar{x}_i^l}{\sigma_i^l} \right)^2 \right) \right]} \quad (4.3)$$

Teorema 4.2 Stone-Weirestrass: *Sea Z un conjunto de funciones reales continuas en un conjunto compacto U .*

- i) *Si Z es algebraico, esto quiere decir que el conjunto Z está cercano a las operaciones de suma, multiplicación y multiplicación escalar.*
- ii) *Z separa puntos en U , esto es, para cada $x, y \in U, x \neq y$, existen $f \in Z$ tales que $f(x) \neq f(y)$*
- iii) *Z desaparece para cualquier no punto de U , esto es, para cada $x \in U$ existe $f \in Z$ tal que $f(x) \neq 0$; entonces para cualquier función real continua $g(x)$ en U y arbitraria $\varepsilon > 0$, existe $f \in Z$ tal que el $\sup_{x \in U} |f(x) - g(x)| < \varepsilon$*

Así podemos ver que el **Teorema Universal de Aproximación** muestra que un sistema difuso puede ser aproximado por funciones continuas para una precisión arbitraria, el siguiente colorario extiende la solución a sistemas en tiempo discreto.

Corolario 4.1 *Para cualquier función cuadrada integrable $g(x)$ en un conjunto compacto $U \subset \mathbb{R}^n$, tal que, para cualquier $g \in L_2(U) = \{g : U \rightarrow \mathbb{R} \int_U |g(x)|^2 dx < \infty\}$ entonces existe un sistema difuso en la forma (4.3) tal que*

$$\left(\int_U |f(x) - g(x)|^2 dx \right)^{\frac{1}{2}} < \varepsilon \quad (4.4)$$

Demostración. Ya que U es compacta $\int_U dx = E < \infty$, ya que las funciones continuas sobre U forman un subconjunto denso de $L_2(U)$, para cualquier $g \in L_2(U)$ existe una función continua \bar{g} sobre U tal que $\left(\int_U (|g(x) - \bar{g}(x)|^2 dx)^{\frac{1}{2}} \right) < \frac{\varepsilon}{2}$. Por el **Teorema Universal de Aproximación** existe $f \in Y$ tal que el $\sup_{x \in U} |f(x) - \bar{g}(x)| < \frac{\varepsilon}{2E^{\frac{1}{2}}}$. Por lo tanto tenemos

$$\begin{aligned} \left(\int_U |f(x) - g(x)|^2 dx \right)^{\frac{1}{2}} &\leq \left(\int_U |f(x) - \bar{g}(x)|^2 dx \right)^{\frac{1}{2}} + \left(\int_U |g(x) - \bar{g}(x)|^2 dx \right)^{\frac{1}{2}} \\ &< \left(\int_U \left(\sup_{x \in U} |f(x) - \bar{g}(x)| \right)^2 dx \right)^{\frac{1}{2}} + \frac{\varepsilon}{2} \\ &< \left(\frac{\varepsilon^2}{2^2 E} E \right)^{\frac{1}{2}} + \frac{\varepsilon}{2} = \varepsilon \end{aligned}$$

■

El teorema y el colorario proveen una justificación para usar sistemas difusos en una gran variedad de aplicaciones.

4.2.2. Modelo Difuso

Un modelo difuso Takagi-Sugeno se presenta como una colección de reglas difusas en la siguiente forma

$$R^i : IF \ x_1 \text{ is } A_{1i} \text{ and } x_2 \text{ is } A_{2i} \text{ and } \dots \ x_n \text{ is } A_{ni} \text{ THEN } p_{j_0}^i + p_{j_1}^i x_1 + \dots p_{j_n}^i x_n \quad (4.5)$$

Donde $j = 1, \dots, m$, si usamos l ($i = 1, 2, \dots, l$) *IF-THEN* reglas difusas para el diseño de trazado de un vector lingüístico de entrada $X = [x_1 \dots x_n] \in R^n$ hacia un vector lingüístico de salida $\hat{Y}(k) = [\hat{y}_1 \dots \hat{y}_m]^T \in R^{m \times 1}$. A_{1i}, \dots, A_{ni} son conjuntos difusos estandar. Cada variable de entrada x_i tiene l_i conjuntos difusos. En el caso de una conexión completa, $l = l_1 \times l_2 \times \dots \times l_n$. De [102] sabemos que usando el producto de inferencia, el dentro de media y fuzzificador singleton, la q -ésima salida del el sistema de lógica difusa puede expresarse como

$$\hat{y}_q = \sum_{i=1}^l (p_{q_0}^i + p_{q_1}^i x_1 + \dots + p_{q_n}^i x_n) \phi_i \quad (4.6)$$

Por otro lado si definimos

$$\phi_i = \frac{\prod_{j=1}^n \mu_{A_{ji}}}{\sum_{i=1}^l \left[\prod_{j=1}^n \mu_{A_{ji}} \right]} \quad (4.7)$$

donde $\mu_{A_{ji}}$ son las funciones de membresia de los conjuntos difusos A_{ji} , (4.6) puede expresarse en forma de matriz como

$$\hat{Y}(k) = W(k) \Phi[X(k)] \quad (4.8)$$

donde

$$\hat{Y}(k) = \left[\hat{y}_1 \quad \dots \quad \hat{y}_m \right]^T$$

$$W(k) = \begin{bmatrix} p_{10}^1 \cdots p_{10}^l & p_{11}^1 \cdots p_{11}^l & \cdots & p_{1n}^1 \cdots p_{1n}^l \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ p_{m0}^1 \cdots p_{m0}^l & p_{m1}^1 \cdots p_{m1}^l & \cdots & p_{mn}^1 \cdots p_{mn}^l \end{bmatrix}$$

$$\Phi[X(k)] = \begin{bmatrix} \phi_1 \cdots \phi_l & x_1 \phi_1 \cdots x_1 \phi_l & \cdots & x_n \phi_1 \cdots x_n \phi_l \end{bmatrix}$$

4.2.3. Modelo Difuso con conocimiento de las Funciones de Membresía

Cuando conocemos alguna información de la planta a identificar, nosotros podemos construir la reglas difusas como (4.5). Nosotros conocemos las funciones de membresía $A_{1i} \dots A_{ni}$ dado que se extraen datos del aerogenerador, esto significa que (4.7) es conocida. El objetivo del modelo difuso es encontrar las funciones $p_{q0}^i + p_{q1}^i + \dots + p$, tales que la salida $\widehat{Y}(k)$ pueda seguir a la salida $Y(k)$ de la planta no lineal. Definimos el vector del error de la identificación $e(k) \in R^{m \times 1}$ como

$$e(k) = \widehat{Y}(k) - Y(k) \quad (4.9)$$

Usamos el error del modelo $e(k)$ en línea, tal que $\widehat{Y}(k)$ pueda aproximar a $Y(k)$. De acuerdo con la teoría de la aproximación de lógica difusa, el proceso de identificación de (4.1) se puede representar como

$$Y(k) = W^* \phi[X(k) - \mu(k)] \quad (4.10)$$

donde W^* son las funciones de membresía desconocidas, las cuales pueden minimizar las dinámicas no conocidas $u(k)$. La identificación del error puede representarse como (4.9) y (4.10)

$$e(k) = \widetilde{W}(k) \phi[X(k)] + \mu(k) \quad (4.11)$$

donde $\widetilde{W}(k) = W(k) - W^*$

Teorema 4.3 *Si usamos el sistema difuso (4.8) para identificar una planta no lineal (4.1), el siguiente algoritmo de gradiente decendente con una velocidad de aprendizaje variante en el tiempo puede hacer la identificación del error $e(k)$ acotado*

$$W(k+1) = W(k) - \eta_k e(k) \phi^T [X(k)] \quad (4.12)$$

donde el escalar $\eta_k = \left(\eta/1 + \|\phi^T [X(k)]\|^2 \right)^{-1}$, $0 < \eta \leq 1$. El error de identificación normalizado

$$e_N(k) = \frac{e(k)}{1 + \max_k \left(\|\phi^T [X(k)]\|^2 \right)} \quad (4.13)$$

satisface el siguiente rendimiento promedio

$$\limsup_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \sum_{k=1}^T \|e_N(k)\|^2 \leq \bar{\mu} \quad (4.14)$$

donde $\bar{\mu} = \max_k [\|u(k)\|^2]$

Demostración. Seleccionamos un escalar definido positivo L_k como

$$L_k = \left\| \widetilde{W}(k) \right\|^2 \quad (4.15)$$

por la ley de la actualización (4.12), tenemos

$$\widetilde{W}(k+1) = \widetilde{W}(k) - \eta_k e(k) \phi^T [X(k)]$$

usando las desigualdades

$$\|a - b\| \geq \|a\| - \|b\|$$

$$2 \|ab\| \leq a^2 + b^2$$

para cualquier a y b . usando (4.11) y $0 \leq \eta_k \leq \eta \leq 1$ tenemos

$$\begin{aligned}
\Delta L_k &= L_{k+1} - L_k & (4.16) \\
&= \left\| \widetilde{W}(k) - \eta_k e(k) \phi^T [X(k)] \right\|^2 - \left\| \widetilde{W}(k) \right\|^2 \\
&= \left\| \widetilde{W}(k) \right\|^2 - 2\eta_k \left\| e(k) \phi^T [X(k)] \widetilde{W}(k) \right\| + \eta_k^2 \left\| e(k) \phi^T [X(k)] \right\|^2 - \left\| \widetilde{W}(k) \right\|^2 \\
&= \eta_k^2 \|e(k)\|^2 \|\phi [X(k)]\|^2 - 2\eta_k \|e(k)(e(k) - \mu(k))\| \\
&\leq \eta_k^2 \|e(k)\|^2 \|\phi [X(k)]\|^2 - 2\eta_k \|e(k)\|^2 + 2\eta_k \|e(k)u(k)\| \\
&\leq \eta_k^2 \|e(k)\|^2 \|\phi [X(k)]\|^2 - 2\eta_k \|e(k)\|^2 + \eta_k \|e(k)\|^2 + \eta_k \|u(k)\|^2 \\
&= -\eta_k \|e(k)\|^2 \left(1 - \eta_k \|\phi^T [X(k)]\|^2\right) + \eta_k \|u(k)\|^2
\end{aligned}$$

donde $\eta_k = \eta / (1 + \|\phi [X(k)]\|^2)$

$$\begin{aligned}
\eta_k (1 - \eta_k \|\phi [X(k)]\|^2) &= \eta_k \left(1 - \frac{\eta}{1 + \|\phi [X(k)]\|^2} \times \|\phi [X(k)]\|^2\right) & (4.17) \\
&\geq \eta_k \left(1 - \eta \frac{\text{máx}_k \|\phi [X(k)]\|^2}{1 + \text{máx}_k \|\phi [X(k)]\|^2}\right) \\
&\geq \eta_k \left(1 - \eta \frac{\text{máx}_k \|\phi [X(k)]\|^2}{1 + \text{máx}_k \|\phi [X(k)]\|^2}\right) \\
&= \frac{\eta_k}{1 + \text{máx}_k \|\phi [X(k)]\|^2} \\
&\geq \frac{\eta}{[1 + \text{máx}_k \|\phi [X(k)]\|^2]^2}
\end{aligned}$$

así

$$\Delta L_k \leq -\pi \|e(k)\|^2 + \eta \|u(k)\|^2 \quad (4.18)$$

donde π está definido como

$$\pi = \frac{\eta}{[1 + \text{máx}_k \|\phi [X(k)]\|^2]^2}$$

Por que

$$n \text{ mín } (\tilde{\omega}_i^2) \leq L_k \leq n \text{ máx } (\tilde{\omega}_i^2)$$

donde $n \text{ mín } (\tilde{\omega}_i^2)$ y $n \text{ máx } (\tilde{\omega}_i^2)$ son $\mathcal{K}_\infty - \text{funciones}$, y $\pi \|e(k)\|^2$ es una $\mathcal{K}_\infty - \text{función}$. Así L_k admite un función ISS-Lyapunov, la dinámica de el error de identificación es una entrada para un estado estable. De (4.11) y (4.15) conocemos L_k que es la función de $e(k)$ y $u(k)$. La entrada corresponde a el segundo termino de (4.18), i.e., el modelo del error $u(k)$. El estado corresponde a el primer termino de (4.17), i.e., el error identificado $e(k)$. Por que la entrada $u(k)$ esta acotada y la dinámica es ISS, el estado $e(k)$ está acotado.

La ecuación (4.17) puede describirse como

$$\begin{aligned} \Delta L_k &\leq -\eta \frac{\|e(k)\|^2}{[1 + \text{máx}_k \|\phi[X(k)]\|^2]^2} + \eta \|u(k)\|^2 \\ &\leq -\eta \frac{\|e(k)\|^2}{[1 + \text{máx}_k \|\phi[X(k)]\|^2]^2} + \eta \bar{u} \end{aligned} \quad (4.19)$$

Resumiendo (4.19) de 1 hasta T , y usando $L_T > 0$ y L_1 como una constante, nosotros obtenemos

$$\begin{aligned} L_T - L_1 &\leq -\eta \sum_{k=1}^T \|e_N(k)\|^2 + T\eta \bar{u} \\ \eta \sum_{k=1}^T \|e_N(k)\|^2 &\leq L_1 - L_T + T\eta \bar{u} \leq L_1 + T\eta \bar{u} \end{aligned}$$

(4.14) queda establecida. ■

Si nosotros empleamos la tecnica de Takagi-Sugeno para identificar la planta no lineal (4.1), el siguiente

Normalmente, el algoritmo inteligente es directamente usado para el modelado del comportamiento aerogenerador, sin embargo en este trabajo, el modelo analítico (3.22) tiene una buena aproximación, el algoritmo inteligente que se presenta a continuación se usa para mejorar la aproximación obtenida por el modelo analítico, como puede verse en la figura 4.1.

