

**MODELADO Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA
MECÁNICO DE UN GENERADOR EÓLICO DE EJE
HORIZONTAL CON TRES PALAS**

**OMAR GEOVANNY USCÁTEGUI CRISTANCHO
DARIO PRADA PARRA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICO – MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA**

2007

MODELADO Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA MECÁNICO DE UN GENERADOR EÓLICO DE EJE HORIZONTAL CON TRES PALAS

**OMAR GEOVANNY USCÁTEGUI CRISTANCHO
DARIO PRADA PARRA**

**Trabajo de Grado para optar al título de
Ingeniero Mecánico**

**Director
OMAR ARMANDO GELVEZ AROCHA
Ingeniero Mecánico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICO - MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA**

2007

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. GENERALIDADES DE LAS TURBINAS DE VIENTO	3
1.1. HISTORIA DE LA ENERGÍA EÓLICA	3
1.2. ENERGÍA APROVECHABLE DEL VIENTO	4
1.3. TIPOS DE AEROGENERADORES	4
1.3.1. Aerogeneradores de eje horizontal	5
1.3.2. Aerogeneradores de eje vertical	7
1.4. AEROGENERADORES CONVENCIONALES DE EJE HORIZONTAL	8
1.4.1. Tecnología de los aerogeneradores actuales	8
1.4.2. Descripción general y componentes	9
1.7. IMPACTO AMBIENTAL	16
2. EL VIENTO	17
2.1. MEDICION Y TRATAMIENTO DEL VIENTO	17
2.1.1. Información Empírica	17
2.1.2. Anemómetros	18
2.1.3. Dirección del Viento	20
2.2. MODELAMIENTO DEL VIENTO	21
2.2.1. Descripción del Modelo	21
2.2.2. Parte Determinística del Modelo del Viento	23
2.2.3. Parte Estocástica del Modelo del Viento	25
2.3. IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DEL VIENTO EN MATLAB SIMULINK.	34
2.3.1. Generador aleatorio o Función Random	35

2.3.2. Implementación de la Función de Transferencia del espectro de Kaimal	36
2.3.3. Implementación de la función de transformación de Sørensen	37
2.3.4. Implementación total del modelo del viento	38
3. AERODINÁMICA DE LA TURBINA DE VIENTO	42
3.1. MODELO DEL DISCO ACTUADOR Y TEORÍA Y LÍMITE DE BETZ	43
3.1.1. Límite de Betz	47
3.1.2. Velocidad específica	48
3.1.3. Torque aerodinámico	49
3.1.4. Coeficiente de Potencia	49
3.2. PERFIL AERODINÁMICO DE LAS PALAS DEL ROTOR	52
3.3. MODELAMIENTO DE LA AERODINÁMICA DEL AEROGENERADOR	55
3.3.1. Implementación del Modelo Aerodinámico en Matlab Simulink	57
3.3.2. Descripción del modelo montado en Matlab Simulink	57
4. SISTEMA DE TRANSMISIÓN MECÁNICA	61
4.1. ELEMENTOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	61
4.1.1. El Cubo	62
4.1.2. Eje Principal y Eje de Alta Velocidad	62
4.1.3. Cojinetes	63
4.1.4 Acoplamientos Mecánicos	64
4.1.5. Caja Multiplicadora	65
4.2. MODELAMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN MECANICA	67
4.2.1. Modelo de una sola masa rotando	69
4.2.2. Implementación del modelo de una sola masa rotando	70
4.2.3 Modelo de dos masas con relación de la caja multiplicadora	72

4.2.4. Implementación del modelo de dos masas con relación de la caja multiplicadora	74
4.2.5. Modelo de dos masas incluyendo relación de la caja multiplicadora y rigidez del eje principal	76
4.2.6. Implementación del modelo de dos masas incluyendo relación de la caja multiplicadora y rigidez del eje principal	78
4.2.7. Modelo de dos masas incluyendo coeficientes de rigidez y amortiguamiento	80
4.2.8. Modelo de cuatro masas incluyendo rigidez y amortiguamiento en ambos ejes	84
5. SISTEMA DE CONTROL DE VELOCIDAD	89
5.1. CONTROL POR ENTRADA EN PÉRDIDA AERODINÁMICA	89
5.2. CONTROL POR VARIACIÓN DEL ÁNGULO DE PASO	91
6. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES	99
6.1. SIMULACIÓN DEL MODELO DEL VIENTO SEGÚN EL ESPECTRO DE KAIMAL Y COHERENCIA DE DAVENPORT	101
6.2. SIMULACIONES PARA TURBINAS DE VIENTO REGULADAS POR ENTRADA EN PÉRDIDA	104
6.2.1. Simulación de la potencia de una turbina controlada por entrada en pérdida	104
6.2.2. Simulación de una Turbina de 2MW de potencia controlada por entrada en pérdida	106
6.2.3. Simulación de una turbina de 2MW operando en vacío (en ausencia de carga)	109
6.2.4. Simulación del momento de conexión a la red de una turbina de 2MW	110
6.3. SIMULACIONES PARA TURBINAS DE VIENTO REGULADAS POR VARIACIÓN DEL ÁNGULO DE PASO	112

6.3.1. Simulación de una Turbina de velocidad constante de 2MW de potencia controlada por variación del ángulo de paso	113
6.3.2. Comparación de los modelos aerodinámicos	117
6.3.3. Simulaciones para evaluar el desempeño del control a diferentes condiciones de viento	119
6.3.4. Simulación de la conexión a la red de una turbina controlada por variación del ángulo de paso	122
6.3.5. Simulación de una Turbina de velocidad variable de 2MW de potencia controlada por variación del ángulo de paso	123
6.3.6. Simulación de la turbina de velocidad variable V80 2MW	126
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	129
BIBLIOGRAFÍA	131
ANEXOS	135

LISTA DE FIGURAS

	pag
Figura 1.1. Tipos de aerogeneradores	5
Figura 1.2. Turbinas de eje horizontal a barlovento y sotavento	6
Figura 1.3. Aerogeneradores de eje vertical	7
Figura 1.4. Componentes principales del aerogenerador de eje Horizontal	8
Figura 1.5. Variación de la potencia con el tamaño del rotor	12
Figura 2.1. Anemómetro de cazoletas	20
Figura 2.2. Rosa de los vientos multianual para Bucaramanga	20
Figura 2.3. Perfil del viento que ataca al rotor	22
Figura 2.4. Campo de la velocidad del viento sobre el plano del Rotor	23
Figura 2.5. Dos puntos diferentes sobre el rotor, r y c	32
Figura 2.6. Entradas y salidas del modelo del viento	34
Figura 2.7. Descripción de la implementación del modelo del viento	35
Figura 2.8. Subsistema para el espectro de turbulencia de Kaimal	36
Figura 2.9 Implementación de la turbulencia rotacional	38
Figura 2.10. Ventana de interfaz para el modelo del viento	39
Figura 2.11. Ventana de trabajo del modelo del viento	40
Figura 2.12. Subsistema final para el modelo del viento.	41
Figura 3.1. Variación de la presión y velocidad del viento en el rotor	41
Figura 3.2. Fuerzas aerodinámicas sobre una sección de pala del rotor	43
Figura 3.3. Volumen de control para el modelo de disco actuador	44
Figura 3.4. Ilustración del ángulo de paso	50
Figura 3.5. Curvas características $C_p - \lambda - \beta$.	51
Figura 3.6. Superficie de nivel para C_p	52

Figura 3.7. Flujo de viento alrededor del perfil de la pala	53
Figura 3.8. Entradas y salidas para el modelo aerodinámico	56
Figura 3.9. Subsistemas para el modelamiento aerodinámico del rotor	58
Figura 3.10. Parámetros de entrada para la aerodinámica	59
Figura 3.11. Modelo de la aerodinámica en Simulink para rotor con ángulo de paso variable (datos experimentales)	60
Figura 3.12. Modelo de la aerodinámica en Simulink para rotor con ángulo de paso variable (Ecuación de Sigfried Heier)	60
Figura 4.1. Elementos que conforman el sistema de transmisión	61
Figura 4.2. Tipos de cubo	62
Figura 4.4. Junta homocinética	64
Figura 4.5. Turbina de viento con caja de engranajes de ejes paralelos	66
Figura 4.6. Caja multiplicadora tipo planetario.	66
Figura 4.1. Entradas y salidas del modelo de la transmisión mecánica	68
Figura 4.8. Modelo de una sola masa rotando	69
Figura 4.9. Subsistema para el modelamiento de la transmisión como una sola masa	70
Figura 4.10. Parámetros para el modelamiento de la transmisión como una sola masa	71
Figura 4.11. Sistema de la transmisión mecánica modelado como una sola masa, implementado en Matlab Simulink.	72
Figura 4.12. Transmisión mecánica modelado como una sola masa	72
Figura 4.12a. Diagrama de cuerpo libre de la Transmisión mecánica como una sola masa	73
Figura 4.13. Subsistema para el modelamiento de la transmisión como dos masas	75
Figura 4.14. Parámetros para el modelamiento de la transmisión como dos masas rotando	76
Figura 4.15. Implementación del modelo de la transmisión como dos masas rotando	76

Figura 4.16. Transmisión modelada como dos masas con coeficiente de rigidez en el eje principal	77
Figura 4.17. Subsistema para el modelamiento como dos masas incluyendo la rigidez del eje principal	79
Figura 4.18. Parámetros para el modelamiento de la transmisión como dos masas incluyendo rigidez en el eje principal	79
Figura 4.19. Sistema de la transmisión mecánica modelado como dos masas rotando, incluyendo rigidez en el eje principal, implementado en Matlab Simulink.	80
Figura 4.20. Modelo de la transmisión mecánica de una turbina de viento incluyendo rigidez y amortiguamiento en el eje principal	81
Figura 4.21. Subsistema para el modelamiento como dos masas incluyendo la rigidez y el amortiguamiento.	82
Figura 4.22. Parámetros de entrada para el modelo de dos masas incluyendo rigidez y amortiguamiento	83
Figura 4.23. Sistema de la transmisión mecánica, implementado en Matlab Simulink, Modelado como dos masas rotando, incluyendo rigidez y amortiguamiento	84
Figura 4.24. Modelo de cuatro masas incluyendo rigidez y amortiguamiento en ambos ejes	85
Figura 4.25. Máscara del modelo de cuatro masas	86
Figura 4.26. Parámetros de entrada para el modelo de cuatro masas	87
Figura 4.27. Implementación en Matlab Simulink del modelo de cuatro masas	88
Figura 5.1. Curva potencia vs Velocidad del viento para una turbina regulada por entrada en pérdida.	90
Figura 5.2. Curva potencia vs velocidad del viento para una turbina controlada por variación del ángulo de paso	93
Figura 5.3. Entrada y salida del control	94
Figura 5.4. Estructura del sistema de control	95

Figura 5.5. Controlador PI prediseñado en Matlab Simulink	96
Figura 5.6. Implementación del sistema de control en Matlab Simulink	98
Figura 5.7. Máscara del subsistema de control por variación del ángulo de paso	98
Figura 6.1. Montaje para la simulación de una turbina de viento	101
Figura 6.2. Simulación del modelo del viento	103
Figura 6.3. Variación de la potencia mecánica con la velocidad del viento	103
Figura 6.4. Curva de potencia contra velocidad del viento	105
Figura 6.5. Curva de coeficiente de potencia contra velocidad del viento	105
Figura 6.6. Potencia disponible y potencia extraída	106
Figura 6.7. Resultados de la simulación de la turbina NM 2000	107
Figura 6.8. Coeficientes de Potencia y velocidad específica de la turbina NM 2000	108
Figura 6.9. Resultados de la simulación de operación en vacío	109
Figura 6.10. Simulación de conexión a la red del generador	111
Figura 6.11. Transitorio de la velocidad angular del generador	112
Figura 6.12. Montaje para la simulación de turbinas controladas por variación del ángulo de paso	113
Figura 6.13. Gráfica de datos del coeficiente de torque Experimentales	114
Figura 6.14. Simulación turbina NM2000/82 con viento de 16 m/s y 10% de intensidad	115
Figura 6.15. Simulación turbina NM2000/82 con viento de 9 m/s y 10% de intensidad	116
Figura 6.16. Efecto de la variación del ángulo de paso	116
Figura 6.17. Curva potencia contra velocidad del viento para una turbina con variación del ángulo de paso	117

Figura 6.18. Comparación de los modelos aerodinámicos	118
Figura 6.19. Perfil de viento escalonado de 4 a 11 m/s	119
Figura 6.20. Perfil de viento escalonado de 12 a 20 m/s	120
Figura 6.21. Perfil de viento escalonado de 20 a 4 m/s	121
Figura 6.22. Simulación de la conexión a la red de una turbina de velocidad fija.	122
Figura 6.23. Curva potencia contra velocidad del viento para una turbina de velocidad variable con variación del ángulo de paso	124
Figura 6.24. Comparación entre las turbinas de velocidad variable y de velocidad fija a 16 m/s	125
Figura 6.25. Comparación entre turbina de velocidad fija y turbina de velocidad variable a 6 m/s	126
Figura 6.26. Simulación de la turbina V80 con viento de 8 m/s	127
Figura 6.27. Simulación de la turbina V80 con viento de 15 m/s	128

LISTA DE TABLAS

	pag
Tabla 2.1. Escala de Beaufort para información empírica de velocidad del viento	18
Tabla 2.2 Valores típicos de rugosidad	24
Tabla 2.3. Coeficientes para la función de transferencia del espectro de la turbulencia	30
Tabla 2.4. Coeficientes para la función de transferencia de Sørensen	34

GLOSARIO

Aerogenerador: Turbina de viento. Máquina empleada para generar energía eléctrica a partir de la energía del viento (energía eólica).

Anemómetro: Instrumento que sirve para medir la velocidad del viento.

Ángulo de ataque: ángulo medido entre la cuerda de la pala y la dirección del viento incidente.

Ángulo de paso: ángulo medido entre la cuerda de la pala y el plano de rotación del rotor.

Armónico: Múltiplo de la frecuencia fundamental.

Caja multiplicadora: Caja de engranajes usada para multiplicar la velocidad angular del rotor y transmitirla al generador.

Coherencia: es un factor muy importante porque permite correlacionar velocidades del viento en diferentes posiciones.

Control por entrada en pérdida aerodinámica: Es el sistema de control más sencillo y económico generalmente usado en turbinas de mediana y baja potencia. Este control aprovecha el fenómeno de los perfiles aerodinámicos conocido como entrada en pérdida.

Control por variación del ángulo de paso: Método usado para controlar la velocidad y la potencia, realizando un ajuste continuo del ángulo de paso de la pala, una vez alcanzado el valor nominal de la velocidad angular del rotor.

Densidad espectral de potencia: Es una función mediante la cual se describe la potencia de una forma de onda en el dominio de la frecuencia, es también conocida como PSD (Power spectral density). La PSD es muy útil para describir la manera en que el contenido de potencia de las señales y el ruido por filtros y otros dispositivos en el tratamiento de señales.

Eje de alta velocidad: Se encarga de transmitir el torque desde la caja multiplicadora hasta el generador eléctrico.

Eje principal o de baja velocidad: A través de él se transmite el torque a la caja multiplicadora y además soporta el peso de las palas.

El coeficiente de potencia: Es el rendimiento con el cual funciona una turbina de viento, y expresa qué cantidad de la potencia total que posee el viento incidente es realmente capturada por el rotor. Se define como la fracción entre la potencia extraída del viento por el rotor y la potencia disponible en el viento.

Entrada en pérdida: Este fenómeno ocurre cuando la velocidad de la corriente de viento sobrepasa un cierto valor, produciendo desprendimiento de flujo en la superficie del perfil, esto ocasiona una disminución en la fuerza de sustentación y un aumento en la fuerza de arrastre.

Fenómeno determinístico: fenómeno en el cual todos los hechos están determinados por causas precisas.

Fenómeno estacástico: Fenómeno en el cual los hechos ocurren al azar.

Función De Transformación de Sørensen: Función utilizada para transformar la turbulencia en un punto fijo (obtenida del espectro de Kaimal) en turbulencia rotacional.

Generador Eléctrico: Máquina eléctrica empleada para convertir energía mecánica de rotación en energía eléctrica.

Límite de Betz: Coeficiente de potencia teórico máximo de un rotor ideal.

Rotor: Parte básica de las turbinas de viento constituido por las palas o aspas, el cubo y la nariz. Su función es convertir la energía cinética del viento en la energía mecánica que se utiliza para impulsar el generador eléctrico.