El algoritmo inteligente aprende el comportamiento considerando los datos reales de las entradas, estados y salida, las dos entradas para el algoritmo inteligente son denotadas como $z_1(k) = u_{1r}$, $z_2(k) = u_{2r}$. La salida del algoritmo inteligente es $y(k) = y_r$ donde r denota los datos reales. Para el diseño del algoritmo inteligente se utiliza el sistema de inferencia

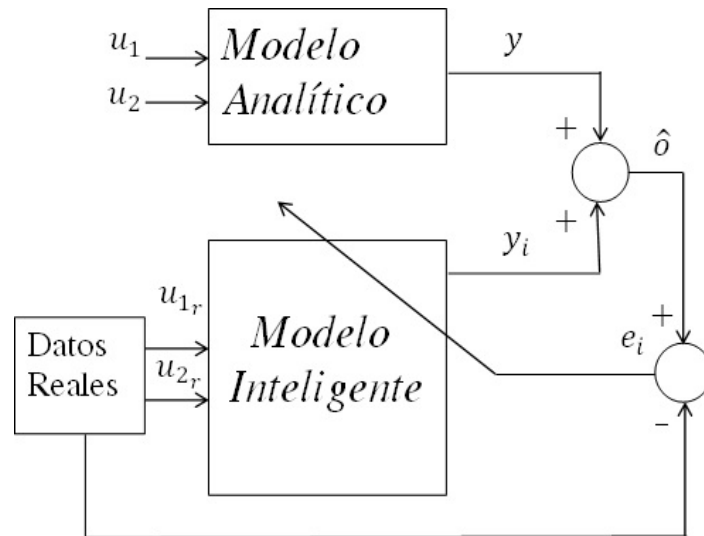


Figura 4.1: Estructura del Modelo Difuso de un Aerogenerador con Torre Rotatoria

difusa Sugeno, Introducido en 1985, es similar al metodo de Mamdani en muchos aspectos, las dos primeras partes del proceso de inferencia difusa las cuales se aplican a la entrada y la cual es la descripción de las variables y conjuntos difusos y posteriormente la fusificación, en esta ultima es donde se aplican los operadores difusos. La diferencia de estas dos tecnicas esta basada en sus funciones de membresía de Sugeno las cuales son de tipo "singleton", las cuales son constantes o lineales, el sistema de inferencia difusa Sugeno es usada para el modelado del comportamiento de un aerogenerador.

El primer paso para cualquier tipo de modelo difuso; es determinar las variables difusas y conjuntos difusos también llamados funciones de membresía. Sin embargo no es un proceso general para este paso y esto puede hacerse por varios metodos de prueba y error. Para obtener las funciones de membresia, se calcula el valor minimo y el maximo de $z_1(k)$ y $z_2(k)$

$$\text{máx } z_1(k), \text{ mín } z_1(k)$$

$$\text{máx } z_2(k), \text{ mín } z_2(k)$$

Por lo tanto u_{1r} y u_{2r} pueden ser representadas por funciones de membresia de tipo gaus-

siana, las cuales son conocidas en probabilidad y estadística, y también poseen propiedades útiles como la invariancia bajo multiplicación (la multiplicación de dos funciones gaussianas es una gaussiana con un factor de escala) y la transformada de Fourier (la transformada de Fourier de una Gaussiana es todavía una Gaussiana), con esto se logra la suavidad.

Una regla típica en un modelo difuso de Sugeno tiene la forma:

$$\text{If } input1 = x \text{ and } input2 = y \text{ then } Output = z = f(x, y)$$

Para un modelo Sugeno de orden cero, el valor de la salida z es una constante ($a = b = 0$). El sistema de inferencia difusa Sugeno aproxima la salida $y_r(k)$ como sigue:

$$\begin{aligned} \hat{o}_{FS}(k) &= y(k) + FS(k) \\ FS(k) &= \frac{\sum_{j=1}^m v_j(k) \alpha_j \left(-\prod_{i=1}^2 \frac{[z_i(k) - c_{ij}(k)]^2}{\sigma_{ij}^2(k)} \right)}{\sum_{j=1}^m \alpha_j \left(-\prod_{i=1}^2 \frac{[z_i(k) - c_{ij}(k)]^2}{\sigma_{ij}^2(k)} \right)} \end{aligned} \quad (4.20)$$

donde $z_1(k)$ y $z_2(k)$ son las entradas del comportamiento, $c_{ij}(k)$ y $\sigma_{ij}(k)$ son los centros y los de las entradas de las funciones de membresía y $v_j(k)$ son los centros de las funciones de membresía de la salida, m es el número de reglas, $y(k)$ es la salida del modelo analítico (3.22), α_j es la función gaussiana, que está dada como sigue

$$\alpha_j(x_j(k)) = \exp(x_j(k)) \quad (4.21)$$

donde $x_j(k) = -\prod_{i=1}^2 \frac{[z_i(k) - c_{ij}(k)]^2}{\sigma_{ij}^2(k)}$. La actualización de los centros y los pesos de las entradas de las funciones de membresía y los centros de las salidas de las funciones de membresía para

el entrenamiento están dadas por:

$$\begin{aligned}
v_j(k+1) &= v_j(k) - \eta_{v3} \frac{\alpha_j(x_j(k))}{\sum_{j=1}^m \alpha_j(x_j(k))} e_3(k) \\
c_{ij}(k+1) &= c_{ij}(k) - \eta_{c3} \beta_c(k) e_3(k) \\
\sigma_{ij}(k+1) &= \sigma_{ij}(k) - \eta_{\sigma3} \beta_\sigma(k) e_3(k) \\
\beta_c(k) &= \frac{2\alpha_j(x_j(k)) [z_i(k) - c_{ij}(k)] [v_j(k) - \hat{y}_3(k)]}{\left(\sum_{j=1}^m \alpha_j(x_j(k))\right) \sigma_{ij}^2(k)} \\
\beta_\sigma(k) &= \frac{2\alpha_j(x_j(k)) [z_i(k) - c_{ij}(k)]^2 [v_j(k) - \hat{y}_3(k)]}{\left(\sum_{j=1}^m \alpha_j(x_j(k))\right) \sigma_{ij}^3(k)}
\end{aligned} \tag{4.22}$$

donde $0 < \eta_{v3} < 1$, $0 < \eta_{c3} < 1$ y $0 < \eta_{\sigma3} < 1$ son las velocidades de aprendizaje constantes, los pesos iniciales $v_j(1)$, $c_{ij}(1)$ y $\sigma_{ij}(1)$ son seleccionados como numero al azar de 0 a 1 y $e_{LS}(k)$ es el error difuso definido como:

$$e_{FS}(k) = \hat{o}_{FS}(k) - y_r(k) \tag{4.23}$$

donde $\hat{o}_{FS}(k)$ es la salida del modelo difuso y $y_r(k)$ es la salida de datos reales.

4.3. Diseño del Modelo Difuso

El algoritmo del sistema difuso de inferencia Sugeno (4.20) es usado para modelar la salida del aerogenerador. El objetivo es que la salida \hat{o}_{FS} debe de estar cerca a la salida real y_r que la salida del modelo analítico y . Se usan 8412 datos para el entrenamiento de 2804 datos son usados para la experimentación.

4.3.1. Diseño Modelo Difuso para Aerogenerador Propuesto 1

Para la simulación del modelo analítico (3.22) se utilizan los parámetros $x_1(1) = x_2(1) = x_3(1) = x_4(1) = x_5(1) = x_6(1) = 1 \times 10^{-5}$. Para el modelo difuso de (3.22),(4.20)-(4.23) se

utilizan los siguientes parámetros $m = 4$, $v_i(1) = \text{rand}$, $c_{ij}(1) = \text{rand}$, $\sigma_{ij}(1) = 10 \text{ rand}$, rand es un número aleatorio y $x_1(1) = x_2(1) = x_3(1) = x_4(1) = x_5(1) = x_6(1) = 1 \times 10^{-5}$.

Se calcula el valor mínimo y el máximo de $z_1(k)$ y $z_2(k)$ que bajo $u_{1r} \in \left[-0,0009942 \quad 0,1103 \right]$ y $u_{2r} \in \left[-5,279 \quad 7,247 \right]$ de las cual, se obtiene

$$\begin{aligned} \text{máx } z_1(k) &= 0,1103 & \text{mín } z_1(k) &= -0,0009942 \\ \text{máx } z_2(k) &= 7,247 & \text{mín } z_2(k) &= -5,279 \end{aligned}$$

Por lo tanto u_{1r} y u_{2r} pueden ser representadas por funciones de membresía de tipo gaussiana, se definen como se muestra en las Figuras 4.2 y 4.3. Nombraremos a las funciones de membresía como Negativo Pequeño (NP), Negativo Mediano (NM), Negativo Grande (NG), Cero (ZE), Positivo Pequeño (PP), Positivo Mediano (PM), Positivo Grande (PG) respectivamente, para la salida se considera una función singleton de tipo lineal.

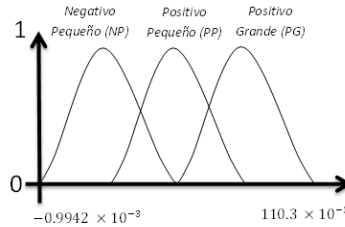


Figura 4.2: Funciones de Membresía para u_{1r} en Validación 1

Una vez que se han definido el universo de discurso, las funciones de mebresia se requiere hacer las reglas difusas de la forma general de sugeno, en la Figura 4.4 se representan 3 de las reglas, las cuales se enuncian a continuación y en donde se puede observar el comportamiento de el promedio de la salida cuando la entrada 1 es igual a $(-2,15 \times 10^{-3})$ y cuando la entrada 2 es igual a $(-4,34)$

Regla 1 If NP (0,0499) and PP (3,05) Then Output2 $(-0,122)$

Regla 2 If PP (0,0499) and PP (3,05)Then Output9 $(-0,122)$

Regla 3 If PG (0,0499) and PP (3,05) Then Output16 (−0,122)

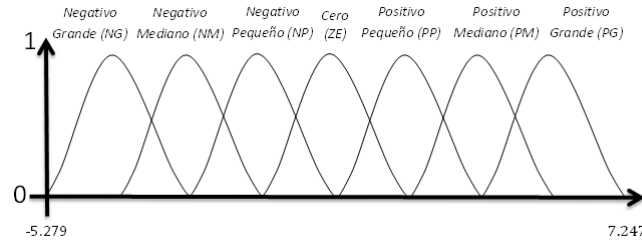


Figura 4.3: Funciones de Membresía para u_{2r} en Validación 1

Una vez que se han definido el universo de discurso, las funciones de membresía se requiere hacer las reglas difusas de la forma general de sugeno, en la Figura 4.4 se representan 3 de las reglas, las cuales se enuncian a continuación y en donde se puede observar el comportamiento de el promedio de la salida cuando la entrada 1 es igual a $(-2,15 \times 10^{-3})$ y cuando la entrada 2 es igual a $(-4,34)$

Regla 1 If NP (0,0499) and PP (3,05) Then Output2 (−0,122)

Regla 2 If PP (0,0499) and PP (3,05) Then Output9 (−0,122)

Regla 3 If PG (0,0499) and PP (3,05) Then Output16 (−0,122)

Todas las reglas se pueden ver en la Tabla 6, también se pueden ver los valores de la relación difusa.

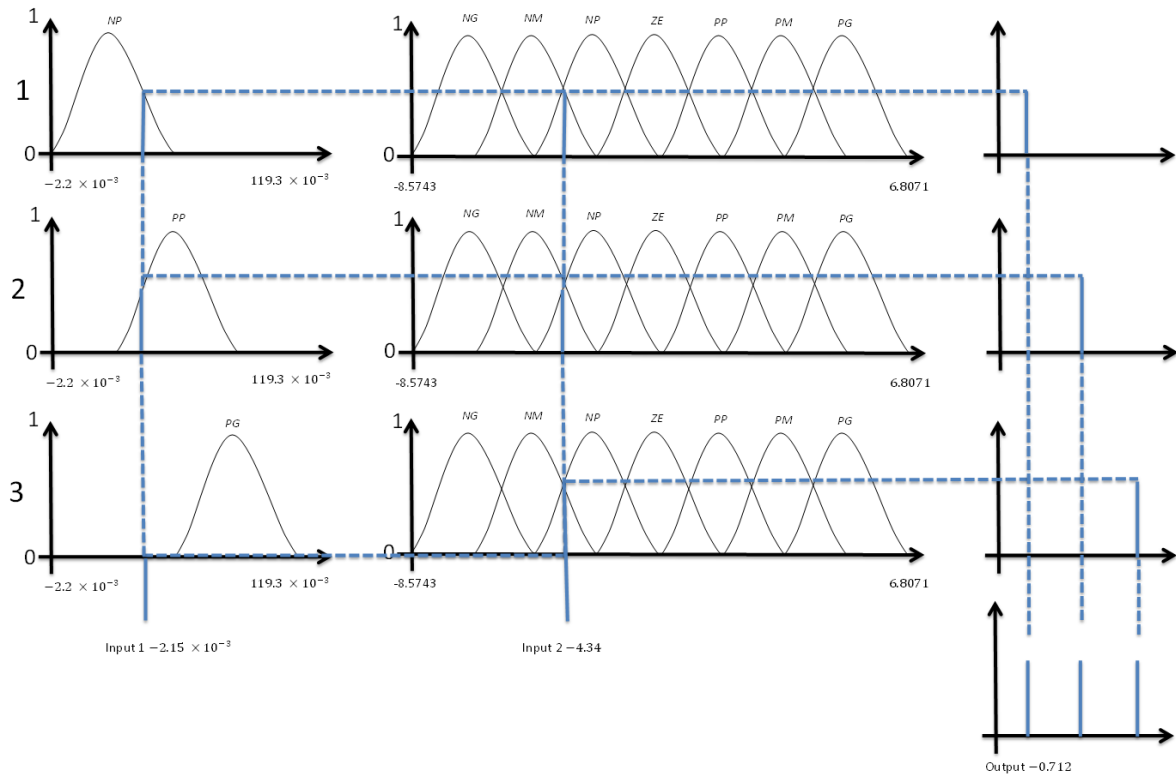


Figura 4.4: Relación difusa de 3 reglas difusas, para dos valores en las entradas

Tabla 6. Reglas difusas para modelo inteligente de aerogenerador en la validación 1

Implicación	Premisa	Consecuencia
Regla 1	NP (-0.03028) and NG (-5.279)	[2.208 25.93 136.7]
Regla 2	NP (-0.03028) and NM (-3.191)	[-0.1037 2.138 -31.79]
Regla 3	NP (-0.03028) and NP (-1.103)	[85.71 -9.678 -11.32]
Regla 4	NP (-0.03028) and ZE (0.9842)	[108.1 -9.232 0.7034]
Regla 5	NP (-0.03028) and PP (3.072)	[0.524 10.27 -3.557]
Regla 6	NP (-0.03028) and PM (5.19)	[-0.03248 -9.853 -1.304]
Regla 7	NP (-0.03028) and PG (7.247)	[0.0002996 0.0856 0.01351]
Regla 8	PP (0.03862) and NG (-5.279)	[-2.835 0.1772 0.6613]
Regla 9	PP (0.03862) and NM (-3.191)	[-9.142 -0.06041 0.1168]
Regla 10	PP (0.03862) and NP (-1.103)	[-10.32 0.08384 -0.0255]
Regla 11	PP (0.03862) and ZE (0.9842)	[-2.636 0.1151 0.02767]
Regla 12	PP (0.03862) and PP (3.072)	[-2.887 0.2419 -1.142]
Regla 13	PP (0.03862) and PM (5.19)	[-7.101 0.1192 -0.6828]
Regla 14	PP (0.03862) and PG (7.247)	[4.16 0.024 -0.3921]
Regla 15	PG (0.09983) and NG (-5.279)	[-1.164 -1.356 -5.292]
Regla 16	PG (0.09983) and NM (-3.191)	[0.8006 0.8597 2.483]
Regla 17	PG (0.09983) and NP (-1.103)	[-24.46 -0.2008 2.274]
Regla 18	PG (0.09983) and ZE (0.9842)	[5.44 -0.07106 -0.3503]
Regla 19	PG (0.09983) and PP (3.072)	[-24.24 -0.1643 2.618]
Regla 20	PG (0.09983) and PM (5.19)	[-2.118 0.005995 0.496]
Regla 21	PG (0.09983) and PG (7.247)	[-1.505 -0.1001 0.6583]

4.3.2. Diseño Modelo Difuso para Aerogenerador Propuesto 2

Para la simulación del modelo analítico (3.22) se utilizan los parámetros $x_1(1) = x_2(1) = x_3(1) = x_4(1) = x_5(1) = x_6(1) = 1 \times 10^{-5}$. Para el modelo difuso de (3.22),(4.20)-(4.23) se

utilizan los siguientes parámetros $m = 4, v_i(1) = \text{rand}, c_{ij}(1) = \text{rand}, \sigma_{ij}(1) = 10 \text{rand}$, rand es un número aleatorio y $x_1(1) = x_2(1) = x_3(1) = x_4(1) = x_5(1) = x_6(1) = 1 \times 10^{-5}$.

Se calcula el valor mínimo y el máximo de $z_1(k)$ y $z_2(k)$ que bajo $u_{1r} \in \left[-0,0022 \quad 0,1193 \right]$ y $u_{2r} \in \left[-8,5743 \quad 6,8071 \right]$ de las cual, se obtiene

$$\begin{aligned} \text{máx } z_1(k) &= 0,1193 & \text{mín } z_1(k) &= -0,0022 \\ \text{máx } z_2(k) &= 6,8071 & \text{mín } z_2(k) &= -8,5743 \end{aligned}$$

Por lo tanto u_{1r} y u_{2r} pueden ser representadas por funciones de membresía de tipo gaussiana, se definen como se muestra en las Figuras 4.5 y 4.6. Nombraremos a las funciones de membresía como Negativo Pequeño (NP), Negativo Mediano (NM), Negativo Grande (NG), Cero (ZE), Positivo Pequeño (PP), Positivo Mediano (PM), Positivo Grande (PG) respectivamente, para la salida se considera una función singleton de tipo lineal.

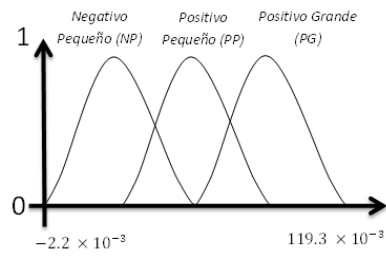
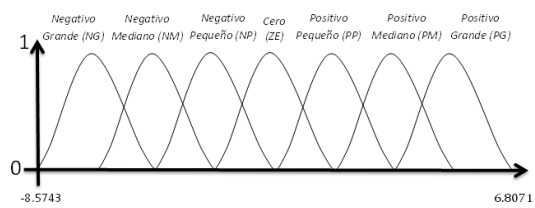
Una vez que se han definido el universo de discurso, las funciones de mebresía se requiere hacer las reglas difusas de la forma general de sugeno, en la Figura 4.4 se representan 3 de las reglas, las cuales se enuncian a continuación y en donde se puede observar el comportamiento de el promedio de la salida cuando la entrada 1 es igual a $(-2,15 \times 10^{-3})$ y cuando la entrada 2 es igual a $(-4,34)$

Regla 1 If NP $(-2,15 \times 10^{-3})$ and NM $(-4,34)$ Then Output2 $(-0,712)$

Regla 2 If PP $(-2,15 \times 10^{-3})$ and NM $(-4,34)$ Then Output9 $(-0,712)$

Regla 3 If PG $(-2,15 \times 10^{-3})$ and NM $(-4,34)$ Then Output16 $(-0,712)$

Todas las reglas se pueden ver en la Tabla 7, también se pueden ver los valores de la relación difusa.

Figura 4.5: Funciones de Membresía para u_{1r} Figura 4.6: Funciones de Membresía para u_{2r}

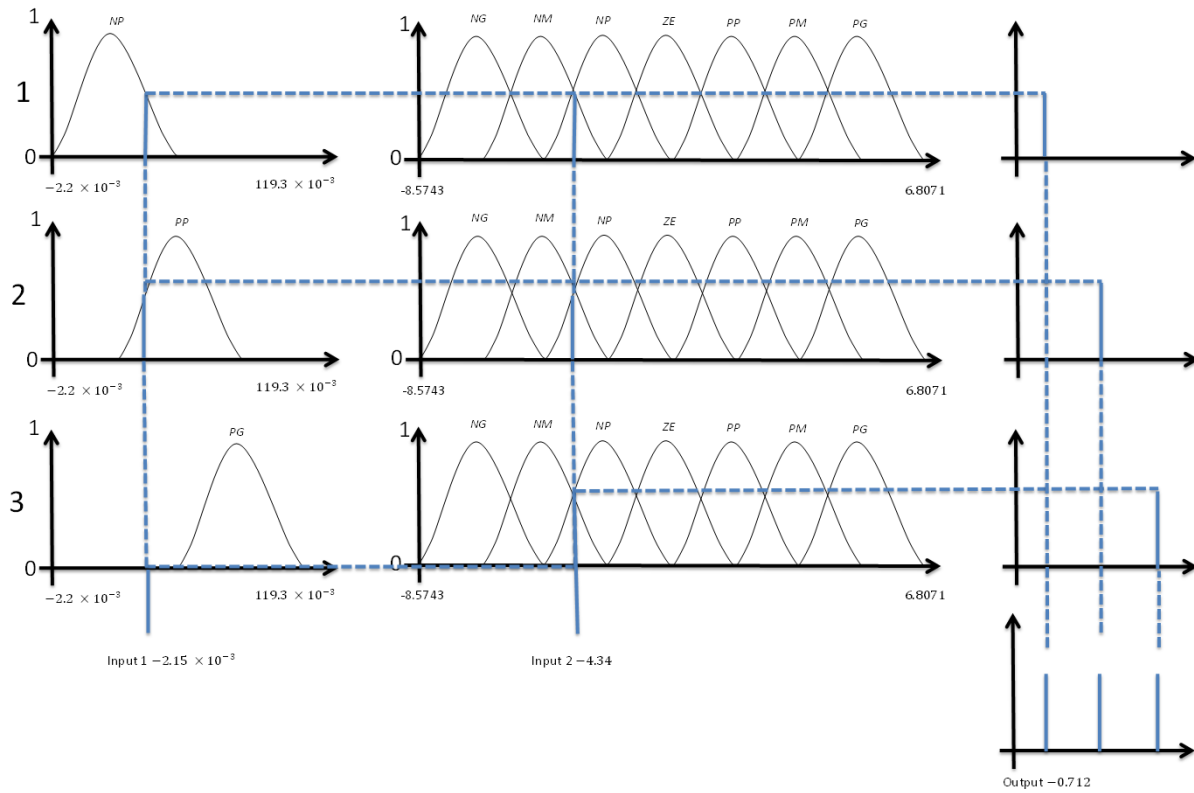


Figura 4.7: Relación difusa de 3 reglas difusas, para dos valores en las entradas

Tabla 7. Reglas difusas para modelo inteligente de aerogenerador validación 2		
Implicación	Premisa	Consecuencia
Regla 1	NP (-0.02938) and NG (-8.574)	[2.474 0.1073 0.801]
Regla 2	NP (-0.02938) and NM (-6.011)	[1.115 0.378 2.233]
Regla 3	NP (-0.02938) and NP (-3.447)	[18.09 1.463 2.48]
Regla 4	NP (-0.02938) and ZE (-0.8853)	[14.72 0.4752 0.258]
Regla 5	NP (-0.02938) and PP (1.677)	[-68.21 0.3274 -0.4428]
Regla 6	NP (-0.02938) and PM (4.243)	[10.49 1.041 -3.212]
Regla 7	NP (-0.02938) and PG (6.807)	[0.3538 2.512 -16.22]
Regla 8	PP (0.02542) and NG (-8.574)	[2.761 -0.05484 -0.5588]
Regla 9	PP (0.02542) and NM (-6.011)	[17.96 0.05788 -0.09503]
Regla 10	PP (0.02542) and NP (-3.447)	[27.82 0.4528 0.1855]
Regla 11	PP (0.02542) and ZE (-0.8853)	[2.906 0.06711 -0.1745]
Regla 12	PP (0.02542) and PP (1.677)	[-1.878 -0.0969 -0.0436]
Regla 13	PP (0.02542) and PM (4.243)	[-0.215 -0.2193 4.768]
Regla 14	PP (0.02542) and PG (6.807)	[-0.000466 0.02686 0.02413]
Regla 15	PG (0.1086) and NG (-8.574)	[-2.249 -0.2482 -2.339]
Regla 16	PG (0.1086) and NM (-6.011)	[0.3418 -0.7562 -4.893]
Regla 17	PG (0.1086) and NP (-3.447)	[-31.81 -3.21 -6.149]
Regla 18	PG (0.1086) and ZE (-0.8853)	[2.878 -0.6873 -0.3901]
Regla 19	PG (0.1086) and PP (1.677)	[1.687 -0.4065 0.4842]
Regla 20	PG (0.1086) and PM (4.243)	[3.627 -1.776 5.292]
Regla 21	PG (0.1086) and PG (6.807)	[-0.8398 -4.439 28.66]

4.3.3. Simulación

Dado el sistema (3.22) se considera como un sistema no lineal de la forma

$$\dot{x} = f(x, t) \quad x(t_0) = x_0 \quad (4.24)$$

encuentre la función vectorial x que sea una solución aproximada a la ecuación ordinaria vectorial (4.24) para el intervalo de tiempo $t_0 \leq t \leq t_f$. Considere el intervalo del tiempo $[t_0, t_f]$, dividido en N subintervalos de longitud T , de manera que

$$t_k = t_0 + KT$$

es posible obtener los valores aproximados x_1, x_2, \dots, x_n , para los valores exactos $x(t_1), x(t_2), \dots, x(t_n)$ utilizando la aproximación directa más sencilla de la derivada en el punto (x_k, t_k) que es el cociente de diferencia

$$f(x_k, t_k) \approx \frac{1}{T} (x_{k+1} - x_k)$$

Metodo de Runge-Kuta para la Discretización de Sistemas

En el problema de Runge-Kuta para mejorar la solución (4.24), consiste en calcular $f(x, t)$, en varios puntos elegidos de manera estratégica cerca de la curvatura de solución en el intervalo $[t_k, t_k + T]$, y combinar estos valores de tal forma que se obtenga una buena precisión en el intervalo calculado $x_{k+1} - x_k$. El método Runge-Kuta de cuarto orden es el siguiente

$$\begin{aligned} R_1 &= Tf(x_k, t_k) \\ R_2 &= Tf\left(x_k + \frac{1}{2}R_1, t_k + \frac{1}{2}T\right) \\ R_3 &= Tf\left(x_k + \frac{1}{2}R_2, t_k + \frac{1}{2}T\right) \\ R_4 &= Tf(x_k + R_3, t_k + T) \\ x_{k+1} &= x_k + \frac{1}{6}[R_1 + 2R_2 + 2R_3 + R_4] \end{aligned}$$

Esta fórmula es de cuarto orden, lo que en esencia significa el error global de truncado de polinomio de aproximación de orden T^4 lo cual lo hace uno de los métodos más usados computacionalmente.