Ruido Blanco: Se dice que un proceso aleatorio $x(t)$ es un proceso de ruido blanco si la densidad espectral de potencia es constante en todas las frecuencias:

$$\varphi_x(f) = \frac{N_0}{2}$$

Donde N_0 es una constante positiva y $\varphi_x(f)$ es la densidad espectral de potencia

La función de auto correlación del proceso de ruido blanco se obtiene con la inversa de la transformada de Fourier de la ecuación anterior:

$$R_x(\tau) = \frac{N_0}{2} \delta(\tau)$$

Sistema de control de potencia y velocidad: sistema de control que ajusta la operación de la máquina a las condiciones del viento manteniendo a salvo los componentes de la turbina y extrayendo la máxima energía disponible en el viento.

Turbulencia: Variaciones abruptas de la velocidad del viento y su dirección con periodos de duración mayores de 1 minuto y menores de 10 minutos.

Velocidad específica: Relación entre la velocidad lineal en la punta de la pala y la velocidad del viento.

Viento: corriente de aire producida por el calentamiento desigual de la superficie terrestre, se puede decir que es una forma indirecta de la energía solar.

RESUMEN

TÍTULO:

MODELADO Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA MECÁNICO DE UN GENERADOR EÓLICO DE EJE HORIZONTAL CON TRES PALAS.*

AUTORES:

Dario Prada Parra. **

Omar Uscátegui Cristancho. **

PALABRAS CLAVES:

Turbina de Viento, Aerogenerador, Viento, Aerodinámica, Sistemas Dinámicos, Simulación, Matlab Simulink.

DESCRIPCIÓN:

El objetivo de este proyecto es modelar y simular el sistema mecánico, que incide en la transformación de la energía eólica en energía eléctrica, de una turbina de viento de eje horizontal con rotor de tres palas. Utilizando el software **Matlab Simulink**.

El modelamiento y simulación total se dividió en cuatro subsistemas: modelo del viento, aerodinámica del rotor, sistema de transmisión mecánica y sistema de control para turbinas por control por variación del ángulo de paso y por diseño aerodinámico; cada uno de ellos se desarrolló con base a sus fundamentos teóricos, características y modelos matemáticos, luego se implementaron en **Matlab Simulink**. Después de esto se hizo el montaje total del sistema ensamblando e interconectando los cuatro bloques entre si para realizar la simulación total.

Gracias al modelo desarrollado se hace posible obtener un conocimiento general sobre el comportamiento dinámico de los diferentes sistemas mecánicos que intervienen en la transformación de energía eólica en energía eléctrica en una turbina de viento.

El interés de los modelos simulados reside en la representatividad del funcionamiento real del sistema mecánico de la turbina de viento y en su simplicidad, lo que facilita la evaluación de los resultados finales y el aprovechamiento de la información para los trabajos futuros.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas, Escuela de Ingeniería Mecánica, Universidad Industrial de Santander

SUMMARY

TITLE:

MODELING AND SIMULATION OF THREE BLADES HORIZONTAL WIND TURBINE MECHANICAL SYSTEM.*

AUTHORS:

Dario Prada Parra. **

Omar Uscátegui Cristancho. **

KEY WORDS:

Wind turbine, Aerogenerator, Wind, Aerodynamics, Mechanical Transmission, Modeling, Dynamic Systems, Simulation, Matlab Simulink.

DESCRIPTION:

The objective of this project is to model and to simulate, in **Matlab Simulink**, the mechanical system of horizontal wind turbine with three blades that affects the transformation of wind energy in mechanical and electrical energy.

The total modeling and simulation were divided in four subsystems or blocks: wind model, rotor aerodynamics, mechanical transmission system and power (and speed) control system (pitch control and stall control); each one of them was developed on the basis of its theoretical foundations, characteristics and mathematical models, then were implemented in **Matlab Simulink**. The total system assembly was done connecting each other the subsystems. The different simulations were done to predict the behavior and performance in different operation conditions to evaluate mechanical and electrical output power.

Thanks to the developed model is possible to obtain a general knowledge of dynamic behavior of different mechanical systems that have influence on the transformation of wind energy in electrical energy in a wind turbine.

The main interest of simulated models resides in the representativity of mechanical system real operation of the wind turbine and in its simplicity, this facilitates the evaluation of the final results and the utilization of the information for the future works in Colombia and in our University.

* Degree Work

** Physical-Mechanical Engineering Faculty, Mechanical Engineering School, Universidad Industrial de Santander.

INTRODUCCIÓN

Una fuente de energía renovable que hasta ahora ha sido muy poco abordada en nuestro medio es el Viento que constituye una alternativa viable para superar los problemas energéticos que afronta Colombia, con este proyecto de grado se busca aportar un grano de arena para el fomento y utilización de la energía eólica en el país. El desarrollo de una simulación es necesario para definir estrategias de operación, mejorar el diseño, elaborar diseños de control o usarla como herramienta didáctica. Evitando poner en riesgo el funcionamiento real de la máquina o incurrir en grandes costos, ahorrándonos la realización de pruebas para el análisis del comportamiento de la máquina.

Con el modelado y simulación del sistema mecánico de la turbina de viento se busca investigar y representar el comportamiento dinámico de los diferentes sistemas que conforman la turbina y de esta manera contribuir con trabajos posteriores que serán realizados por la Escuela de Ingeniería Eléctrica para el futuro montaje y construcción de un parque eólico en Colombia. El software a utilizar en este trabajo de grado será Matlab Simulink debido a que es un programa capaz de modelar, simular y analizar sistemas cuyas entradas y salidas varían con el tiempo, estos sistemas son generalmente llamados sistemas dinámicos, Simulink nos muestra los resultados numérica y gráficamente, lo que nos da una idea mas clara del comportamiento de los componentes del sistema mecánico de la turbina de viento, y permite ensamblar el modelo de nuestros sistemas por medio de diagramas de bloques lo que lo hace entendible y adaptable para trabajos posteriores.

En el primer capítulo de este trabajo de grado se describen las generalidades de las turbinas de viento, allí se detallan las diferentes características de este tipo de turbinas, tales como tipos y clasificación, partes fundamentales, reseña histórica, ventajas y desventajas de este tipo de energía, etc.

El segundo capítulo describe el viento como fuente de energía, su modelamiento matemático, basado en las teorías de Kaimal y Davenport, y su implementación en Matlab Simulink.

En el tercer capítulo detallamos la aerodinámica del rotor de la turbina de viento haciendo uso de la teoría y límite de Betz, la teoría del elemento de pala y perfil aerodinámico de las palas del rotor; para concluir con el modelamiento matemático de la aerodinámica y su respectiva implementación en Matlab Simulink.

El cuarto capítulo contiene la fundamentación y descripción del sistema de transmisión mecánica de potencia de la turbina de viento; el modelamiento matemático, para cuatro modelos con diferente grado de aproximación al sistema de transmisión mecánica real; y el montaje de dichos modelos en Matlab Simulink.

El quinto capítulo describe los dos sistemas de control de una turbina de viento, control por entrada en pérdida o diseño aerodinámico y el control por variación del ángulo de paso.

El sexto capítulo contiene el ensamble y montaje total de los bloques desarrollados (viento, aerodinámica, sistema de transmisión mecánica y sistema de control), la simulación total del sistema y el análisis de los resultados arrojados por la simulación.

1. GENERALIDADES DE LAS TURBINAS DE VIENTO.

La energía eólica representa hoy en día una de las fuentes energéticas más baratas y limpias; y en la que actualmente se está invirtiendo gran cantidad de recursos económicos para lograr su desarrollo total y su expansión.

Actualmente constituye una alternativa viable para la generación de energía eléctrica para las regiones no interconectadas al sistema eléctrico nacional debido a las dificultades del terreno y problemas sociales. Además es una forma de producción de energía eléctrica que no depende de los recursos no renovables: fósiles, nucleares, minerales e hídricos. Ya que estos se están agotando con el transcurso de los años debido al desaprovechamiento irresponsable por parte del hombre en busca de la generación de energía para la satisfacción de las necesidades propias de la sociedad.

1.1. HISTORIA DE LA ENERGÍA EÓLICA.

La referencia más antigua son los molinos de viento en Persia. Existen pruebas documentales de que los molinos de viento eran usados en el siglo X en la actual zona de Oriente Medio, por lo que parece lógico pensar que fueron las cruzadas quienes posteriormente llevaron la idea a Europa.

En 1879, William Thomson fue el primero que propuso el uso de la energía del viento para la generación de electricidad. En 1888, Charles F. Brush construyó un pequeño aerogenerador de eje horizontal que cargaba una serie de baterías gracias a una dinamo de 12 kW. Se trata del primer aerogenerador, apareciendo publicado en la revista Scientific American en diciembre de 1890.

El primer científico en estudiar la aerodinámica de las turbinas de viento fue Poul La Cour en 1891. En los años 50 y 60 se desarrollaron los primeros aerogeneradores de corriente alterna en Dinamarca; durante este periodo la evolución fue poca, pero después de la crisis del petróleo en 1973 muchos

países despertaron su interés en la energía eólica y desde ese tiempo se han venido involucrando mejoras técnicas y avances tecnológicos para construir turbinas eólicas bastante eficientes. Hoy en día los países que están a la vanguardia en la producción de turbinas eléctricas son Dinamarca, Noruega, Suecia, Alemania y España.¹

1.2 ENERGÍA APROVECHABLE DEL VIENTO.

Para transformar la energía eólica en electricidad, un aerogenerador capta la energía cinética del viento por medio de su rotor aerodinámico y la transforma en energía mecánica en el eje de rotación. La energía mecánica se transmite al generador eléctrico y este a su vez transforma la energía mecánica de rotación en energía eléctrica.

Para la determinación de la energía aprovechable se tiene que introducir los conceptos de potencia, la teoría de Betz, la teoría del elemento de pala, las leyes de distribución de la velocidad y dirección, las variaciones con la altura, la influencia de la topografía y la turbulencia del viento. Todas estas teorías se desarrollaran a lo largo de este trabajo de grado en los capítulos siguientes.

La evaluación de la factibilidad para un proyecto eólico-eléctrico necesita un conocimiento detallado del comportamiento del viento en la zona en la que se planea montar una turbina o un parque eólico.

1.3 TIPOS DE AEROGENERADORES.

Por lo general las turbinas de viento o aerogeneradores se clasifican en dos grandes bloques, según sea el eje horizontal o vertical. Dentro del primer grupo podemos distinguir ejes paralelos a la dirección del viento (como los aerogeneradores convencionales molinos) y perpendiculares a dicha dirección. Y a su vez, entre los paralelos, caben dos alternativas según el

¹ DELGADO, José P. La energía eólica en la región autónoma de Murcia 2000. 91 p.

rotor sea dispuesto en la parte anterior del eje (posición a barlovento), o en el posterior (posición a sotavento), se debe entender que el origen lo define el sentido del viento. Ver figura 1.2. Los de eje vertical se clasifican en rotores por resistencia o por sustentación. En el primer grupo la fuerza motriz utilizada tiene la dirección del viento y en el segundo es perpendicular a la misma. En la figura 1.1 se muestra un cuadro con la clasificación de las turbinas de viento.

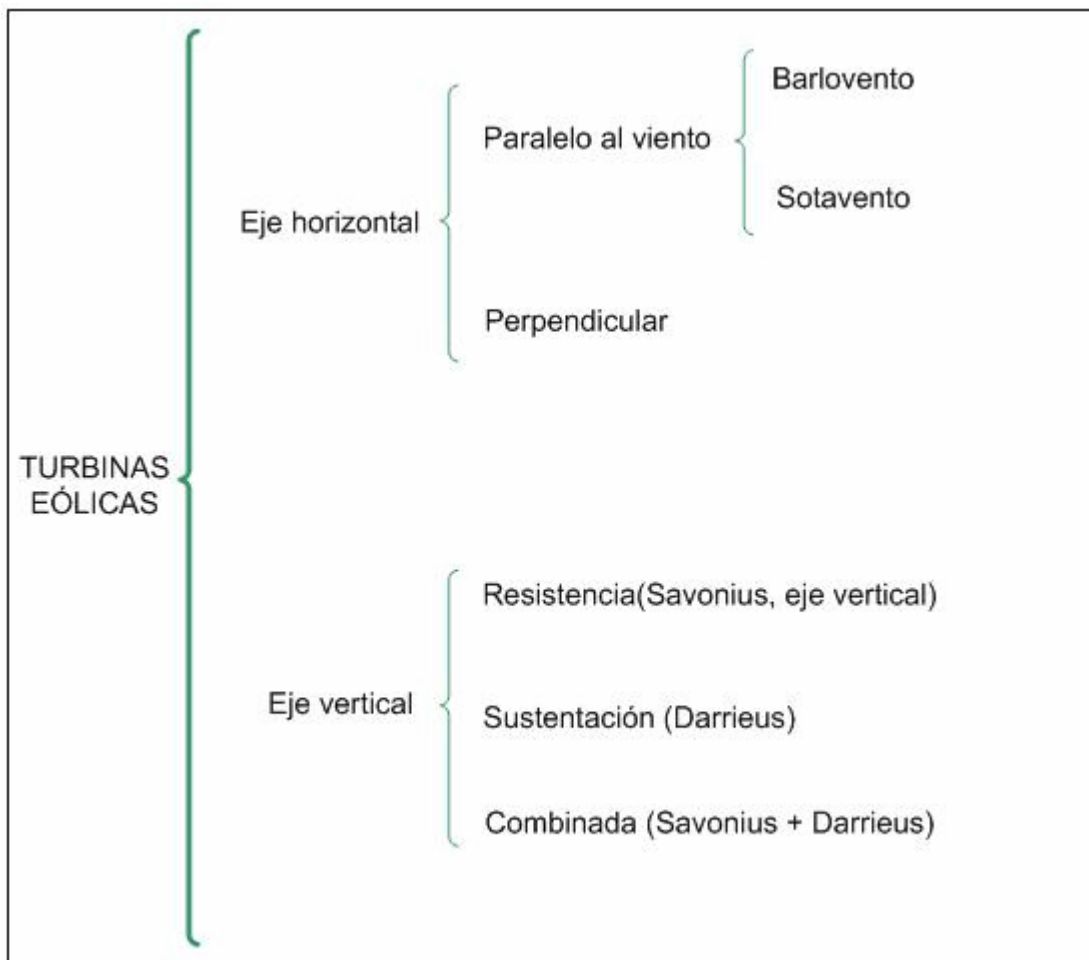


Figura 1.1 Tipos de aerogeneradores

1.3.1. Aerogeneradores de eje horizontal. Estas máquinas están constituidas por un rotor, que transmite un movimiento rotacional y un torque que acciona un generador eléctrico.

El número de palas es, normalmente, dos o tres, aunque actualmente existen turbinas con rotores de una sola pala. Puede considerarse este tipo de máquina como una versión avanzada de la clásica turbina multipala, de

pequeña potencia, ampliamente utilizada en el pasado para el bombeo de agua.

Las ventajas que ofrecen las turbinas de eje horizontal frente a las de eje vertical son:

- El rendimiento (coeficiente de potencia) es mayor que el rendimiento de los de eje vertical.
- La velocidad de rotación es más elevada que la de los aerogeneradores Darrieus, por lo que requieren cajas de engranajes con menor relación de multiplicación.
- La superficie de la pala es menor que en los modelos de eje vertical para una misma área barrida.
- Los sistemas de sujeción de los modelos Darrieus impiden elevar la turbina tanto como en los modelos de eje horizontal. Ello da lugar a que con una misma área barrida se obtenga menor potencia en los de tipo Darrieus, por aprovecharse menos el aumento de la velocidad del viento con la altura.
- Las máquinas son más ligeras, soportan esfuerzos menores, y son más fáciles de conectar a la red eléctrica.

Por todo ello, los aerogeneradores de eje horizontal son las máquinas eólicas más utilizadas para la generación de energía eléctrica y se examinarán en detalle más adelante.

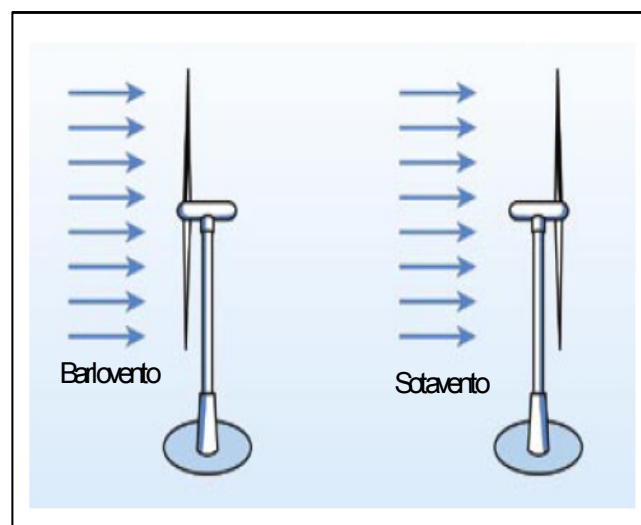


Figura 1.2. Turbinas de eje horizontal a barlovento y sotavento.