Simulación ejemplo 1

En la Figura 4.8 se muestra la salida del modelado usando el modelo analítico y el modelo difuso.

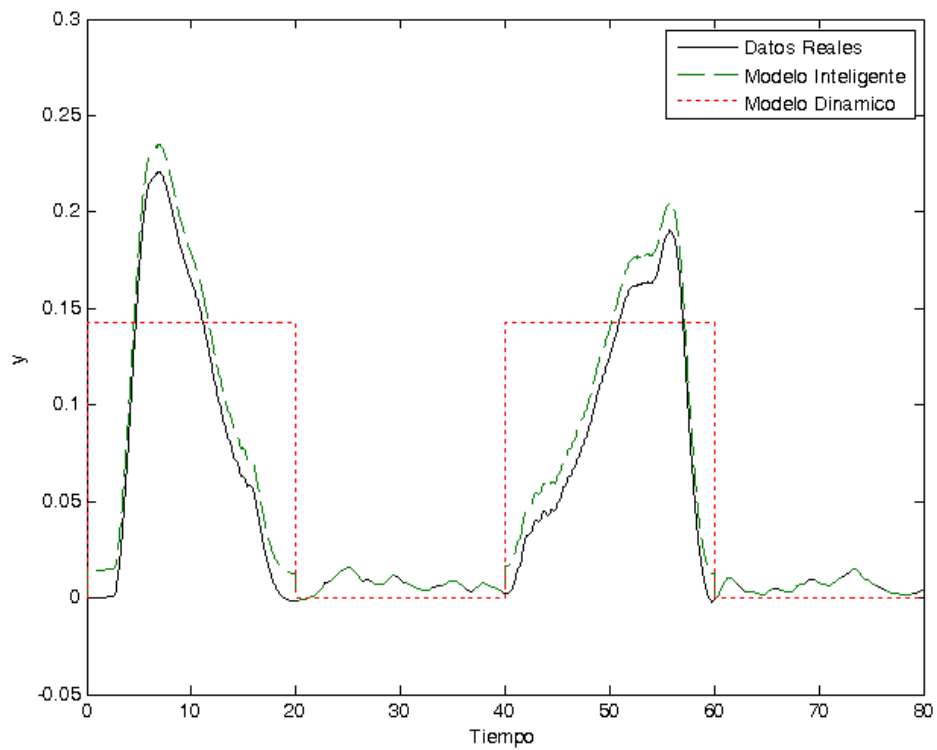


Figura 4.8: Comparación entre el Modelo Dinámico, Datos Reales y Modelo Inteligente de la Simulación 1

Donde el error analítico es 0.005467 y el error inteligente es 0.0001018 comparado contra la salida real del sistema lo cual muestra una aproximación bastante cercana a la salida real.

Simulación ejemplo 2

En la Figura 4.9 se muestra la salida del modelado usando el modelo analítico y el modelo difuso.

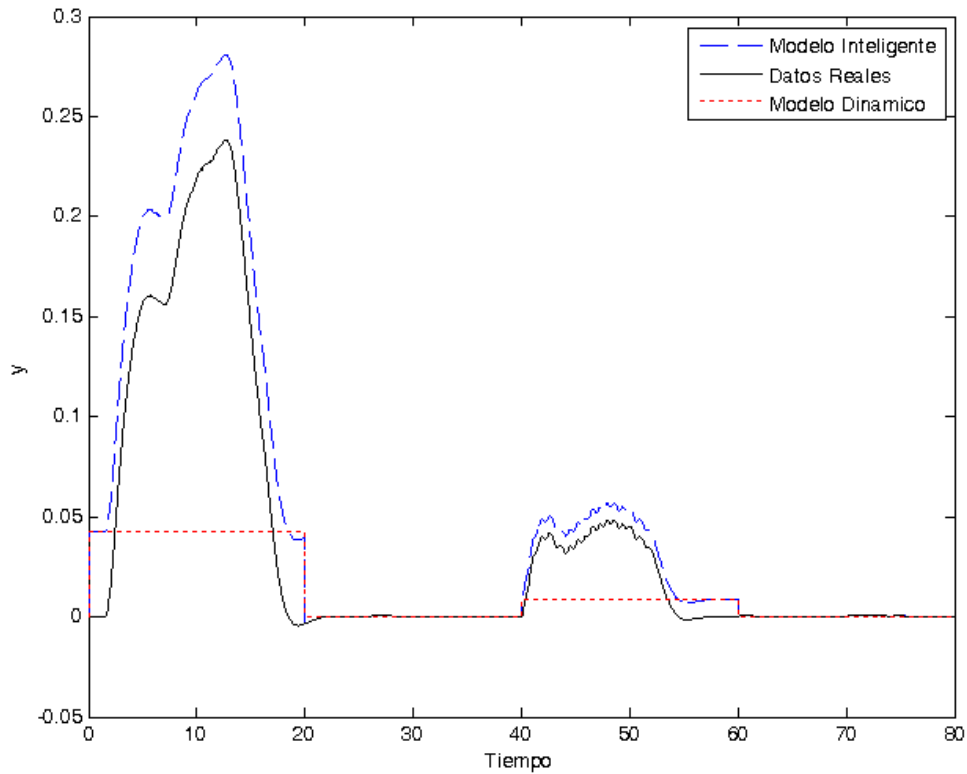


Figura 4.9: Comparación entre el Modelo Dinámico, Datos Reales y Modelo Inteligente de la Simulación 2

Donde el error analítico es 0.003609 y el error inteligente es 0.0004764 comparado contra la salida real del sistema lo cual muestra una aproximación bastante cercana a la salida real.

Capítulo 5

Conclusiones y Trabajo Futuro

5.1. Conclusiones

En el presente trabajo se muestra la situación actual y un panorama general del modelado del aerogenerador, así como los tipos de aerogeneradores, las partes con las que cuenta y el tipo de control que se aplica, desde sus inicios hasta la época actual. Actualmente la importancia ha crecido debido:

- Al desarrollo acelerado de la energía renovable.
- El generar la mayor cantidad de energía eléctrica a partir de la energía del viento.
- El poder tener una producción bajo demanda de la energía.
- El predecir la producción de energía de un parque eólico.
- El tipo de control para mantener la seguridad y producción constante de energía.

La modelación del aerogenerador es de gran importancia para cada uno de los puntos anteriores, por lo que se desarrolla un modelado analítico con torre giratoria, este modelo se obtiene a partir de un prototipo diseñado en base a las necesidades actuales de la producción mundial de energía, para realizar una comparación del modelo propuesto, se tomaron señales

reales del prototipo mediante un sistema de adquisición de datos, con ayuda de los datos obtenidos y los parámetros del prototipo, se pudo observar que el modelo analítico propuesto describe el comportamiento del prototipo con un error mínimo, con este modelo se puede realizar la estimación de la producción de un parque eólico, predicción de una producción bajo demanda, estos ejemplos en donde se puede aplicar este modelo, no requieren de una aproximación exacta del sistema pero sí que nos proporcione información lo más cercana a la realidad.

Por otra parte y para satisfacer las necesidades de aplicaciones que requieren una descripción más exacta del sistema, como lo pueden ser aplicaciones de control seguridad, optimización, eficiencia, etc. Se requiere de un modelo que aproxime aún más el sistema real, por lo que se propone el modelo difuso, el cual tiene como base el modelo analítico y minimiza el error con respecto al comportamiento del sistema real, esto con ayuda de la técnica de control difuso de Takagi-Sugeno, este modelo difuso mejora el desempeño del modelo analítico, estos resultados se pueden observar con el error que resulta de la comparación del modelo analítico propuesto y el sistema real y cuyos resultados se pueden apreciar en los resultados de las simulaciones.

La experimentación se realizó en el prototipo descrito en las secciones anteriores, en el cual se instrumentó y se generó un protocolo de adquisición de datos en tiempo real, para poder comparar su comportamiento con el modelo analítico y el modelo inteligente. Esta comparación entre modelos tiene como resultados, que se presente un modelado inteligente para minimizar el error y aproximar a la salida real del sistema.

5.2. Trabajo Futuro.

El modelo presentado en este trabajo se puede usar para diseñar aplicaciones de control como se muestran en [1], [2], [5], [54], [57], [108] la técnica presentada también se puede usar para los aerogeneradores con cimentaciones marinas.

Debido al crecimiento de los parques eólicos marinos, se pueden realizar pruebas con este algoritmo aplicado a una plataforma marina. El algoritmo obtenido se puede utilizar para

alcanzar los objetivos de control, optimización y unión con la red de energía.

Capítulo 6

Anexo 1 .- Diseño de Aerogenerador

6.1. Introducción

Los elementos que componen al aerogenerador tienen gran importancia y hay que tomar en cuenta los beneficios que tienen cada uno de ellos, debido a que el diseño que predomina es el diseño del aerogenerador de eje horizontal de velocidad variable de tres palas, esto se debe a las características que brindan para la conversión de energía eólica en energía eléctrica, como se mencionó en la sección anterior todos los elementos del aerogenerador tienen un papel importante en la generación de energía eléctrica, para el diseño propuesto se decide mejorar el diseño que predomina a nivel mundial por sus características de aprovechamiento de la energía eólica, la mejoría que se tiene en este diseño es agregar un grado de libertad en la torre, esto para cubrir las necesidades de seguridad. Este grado de libertad consiste en añadirle a la góndola un movimiento de 360° el cual satisface la necesidad de seguridad, es decir en caso de que se tengan fuertes vientos el aerogenerador girará la góndola que junto con el freno que tiene el aerogenerador reducirá la velocidad a la que están girando las palas, esto para que el aerogenerador no se rompa o sufra daños, por otro lado también podrá mejorar la velocidad para producir más energía si así se desea, esto es cuando el aerogenerador está en una posición en la que obtiene muy poca energía eólica, el aerogenerador buscará una posición en la que reciba la cantidad de energía deseada.

Este diseño se compone a través de un diseño mecánico, eléctrico y de instrumentación de sensores, esto para validar el modelo matemático que se propone en el presente trabajo y el cual se detalla a fondo en la siguiente sección.

6.2. Diseño Mecánico

Los aerogeneradores convierten la energía cinética contenida en el aire solo en energía mecánica a través de la acción del viento en las palas. El principio aerodinámico en esta transformación es similar al principio que hace de las hélices en los aviones,

De acuerdo con este principio, el aire es forzado que el flujo sobre la parte superior y la parte inferior de la pala genere una diferencia de presión en ambos lados. La diferencia de presión causa una fuerza resultante bajo la pala. El diseño mecánico del aerogenerador que se propone es de baja potencia con tres palas. Se comienza con el diseño de las palas, las cuales tienen como característica principal la aerodinámica de las mismas y esto es debido a que mediante estas se adquiere la mayor cantidad de energía eólica.

6.2.1. Selección del Diseño de la Pala

Es inevitable la comparación de los diferentes tipos de diseño de palas para encontrar la que es la mejor. Son varios los aspectos que se deben considerar en la selección del tipo de pala que se va a utilizar. La experiencia ganada a lo largo de estos años, nos dice que el costo de producción, los riesgos del desarrollo y la disponibilidad de la maquinaria son un conjunto de conceptos en los cuales una turbina de viento debe basarse para generar algún diseño. Aparte del material y el diseño, la influencia de un diseño aerodinámico del rotor, el método de control, la rigidez de las palas y el diseño de la estructura no deben ser ignoradas en comparación con el peso. Los rotores de tres palas con un bajo diseño, su radio de velocidad debe ser más amplio y las palas del rotor tienen más potencia que uno de dos palas. En el caso de un rotor de dos palas, la estructura juega un papel importante. La selección del material recae sobre la masa específica de este y esto determina que tan pesado

estará la pala una vez construida además de sus propiedades mecánicas.

Las palas resistentes difieren de las palas ligeras en su radio y las fuerzas aerodinámicas. Con todo este análisis podemos escoger el diseño de nuestra pala, teniendo en cuenta la tecnología existente y el costo del proceso.

Número de Palas

El número de palas es la principal característica de un rotor lo cual es objeto de frecuentes discusiones. La potencia de un rotor puede ser calculada sin necesidad de saber el número de palas, por lo que podemos decir que la influencia es pequeña. Los rotores con un pequeño número de palas giran más rápido y de esta manera compensan su desventaja en su pequeña área de las palas. En la Figura 6.1 se muestra la influencia del número de palas sobre el coeficiente de potencia del rotor. El reducido incremento del coeficiente de potencia con el incremento del número de palas del rotor puede ser claramente visto. Mientras la potencia de incremento en un rotor que va de una a dos palas es de un considerable 10 %, la diferencia de dos a tres palas es de sólo 3 a 4 %. La cuarta pala sólo produce un incremento de potencia de 1 a 2 %. En teoría, el coeficiente de potencia continúa incrementándose con el número de palas

Mientras en un rotor de tres palas, su funcionamiento óptimo es con un diseño de su velocidad de radio entre 7 y 8, un rotor de dos palas tiene un rango máximo del valor C_{pr} con un valor de radio aproximadamente de 10. El radio de velocidad óptimo para un rotor de una pala es de alrededor de 15. El radio de velocidad óptimo es ligeramente dependiente de la selección del plano aerodinámico. Observando la dependencia de los coeficientes de potencia con respecto al número de palas de un rotor, por ejemplo, dos o tres palas, estas son la solución preferida para las turbinas de viento. Como regla general, una posible ganancia en potencia y energía de un poco porcentaje no es suficiente justificación para el costo de una pala adicional. La simetría aerodinámica que existe entre un rotor de tres palas con uno de dos o un rotor de pala única están muy marcadas. Las altas cargas dinámicas causadas por una asimetría aerodinámica requieren una complejidad adicional en sus otros componentes de la turbina de viento. Además los rotores con un alto radio de velocidad, por ejemplo de

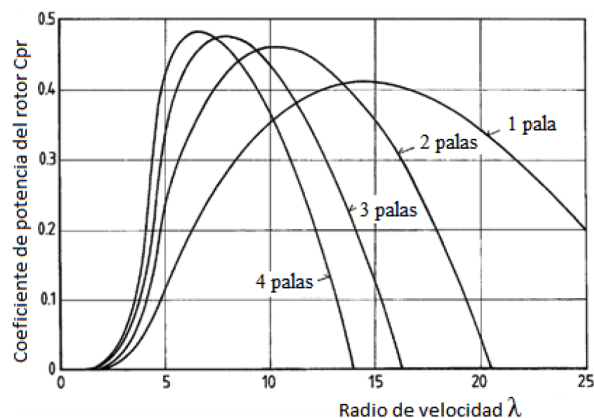


Figura 6.1: Influencia del Número de Palas sobre el Coeficiente de Potencia de un Rotor y la Velocidad Óptima del Radio.

dos palas o de pala única, causan una emisión de ruido el cual es inaceptable en muchos lugares. La selección del número de palas no sólo depende de su diferencias de potencias aerodinámicas, también dependerá, bajo que sistemas estará trabajando la turbina.

Forma de la Pala de un Rotor

La potencia mecánica capturada por el rotor desde el viento, es influenciado por la forma geométrica de las palas del rotor. La determinación óptima de la forma aerodinámica de la pala, o la mejor aproximación posible de esta, es una de las tareas del diseñador. Aplicando la teoría del momento de Betz, se puede obtener una forma teórica de la pala del rotor. Un criterio crucial en este cálculo es demandado por el radio de cada rotor, la velocidad del viento en el plano del rotor es reducido a dos terceras partes de su valor sin disturbio. Este requerimiento puede ser conocido si el producto del coeficiente local de empuje y la acorde fuerza local sigue un curso hiperbólico sobre el radio de la pala. El coeficiente de empuje tiene que derivarse de las curvas polares del plano aerodinámico seleccionado y también por el ángulo de ataque.

En otras palabras, la distribución

aerodinámica óptima acorde y la torsión de la pala del rotor dependen de la selección de un particular coeficiente de empuje. Como regla general, este coeficiente de empuje será seleccionado de manera similar al diseño del radio de velocidad del rotor, la pala es operada con el mejor empuje posible. Con un plano aerodinámico estándar, el ángulo correspondiente de ataque es de algunos grados por debajo del máximo coeficiente de empuje. Así provee un suficiente margen con respecto al flujo de separación. Como primera aproximación, el diseño del coeficiente de empuje puede ser asumido de entre 0.9 y 1.1. Como resultado, la característica de potencia del rotor tendrá un máximo valor de C_{pr} al seleccionar el diseño de radio de velocidad.

Con ciertas simplificaciones, principalmente sin tomar en cuenta el arrastre en el plano aerodinámico y las pérdidas por remolinos, una fórmula matemática la cual puede ser analíticamente resuelta, puede ser derivada por un óptimo acorde aerodinámico de distribución sobre la longitud de la pala.

$$t_{opt} = \frac{2\pi r v_{wd}}{9z c_L \lambda v_r} \quad (6.1)$$

donde:

- t_{opt} = Longitud óptima de la pala (m)
- v_{wd} = Velocidad del viento (m/s)
- $v_r = \sqrt{v_w^2 + u^2}$ flujo de velocidad efectivo (m/s)
- λ = Radio de velocidad
- c_L = Coeficiente local de empuje
- r = Longitud de la pala (m)
- z = Número de palas del rotor

Esta fórmula provee un útil resultado para un cálculo aproximado del perfil de la pala. La óptima longitud acorde a la distribución es una función hiperbólica del tamaño de la pala o

del radio del rotor, respectivamente. La Figura 6.2, muestra la actual forma de las palas de un rotor a diferentes radios de velocidad, para diseños de rotor de 1, 2, 3 y 4 palas. Puede verse inmediatamente que las palas del rotor de tres o cuatro palas son extremadamente delgadas cuando el diseño del radio de velocidad son grandes ($\lambda_A = 15$). Esto es, por consiguiente, un mandato para rotores de alta velocidad que sólo tienen un número pequeño de palas. Una de las razones para la construcción de rotores de una sola pala es que así es posible conseguir rotores de alta velocidad con palas con un aspecto de radio considerable. El perfil hiperbólico óptimo de la forma presenta naturalmente desventajas con respecto a su manufactura. Desde el punto de vista de la manufactura costoeffectivo, este deberá ser una línea recta.

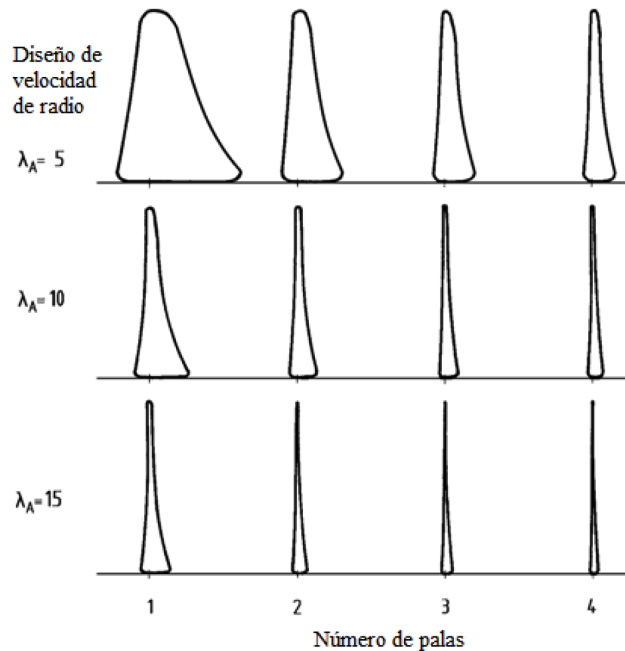


Figura 6.2: Diseños de Radios de Velocidades y Número de Palas del Rotor, Calculadas para un Plano Aerodinámico NACA 4415 y un Diseño de Coeficiente de Empuje $C_L = 1,1$

La forma óptima indicada en la Figura 6.3 constituye las bases de referencia para esta comparación y el de los siguientes diagramas, mostrando la influencia de los parámetros de

diseño aerodinámico sobre el coeficiente de potencia del rotor. Este está siendo diseñado para un rotor de dos palas con un diseño de radio de 10. Sobre las bases de la óptima forma aerodinámica, un “trapezoide delimitado aerodinámicamente” fue seleccionado como la forma básica Figura 6.4.

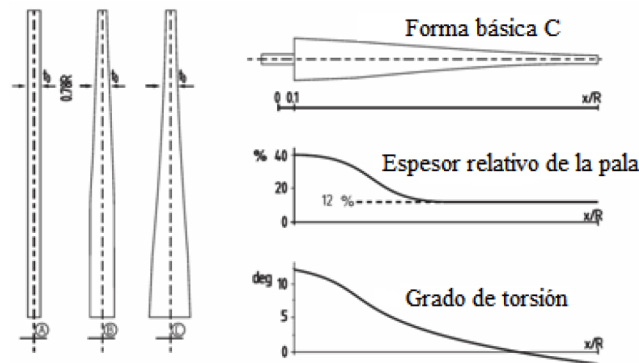


Figura 6.3: Forma Básica Calculada para un Rotor de Dos Palas, $C_L = 1,0$.

Análisis de Esfuerzos en la pala

Consideramos un peso del alabe de 50g, se determinará la dimensión de la base, la longitud del alabe se estima en 20 cm, se utilizarán los siguientes datos de la fibra de vidrio y resina epóxica para este procedimiento.

Cálculo por Esfuerzo Cortante. Para este cálculo consideramos el alabe como una viga en voladizo con carga en dos direcciones horizontal y vertical cuando está en movimiento ascendente que es el momento crítico, se considero una carga uniforme del viento, es decir la presión que ejerce el viento sobre el alabe valor supuesto de 100 kg/m². Se propuso una forma triangular del alabe por lo tanto para calcular la carga se debe calcular el área del triangulo como se ve en la Figura 6.5.

Para efectos de diseño se considerara un rectángulo con dimensiones X y Y . Transformaremos la carga superficial en carga lineal como se muestra en la Figura 6.6, determinando

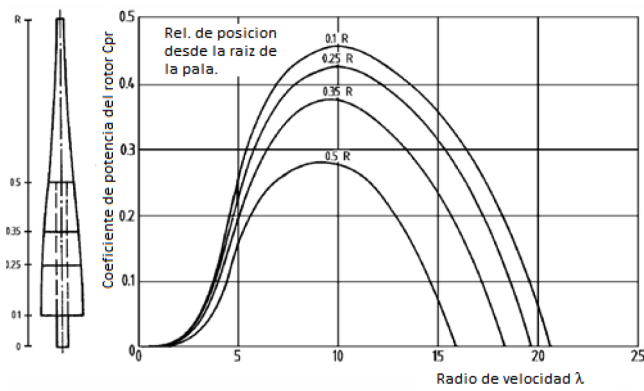


Figura 6.4: Influencia de Omitir Secciones de Áreas de la Pala Cercanas a la Estructura sobre el Coeficiente de Potencia del Rotor.

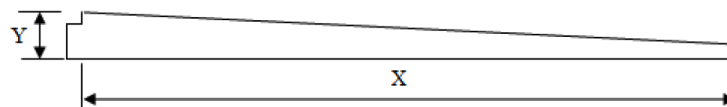


Figura 6.5: Dimensiones de la pala del aerogenerador.

un espesor de contacto promedio de 3 cm., por lo tanto la carga superficial se convierte en lineal de la siguiente manera:

$$P = (100kg/m^2) (0,03m) = 3kg/m \quad (6.2)$$

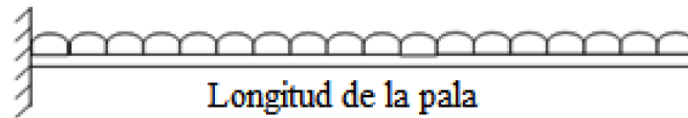


Figura 6.6: Carga Lineal sobre la Viga que Representa a él Álabe

Cálculo y Diagrama de Cortantes. Se considera el siguiente diagrama de cuerpo libre mostrado en la Figura 6.7, de la cual se puede obtener la siguiente relación

$$V = \rho_0 x = (3kg/m) (\ell) \quad (6.3)$$

$$V_M = (3kg/m) (0,2m) = 0,6kg \quad (6.4)$$

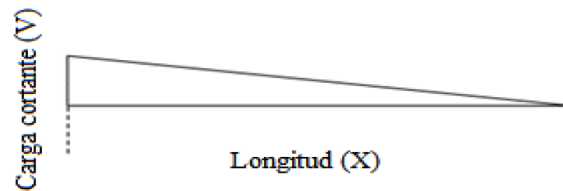


Figura 6.7: Diagrama de Cortante para el Álabe.