1.3.2. Aerogeneradores de eje vertical. Dentro de las aeroturbinas de eje vertical, se pueden destacar los siguientes diseños:

❖ **Máquina de rotor tipo Savonius**, cuya sección recta tiene forma de S y en la que la acción fundamental del viento sobre ella tiene el carácter de resistencia. Esta máquina tiene un rendimiento bajo, por lo que únicamente es idónea, por su simplicidad, para potencias muy pequeñas.

❖ **Máquinas de rotor tipo Darrieus**, integrada por varias palas cuya sección recta tiene la forma de un perfil aerodinámico. Las palas están unidas por sus extremos al eje vertical, estando arqueadas en una forma similar a la que tomaría una cuerda girando alrededor del eje.

En la figura 1.3 se muestran estos dos tipos de turbinas de eje vertical.

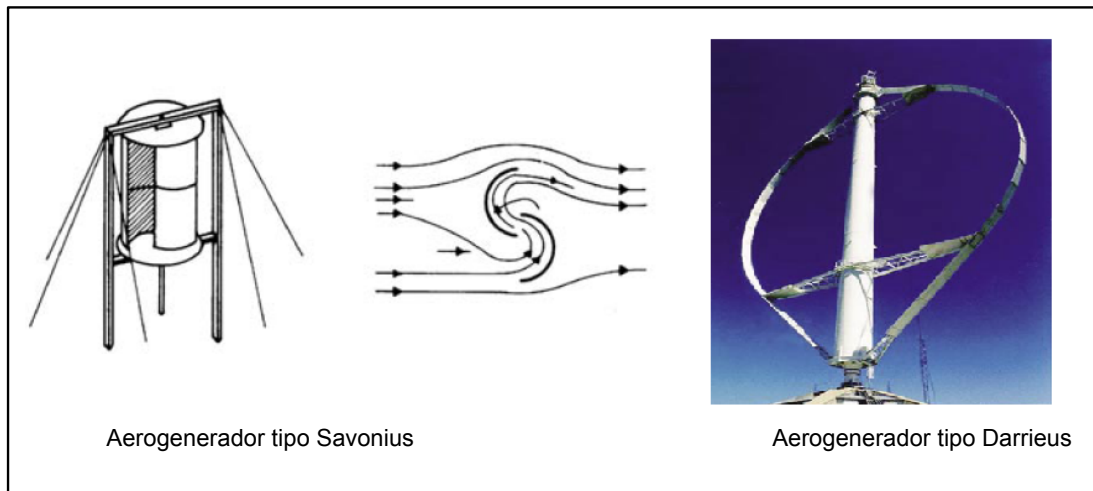


Figura 1.3. Aerogeneradores de eje vertical
(Fuente: DELGADO, José P. La energía eólica en la región autónoma de Murcia)

Los aerogeneradores de eje vertical tienen las siguientes características:

- Su simetría vertical hace innecesario el uso de un sistema de orientación, como ocurre con las máquinas de eje horizontal para alinear el eje de la turbina con la dirección del viento.
- La mayoría de las partes de la turbina que requieren mantenimiento están localizados a nivel del suelo.
- No requieren mecanismo de cambio de paso en aplicaciones a velocidad constante.

1.4. AEROGENERADORES CONVENCIONALES DE EJE HORIZONTAL.

El aerogenerador de uso más extendido es la de eje horizontal con dos o tres palas, cuyas secciones rectas son perfiles aerodinámicos. Este tipo de máquina tiene ventajas muy importantes en relación con otros, que ya fueron descritas en el apartado anterior. Por una parte, pueden utilizar directamente todos los desarrollos tecnológicos y los resultados de la investigación en las industrias aeronáuticas y de la turbomaquinaria.

1.4.1. Tecnología de los aerogeneradores actuales. El sector eólico ha evolucionado rápidamente en los últimos años, los aerogeneradores modernos son más eficientes y tienen mayor capacidad (hasta 3MW de potencia). Además el precio del kilovatio*hora tiene un costo de 3 a 5 centavos de dólar frente a los 15 a 30 centavos de dólar de la energía solar o los 3 a 8 centavos de dólar de la energía nuclear².

La figura 1.4 muestra los componentes de un aerogenerador de eje horizontal.

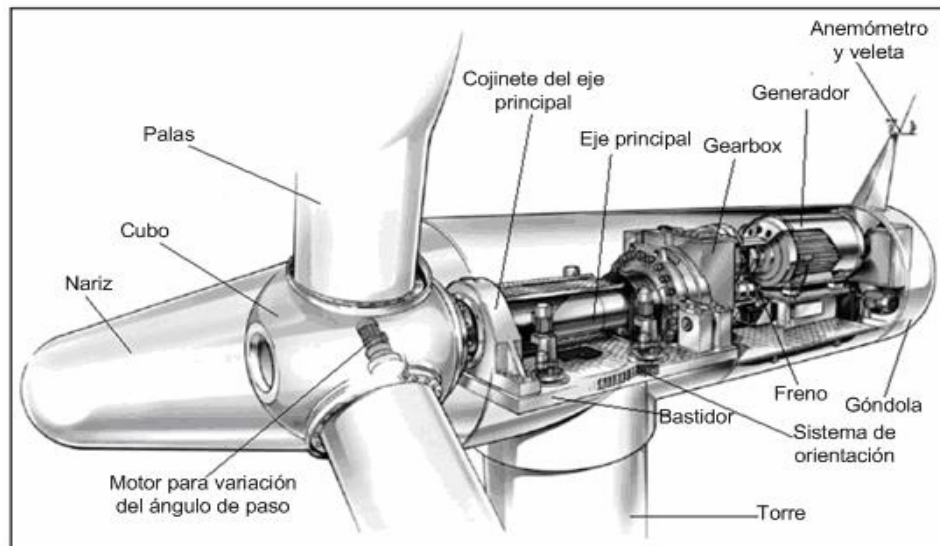


Figura 1.4. Componentes principales del aerogenerador de eje horizontal.
(Fuente: ACKERMANN, Thomas. An overview of wind energy-status 2002)

Vale la pena anotar que cada casa fabricante construye sus turbinas con configuraciones propias. Sin embargo es posible clasificar las turbinas según

² MUKUND, Patel. Wind and solar power system.

diversos criterios. Desde el punto de vista del control, la mayoría de los aerogeneradores instalados en el mundo son de velocidad fija (el generador debe operar a velocidad constante para un óptimo desempeño). Entre estos, aproximadamente la mitad limitan la potencia por entrada en pérdida (diseño aerodinámico) y la otra mitad emplean un control activo para la variación del ángulo de paso de las palas.

Las turbinas de viento de eje horizontal pueden clasificarse en turbinas de velocidad fija y turbinas de velocidad variable. Las turbinas de velocidad fija utilizan generadores de inducción que trabajan en un rango de velocidad angular limitada y generalmente se conectan directamente a la red por lo que la velocidad angular del rotor no depende de la velocidad del viento sino de la frecuencia de la red eléctrica a la que está conectada, cuando el generador de la turbina no ha superado la velocidad de sincronismo, el generador trabaja como motor produciendo una pérdida.

En las turbinas de velocidad variable el generador puede operar a diferentes velocidades gracias a los avances en la electrónica, generalmente son generadores de inducción doblemente alimentados que varían el deslizamiento del generador para poder operar en un rango amplio de velocidades. Este tipo de turbinas son más eficientes (a velocidades de viento bajas) que las de velocidad fija ya que la velocidad angular del generador y la potencia producida dependen de la velocidad del viento incidente.

1.4.2. Descripción general y componentes. Un esquema de una turbina de eje horizontal se muestra en la figura 1.4. Las palas del rotor, son los elementos fundamentales que captan la energía del viento y la convierten en energía mecánica de rotación, mediante la acción de las fuerzas aerodinámicas, la cual se transmite al eje principal que se encuentra alojado dentro de la góndola, donde está también el generador eléctrico, la caja multiplicadora, y los mecanismos de control, La góndola reposa sobre un bastidor que gira, con el fin de orientar la turbina, de manera que su eje

principal sea paralelo al viento. El bastidor está sobre la torre, que a su vez está unida al suelo mediante un sistema de cimentación.

A continuación se describirán brevemente los componentes fundamentales de las turbinas eólicas de eje horizontal y a lo largo del desarrollo de este trabajo de grado se profundizará más detalladamente sobre el funcionamiento de estos componentes.

❖ **Rotor.** Las partes básicas que constituyen el rotor son las palas o aspas, el cubo y la nariz. Su función es convertir la energía cinética del viento en la energía mecánica que se utiliza para impulsar el generador eléctrico. El parámetro fundamental que caracteriza el comportamiento del rotor es el coeficiente de potencia definido como la relación entre la potencia mecánica que se desarrolla en su eje y la potencia eólica disponible en su área de barrido. El coeficiente de potencia está directamente relacionado con la geometría del perfil y un factor denominado velocidad específica, definida como la relación entre la velocidad lineal en la punta de la pala y la velocidad del viento, que será detallada más adelante (ver capítulo 3). Alfred Betz calculó un valor máximo teórico del 59,26% para este parámetro. Sin embargo, la teoría que condujo a este resultado desprecia factores de pérdida tales como: la fricción, rotación de la estela detrás del rotor y pérdidas en la cercanía de la punta de las palas. En la práctica, estos factores reducen el valor máximo del coeficiente de potencia a valores cercanos al 50%. Esto significa que un rotor aerodinámico de eje horizontal, en el mejor de los casos de diseño y operación, sólo puede extraer cerca del 50% de la potencia del viento disponible en su área de barrido. La fuerza del viento ocasiona que el rotor aerodinámico de una turbina de eje horizontal gire a una cierta velocidad angular. Las palas son el elemento más importante de un aerogenerador a través del cual se capta la energía. Deben tener las siguientes características: maximizar la energía obtenida mediante un diseño aerodinámico apropiado; ser capaces, mediante un sistema de control adecuado, de limitar la potencia máxima a la de operación de la turbina eólica; evitar fenómenos de resonancia y amplificación excesiva de la carga

dinámica; resistir las cargas extremas; resistir las cargas por fatiga de acuerdo con las previsiones de vida de la máquina; evitar deflexiones excesivas, las palas son como vigas empotradas en el cubo que están sometidas a un gran momento flector en su base, debido fundamentalmente a la componente de la fuerza del viento; minimizar peso y costo. Se debe prestar atención al diseño aerodinámico, con el que se determina la forma exterior de la pala (tipo de perfiles, tamaño) y al diseño estructural de la pala. El concepto básico del diseño y fabricación de la pala debe ser el de crear una superficie exterior de acuerdo con los requerimientos aerodinámicos y que al mismo tiempo sea robusta, ligera y barata. Actualmente se fabrican de materiales compuestos, que tienen una alta resistencia y rigidez en relación con su peso, son resistentes a la corrosión y de fabricación relativamente fácil. Los materiales compuestos incluyen al menos dos materiales distintos, generalmente fibras depositadas en una matriz que les sirve de base o soporte. La fibra más usada suele ser la de vidrio, aunque también las hay de carbono pero son pocas usadas debido a su elevado costo. Las matrices suelen ser de resinas epóxicas o poliésteres.³

La figura 1.5 ilustra la potencia nominal de un aerogenerador en función de su diámetro para las turbinas que se encuentran actualmente en el mercado. En realidad existen pequeñas diferencias respecto a lo que se muestra en dicha figura, debido a diferencias entre las velocidades nominales de diseño, es decir, la velocidad del viento a la cual el aerogenerador alcanza su potencia nominal.

El cubo es la parte de la turbina que sirve de base para las palas, es solidario con el eje principal y este a su vez se conecta con la caja multiplicadora. A través del cubo se transmite el torque. Soporta las cargas aerodinámicas y el peso de las palas y las transmite a la góndola y finalmente a la torre. Esto hace que su cálculo estructural sea relativamente complejo. Pueden presentarse dos tipos de cubo: Rígido, para aerogeneradores de tres palas, que consiste en una estructura metálica hueca que generalmente se

³ DELGADO, José P. La energía eólica en la región autónoma de Murcia 2000. 91 p

construye en fundición de acero nodular. En este caso, se diseña con una geometría que permita un acoplamiento firme de las palas. En su parte central interior está habilitado para acoplarse rígidamente con el eje principal del aerogenerador; basculante, para aerogeneradores de dos palas, el cual permite que las palas se puedan mover, ligeramente, en una dirección perpendicular al plano del rotor. Generalmente, los cubos basculantes se diseñan para que permitan un desplazamiento angular de $2,5^\circ$ respecto al plano normal del eje de rotación. Esto ayuda a reducir las cargas dinámicas.

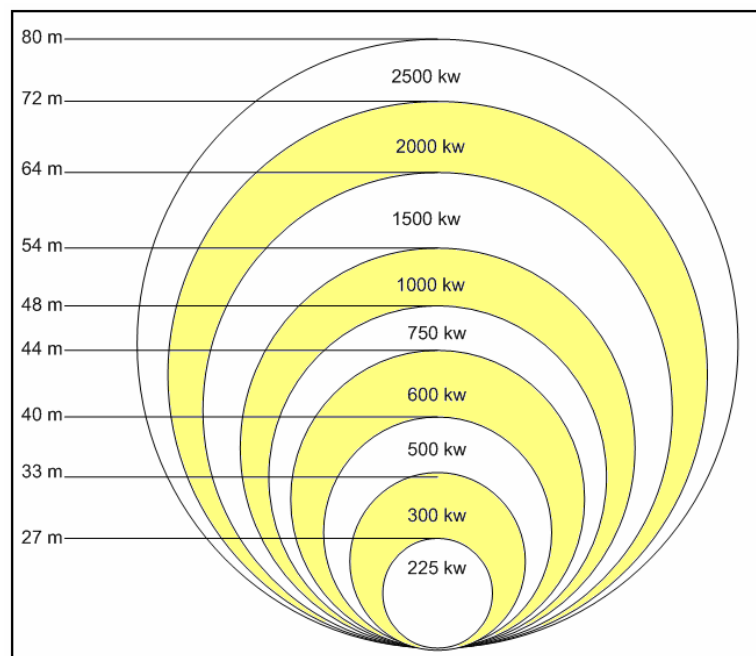


Figura 1.5. Variación de la potencia con el tamaño del rotor

La nariz del rotor es una cubierta frontal en forma de cono que sirve para desviar el viento hacia la góndola y mejorar la ventilación en el interior, eliminar turbulencia indeseable en el centro del rotor y mejorar el aspecto estético.

❖ **Eje principal o de baja velocidad.** A través de él se transmite el torque y además soporta el peso de las palas. A su vez está soportado por cojinetes que transmiten las cargas a la góndola; existen diversas opciones para la colocación de los cojinetes así como para la conexión a la caja de engranajes. En ocasiones, alguno de los cojinetes suele estar integrado en la

caja de engranajes. A veces, la conexión a la caja se suele hacer usando un acople que permite un cierto deslizamiento y amortigua las vibraciones.

❖ **Caja multiplicadora.** Generalmente el rotor de una turbina gira en un rango de velocidad angular desde 15 hasta 50 rpm y el generador generalmente debe operar entre 1000 y 1800 rpm, entonces se debe buscar un dispositivo que conecte el rotor con generador y además aumente su velocidad angular. Entonces, su finalidad es aumentar la velocidad de giro para poder conectar la turbina a la red eléctrica. Es una de las partes más pesada y problemática de las turbinas de viento. Generalmente suelen ser suministrada por un fabricante distinto del de la turbina. Es el elemento de la turbina que requiere mayor mantenimiento. Las cajas multiplicadoras pueden ser de ejes paralelos o planetarias. En la selección o diseño de una caja de engranes para aerogeneradores se busca que tenga una relación óptima entre su capacidad de carga, su tamaño y su peso. Asimismo, deben operar con alta eficiencia y emitir poco ruido.

Por su función, las cajas de engranes deben ser confiables y fáciles de mantener. Usualmente, la lubricación en la caja de engranes de un aerogenerador se realiza por salpicadura y solamente se proveen medios para mantener la temperatura del lubricante dentro de los valores recomendados. Durante mucho tiempo se utilizaron cajas de engranes del tipo ejes paralelos. Ahora hay una tendencia a utilizar cajas del tipo planetario porque son más compactas, pesan menos, emiten menos ruido tienen una eficiencia mayor.