El área transversal cambia en cada sección, por lo tanto sólo se calculará en la sección crítica quees donde se concentra el esfuerzo, el área máxima esta dada por

$$A = bh \quad (6.5)$$

y sustituyendo los valores tenemos

$$A = (3cm)(0,5cm) = 1,5cm^2 \quad (6.6)$$

Entonces el esfuerzo por corte será:

$$\sigma = \frac{F}{A} = \frac{0,6kg}{1,5cm^2} = 0,4kg/cm^2 \quad (6.7)$$

Considerando una menor área calculamos el esfuerzo por corte,

$$A = (2cm)(0,5cm) = 1cm^2 \quad (6.8)$$

por lo tanto el esfuerzo en corte se obtiene

$$\sigma = \frac{F}{A} = \frac{0,6kg}{1cm^2} = 0,6kg/cm^2 \quad (6.9)$$

Cálculo de Esfuerzo por Momento Flexionante Se considera el siguiente diagrama de cuerpo libre mostrado en la Figura 6.8, de la cual se puede obtener la siguiente relación

$$M = V \frac{\ell}{3} = \rho_0 \frac{\ell^2}{3} \quad (6.10)$$

y sustituyendo los valores se tiene

$$M_M = (0,6kg) \left(\frac{(0,2m)^2}{3} \right) = 0,04kg \cdot m = 4kg \cdot cm \quad (6.11)$$

Si el area transversal es rectangular, el momento de inercia esta dada por:

$$I = \frac{bh^3}{12} = \frac{(0,5cm)(3cm)^3}{12} = 1,125cm^4 \quad (6.12)$$

$$c = \frac{h}{2} = \frac{3cm}{2} = 1,5cm \quad (6.13)$$

Donde I es el momento de inercia y c es la distancia a la fibra que se analiza, se utiliza la distancia máxima que en este caso sería el radio del tubo.

$$\sigma = \frac{Mc}{I} = \frac{(4kg \cdot cm) 1,5cm}{1,125cm^4} = 5,333kg/cm^2 \quad (6.14)$$

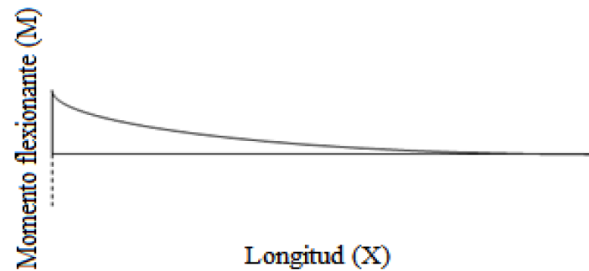


Figura 6.8: Diagrama de Esfuerzo por Momento Flexionante.

6.2.2. Selección de la Torre

Las torres altas son una parte esencial en las turbinas de ejes horizontales, de hecho esto puede ser una ventaja o una desventaja. El costo el cual puede llegar a ser, es del 20 % del costo total de la turbina, y esto por supuesto suele ser una gran desventaja. En turbinas grandes por ejemplo, el costo de construcción se eleva rápidamente con el incremento de la altura de la torre que en turbinas pequeñas. El siguiente punto importante en el diseño de los parámetros de la torre es su rigidez. Estableciéndose el tipo de curvatura natural que tiene que ver con la frecuencia, el cual es un parámetro importante en el diseño. Este determina el material requerido, y finalmente, el costo de la construcción. Los materiales disponibles para la construcción son los aceros y el concreto. El rango de diseño se extiende desde construcciones de celosía, estructuras con soportes (vientos) o de forma libre en estructuras tubulares de acero sin soportes externos y estructuras de cemento armado, esto muestra claramente que, aunque la torre de una turbina de viento pueda ser una estructura convencional cuando fue considerada por sí sola, este diseño requiere también una considerable cantidad de entendimiento de todos los sistemas y sus aplicaciones. Aparte de estos aspectos funcionales, la torre no tiene que ser más vistosa que la góndola, ya que esto determina la apariencia en una turbina de viento lo cual merece atención y, por lo tanto, se debe acordar una estética, aún si esto implica algún costo adicional.

Utilizando una aleación de aluminio 2014-T6, determinaremos la columna de menor

diámetro que puede usarse para soportar la carga céntrica de la góndola

Tabla Propiedades de la Aleación de Aluminio					
		Resistencia Última		Fluencia	
Material	Densidad Kg/m^3	Cortante MPa	Tensión MPa	Tensión MPa	Cortante MPa
Aluminio Aleación2014-T6	2800	275	455	400	230

Donde para el diseño del aerogenerador propuesto se considera

$$P = 239,89KN$$

$$L = 500mm$$

donde:

- P: son kilogramos fuerza que se ejerce la góndola sobre la columna.
- L: la longitud de la columna.

Por lo tanto para la sección transversal de una barra circular [8], se tienen las siguientes ecuaciones las cuales corresponden a el momento de inercia, el area de carga y el radio de la barra respectivamente

$$I = \frac{\pi}{4}c^4 \quad (6.15)$$

$$A = \pi c^2 \quad (6.16)$$

$$r = \sqrt{\frac{I}{A}} = \sqrt{\frac{\frac{\pi c^4}{4}}{\pi c^2}} = \frac{c}{2} \quad (6.17)$$

Para las columnas cortas se usa una relación lineal entre σ_{perm} y L/r , donde bajo diseño de la Aluminium Association se tiene la relación $12 < L/r < 55$, por lo tanto

$$\sigma_{perm} = \left(212 - 1,585 \left(\frac{L}{\frac{c}{2}} \right) \right) \quad (6.18)$$

por otra parte tenemos la ecuación para la carga centrica la cual se obtiene mediante

$$\sigma_{perm} = \frac{P}{A} \quad (6.19)$$

igualando (6.18) y (6.19) tenemos

$$\frac{P}{A} = \left(212 - 1,585 \left(\frac{L}{\frac{c}{2}} \right) \right) \quad (6.20)$$

sustituyendo (6.16) en la ecuación (6.20) se obtiene

$$\frac{P}{\pi c^2} = \left(212 - 1,585 \left(\frac{2L}{c} \right) \right) \quad (6.21)$$

despejando c de la ecuación (6.21) se tiene

$$c = \sqrt{\frac{P}{\pi (212 - 2(1,585) \times L)}} \quad (6.22)$$

sustituyendo los valores en la ecuación (6.22) se tiene

$$c = \sqrt{\frac{239,89}{3,1416 (212 - 2 * 1,585 * ,5)}} = 19,04mm \quad (6.23)$$

entonces el grado de esbeltez para c es

$$\frac{L}{r} = 2 \frac{L}{c} = 2 * \frac{500}{(19,04)} = 52,52 \quad (6.24)$$

entonces se cumple con la condicion $12 < L/r < 55$ para la barra de aluminio corta. El diametro requerido de la barra esta dado por

$$d = 2c \quad (6.25)$$

por lo tanto, sustituyendo el valor de c calculado en (6.25) se obtiene el diametro de la torre.

$$d = 2c = 2(19,04) = 38,08mm \approx 1,5'' \quad (6.26)$$

Cálculo de Esfuerzos

En el diseño mecánico es importante realizar un análisis de esfuerzos, para este análisis consideramos el peso del generador y el peso del mismo tubo en el punto más bajo, para esto calculamos el peso total del tubo el cual tiene 1.5 pulg. de diámetro nominal.

Para el área del tubo se considera la ecuación (6.16) y considerando el valor de c de la ecuación (6.23)

$$A = \pi (19,04)^2 = 113,88mm^2 = 11,38cm^2 \quad (6.27)$$

Calculando el volumen del tubo

$$V = Ah = (11,38cm^2) (50cm) = 570cm^3 \quad (6.28)$$

Si la densidad del Aluminio 2014-T6 es de $2,8 g/cm^3$, por lo tanto el peso será:

$$W = \rho V = (2,8 g/cm^3) (570cm^3) = 1596 g \quad (6.29)$$

Por lo tanto el peso total es

$$W = W_G + W_T = 0,5kg + 1,596kg = 2,096kg \quad (6.30)$$

Cálculo de esfuerzo por compresión

Aplicando la fórmula para calcular el esfuerzo por compresión tenemos

$$\sigma = \frac{F}{A} = \frac{2,5kg}{11,4cm^2} = 0,219kg/cm^2 \quad (6.31)$$

Cálculo por esfuerzo cortante

Para el cálculo consideramos el tubo como una viga en voladizo con una carga uniforme, es decir la presión que ejerce el viento sobre el tubo, este valor es de $100kg/m^2$. Para este efecto transformaremos la carga superficial en carga lineal, determinando un espesor de contacto promedio de 3 cm.

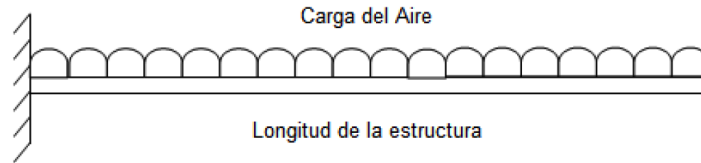


Figura 6.9: Diagrama de Viga con Carga Lineal

Entonces la carga superficial se convierte en lineal como se muestra en la Figura 6.9, se calcula despejando P de la ecuación (6.19):

$$P = (100\text{kg}/\text{m}^2) (0,03\text{m}) = 3\text{kg}/\text{m} \quad (6.32)$$

Considerando el diagrama de cuerpo libre de la viaga en voladizo, calculamos el diagrama de cortantes como se muestra en la Figura 6.10, y el diagrama de esfuerzos por momento flexionante en la Figura 6.11, en donde la fuerza para el esfuerzo por cortante esta dada por:

$$V = p_0x = (3\text{kg}/\text{m}) (\ell) = (3\text{kg}/\text{m}) (0,5\text{m}) = 1,5\text{kg} \quad (6.33)$$

entonces el esfuerzo por corte se obtiene mediante

$$\sigma = \frac{F}{A} = \frac{1,5\text{kg}}{11,4\text{cm}^2} = 0,131\text{kg}/\text{cm}^2 \quad (6.34)$$

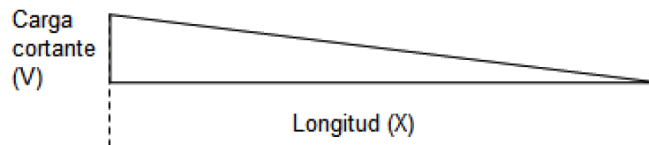


Figura 6.10: Diagrama de Esfuerzo Cortante.

Calculo de Esfuerzo por Momento Flexionante

Por otra parte para el calculo del esfuerzo por momento flexionante consideramos el diagrama de la Figura 6.11, así como la ecuación (6.35) y (6.37), en donde obtenemos el momento y posteriormente el esfuerzo que ese momento nos genera

$$M = V \frac{\ell}{3} = p_0 \frac{\ell^2}{3} \quad (6.35)$$

$$M_M = (3kg/m) \left(\frac{0,5m}{3} \right)^2 = 0,25kg \cdot m = 25kg \cdot cm \quad (6.36)$$

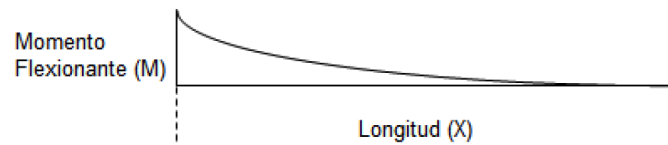


Figura 6.11: Diagrama de Esfuerzo por Momento Flexionante.

$$\sigma = \frac{Mc}{I} \quad (6.37)$$

Donde I es el momento de inercia y c es la distancia a la fibra que se analiza, se utiliza la distancia máxima que en este caso sería el radio del tubo. El momento de inercia esta dado por:

$$I = \frac{\pi}{4} c^4 \quad (6.38)$$

$$I = \frac{\pi}{4} (1,905)^4 = 10,32cm^4 \quad (6.39a)$$

Sustituyendo en la ecuación tenemos

$$\sigma = \frac{Mc}{I} = \frac{(25kg \cdot cm)(1,905cm)}{10,32cm^4} = 4,61kg/cm^2 \quad (6.40)$$

con lo que se concluye que el tubo es adecuado debido a que el esfuerzo por momento flexionante puede soportar ese peso.

6.2.3. Construcción del prototipo del aerogenerador con torre rotatoria

Con el analisis anterior se procede a realizar la construcción en la cual interviene la siguiente lista de material, con la cual se construye el aerogenerador propuesto como se muestra en la Figura 3.5.

- 1m de tubo de aluminio CEDULA 40, 1 $\frac{1}{2}$ ".
- 1 laca de fierro negro 11.81 in x 11.81 in (30cm x 30 cm) y un espesor de 1/4 in (0.635 cm).
- 1 cople de fierro de 1 $\frac{1}{2}$ ", con cuerda interior cónica 11 $\frac{1}{2}$ hilos.
- 1 barra de fierro negro en redondo de 1 $\frac{3}{4}$ " de espesor por 4" de longitud.
- 1 placa de fierro negro de 12" de longitud, 5" de ancho, y 1/8" de espesor.
- 1 placa redonda de 9" de radio, y $\frac{1}{4}$ " de espesor.
- 1 balero para carga axial de $\frac{1}{2}$ ".
- 1/2m. De lámina de acero inoxidable CALIBRE 24.
- 1 kit de fibra de vidrio.
- 1 dinamo de 12v. CD.

6.3. Diseño Electrico

6.3.1. Generador

Los generadores cambian la energía mecánica en energía eléctrica, en tanto que los motores cambian la energía eléctrica en energía mecánica; los generadores y motores eléctricos son

muy parecidos, de hecho, están contruidos de la misma forma general y , ambos, dependen de los mismos principios electromagnéticos para su operación.

Al primer principio se le llama *acción del generador* y se le conoce también como de *inducción*. El voltaje se puede inducir en un conductor que se encuentra dentro de un campo magnético, esto sucede cuando el flujo magnético se corta por el conductor. En algunos casos, se mueve el alambre; en otros se mueve el campo, y aún en otros, ambos se mueven pero a distintas velocidades. Este principio toma energía mecánica para producir el movimiento, éste produce electricidad por ser generada.

El segundo principio, es el llamado *acción del motor*, éste es simplemente las fuerzas mecánicas entre imanes. Cuando dos imanes (o electroimanes) se aproximan uno a otro, uno es atraído o repelido con respecto al otro, algunos motores usan un imán permanente y un electroimán, otros, usan dos electroimanes; de cualquier manera, la energía eléctrica crea al menos uno de los campos magnéticos, entonces, las fuerzas entre los dos campo magnéticos producen el movimiento.

Para el diseño de el aerogenerador de baja potencia, se propone usar un generador de 12 VCD, como se muestra en la Figura 6.12

6.3.2. Implentación de Sensores

La instrumentación del prototipo del aerogenerador con torre rotatoria, consiste en un encoder para detectar el giro del rotor, un lector de voltaje y corriente en el generador, el motor con encoder en la torre para hacer que la torre girara bajo un objetivo, sensor de voltaje y corriente producidas. Para estos sensores se utilizo la siguiente relación que se muestra en la Tabla 5.



Figura 6.12: Montaje de Generador en Aerogenerador Propuesto

Tabla 5. Relación de Instrumentación		
Parámetro	Instrumentación	No. Parte
Posición de las Palas	Encoder	LS7366R
Posición de la Torre	Encoder	LS7366R
Voltaje del Generador	Arduino	Uno
Corriente del Generador	Driver Electrónico	ACS712
Voltaje del Motor de la Torre	Arduino	Uno
Corriente del Motor de la Torre	Driver Electrónico	ACS712

La adquisición de los datos en tiempo real se hace a través de la tarjeta de desarrollo Arduino, la cual se conecta con el software MATLAB. Esta tarjeta recibe la señal de la posición de la flecha del rotor, la posición de la torre, la cantidad de voltaje y corriente que es producida por el generador, la adquisición de estas variables se muestra en la Figura 6.13. Para poder alimentar el motor de la torre giratoria, se ocupó un controlador de motor de tipo puente H-L298 con el cual se puede controlar el sentido de giro de la torre así como la

velocidad.

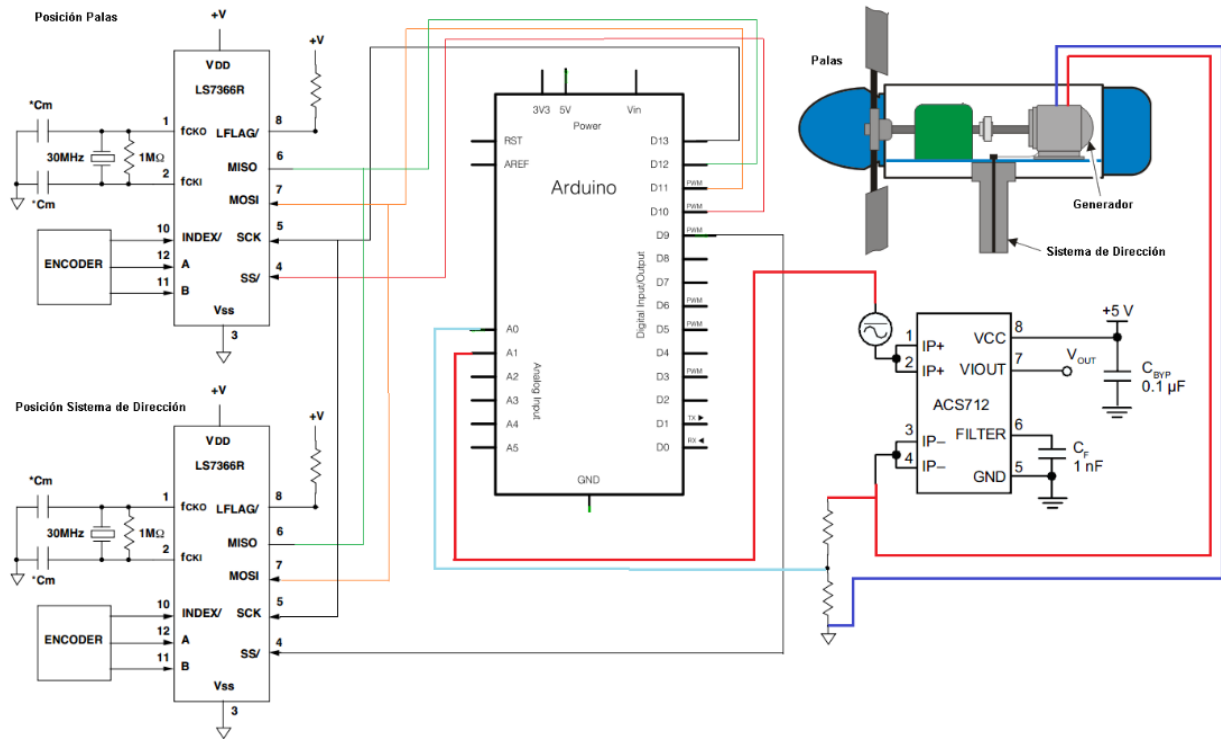


Figura 6.13: Diagrama Esquemático para Obtención de Datos

Bibliografía

- [1] Ackermann, T. "Wind Power in Power Systems", *John Wiley & Sons, Ltd*, 2005
- [2] J. Aho, A. Buckspan, J. L., P. Fleming, Y. Jeong, F. Dunne, M. Churchfield, L. Pao, K. Johnson, .^A "Tutorial of Wind Turbine Control for Supporting Grid Frequency through Active Power Control", *National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Control Conference*, pp. 27-29, 2012
- [3] J. Aldaco, M. Hinojosa, "Simulación atomística de la fractura dinámica en un material frágil", *Revista Mexicana de Física 58* (2012) 466–471.
- [4] D.C. Aliprantis, "Modeling and control of a variable-speed wind turbine equipped with permanent magnet synchronous generator", *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, pp. 734 - 739, 2009
- [5] M. Andriollo, M. De Bortoli, G. Martinelli, A. Morini and A. Tortella, "Control Strategy of a Wind Turbine Drive by an Integrated Model", *Wind Energy*, Vol.12, pp.33–49 , 2009
- [6] L. O. de Araújo, J. F. Galdino, P. C. Pellanda, "Switching LTI Models via Haar Transform for Non-Stationary Dynamic Systems Modeling", *IEEE Latin America Transactions*, Vol. 10, No. 2, pp. 1496-1503, Mar 2012.
- [7] Van Baars, G.E. "Wind turbine control design and implementation based on experimental models ", *31st IEEE Conference on Proceedings of the Decision and Control*. Vol.2 pp.2454 - 2459, 1992

- [8] Beer J. Mecánica de Materiales, Mc Graw Hill
- [9] B. Beltran, T. Ahmed-Ali and M.E.H. Benbouzid, "Sliding Mode Power Control of Variable Speed Wind Energy Conversion Systems", *IEEE International Conference Electric Machines & Drives*, pp. 943 - 948, 2007
- [10] B. Wu, Y. Lang, N. Zargari, S. Kouru, "Power Conversion and Control of Wind Energy Systems", *Institute of electrical and Electronics Engineers*, John Wiley & Sons, Ltd, 2011
- [11] E. M. Bizerra JR, D. S. Silveira, M. L. P. M. Cruz, F. J. A. Wanderley, "A Method for Generation of Tests Instances of Models from Business Rules Expressed in OCL P", *IEEE Latin America Transactions*, Vol. 10, No. 5, pp. 2105-2111, Sep 2012.
- [12] J. Bocanegra, J. Peña, and A. Ruiz, "Interorganizational Business Modeling: an Approach for Traceability of Goals, Organizational Models and Business Processes", *IEEE Latin America Transactions*, Vol. 9, No. 1, pp. 113-120, March 2011.
- [13] Chiu, S., "Fuzzy model identification based on cluster estimation.", *Intelligent Fuzzy Systems*, Vol. 2, pp. 267-278, 1994
- [14] Cultura, A.B. "Modeling and simulation of a wind turbine-generator system ", *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, pp. 1-7, 2011
- [15] D. Castaignet, "Model Predictive Control of Trailing Edge Flaps on a Wind Turbine blade", *American Control Conference*, pp. 4398-4403, 2011
- [16] H. Daneshi, A. K. Srivastava, "Security-constrained unit commitment with wind generation and compressed air energy storage", *IET Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 6, No. 2, pp. 167-175, 2012.
- [17] Dang, D.Q., "Model Predictive Control for maximum power capture of variable speed wind turbines", *IPEC, 2010 Conference Proceedings*, pp. 274 - 279, 2010

- [18] M. Danziger, M. A. A. Henriques, "Computational Intelligence Applied on Cryptology: a Brief Review", *IEEE Latin America Transactions*, Vol. 10, No. 3, pp. 1798-1810, Apr 2012.
- [19] L.-L. Fan, Y.-D. Song, "Neuro-adaptive model-reference fault-tolerant control with application to wind turbines", *IET Control Theory Appl.*, Vol. 6, No. 4, pp. 475-486, 2012.
- [20] Fausett, L., "Fundamentals of neural networks: Architectures, algorithms and applications", *Prentice-Hall*, 2009
- [21] F. Wu, X. Zhang, P. Ju, "Modeling and Control of the Wind Turbine with the Direct Drive Permanent Magnet Generator Integrated to Power Grid", *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on*, pp. 57 - 60, 2008
- [22] J. R. Fermín, J. C. Pizarro, "Modelo de radio propagación a través de un canal con ruido Gaussiano", *Revista Mexicana de Física* 58 (2012) 515-520.
- [23] B. D. Gaiser, "Yaw Control Optimization", *Wind Systems*,
- [24] H. Golpira, H. Bevrani, A. H. Naghshbandy, "An approach for coordinated automatic voltage regulator-power system stabiliser design in large-scale interconnected power systems considering wind power penetration", *IET Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 6, No. 1, pp. 39-49, 2012.
- [25] E. T. Gonzalez, J. G. C. Guizar, "The Effect of Induction Motor Modeling in the Context of Voltage Sensitive: Combined Loads and Reactive Power Generation, on Electric Networks Steady State Analysis", *IEEE Latin America Transactions*, Vol. 10, No. 4, pp. 1924-1930, Jun 2012.
- [26] Hany M. Hasaniena, S.M. Muyeenb, "Speed control of grid-connected switched reluctance generator driven by variable speed wind turbine using adaptive neural network controller", *Electric Power Systems Research*, pp. 206- 213, 2012

- [27] H. Yikang, H. Jiabing, Z. Rende, "Modeling and Control of Wind-Turbine Used DFIG under Network Fault Conditions", *Proceedings of the Eighth International Conference on electrical Machines and Systems*, Vol. 2, pp. 986 - 991, 2005
- [28] H. Koa, G. Yoonb, N. Kyunga, W. Hongc, "Modeling and control of DFIG-based variable-speed wind-turbine", *Electric Power Systems Research*, Vol. 78, Issue 11, pp. 1841–1849, 2008
- [29] Heier S., "Grid Integration of Wind Energy Conversion System". *John Wiley & Sons: Chichester*, 1998.
- [30] L. C. Henriksen, "Model Predictive Control of a Wind Turbine", *Technical University of Denmark Informatics and Mathematical Modelling* pp 7-38, 2007
- [31] J. J. Hernández-Gómez, V. Marquina, R.W. Gómez, "Algorithm to compute the electric field gradient tensor in ionic crystals", *Revista Mexicana de Física* 58 (2012) 13–18.
- [32] Q. Hernández-Escobedo, F. Manzano-Agugliaro, A. Zapata-Sierra, "The wind power of Mexico", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol 14, pp. 2830–2840, 2010
- [33] H. Fu, W. Chang, "Wind turbine control monitor system simulation and validation", *Computer Communication Control and Automation (3CA), 2010 International Symposium on*, pp. 6 - 9, 2010
- [34] H. Lee, "A New Fuzzy Logic Approach For Control System Of Wind Turbine With Doubly Fed Induction Generator", *International Forum on Strategic Technology (IFOST)*, pp. 134-139, 2010
- [35] H. Wu, "Modeling and Control of Distribution System with Wind Turbine Generators", *Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, pp. 6–9, 2008

- [36] M. J. Hossain, H. R. Pota, R. A. Ramos, "Improved low-voltage-ridethrough capability of fixed speed wind turbines using decentralised control of STATCOM with energy storage system", *IET Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 6, No. 8, pp. 719–730, 2012.
- [37] J. A. Iglesias, P. Angelov, A. Ledezma, A. Sanchis, "Creating evolving user behavior profiles automatically", *IEEE Transactions on Knowledge and Data Engineering*, Vol. 24, No. 5, pp. 854-867, 2011.
- [38] M. Jafarian, A.M. Ranjbar, "Fuzzy modeling techniques and artificial neural networks to estimate annual energy output of a wind turbine", *Renewable Energy*, Vol. 35, pp. 2008–2014, 2010
- [39] J. Zhao, "Modeling and Control of a Wind-Turbine-Driven DFIG Incorporating Core Saturation During Grid Voltage Dips", *International Conference on electrical Machines and Systems*, pp. 2438-2442, 2008
- [40] K. Pierce and L. Jay, "Wind Turbine Control System Modeling Capabilities", *Presented at American Controls Conference Philadelphia, PA* June pp 24-26,1998
- [41] M-G Kim and P H Dalho, "Yaw Systems for wind turbines - Overview of concepts, current challenges and design methods", *Journal of Physics: Conference Series* 524
- [42] J. A. Lazzús, "Optimization of a cubic equation of state and van derWaals mixing rules for modeling the phase behavior of complex mixtures", *Revista Mexicana de Física* 58 (2012) 510–514.
- [43] D. Leite, R. Ballini, P. Costa, F. Gomide, "Evolving fuzzy granular modeling from nonstationary fuzzy data streams", *Evolving Systems*, Vol. 3, No. 2, pp. 65-79, 2012.
- [44] F. L. Lewis, D. M. Dawson, C. T. Abdallah, "Control of robot manipulators, Theory and Practice", ISBN: 0-8247-4072-6, 2004.