En las turbinas de velocidad variable ya no es necesario utilizar una caja de engranajes, ya que este tipo de turbinas tiene un generador que opera a bajas revoluciones debido a su alto número de polos y a arreglos electrónicos.

❖ **Generador Eléctrico.** Los generadores eléctricos más utilizados para la configuración de sistemas eólicos han sido los generadores asíncronos, aunque están empezando a usarse los síncronos. Generalmente, los generadores asíncronos son motores de inducción que se utilizan en forma

inversa haciéndolos girar a una velocidad mayor que su velocidad de sincronismo. Cuando a un motor de inducción, conectado a la red eléctrica, se le hace girar por encima de su velocidad de sincronismo, mediante la aplicación de un par motriz en su eje de rotación, la potencia mecánica aplicada se transforma en energía eléctrica. Existen dos tipos de generadores asíncronos que se han utilizado para aerogeneradores: el tipo jaula de ardilla y el tipo rotor devanado. Los del tipo jaula de ardilla son los más utilizados debido a que su costo es bajo, requieren poco mantenimiento, son robustos y se pueden conectar directamente (a través de protecciones y medios de desconexión adecuados) a la línea eléctrica a la que entregarán energía. Para iniciar la operación de los aerogeneradores con generadores asíncronos no conectados directamente a la red, se permite que su rotor gire libremente (con el generador eléctrico desconectado de la línea), hasta que el eje del generador eléctrico alcance una velocidad ligeramente mayor que su velocidad de sincronismo⁴. En ese momento, el generador se conecta a la línea y comienza a producir energía eléctrica (de frecuencia igual a la de la línea). A partir de la velocidad de sincronismo, la magnitud de la potencia eléctrica que se entrega a la red aumenta en función de la ocurrencia de vientos de mayor intensidad. En los generadores directamente conectados a la red, su velocidad de giro se mantiene limitada por la frecuencia de la línea. Para elevar la potencia de salida de un generador asíncrono desde su valor cero hasta su valor nominal, solo se necesita aumentar la velocidad de giro del rotor en una cantidad menor que 1 rpm. Por ello, a los aerogeneradores que utilizan generadores asíncronos conectados directamente a la red eléctrica se les conoce como sistemas de velocidad constante, cuando la velocidad está por debajo de la de sincronismo el generador trabaja como motor. El generador de inducción de rotor devanado se utiliza con muy poca frecuencia en los aerogeneradores. Su principal ventaja es la facilidad de implementar métodos de conexión a línea más sencillos y confiables.

⁴ ROADSTRUM, William. Ingeniería eléctrica para todos los ingenieros. 1999.

Los generadores para turbinas de velocidad variable utilizan una serie de dispositivos electrónicos que le permiten variar su deslizamiento y así poder operar en un amplio rango de velocidades angulares, no dependen de la frecuencia de la red al no estar directamente conectados a ella lo que le permite tener mayor eficiencia a velocidades bajas de viento.

❖ **Sistema de orientación.** El objetivo fundamental del sistema de orientación es mantener el rotor en un plano perpendicular a la dirección del viento, con el fin de extraer de él la máxima energía. La mayoría de los aerogeneradores en el mercado actual son del tipo a barlovento y utilizan servomecanismos para mantener el plano del rotor en posición perpendicular a la dirección del viento. Estos dispositivos constituyen el elemento unión entre la torre y la góndola del aerogenerador. Básicamente se construyen a partir de un cojinete y una corona dentada de dimensiones considerables. La corona está acoplada a piñones montados sobre dos o más servomotores (eléctricos o hidráulicos).

❖ **Freno.** Las turbinas de viento suelen llevar por razones de seguridad algún freno mecánico. Los frenos pueden ser de disco o zapata y generalmente son accionados hidráulicamente. Su localización depende del fabricante. Si se coloca en el eje de baja velocidad el par que debe ejercer es grande. Si se coloca en el eje de alta velocidad el par de frenado sería menor, pero se transmitiría a las palas a través de la caja de engranajes, y podría dañar los dientes de los engranajes; además, si la caja de cambios falla dicho par de frenado no se transmitiría, y las palas no se frenarían.

❖ **Bastidor y Góndola.** El bastidor principal es una estructura metálica donde se monta el tren de potencia, el generador eléctrico, las mordazas del freno y, dependiendo de la turbina, las unidades hidráulicas. Este componente recibe las cargas del rotor a través del tren de potencia y las transmite a la torre. Usualmente, el bastidor principal está construido a partir de perfiles estructurales de acero soldados y placas de fibra de vidrio. Este elemento es el principal receptor de las fuerzas generadas durante el frenado, ya que sobre él se montan los elementos de fricción que actúan

sobre el disco del freno (las mordazas). Su dimensión y peso depende de las cargas que debe soportar. Sobre este bastidor va colocada una cubierta general, góndola, cuyo propósito es proteger a los componentes del sistema contra los efectos del medio ambiente.

❖ **Torre.** Se fabrican generalmente en acero con sección circular y, dependiendo del tamaño, se pueden presentar con forma cilíndrica, troncocónica o una mezcla de ambas. Proporcionan el medio de protección e instalación para equipos de control y sistemas eléctricos en piso. Al mismo tiempo, se pueden integrar en ella medios muy seguros para que el personal de mantenimiento suba a la góndola. En cuanto a su aspecto estético es agradable y moderno. Su instalación es fácil y rápida al tiempo que requieren poco mantenimiento. Sin embargo, tienen un costo relativamente alto, su fabricación requiere maquinaria especializada, y su transporte es más difícil y costoso. Anteriormente las torres se construían en celosía pero este tipo ya no se utiliza para las turbinas de gran potencia.

1.7. IMPACTO AMBIENTAL

La energía eólica puede considerarse como una energía limpia y amigable con el medio ambiente, sin embargo no está libre de emisiones. La producción de las palas, la góndola, la torre, etc., la explotación de los materiales usados y el transporte de los equipos conllevan a un gasto de recursos energéticos, en especial combustibles fósiles. Estas emisiones son consideradas como emisiones indirectas. Además, el ruido y el impacto visual de las turbinas de viento son consideraciones importantes para la aceptación de este tipo de energía, en particular en sitios cercanos a asentamientos humanos. También hay que considerar el impacto sobre las aves, ya que estas mueren al chocar contra el rotor o la estructura de la turbina. Se ha demostrado que las aves cambian su comportamiento, sus costumbres y hasta su hábitat en los sitios donde se instalan los aerogeneradores.

2. EL VIENTO

El viento está constituido por corrientes de aire en movimiento debido al calentamiento desigual de la superficie terrestre, se puede decir que es una forma indirecta de la energía solar. El flujo no uniforme de la radiación solar incidente, hace que unas zonas se calienten más que otras y de esta forma se provocan movimientos convectivos de la masa atmosférica y junto con la rotación de la tierra crean los llamados patrones globales de circulación. El aire caliente asciende, arrastrando aire más frío proveniente de una región vecina. Al subir se enfría, por lo que aumenta su densidad, descendiendo para volver a repetir el ciclo. Más detalles pueden verse en el anexo A.

2.1. MEDICION Y TRATAMIENTO DEL VIENTO

El recurso eólico que es potencialmente aprovechable para la generación de electricidad, se suele encontrar concentrado en determinadas regiones o zonas relativamente pequeñas. Por lo tanto, el primer paso hacia su aprovechamiento, es su estudio. Para ello existen diferentes técnicas que van desde la información empírica, hasta las imágenes de satélite. La evaluación de la factibilidad técnico-económica de un proyecto eólico requiere un conocimiento detallado del comportamiento del viento y, para ello, es necesario llevar a cabo mediciones anemométricas en el sitio exacto donde se desea construir un parque eólico.

2.1.1. Información Empírica. Esta información se recoge con base a visitas realizadas al lugar, donde las condiciones de topografía, de vegetación y la información de los habitantes de la región aportan valiosa información en la identificación de lugares con altos niveles de velocidad de viento. La información empírica puntual puede ser deducida, además, a partir de tablas como la escala de Beaufort que se presenta en la Tabla 2.1, en esta tabla solo se indica las características de incidencia del viento en tierra, sin

embargo existe una correspondencia con fenómenos sobre el mar, la cual no se incluye⁴.

Número Beaufort	Velocidad de Viento m/s	Efectos observados en tierra
0	0 - 0.2	Calma, humo asciende verticalmente
1	0.3 - 1.5	El humo indica la dirección del viento, aspas de molinos no se mueven
2	1.6 - 3.3	Se siente el viento en la cara; se mueven las hojas de los árboles; aspas de molinos se empiezan a mover
3	3.4 - 5.4	Hojas y ramas pequeñas se mueven constantemente; banderas livianas se extienden
4	5.5 - 7.9	Polvo, hojas y papel en el piso se levanta; ramas se mueven
5	8.0 - 10.7	Pequeños árboles comienzan a bambolear
6	10.8 - 13.8	Ramas grandes de los árboles en movimiento, silbido emana de cuerdas
7	13.9 - 17.1	Todo el árbol se mueve; resistencia fuerte al caminar contra el viento
8	17.2 - 20.7	Ramitas y ramas de los árboles se rompen; caminar es difícil
La escala de Beaufort va hasta 17 donde se indican velocidades de viento hasta de 60 m/s.		

Tabla 2.1. Escala de Beaufort para información empírica de velocidad del viento.

2.1.2. Anemómetros. Para la medición de la componente horizontal de la velocidad del viento se utilizan los anemómetros de molinete o cazoletas. Existen también captadores que permiten medir a la vez la componente horizontal y la vertical del viento (anemómetros tridimensionales), aunque los más frecuentemente utilizados son los primeros. Los valores típicos para el

⁴ PINILLA, Álvaro. Manual de aplicación de la energía eólica. 1997.

umbral de arranque de los anemómetros oscilan entre 0.5 y 1.2 m/s. La dirección del viento se mide por medio de una veleta. Otros tipos de anemómetros incluyen ultrasonidos o anemómetros provistos de láser que detectan el desfase del sonido o la luz coherente reflejada por las moléculas de aire.

Los anemómetros de hilo electrocalentado detectan la velocidad del viento mediante pequeñas diferencias de temperatura entre los cables situados en el viento y en la sombra del viento (cara a sotavento). La ventaja de los anemómetros no mecánicos es que son menos sensibles a la formación de hielo en zonas de frío extremo. En la práctica los más utilizados son los de cazoleta (ver figura 2.1.).

Con el fin de que las observaciones hechas en una red de estaciones puedan ser comparables entre sí se ha convenido internacionalmente que el viento en superficie corresponde al medido a una altura normalizada de 10 m sobre el suelo, en terreno descubierto (la distancia entre el instrumento y cualquier obstáculo es mayor o igual a 10 veces la altura del obstáculo). El anemómetro debe instalarse sobre un elemento que no altere las condiciones del entorno, generalmente sobre una torre con estructura que permita un flujo de iguales condiciones físicas a las apreciadas en el entorno. La mejor forma de medir la velocidad del viento en una futura localización de una turbina eólica es situar un anemómetro en el extremo superior de un mástil que tenga la misma altura que la altura de buje esperada de la turbina que se va a utilizar. Esto evita la incertidumbre que conlleva el recalcular la velocidad del viento a una altura diferente. Colocando el anemómetro en la parte superior del mástil se minimizan las perturbaciones de las corrientes de aire creadas por el propio mástil. Si el anemómetro está situado en la parte lateral del mástil es fundamental enfocarlos en la dirección de viento dominante para minimizar la sombra de la torre. Para evitar la sombra de la torre, en lugar de utilizar torres de celosía, normalmente se utilizan postes cilíndricos delgados, tensados con vientos, en los que se colocan los mecanismos de medición del viento.

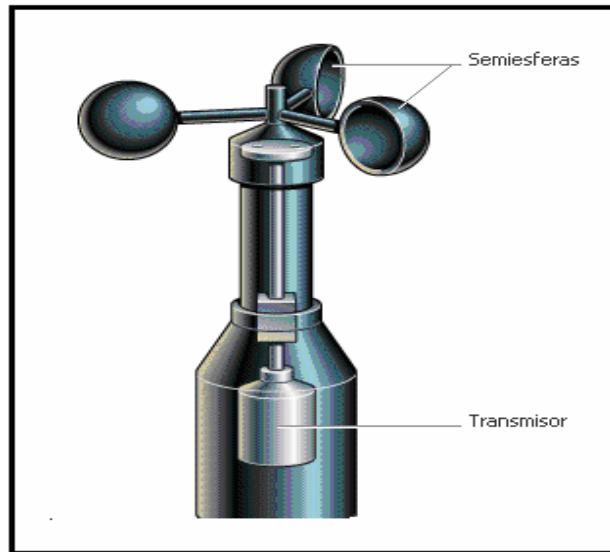


Figura 2.1. Anemómetro de cazoletas.
(Fuente Microsoft Encarta)

2.1.3. Dirección del Viento. Por lo general, la dirección del viento se define como la orientación del vector del viento en la horizontal expresada en grados, contados a partir del norte geográfico, en el sentido de las manecillas del reloj. Para propósitos meteorológicos, la dirección del viento se define como la dirección desde la cual sopla el viento. Por ejemplo, un viento que sopla del oeste está a 270° a partir del norte; un viento del norte sopla desde una dirección de 360° . Las distintas direcciones del viento se grafican en la rosa de los vientos que señala los puntos cardinales. En las estaciones climatológicas se observa la dirección del viento refiriéndola a una rosa de 8 direcciones, por ejemplo, en Bucaramanga la dirección del viento predominante es 315° a partir del norte (Ver figura2. 2).

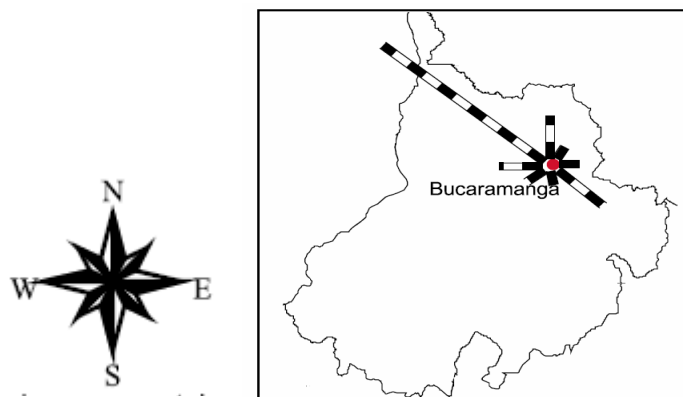


Figura 2.2. Rosa de los vientos multianual para Bucaramanga. (Fuente: UPME)

2.2. MODELAMIENTO DEL VIENTO.

Lograr modelar el comportamiento del viento es vital para obtener una simulación que se asemeje en lo posible a la realidad.

Las turbinas de viento producen continuamente fluctuaciones de potencia complejas, y gran parte de esta complejidad se debe a las variaciones de la velocidad del viento (ver figura 2.3). El principal objetivo de este capítulo es presentar un modelo dinámico del viento que nos permita evaluar la potencia que una turbina de eje horizontal con rotor de tres palas puede extraer del viento. Nuestro modelo del viento incluye la turbulencia rotacional y la velocidad promedio medida a la altura del cubo de la turbina.

El modelo combina efectos estocásticos (aleatorios o al azar) causados por la turbulencia y efectos determinísticos (causas precisas y conocidas) representados por un perfil promedio de la velocidad del viento.

La parte determinística del viento que actúa sobre el área del rotor se asume constante durante un periodo de diez minutos y las variaciones del viento durante este tiempo hacen parte del comportamiento estocástico, esto es sólo válido para periodos cortos ya que existen otras variaciones lentas en la velocidad del viento debido a los cambios atmosféricos.

Como se observa en la figura 2.3, el viento que actúa sobre cada pala del rotor es diferente en un instante dado. Sobre las palas actúan diferentes velocidades de viento en cada revolución lo que conlleva a variaciones de potencia en cada revolución.

2.2.1. Descripción del Modelo. La velocidad del viento, $V(t)$, está compuesta por una velocidad media de viento V_o la cual representa el valor promedio en el intervalo de 10 minutos y la componente de la turbulencia $V_T(t)$.

$$V(t)=V_o+V_T(t) \quad \text{Ecuación 2.1.}$$

Este periodo de 10 minutos fue seleccionado por varias razones, la principal de ellas es que en diez minutos se evitan más variaciones cíclicas relacionadas a fenómenos meteorológicos (variaciones diurnas, etc.)⁵

⁵ ROSAS, Pedro. Dynamic influences of wind power on the power system. 2003.

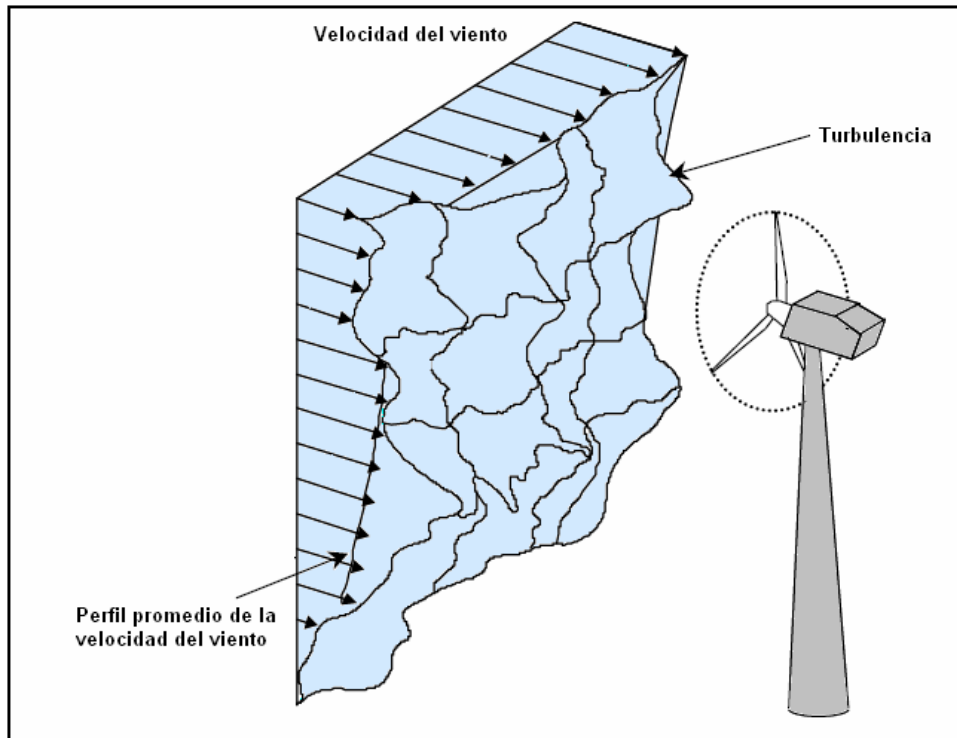


Figura 2.3. Perfil del viento que ataca al rotor.

En este periodo de diez minutos, las partes estocástica y determinística pueden combinarse para expresar la velocidad del viento total en una posición, como sigue:

$$V(x, y, z, t) = U(x, y, z) + g(x, y, z, t) \quad \text{Ecuación 2.2.}$$

Donde $V(x, y, z, t)$, es la velocidad total del viento en la posición (x, y, z) en el tiempo t , $U(x, y, z)$ es la velocidad determinística del viento que se asume independiente del tiempo o como se observa en la ecuación 2.1 es una velocidad promedio y $g(x, y, z, t)$, es la parte estocástica que tiene valor medio cero.

La salida del modelo debe ser una velocidad equivalente del viento, V_{eq} , la cual toma en cuenta las variaciones debidas a la turbulencia y a la velocidad promedio del viento que actúa sobre el disco imaginario que describen las palas del rotor como se observa en la figura 2.4, allí se pueden ver las tres palas de turbina con la velocidad del viento $V(t, r, \theta)$ y se nota que las posiciones están dadas en coordenadas polares (r, θ) , donde θ denota el ángulo de azimut.

prácticamente lineal. La relación de la velocidad del viento a dos alturas diferentes puede ser deducida de la ley de Prandtl⁷.

$$\frac{U(h+z_1)}{U(h+z_2)} = \frac{\ln\left(\frac{h+z_1}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h+z_2}{z_0}\right)} \quad \text{Ecuación 2.4}$$

Donde z_1 es la altura z_2 son las distancias desde el centro del rotor a los puntos 1 y 2, h es la altura del centro del rotor (ver figura 2.4), U es la velocidad del viento y z_0 es la rugosidad del terreno, valores típicos de z_0 se muestran en la siguiente tabla.

TIPO DE TERRENO	RUGOSIDAD z_0
MAR	1 mm
CAMPO ABIERTO	1 cm
BOSQUE	0.1 a 1 m
CIUDAD	1 a 4 m

Tabla 2.2 Valores típicos de rugosidad.

La variación de la velocidad del viento con la altura depende principalmente del sitio donde se ubique la turbina de viento, cuando las palas rotan y atraviesan el perfil se producen cargas cíclicas sobre el torque mecánico, entre mayor sea la rugosidad del terreno mayores serán las cargas sobre el torque. La altura de una sección de la pala (punto p) varía de acuerdo con:

$$z_p = h - r \cos(\theta) \quad \text{Ecuación 2.5.}$$

Entonces cada sección de la pala en la posición p experimenta la velocidad del viento U_p :

$$U_p(h - r \cos(\theta)) = U(h) * \frac{\ln\left(\frac{h - r \cos(\theta)}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)} \quad \text{Ecuación 2.6}$$

⁷PANOFSKY H. A., "The atmospheric boundary layer below 150 metres". 1974.

Donde θ es la posición angular de la pala, p es el punto en rotación de la sección de la pala ubicado a una distancia r del centro del rotor o raíz de la pala y h es la altura del cubo de la turbina eólica.

2.2.3. Parte Estocástica del Modelo del Viento. La parte estocástica de nuestro modelo comprende básicamente la turbulencia del viento sobre el rotor del aerogenerador ya que el comportamiento del viento durante un periodo de tiempo (generalmente periodos de tiempo menores a 10 minutos por razones ya explicadas) tiene un comportamiento estocástico, es decir, es aleatorio pero la dinámica del aire crea un patrón principal de las variaciones de la velocidad del viento con el tiempo. La turbulencia puede ser descrita basada en varios indicadores como: intensidad, frecuencia, densidad espectral, espectro cruzado, etc.

❖ **La turbulencia.** Las variaciones abruptas de la velocidad del viento y su dirección con periodos de duración mayores de 1 minuto y menores de 10 minutos son clasificadas como turbulencia. La turbulencia es generada por el flujo de viento sobre el terreno y es influenciada por la topografía, la rugosidad de la superficie y obstáculos específicos como edificios o árboles.

Puede ser descrita tanto en el dominio tiempo como en el dominio frecuencia, Los métodos mas usados para analizar la turbulencia están relacionados con modelos espectrales, el espectro de la turbulencia es generalmente usado para describir la frecuencia de ocurrencia de las fluctuaciones con diferentes periodos, y está dado como una gráfica de la energía cinética promedio asociada con remolinos o perturbaciones las cuales tienen un periodo común pero amplitudes aleatorias en el tiempo.

Modelar la turbulencia del viento es muy complejo, durante años se han formulado varios modelos, empezando con Von Karman en 1948, luego siguieron los modelos propuestos por Frost, Powell y Conell, Kaimal, Solari y Hojstrup, todos ellos basados en la densidad espectral la cual describe la frecuencia de las variaciones de la velocidad del viento.

De la ecuación 2.2, la velocidad promedio del viento, sobre un intervalo de tiempo T puede ser definida como:

$$U(x, y, z) = \frac{1}{T} \int_{t=0}^T V(x, y, z, t) dt \quad \text{Ecuación 2.7.}$$

El valor en el estado estable se obtiene promediando sobre un periodo de tiempo apropiado, normalmente entre diez minutos y una hora. Sobre este mismo periodo, nosotros podemos caracterizar la variabilidad en el dominio tiempo por medio de la varianza σ^2 calculada de la siguiente forma

$$\sigma^2 = \bar{g}^2 = \frac{1}{T} \int_{t=0}^T [V(x, y, z, t) - U(x, y, z)]^2 dt \quad \text{Ecuación 2.8.}$$

La varianza en el dominio frecuencia está definida como la suma de las amplitudes sobre el rango total de frecuencias de la densidad espectral de la turbulencia $S(f)$ y es por lo tanto el área bajo la curva.

$$\sigma^2 = \int_{f=0}^{\infty} S(f) df \quad \text{Ecuación 2.9.}$$

En la práctica, el viento puede ser caracterizado por la velocidad media y por la varianza o intensidad de la turbulencia. La intensidad se mide en porcentaje y varía del 10 al 40%, siendo 40% para velocidades bajas⁸. Puede expresarse como:

$$I = \sigma / U(x, y, z) \quad \text{Ecuación 2.10.}$$

Donde σ es la desviación estándar de la velocidad del viento y equivale a la raíz cuadrada de la varianza.

❖ **Turbulencia Rotacional.** La rotación de las palas genera variaciones especiales de la potencia de salida. Como se mencionó antes las variaciones de la turbulencia son lentas (alrededor de 1 minuto, es decir 0.0167 Hertz) en comparación con la velocidad rotacional del rotor. Esto significa que las palas del rotor atraviesan el campo de la turbulencia varias veces, como las palas en rotación extraen la energía contenida en la turbulencia de baja frecuencia, esta energía se multiplica por la frecuencia de rotación del rotor de la turbina

⁸ BETANCOURT. Luís. Aspectos básicos para la operación de un parque eólico. Universidad de los Andes. 2004.

y este incremento en la energía extraída ha sido establecido como la principal causa de las fluctuaciones en la potencia de salida de la turbina, también conocido como flicker. Motivo por el cual nuestro modelo del viento tendrá en cuenta el espectro turbulencia en un punto fijo para después transformarlo en un espectro de turbulencia rotacional como principal componente de la parte estocástica.

La forma de la onda de la turbulencia rotacional es muy compleja, sin embargo, gracias a la Transformada de Fourier podemos determinar los componentes fundamentales de frecuencia de la onda más conocidos como armónicos, sumando estos armónicos obtenemos una buena aproximación a la forma de la onda de turbulencia rotacional, entre mayor sea el número de armónicos sumados mayor será el grado de aproximación.

Como ya se mencionó, todas las variables de las palas pueden ser expresadas como una suma de armónicos de la velocidad rotacional del rotor. Para un rotor con tres palas, podemos expresar la velocidad vista desde una pala rotando v_{rot} , para el n -ésimo armónico como sigue:

$$v_{rot}(n,t) = \sum_{b=1}^3 v_n(t) \cos(n\theta_b) \quad \text{Ecuación 2.11.}$$

Donde b representa la pala y $v_n(t)$ es la amplitud del n -ésimo armónico de la velocidad. Asumiendo la pala 1 en la posición vertical (0°) y las otras palas a 120° y -120° respectivamente, el ángulo de azimut θ se define como:

$$\begin{aligned} \theta_1 &= \Omega t \\ \theta_2 &= \Omega t + 120 \\ \theta_3 &= \Omega t - 120 \end{aligned} \quad \text{Ecuaciones 2.12.}$$

La suma de las velocidades de viento que actúa sobre el rotor de tres palas será cero para el primer y segundo armónico asumiendo simetría en el rotor como se puede observar en el Anexo C.

El tercer armónico es el armónico más bajo con un efecto sobre la potencia neta de salida, el sexto armónico tiene muy poca influencia sobre la potencia y por lo tanto se puede despreciar, los efectos de los siguientes armónicos

(9, 12, 15, etc.) son muy bajos y son absorbidos por la estructura de la turbina.

Entonces, podemos expresar el modelo estocástico de la turbulencia como una suma de armónicos.

Asumiendo la turbulencia, homogénea sobre todo el disco del rotor e isotrópica (la intensidad de la turbulencia es independiente de la dirección e igual en todas las direcciones). En general, para una turbina de viento con rotor simétrico, cualquier variable de la pala $f(t,b)$ es una suma de armónicos en la velocidad angular, Ω , de la pala en rotación, esto se puede expresar en series de Fourier como:

$$f(t,b) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} \hat{f}_{\{n\}}(t,b) e^{jn\Omega t} \quad \text{Ecuación 2.13.}$$

Donde $\hat{f}_{\{n\}}(t,b)$ es la amplitud compleja del n -ésimo armónico de la pala b .

De igual forma se puede hacer con la velocidad del viento sobre la pala rotando:

$$V(t,b) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} \hat{V}_{\{n\}}(t,b) e^{jn\Omega t} \quad \text{Ecuación 2.14.}$$

Si tomamos $f(t,b)$ como las cargas aerodinámicas sobre las palas, el resultado de la transformación de Fourier nos lleva a una descripción de las cargas aerodinámicas sobre las palas que dependen del espectro de la turbulencia. El resultado de la transformación es una descripción de la densidad espectral de las cargas como la suma de productos de la turbulencia en un punto fijo multiplicados por una función de transformación, conocida como función de transformación de Sørensen. Esta función puede interpretarse como una función que transforma la turbulencia en un punto fijo en una turbulencia rotacional, más adelante se explicará detalladamente.

❖ **Espectro de turbulencia de Kaimal en un punto fijo.** Como se planteó en los objetivos de este proyecto de grado, el modelo que tomamos para nuestra simulación es el espectro de Kaimal ya que es el que se ajusta mejor a las observaciones empíricas de los fenómenos atmosféricos (atlas de vientos) y es el más aceptado por el código Danés para la construcción de

turbinas de viento (Danish standard for loads and safety of wind turbines construction). El modelo de espectro de turbulencia de Kaimal fue basado en observaciones y datos experimentales tomados en una atmósfera neutral sobre un terreno plano y homogéneo en Kansas Estados Unidos (“Spectral Characteristics of Surface Layer Turbulence”. Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, vol. 98, 1972).

El modelo de turbulencia de Kaimal⁹ utilizado en este proyecto de grado se define así:

$$\frac{f * S_u(f)}{\sigma^2} = \frac{f * L}{U} \left(1 + 1.5 \frac{f * L}{U} \right)^{-\frac{5}{3}} \quad \text{Ecuación 2.15.}$$

Donde f es la frecuencia de la turbulencia en Hertz, U es la velocidad media del viento a la altura z en m/s, σ^2 es la varianza en m^2 / s^2 , L es la longitud de escala de la turbulencia en la dirección dominante del viento, cuyo valor para el espectro de Kaimal es de 600 metros para turbinas de gran potencia (generan más de 1 MW) y $20 * z$ para las otras turbinas, donde z es la altura del cubo en metros.

Para obtener una función apropiada que sea válida para diferentes variables, la expresión para el espectro de Kaimal debe ser normalizada. La frecuencia normalizada η descrita por Van der Hoven (Journal of Meteorology, Vol 14, pp. 160-164) se define como:

$$\eta = f \frac{L}{U} \quad \text{Ecuación 2.16.}$$

La expresión resultante para el espectro de Kaimal normalizado $S_{u_{norm}}(\eta)$ es:

$$S_{u_{norm}}(\eta) = \frac{1}{(1 + 1.5\eta)^{5/3}} = S_u(f) \frac{U}{L * \sigma^2} \quad \text{Ecuación 2.17.}$$

⁹KAIMAL, J. C. “Spectral Characteristics of Surface Layer Turbulence” 1972.

J.C Kaimal en 1972 en su trabajo “Spectral Characteristics of Surface Layer Turbulence” obtuvo una función de transferencia con base en el espectro de Kaimal que representa el espectro de la turbulencia de la siguiente forma:

$$\frac{a_0 + a_1 * cs + a_2 * c^2 s^2 + a_3 * c^3 s^3}{b_0 + b_1 * cs + b_2 * c^2 s^2 + b_3 * c^3 s^3} \quad \text{Ecuación 2.18.}$$

Donde:

$$c = \frac{L}{2\pi * U} \quad \text{Ecuación 2.19.}$$

Esta función de transferencia también es conocida como Filtro Kaimal¹⁰. La salida de este Filtro Kaimal es el espectro de la turbulencia en un punto fijo. Los coeficientes del numerador y denominador están tabulados en la tabla 2.3.

Orden	1	2	3
a₀	0.9800	0.9846	0.9802
a₁	0.0351	1.3653	1.4510
a₂		0.0182	2.4316
a₃			0.4714
b₀	1	1	1
b₁	1.7041	3.7593	0.7145
b₂		1.3463	-0.919
b₃			3.4684

Tabla 2.3. Coeficientes para la función de transferencia del espectro de la turbulencia.

❖ **Modelo de Coherencia del viento de Davenport.** La coherencia es un factor muy importante porque permite correlacionar velocidades del viento en diferentes posiciones. La correlación del viento en dos posiciones diferentes depende de la velocidad promedio, la distancia entre las posiciones, y la frecuencia. La correlación decrece a medida que la distancia aumenta, de igual manera la turbulencia esta altamente correlacionada a frecuencias

¹⁰LANGREDER, Wiebke. Models for Variable Speed Wind Turbines. 1996.

bajas y disminuye cuando la frecuencia incrementa, estas características han sido medidas y estudiadas por el meteorólogo A.G. Davenport en “The spectrum of horizontal gustiness near the ground in high winds”. Meteorol. Soc. 87, 194-211.