- [45] L. Peng, Y. Li, B. Francois, "Modeling and Control of Doubly Fed Induction Generator Wind Turbines by Using Causal Ordering Graph during Voltage Dips", *International Conference on electrical Machines and Systems*, pp. 2412 - 2417, 2008
- [46] E. Lughofer, "Single pass active learning with conflict and ignorance", *Evolving Systems*, Vol. 3, pp. 251-271, 2012.
- [47] E. Lughofer, "A dynamic split-and-merge approach for evolving cluster models", *Evolving Systems*, Vol. 3, pp. 135-151, 2012.
- [48] Luo, F. L., & Unbehauen, R., "Applied neural networks for signal processing", *Cambridge University Press*,
- [49] J. E. Macías-Díaz, "Computer simulation of the energy dynamics of a sinusoidally perturbed double sine-Gordon equation: an application to the transmission of wave signals", *Revista Mexicana de Física* 58 (2012) 29–40.
- [50] L. Maciel, A. Lemos, F. Gomide, R. Ballini, "Evolving fuzzy systems for pricing fixed income options", *Evolving Systems*, Vol. 3, pp. 5-18, 2012.
- [51] M. Maglianesi, G. Stegmayer, "Methodology for the Construction of a Biometric Facial Recognition System Based on a Neural Classifier", *IEEE Latin America Transactions*, Vol. 10, No. 5, pp. 2175-2184, Sep 2012.
- [52] Malinga, B., "Modeling and control of a wind turbine as a distributed resource", *35th Southeastern Symposium on Proceedings of the System Theory*, pp. 108-112, 2003
- [53] J. J. Medel Juárez, M. T. Zagaceta Alvarez, "Estimador de parámetros para sistemas de orden superior", *Revista Mexicana de Física* 58 (2012) 127–132.
- [54] G. Michalke and A. D. Hansen, "Modelling and control of variable speed wind turbines for power system studies", *Wind Energy*, pp. 307–322, 2010

- [55] M. Yin, "Modeling of the Wind Turbine with a Permanent Magnet Synchronous Generator for Integration ", *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1 - 6, 2007
- [56] Patrick J. Moriarty and Sandy B. Butterfield, "Wind Turbine Modeling Overview for Control Engineers", *American Control Conference Hyatt Regency Riverfront, St. Louis, MO, USA*, pp. 2090-2095, 2009
- [57] I. Munteanu, N. Cutululis, A. Bratcu and E. Ceangă, "Optimal Control of Wind Energy Systems Advances in Industrial Control, 2008", *Springer* 2008
- [58] E. B. 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", *IET Control Theory Appl.*, Vol. 1, No. 5, pp. 1431-1440, 2007.
- [59] S.M. Mueeen, Junji Tamura and Toshiaki Murata, "Stability Augmentation of a Grid-connected Wind Farm", *Green Energy and Technology*, Springer, 2009
- [60] S. M. Mueeen and S. Shishido, "Application of Energy Capacitor System to Wind Power Generation", *Wind Energy*, Vol. 11, pp. 335-350, 2008
- [61] Ofualagba, G., "Wind energy conversion system- wind turbine modeling ", *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of electrical Energy in the 21st Century*, pp.1 - 8, 2008
- [62] O. Anaya-Lara, "Wind energy generation : modelling and control", *John Wiley & Sons Ltd.*, 2009
- [63] F. J. Ordoñez, J. A. Iglesias, P. de Toledo, A. Ledezma, "Online activity recognition using evolving classifiers", *Expert Systems with Applications*, Vol. 40, No. 4, pp. 1248-1255, 2013.

- [64] L. Y. Pao and K. E. Johnson, "A Tutorial on the Dynamics and Control of Wind Turbines and Wind Farms", *American Control Conference*, 2009.
- [65] J. H. Pérez-Cruz, E. Ruiz-Velázquez, J. J. Rubio, C. A. de Alva-Padilla, "Robust Adaptive Neurocontrol of SISO Nonlinear Systems Preceded by Unknown Deadzone", *Mathematical Problems in Engineering*, Vol. 2012, pp. 1-22, 2012.
- [66] J. H. Pérez-Cruz, J. J. Rubio, E. Ruiz-Velázquez, G. Solís-Perales, "Tracking control based on recurrent neural networks for nonlinear systems with multiple inputs and unknown deadzone", *Abstract and Applied Analysis*, Vol. 2012, pp. 1-18, 2012.
- [67] Petersson, A., "Modeling and experimental verification of grid interaction of a DFIG wind turbine", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 20, No. 4, pp. 878-886, 2005
- [68] G. Pezzotti, J. Valencia, N. Londoño, "Discrete Deadbeat Control of a Plant Pressure Through Identification by Neural Networks", *IEEE Latin America Transactions*, Vol. 10, No. 4, pp. 1967-1972, Jun 2012.
- [69] Pratama M., Anavatti S. G., Angelov P. P., Lughofer E. (2013) PANFIS: A novel incremental learning machine, *IEEE Transactions on Neural Networks and Learning Systems*.
- [70] Iman Pourfar, Heidar Ali Shayanfar, Hasan Modir Shanechi and Ali H. Naghsbandy, "Controlling PMSG-based wind generation by a locally available signal to damp power system inter-area oscillations", *European Transaction on electrical Power*, John Wiley & Sons, Ltd, 2012
- [71] Pournaras, C., Riziotis, V., Kladas, A., "Wind turbine control strategy enabling mechanical stress reduction based on dynamic model including blade oscillation effects", *18th International Conference on electrical Machines*, pp. 1 - 6, 2008

- [72] Xiao Qing Ma, Vikram Chopra, S. H. H. Zargarbashi, and Jorge Angeles, "Wind Turbine Control Using a Gearless Epicyclic Transmission", *1st International Conference on Applied Robotics for the Power Industry*, 2010
- [73] Qudaih, Y.S., "Model predictive based load frequency control design in the presence of DFIG wind turbine ", *2nd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS)*, pp 1-5, 2011
- [74] Quinonez-Varela, G., "Modelling and validation of a squirrel cage induction generator wind turbine during connection to the local grid ", *Generation, Transmission & Distribution, IET* , pp. 301 - 309, 2008
- [75] A. Ramos, P. Bertemes, "Electrode Probe Modeling for Skin Cancer Detection by using Impedance Method", *IEEE Latin America Transactions*, Vol. 10, No. 2, pp. 1466-1475, Mar 2012.
- [76] E. J. A. Rodríguez, R. A. P. Rosas, "Design of a Gain Scheduling Control Based on Linear Matrix Inequalities for a Dynamic System", *IEEE Latin America Transactions*, Vol. 10, No. 2, pp. 1459-1465, Mar 2012.
- [77] Rolan, A., "Modeling of a Variable Speed Wind Turbine with a Permanent Magnet Synchronous Generator", *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, pp.734 - 739, 2009
- [78] J. J. Rubio, C. Torres, R. Rivera, C. A. Hernández, "Comparison of four mathematical models for braking of a motorcycle", *IEEE Latin America Transactions*, Vol 9, No. 5, 630-637, 2011.
- [79] J. J. Rubio, F. Ortiz, C. R. Mariaca, J. C. Tovar, "A method for online pattern recognition for abnormal eye movements", *Neural Computing and Applications*, Vol. 22, No.3-4, pp. 597-605, 2013.

- [80] J. J. Rubio, M. Salazar, A. D. Gomez, R. Lugo, "Modeling of the relative humidity via functional networks and control of the temperature via classic controls for a bird incubator", *Neural Computing and Applications*, Vo. 21, No. 7, pp. 1491-1500, 2012.
- [81] A. H. Salas, J. E. Castillo, "La ecuación Seno-Gordon perturbada en la dinámica no lineal del ADN", *Revista Mexicana de Física* 58 (2012) 481-487.
- [82] Salman, S.K. "Modelling wind turbine -generators for fault ride -through studies", *39th International Universities Power Engineering Conference*, Vol. 1, pp. 634 - 638, 2004
- [83] A. S. Yilmaz, Z. Özer, "Pitch angle control in wind turbines above the rated wind speed by multi-layer perceptron and radial basis function neural networks", *Expert Systems with Applications*, pp. 9767-9775, 2009
- [84] L. B. Shi, C. Wang, L. Z. Yao, L. M. Wang and Y. X. Ni, "Analysis of impact of grid-connected wind power on small signal stability", *Wind Energy*, Vol. 14, pp. 517-537, 2011
- [85] Sigrid M. Bolik, "Modelling and Analysis of Variable Speed Wind Turbines with Induction Generator during Grid Fault", *Alborg University, Denmark* 2004
- [86] A. L. da Silva, P. S. da Silva, J. C. Breda, L. Nepomuceno, "Combined Pool/Bilateral Short-Term Hydrothermal Scheduling Model for Day-Ahead Energy Markets", *IEEE Latin America Transactions*, Vol. 10, No. 5, pp. 2094-2104, Sep 2012.
- [87] R. C. Silva, S. Kurokawa, "Alternative Model of Three-Phase Transmission Line Theory-Based Modal Decomposition", *IEEE Latin America Transactions*, Vol. 10, No. 5, pp. 2074-2079, Sep 2012.
- [88] S. Kélouwani and K. Agbossou, "Nonlinear Model Identification of Wind Turbine With a Neural Network", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 19, No. 3, pp. 607-612, 2004

- [89] Spong M. W., Hutchinson S., Vidyasagar M., Robot Modeling and Control", *John Wiley & Sons*, ISBN-13: 978-0-471-64990-8, 2006.
- [90] G. O. Suvire, P. E. Mercado, Combined control of a distribution static synchronous compensator/ ywheel energy storage system for wind energy applications", *IET Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 6, No. 6, pp. 483–492, 2012.
- [91] Janet G. Stuart, Alan D. Wright, Charles P. Butterfield, "Wind turbine control systems: Dynamyc model devel opment using system identification and the fast structural dynamics code.", *ASME Wind Energy Symposium*, 1997
- [92] T. Takagi and M. Sugeno, "Fuzzy identification of systems and its applications to modeling and control", *IEEE Trans. Syst., Man, Cybern.*,vol. SMC-15, pp. 116–132, Jan. 1985.
- [93] A. Talia, G. Villalba, E. Davalos, D. Pinto Roa, .optimal Selection of p-cycles on WDM Optical Networks with Shared Risk Link Group Independent Restorability using Genetic Algorithm", *IEEE Latin America Transactions*, Vol. 10, No. 1, pp. 1385-1390, Jan 2012.
- [94] T. Ustuntas, A. Duran, "Wind turbine power curve estimation based on cluster center fuzzy logic modeling", *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, pp. 611–620, 2008
- [95] C. Y. Tang, Y. Guo, and J. N. Jiang, "Nonlinear dual-mode control of variable-speed wind turbines with doubly fed induction generators", *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, Vol. 19, No. 4, pp. 744- 756, 2011.
- [96] C. Torres, J. J. Rubio, C. Aguilar, J. H. Pérez-Cruz, "Stable optimal control applied to a cylindrical robotic arm", *Neural Computing and Applications*, 2012.
- [97] V.I. Utkin, "Sliding Modes in Control and Optimization", *Springer-Verlag*, 1990.

- [98] T. Üstüntas, A. Duran S-ahin, "Wind turbine power curve estimation based on cluster center fuzzy logic modeling", *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Vol. 96, pp. 611–620, 2008
- [99] D. M. Vazquez, J. J. Rubio, J. Pacheco, ".^A characterization framework for epileptic signals", *IET Image Processing*, Vol. 6, No. 9, pp. 1227-1235, 2012.
- [100] R. Vepa, "Nonlinear optimal control of a wind turbine generator", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 26, No. 2, pp. 468-478, 2011.
- [101] V. Akhmatov, "Modelling and Ride-through Capability of Variable Speed Wind Turbines with Permanent Magnet Generators", *Wind Energy*, pp. 313–326, 2006
- [102] J. Wang, N. Tse, Z. Gao, "Synthesis on PI-based pitch controller of large wind turbines generator", *Energy Conversion and Management*, vol 52, pp. 1288–1294, 2011
- [103] L. Wang.^A "Course in Fuzzy Systems and Control", *Prentice-Hall International*
- [104] W. E. Holley, "Wind Turbine Dynamics and Control - Issues and Challenges", *American Control Conference*, Vol.5, pp. 3794 - 3795, 2003
- [105] X. Yao, X. Su, L. Tian, "Wind Turbine Control Strategy at Lower Wind Velocity Based on Neural Network PID Control ", *International Workshop on Intelligent Systems and Applications*, pp.1 - 5, 2009
- [106] Zadeh, L.A., "Fuzzy logic computing with words", *IEEE Trans. Fuzzy Systems*, pp. 103–111,
- [107] A. Zertek, G. Verbic, M. Pantos, ".^optimised control approach for frequency-control contribution of variable speed wind turbines", *IET Renew. Power Gener.*, Vol. 6, No. 1, pp. 17–23, 2012.
- [108] F. Zhang, W.E. Leithead, O. Anaya-Lara, "Wind Turbine Control Design to Enhance the Fault Ride Through Capability", *IET Conference on Renewable Power Generation*, pp. 1 - 6, 2011

- [109] Z. Qiu, "Modeling and Control of Diode Rectifier Fed PMSG Based Wind Turbine", *4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, pp 1384-1388, 2011
- [110] K. Z. Østergaard, P. Brath, J. Stoustrup, "Gain-scheduled Linear Quadratic Control of Wind Turbines Operating at High Wind Speed", *16th IEEE International Conference on Control Applications*, pp. 276-281, 2007