Nuestro modelo del viento utiliza el modelo de coherencia de Davenport, de acuerdo a lo que se planteó en los objetivos de este proyecto, para simular la coherencia del viento en el área del rotor. El modelo de Davenport para la coherencia γ entre dos puntos r y c puede ser escrito de la siguiente forma:

$$\gamma(f, d_{rc}, U) = e^{-a_{rc} \frac{d_{rc}}{U} f} \quad \text{Ecuación 2.20}$$

Donde d_{rc} es la distancia entre los dos puntos, U es la velocidad promedio, f es la frecuencia y a_{rc} es el factor de decaimiento entre los puntos r y c , recomendado por Schlez e Infield quienes estudiaron la coherencia horizontal entre dos puntos para separaciones grandes, este factor depende del ángulo de flujo α_{rc} como se muestra en la figura 2.5. La figura muestra que $\alpha_{rc} = 0$ corresponde a un flujo longitudinal y $\alpha_{rc} = 90^\circ$ corresponde a un flujo lateral. Con un α_{rc} dado el factor de decaimiento puede ser expresado como sigue:

$$a_{rc} = \sqrt{(a_{long} \cos \alpha_{rc})^2 + (a_{lat} \sin \alpha_{rc})^2} \quad \text{Ecuación 2.21.}$$

Donde a_{long} y a_{lat} son los factores de decaimiento para flujo longitudinal y flujo lateral respectivamente, siguiendo las recomendaciones de Schlez e Infield¹¹ estos factores pueden ser escritos de la siguiente forma:

$$a_{long} = (15 \pm 5) * \frac{\sigma}{U} \quad \text{Ecuación 2.22.}$$

$$a_{lat} = (17.5 \pm 5) * \sigma \quad \text{Ecuación 2.23.}$$

Donde σ es la desviación estándar de la velocidad del viento en m/s.

Originalmente el factor de decaimiento se tomó como una constante con valor de 7.7, estudios posteriores revelaron que esta constante oscila en un rango de 2 hasta 27 y está relacionado con el cociente d_{rc} / h donde h es la

¹¹ SØRENSEN, Poul. Wind models for simulation of power fluctuations from wind farms.2002.

$$F_{V_{\Psi,k}}(f) = \frac{\int_0^R \int_0^R \Psi(r_1)\Psi(r_2)F_k(f, r_1, r_2)dr_1dr_2}{\left(\int_0^R \Psi(r)dr\right)^2} \quad \text{Ecuación 2.25.}$$

Donde $\Psi(r)$ es el coeficiente de cargas aerodinámicas, r_1 y r_2 son dos posiciones radiales a lo largo de las palas, r_0 es el radio del cubo, R es el radio del rotor y F_k se define como:

$$F_k(f, r_1, r_2) = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} \gamma \left(f, \sqrt{r_1^2 + r_2^2 - 2r_1r_2 \cos(\theta)} \right) \cos(\theta) d\theta \quad \text{Ecuación 2.26.}$$

Donde γ es la función de coherencia de Davenport entre dos puntos, descrita en la ecuación 2.20, separados una distancia $d = \sqrt{r_1^2 + r_2^2 - 2r_1r_2 \cos(\theta)}$ en el plano del rotor, r_1 y r_2 son dos posiciones radiales y θ es la diferencia angular entre ellos. La función de coherencia se asume igual horizontal y verticalmente en el plano.

Las ecuaciones 2.25 y 2.26 fueron solucionadas numéricamente por Poul Sørensen utilizando transformadas de Laplace. La función de transformación de Sørensen esta representada por una función de transferencia, teniendo solo en cuenta sólo los armónicos 0 y 3 (0p y 3p) por razones antes explicadas, de la siguiente forma:

$$\frac{a_0 + a_1 * ds + a_2 * d^2 s^2 + a_3 * d^3 s^3}{b_0 + b_1 * ds + b_2 * d^2 s^2 + b_3 * d^3 s^3 + b_4 * d^4 s^4} \quad \text{Ecuación 2.27.}$$

Donde

$$d = R/U \quad \text{Ecuación 2.28.}$$

Siendo R y U el radio del rotor y la velocidad promedio del viento respectivamente

Los coeficientes para la ecuación 2.27 se encuentran tabulados en la tabla 2.4 para los armónicos 0 y 3.

orden	Armónico 0				Armónico 3			
	1	2	3	4	1	2	3	4
a_0	0.9623	0.9904	1	0.9971	-0.9370	0.0307	-0.0174	0.0280
a_1	-0.2212	4.7869	23.3731	-35.6477		0.2766	-0.6686	0.2795
a_2			62.5533	101.0760			-1.5606	-0.2814
a_3				85.9565				0.9130
b_0	1	1	1.0032	1	1	1	1	1
b_1	2.0011	7.3518	20.2942	29.7933	8.7311	1.7722	8.2563	0.5833
b_2		7.6823	-112.0844	-135.2734		0.3691	6.0005	1.0953
b_3			94.6828	-164.5170			-2.1537	5.2569
b_4				118.6530				1.2310

Tabla 2.4. Coeficientes para la función de transferencia de Sørensen.

2.3. IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DEL VIENTO EN MATLAB SIMULINK.

La siguiente figura presenta las entradas y salidas del modelo del viento desarrollado en este trabajo de grado.

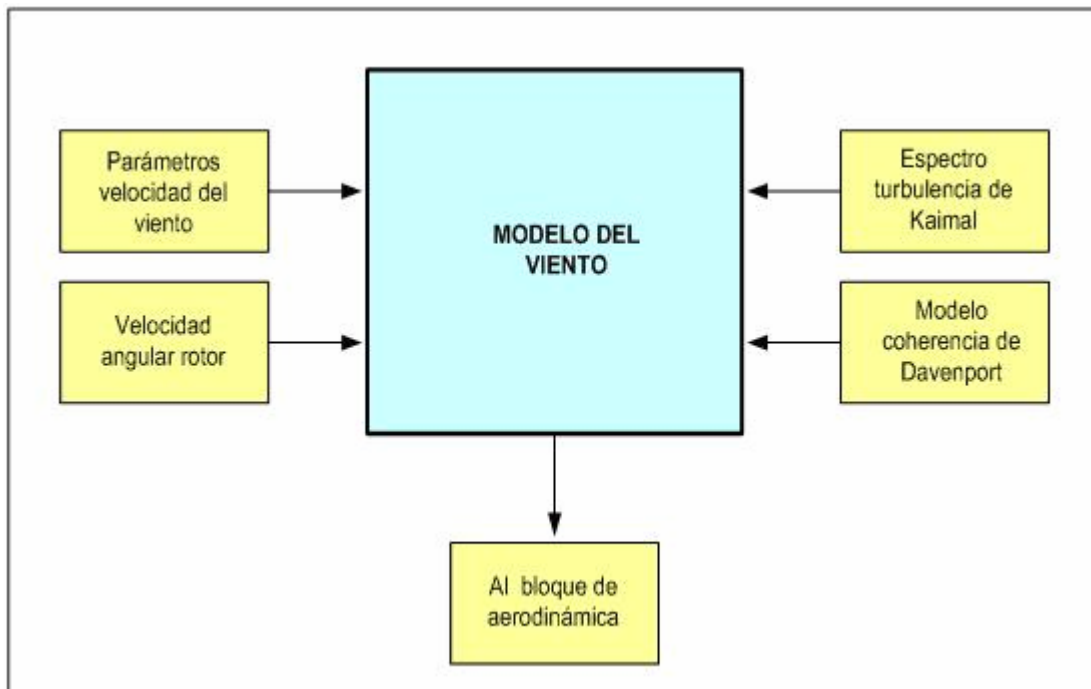


Figura 2.6. Entradas y salidas del modelo del viento

La implementación del modelo del viento consiste básicamente en la suma de la parte determinística y la parte estocástica. Como ya se mencionó la parte determinística simplemente se compone de la velocidad promedio del viento a la altura del cubo del rotor obtenida de medidas experimentales o atlas de viento propio de la región donde se ubica la turbina. La parte estocástica está formada por la turbulencia vista desde una pala rotando o turbulencia rotacional como una suma de armónicos, esta a su vez está formada por: un generador de números aleatorios (función random o generador de ruido blanco), la función de transferencia del espectro de turbulencia de Kaimal que filtra la señal de la función random o ruido blanco para obtener la turbulencia en un punto fijo y la función de transformación de Sørensen aplicada a los armónicos 0 y 3 cuyo objetivo es transformar la turbulencia en un punto fijo en turbulencia rotacional. Ver la figura 2.7.

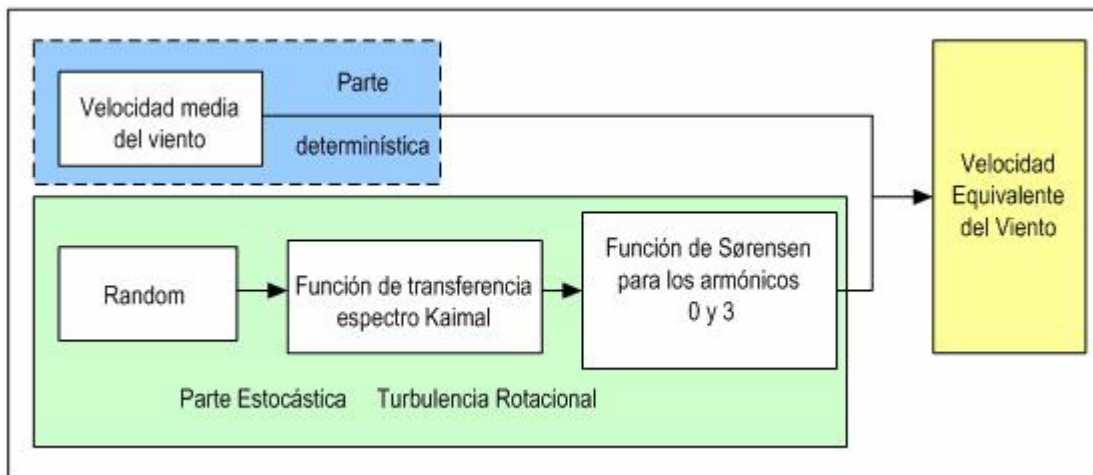


Figura 2.7. Descripción de la implementación del modelo del viento.

A continuación se describen cada uno de los bloques de la figura 2.7.

2.3.1. Generador aleatorio o Función Random. Se utiliza para crear una serie de altas fluctuaciones de velocidades de viento (perturbación) que representan un espectro de velocidades de viento con un ancho de banda específico. Para llevar a cabo este propósito hacemos uso del bloque “Band limited white noise” que se encuentra en la librería base de Matlab Simulink, este bloque genera ruido blanco con un ancho de banda limitado. El ruido

blanco es una perturbación cuyas frecuencias tienen todas las mismas potencias con una amplitud de 1.

2.3.2. Implementación de la Función de Transferencia del espectro de Kaimal. La función de transferencia del espectro de Kaimal funciona como un filtro del espectro del Ruido Blanco que arroja como resultado el espectro de la turbulencia en un punto fijo.

La forma de la función de transferencia se muestra en la ecuación 2.18 y los valores de los coeficientes de esta función se encuentran en la tabla 2.3. Para nuestro modelo del viento escogimos los coeficientes para la función de transferencia de segundo orden por razones de tiempo de cálculo de la simulación ya que la función de tercer orden tiene un tiempo de cálculo muy largo, además los resultados entre las funciones de segundo y tercer orden difieren muy poco en sus resultados. La función de transferencia del espectro de Kaimal queda:

$$\frac{0.9846 + 1.3653 * cs + 0.0182 * c^2 s^2}{1 + 3.7593 * cs + 1.3463 * c^2 s^2} \quad \text{Ecuación 2.29.}$$

Donde c está definida en la ecuación 2.19.

Después de este filtro debe incluirse una ganancia para reescalar (normalizar) el espectro debido a la normalización hecha en las ecuaciones

2.16 y 2.17. El valor de esta ganancia es $\frac{U}{L\sigma^2}$.

El subsistema para el espectro de turbulencia de Kaimal se ilustra en la figura 2.8.

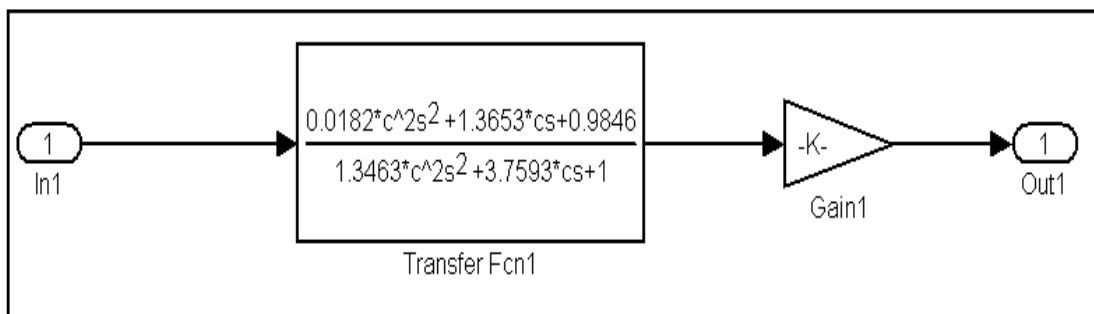


Figura 2.8. Subsistema para el espectro de turbulencia de Kaimal.

2.3.3. Implementación de la función de transformación de Sørensen.

Esta función describe la amplitud de la turbulencia dependiendo de su frecuencia vista desde una pala rotando para cada armónico de la velocidad rotacional del rotor (solo se tiene en cuenta los armónicos 0 y 3).

Como ya se mencionó esta función se emplea para transformar la turbulencia en un punto fijo (salida del espectro de Kaimal) en turbulencia rotacional.

La forma de la función de transferencia usada para describir el armónico 0 se ve en la ecuación 2.27 y los coeficientes los podemos encontrar en la tabla 2.4. Para nuestro modelo escogimos los coeficientes para la función de transformación de Sørensen de segundo orden por razones de tiempo de cálculo de la simulación ya que la función de tercer orden tiene un tiempo de cálculo muy largo, además los resultados entre las funciones de segundo y tercer orden difieren muy poco en sus resultados. Entonces la función de transferencia para la función de transformación de Sørensen queda:

$$\frac{0.9904 + 4.7869 * ds}{1 + 7.3518 * ds + 7.6823 * d^2 s^2} \quad \text{Ecuación 2.30.}$$

Donde d se encuentra definida en la ecuación 2.28.

El tercer armónico se ha modelado de acuerdo a la ecuación 2.13 (series de Fourier). Entonces el tercer armónico puede ser escrito en forma compleja como sigue:

$$u_3(t) = \hat{u}_3(t)e^{j3\Omega t} + \hat{u}_{-3}(t)e^{j3\Omega t} \quad \text{Ecuación 2.31.}$$

Donde $\hat{u}_3(t)$ y $\hat{u}_{-3}(t)$ representan las amplitudes complejas conjugadas de la velocidad del viento. La ecuación 2.31 puede reescribirse como una función real de la siguiente forma:

$$u_3(t) = 2a(t)\cos(3\Omega t) - 2b(t)\text{sen}(3\Omega t) \quad \text{Ecuación 2.32.}$$

Donde $a(t)$ y $b(t)$ es la parte real e imaginaria respectivamente de la amplitud compleja. El espectro de la amplitud compleja puede ser expresado como la suma del espectro de la parte real e imaginaria¹⁴:

$$S[\hat{u}_3(t)] = S[a(t)] + S[b(t)] \quad \text{Ecuación 2.33.}$$

¹⁴ LANGREDER, Wiebke. Models for Variable Speed Wind Turbines. 1996.

Como el espectro de $a(t)$ y $b(t)$ son iguales se obtiene:

$$S[a(t)] = S[b(t)] = \frac{1}{2} S[\hat{u}_3(t)] \quad \text{Ecuación 2.34.}$$

Para llegar a la ecuación 2.34 la amplitud de las ondas seno y coseno debe ser $\sqrt{2}$ ya que $S[a(t)] = S[b(t)]$.

El armónico 0 se obtiene fácilmente ya que este sólo tiene parte real.

La figura 2.9 muestra la implementación total de la turbulencia rotacional en Matlab Simulink.

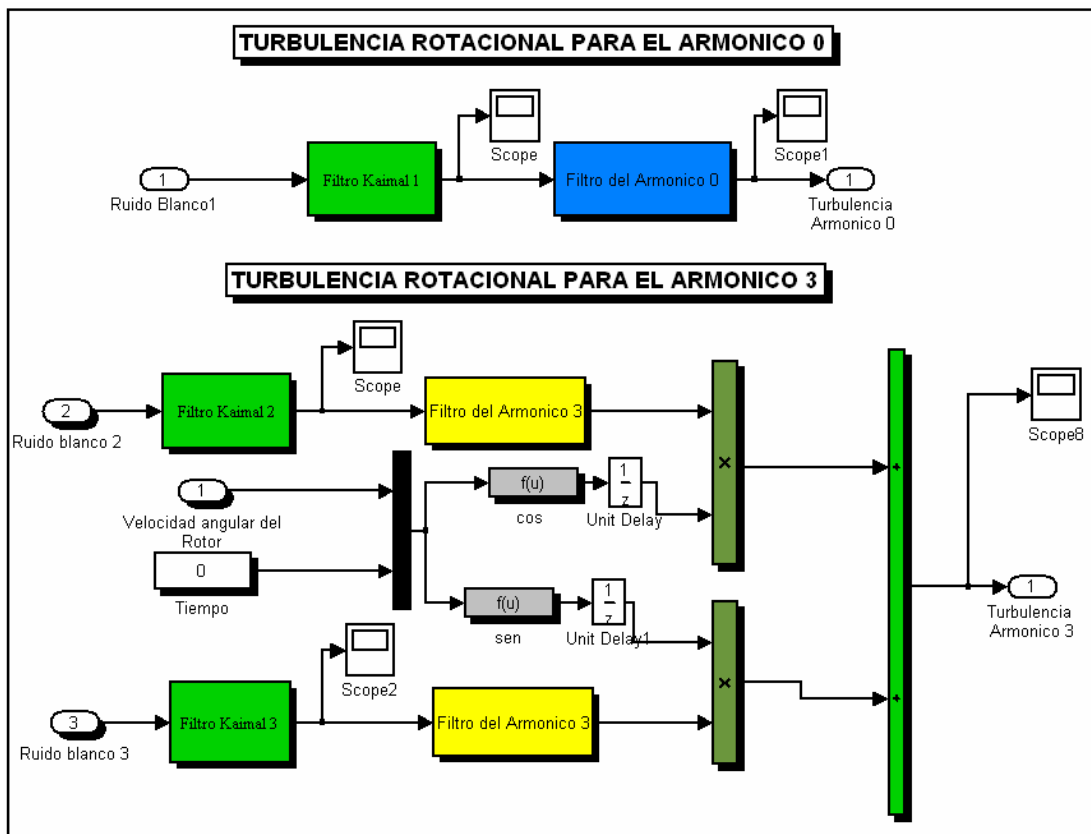


Figura 2.9 Implementación de la turbulencia rotacional.

2.3.4. Implementación total del modelo del viento. El montaje total del modelo del viento consiste en la suma de la turbulencia rotacional con la velocidad media del viento medida a la altura del cubo de la turbina. Matlab Simulink nos permite modelar este tipo de sistemas dinámicos de manera interactiva por medio de dos ventanas: la ventana de trabajo y la ventana de

Interfaz. A continuación se describirán ambas ventanas para el modelo del viento.

❖ **Ventana de interfaz.** Esta ventana permite el ingreso de datos para simular el modelo del viento. Los parámetros necesarios para simular este modelo son la Intensidad de Turbulencia, usada para caracterizar la turbulencia, por medio de este parámetro se halla la varianza de la turbulencia (σ^2) con la ecuación 2.10, útil para el espectro de Kaimal; el Tiempo de muestreo, Velocidad media del viento, está medida a la altura del cubo de la turbina, es determinada por datos experimentales o atlas eólicos; Diámetro del rotor y Longitud de escala, que es un parámetro requerido por el espectro de turbulencia de Kaimal y tiene un valor definido de 600 metros para turbinas que generen más de 1 MW de potencia, de lo contrario este valor equivale a 20 veces la altura medida del piso al cubo de la turbina. La figura 2.10 muestra la ventana de interfaz para el modelo del viento.

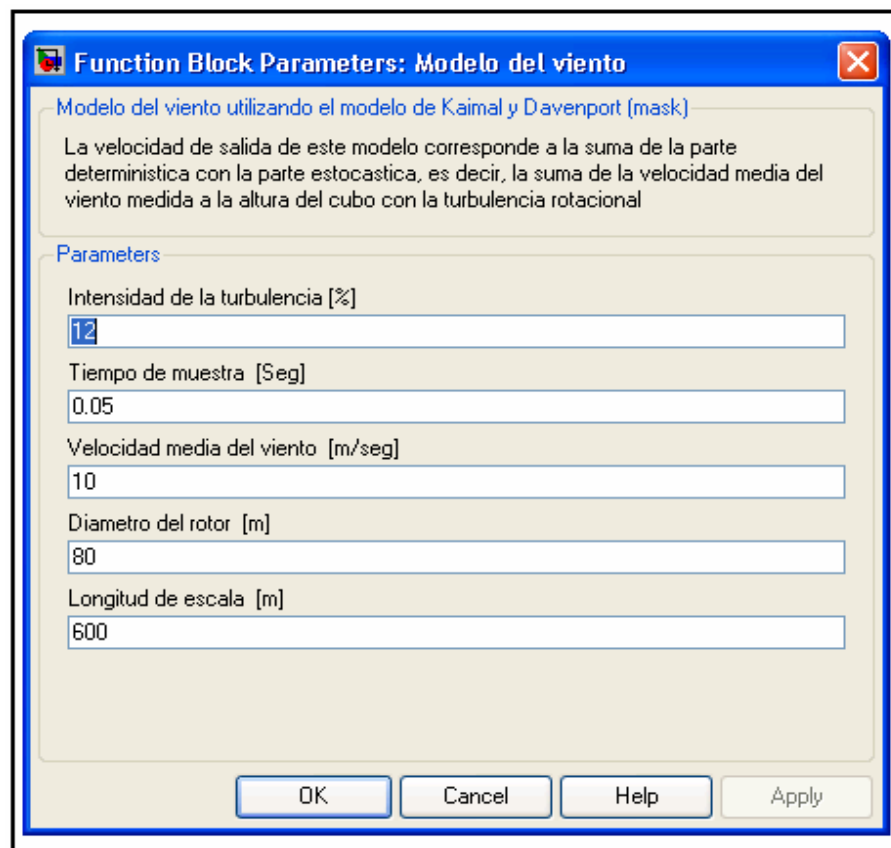


Figura 2.10. Ventana de interfaz para el modelo del viento

❖ **Ventana de trabajo.** El modelo que se simulará en Matlab Simulink se ilustra en la figura 2.11, allí se observa claramente que el modelo del viento consiste en la suma de la parte determinística con la parte estocástica. La parte determinística esta representada por el bloque “Velme” que equivale a la velocidad media del viento, La parte estocástica esta formada por la turbulencia rotacional descrita en el apartado 2.2.3 (Parte estocástica del modelo del viento).

En la figura 2.11 se observa que el modelo tiene una entrada, la velocidad rotacional del rotor de la turbina representado por “Wtur”, y una salida correspondiente a la velocidad equivalente del viento, representada por “Veq viento”, que a su vez alimenta el bloque que modela la aerodinámica del rotor de la turbina.

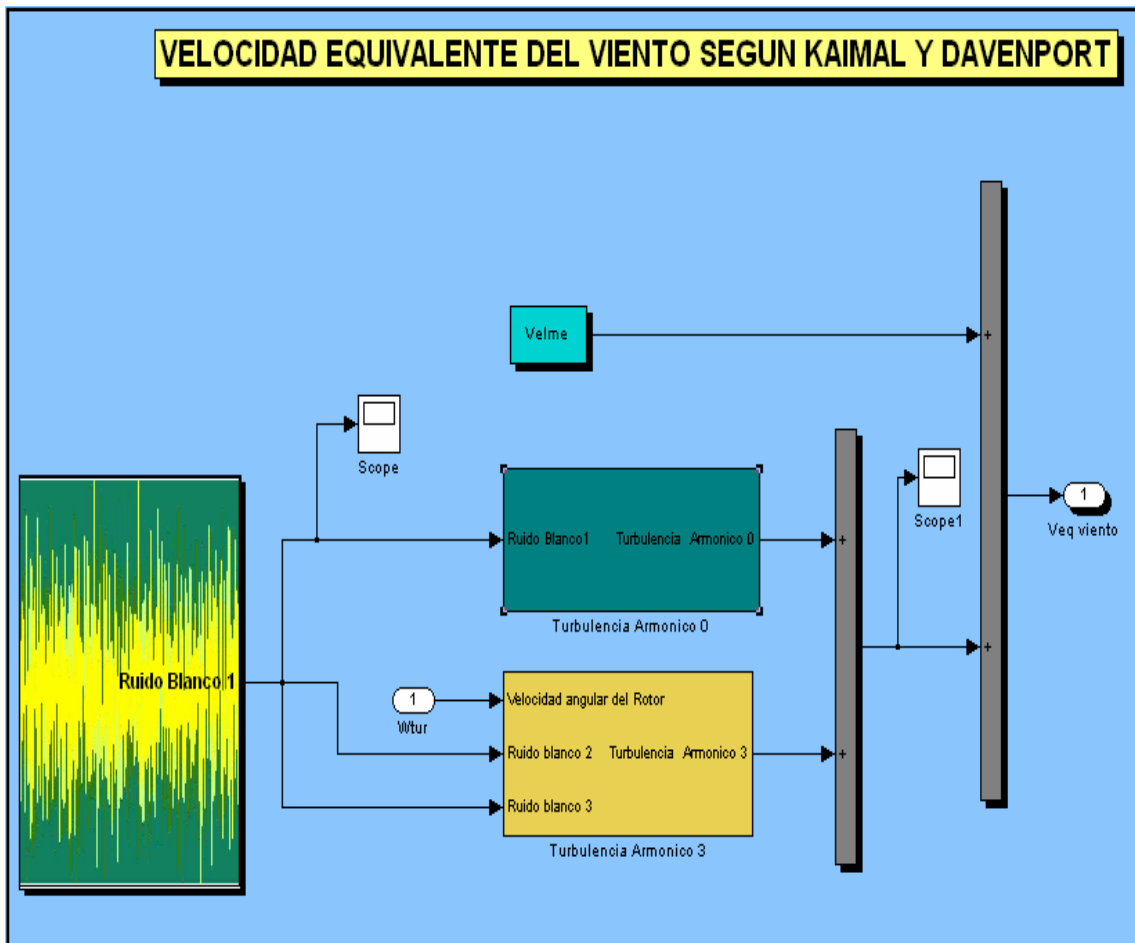


Figura 2.11. Ventana de trabajo del modelo del viento.

Finalmente, toda la implementación del modelo del viento se encuentra contenida en un subsistema llamado “Modelo del Viento” y se muestra en la figura 2.12.

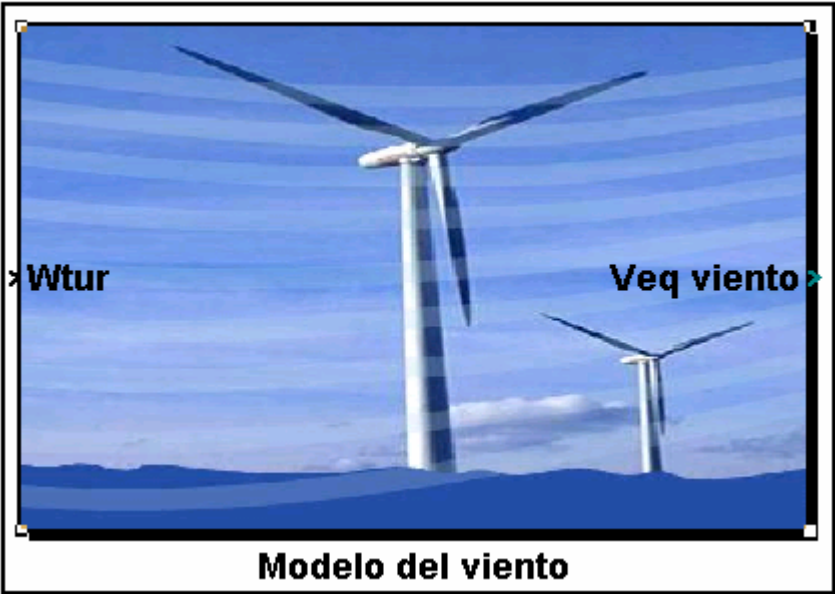


Figura 2.12. Subsistema final para el modelo del viento.

3. AERODINÁMICA DE LA TURBINA DE VIENTO.

La turbina de viento es una máquina para convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica. Las palas del rotor de la turbina rotan atravesando un campo del viento muy complejo el cual varía con la posición en el plano del rotor y con el tiempo.

Todas las turbinas de viento, cualquiera sea su diseño, extraen la energía de presión del aire de la siguiente manera. El rotor de la turbina primero causa que el viento que se aproxima reduzca su velocidad gradualmente, lo que resulta en un aumento de la presión estática. A través del área barrida por el rotor hay una caída en la presión estática, lo que hace que la presión esté por debajo de la presión atmosférica. Como el viento continúa aguas abajo, la presión vuelve a subir a la presión atmosférica, causando más desaceleración del viento. Entonces, entre puntos alejados aguas arriba y aguas abajo no hay cambio en la presión estática pero existe una reducción considerable de energía cinética. Ver figura 3.1.

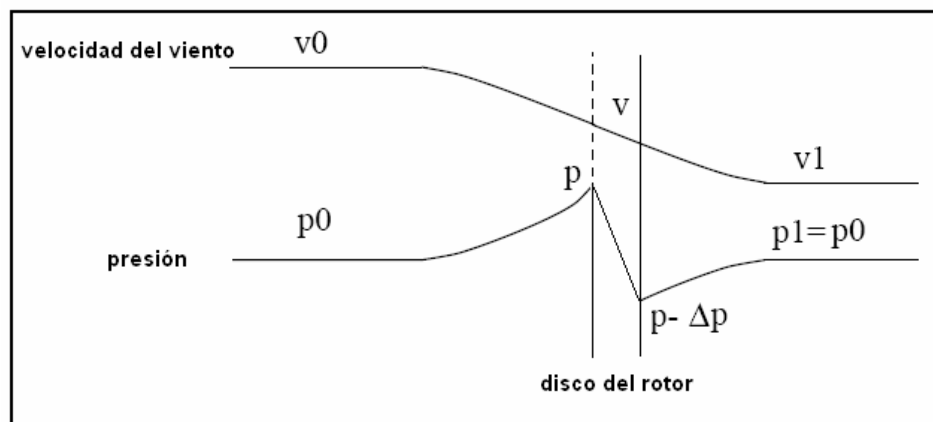


Figura 3.1. Variación de la presión y velocidad del viento en el rotor.

La cantidad de la energía extraída convertida en energía útil depende del diseño particular de la turbina. El cambio de presión induce una fuerza aerodinámica la cual es generalmente descompuesta en una fuerza sustentación y en una fuerza de arrastre, y estas fuerzas a su vez se transforman en dos fuerzas, una normal y otra tangencial, como se observa

en la figura 3.2. Sólo la fuerza T (descomposición de la fuerza total en la dirección del plano de rotación) produce un torque de giro alrededor del eje del rotor. La fuerza F (fuerza perpendicular T) solo produce de pandeo en las palas del rotor y en la torre y no giro en el rotor¹⁵. Para detalles Ver anexo D.

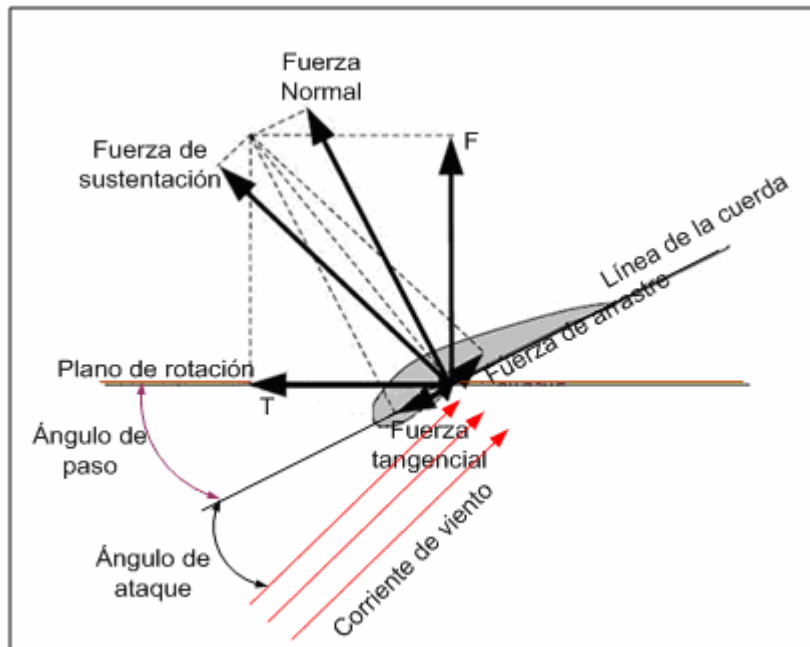


Figura 3.2. Fuerzas aerodinámicas sobre una sección de pala del rotor.

En este capítulo se describirán las diferentes teorías utilizadas para el modelamiento de la aerodinámica de una turbina de viento, entre ellas se encuentran el modelo de disco actuador, la teoría y el límite de Betz, el coeficiente de potencia, potencia y torque aerodinámico etc.

3.1. MODELO DEL DISCO ACTUADOR Y TEORÍA Y LÍMITE DE BETZ.

Para empezar a entender los fenómenos complejos que intervienen en la aerodinámica de una turbina eólica debemos iniciar analizando un modelo simple unidimensional. En el modelo unidimensional de Rankine-Froude, el rotor está representado por un “disco actuador” a través del cual la presión estática tiene un salto discontinuo. Considerando un volumen de control fijo en el espacio cuyos límites externos son la superficie de un tubo imaginario de líneas de corriente cuyo fluido atraviesa el disco del rotor. Ver figura 3.3.

¹⁵ JONKMAN, J.M. Modeling of the UAE Wind Turbine for Refinement of FAST_AD. 2003.

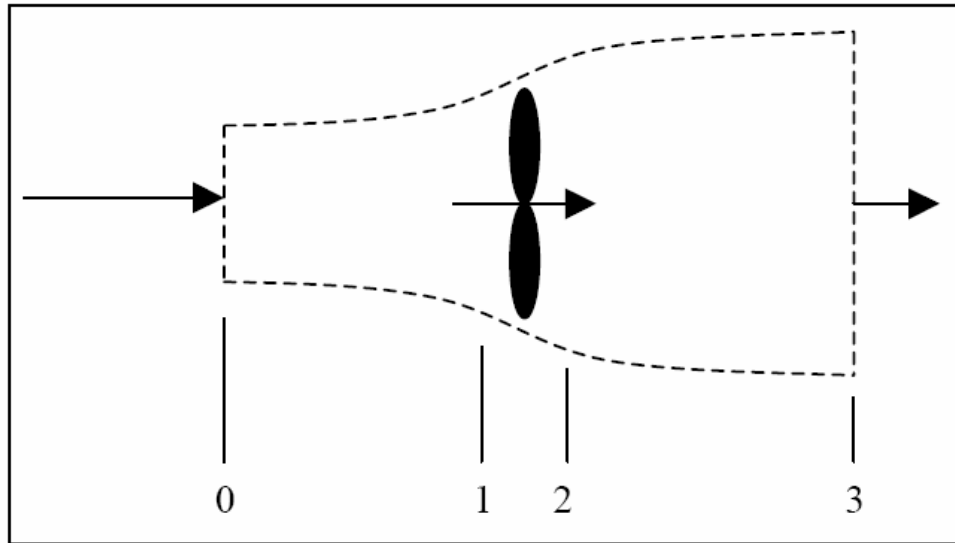


Figura 3.3. Volumen de control para el modelo de disco actuador

No se utiliza como volumen de control un tubo de corriente cilíndrico ya que el viento a la derecha del rotor se mueve a una velocidad más baja que el de la izquierda, también se sabe que el flujo de viento que ingresa al volumen de control debe ser igual al que sale. Además si se encuentra un obstáculo dentro del tubo, en este caso el rotor, alguna cantidad de aire debe ser reflejado debido a la alta presión del aire a la izquierda del rotor. Por esta razón un tubo cilíndrico no describe exactamente el fenómeno que ocurre cuando el viento pasa por el rotor del aerogenerador.

Para el modelo de disco actuador se hacen las siguientes suposiciones¹⁶:

- (a) El viento es estable, homogéneo y fijo en una dirección.
- (b) El aire es incompresible, irrotacional y no tiene viscosidad
- (c) El flujo y la fuerza axial en la dirección del viento o empuje son uniformes a través del disco. El flujo es uniforme “vientos arriba” y “vientos abajo”, secciones 0 y 3 respectivamente del volumen de control de la figura 3.3.
- (d) Las fronteras vientos arriba y vientos abajo están suficientemente alejadas del rotor y la presión estática en esos puntos es igual a la presión ambiente.

¹⁶ JONKMAN, J.M. Modeling of the UAE Wind Turbine for Refinement of FAST_AD.2003.

Aplicando el principio de la conservación de la masa sobre el volumen de control se obtiene:

$$V_0 A_0 = V_1 A_1 = V_2 A_2 = V_3 A_3 \quad \text{Ecuación 3.1.}$$

Donde V_i es la velocidad del viento en la sección i y A_i es el área de la transversal de la sección i . V_1 es igual a V_2 de acuerdo a lo asumido en (c) y necesariamente A_1 es igual a A_2 . Las velocidades y áreas sobre el plano del disco se escribirán sin subíndice de aquí en adelante ($V = V_1 = V_2$, $A = A_1 = A_2$).

El empuje o fuerza axial en la dirección del viento sobre el disco del rotor puede ser encontrado aplicando la ley de conservación del momentum lineal al volumen de control en la dirección axial:

$$F = \rho A_0 V_0^2 - \rho A_3 V_3^2 \quad \text{Ecuación 3.2.}$$

Utilizando la ecuación 3.1 se obtiene:

$$F = \rho A V (V_0 - V_3) \quad \text{Ecuación 3.3.}$$

Donde ρ es la densidad del aire. El empuje sobre el disco del rotor, F , es también la diferencia de presión entre las secciones 1 y 2 multiplicada por el área del disco:

$$F = (p_1 - p_2) A \quad \text{Ecuación 3.4.}$$

Donde p_i es la presión en la sección i . Como no hay trabajo en ninguno de los dos lados del rotor la ecuación de Bernoulli puede ser aplicada para obtener las presiones:

$$p_0 + \frac{1}{2} \rho V_0^2 = p_1 + \frac{1}{2} \rho V^2 \quad \text{Ecuación 3.5}$$

y

$$p_3 + \frac{1}{2} \rho V_3^2 = p_2 + \frac{1}{2} \rho V^2 \quad \text{Ecuación 3.6.}$$

Las presiones p_0 y p_3 son iguales por lo asumido en (d). Usando las ecuaciones 3.5 y 3.6, la ecuación 3.4 puede ser reescrita:

$$F = \frac{1}{2} \rho A (V_0^2 - V_3^2) \quad \text{Ecuación 3.7.}$$

Eliminando el empuje sobre el disco de las ecuaciones 3.3 y 3.7 la velocidad del flujo a través del disco del rotor es el promedio de las velocidades viento arriba y viento abajo:

$$V = \frac{V_0 + V_3}{2} \quad \text{Ecuación 3.8.}$$

Introducimos un factor de interferencia axial, a , definido como el decremento fraccional de la velocidad del viento entre el flujo libre y el plano del rotor:

$$a = \frac{V_0 - V}{V_0} \quad \text{Ecuación 3.9.}$$

De manera equivalente:

$$V = V_0(1 - a) \quad \text{Ecuación 3.10.}$$

y

$$V_3 = V_0(1 - 2a) \quad \text{Ecuación 3.11.}$$

La velocidad perdida en el plano del rotor, $V_0 - V$, en la ecuación 3.9 se conoce como velocidad inducida. Como a incrementa desde cero, el flujo de velocidad decrece establemente, en $a = 1/2$, ha parado completamente y esta teoría ya no es aplicable.

Sustituyendo V_3 de la ecuación 3.11 en la ecuación 3.7 obtenemos:

$$F = \frac{1}{2} \rho A V_0^2 4a(1 - a) \quad \text{Ecuación 3.12.}$$

La potencia extraída del viento por el rotor, P , es el producto del empuje, F , en la ecuación 3.12 y la velocidad del viento en el plano del rotor, V , de la ecuación 3.10:

$$P = \frac{1}{2} \rho A V_0^3 4a(1 - a)^2 \quad \text{Ecuación 3.13}$$

El coeficiente de potencia, C_p , de un aerogenerador es el rendimiento con el cual funciona el mismo, y expresa qué cantidad de la potencia total que posee el viento incidente es realmente capturada por el rotor de dicho

aerogenerador. Se define como la fracción entre la potencia extraída del viento por el rotor y la potencia disponible en el viento:

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho AV_0^3} \quad \text{Ecuación 3.14.}$$

Sustituyendo la ecuación 3.13 en la ecuación 3.14 tenemos:

$$C_p = 4a(1-a)^2 \quad \text{Ecuación 3.15.}$$

Este coeficiente es adimensional. Por otra parte, hay que hacer notar que el coeficiente de potencia con que funciona un aerogenerador en general no es constante, pues varía en función de las condiciones de funcionamiento de la máquina.

3.1.1. Límite de Betz. El primero en estudiar los aerogeneradores fue Betz, quien por una serie de razonamientos determinó la máxima potencia extraíble de una vena fluida. El teorema de Betz tiene para las máquinas eólicas la misma importancia que el de Carnot para las máquinas térmicas. El coeficiente de potencia teórico máximo de un rotor ideal, C_{pmax} , conocido como el límite de Betz, se puede encontrar derivando la ecuación 3.15 con respecto a a e igualando a cero:

$$\frac{\partial C_p}{\partial a} = 4(1-3a^2) = 0 \quad \text{Ecuación 3.16.}$$

Solucionamos y encontramos que $a = \frac{1}{3}$. Remplazando este resultado en la ecuación 3.13 obtenemos:

$$P = \frac{8}{27}\rho AV_0^3 \quad \text{Ecuación 3.17.}$$

Esta es la máxima potencia que se puede extraer de una corriente de aire.

Remplazando el valor de a en la ecuación 3.15 obtenemos:

$$C_{pmax} = \frac{16}{27} \approx 0.59259 \quad \text{Ecuación 3.18.}$$

Esto significa que la máxima eficiencia posible de una turbina de viento ideal esta alrededor del 59.3%. En una turbina real hay tres fenómenos que evitan que la eficiencia alcance ese valor:

- (a). La rotación de la estela producida por el giro del rotor.
- (b). El rotor tiene un número finito de palas y no es un disco continuo.
- (c). El flujo es viscoso y provoca arrastre aerodinámico.

Además de estas tres cosas hay que tener en cuenta que no se han especificado ningún tipo de pérdidas mecánicas. En la práctica es imposible extraer toda la potencia disponible del viento, una turbina real no alcanza una eficiencia mayor al 45%.

3.1.2. Velocidad específica. La fuerza del viento ocasiona que un rotor aerodinámico de eje horizontal gire a una cierta velocidad angular. El flujo de viento que incide sobre las palas de un rotor en movimiento¹⁷ (tal y como lo percibiría un observador que se moviera con la pala) depende de la relación entre la velocidad lineal de la pala y la velocidad del viento. Esta relación esta dada por:

$$\lambda = \frac{\Omega R}{V_0} \quad \text{Ecuación 3.19.}$$

Donde R es el radio del rotor y V_0 es la velocidad de la corriente de viento perpendicular al plano del rotor y medida a la altura del cubo y Ω es la velocidad angular del rotor. El producto ΩR es conocido como velocidad de arrastre, U .

$$\lambda = \frac{U}{V_0} \quad \text{Ecuación 3.20.}$$

La relación entre el coeficiente de potencia del rotor y λ depende, entre otros factores, de la geometría del perfil aerodinámico que se selecciona para diseñar las palas.

En la práctica los rotores de la turbinas de viento modernas se diseñan con valores máximos de velocidad específica comprendidos entre 8.5 y 9 para rotores de dos palas, para rotores de tres palas varía entre 7 y 8.5, la limitación para el valor máximo de velocidad específica se debe a que si la velocidad en el extremo de la pala es mayor que 1/3 de la velocidad del

¹⁷ SØRENSEN, Poul. HANSEN, Anca. JANOSI, Lorand. BECH, John y BAK-JENSEN, Birgitte. Simulation of Interaction between Wind Farm and Power System. 2001.

sonido (110 m/s) se produce un gran aumento de resistencia por efecto de compresibilidad así como un aumento exagerado del ruido aerodinámico¹⁸.

Para mayores detalles ver anexo E.

3.1.3. Torque aerodinámico. En el anexo E se describe la forma de hallar el torque aerodinámico diferencial sobre el rotor de la turbina.

Otra forma de hallar el torque, es dividiendo la potencia del rotor por la velocidad angular del eje del rotor, en otras palabras:

$$T = \frac{P}{\Omega} = \frac{\pi}{2\Omega} \rho R^2 V_0^3 C_p \quad \text{Ecuación 3.21.}$$

O también:

$$T = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 V_0^2 C_q \quad \text{Ecuación 3.22.}$$

Donde C_q se define como el coeficiente de torque y teóricamente es el coeficiente de potencia dividido por la velocidad específica:

$$C_q = \frac{C_p}{\lambda} \quad \text{Ecuación 3.23.}$$

3.1.4. Coeficiente de Potencia. El coeficiente de potencia de un aerogenerador es el rendimiento con el cual funciona el mismo, y expresa qué cantidad de la potencia total que posee el viento incidente es realmente capturada por el rotor de dicho aerogenerador. Este coeficiente es adimensional. Por otra parte, hay que hacer notar que el coeficiente de potencia con que funciona una turbina de viento en general no es constante, pues varía en función de la velocidad específica y del ángulo de paso, definido éste como el ángulo que se forma entre la cuerda del perfil aerodinámico (distancia de la línea recta que conecta el borde de ataque con el borde de salida) en la punta de la pala y el plano de rotación ver figura 3.2 figura y figura 3.4.

$$C_p = f(\lambda, \beta) \quad \text{Ecuación 3.24.}$$

¹⁸DELGADO, José La energía eólica en la región autónoma de Murcia. 2000.

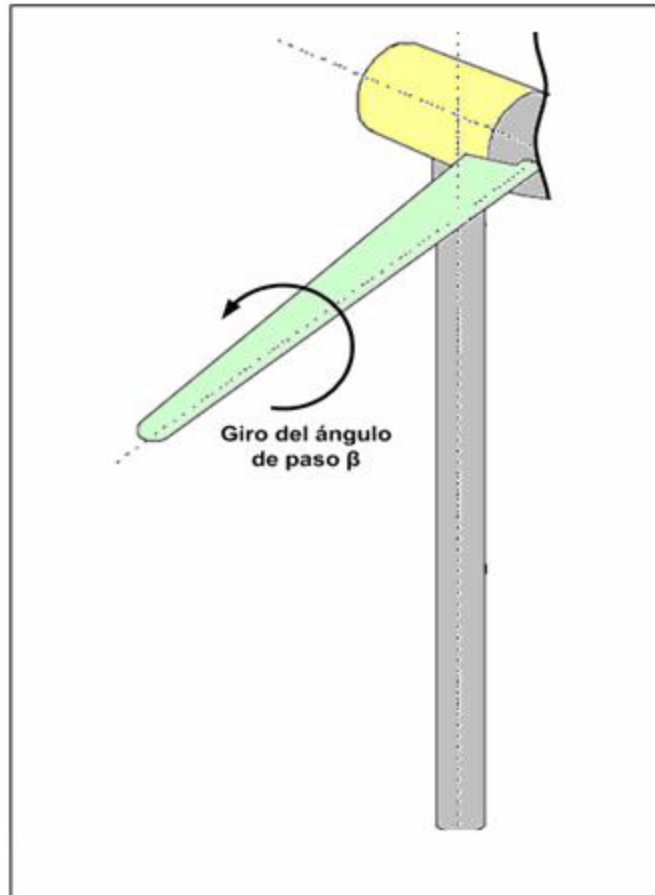


Figura 3.4. Ilustración del ángulo de paso.

Donde λ es la velocidad específica y β es el ángulo de paso. Cabe aclarar que en una turbina controlada por entrada en pérdida o con control por diseño aerodinámico (stall control), donde el ángulo de paso permanece constante durante toda la operación de la turbina, el C_p dependerá sólo de λ .

El coeficiente de potencia para las turbinas de viento ha sido muy investigado, el cálculo de este coeficiente necesita el uso de la teoría del elemento de pala, descrita en el anexo D. Como esta teoría requiere tener conocimientos de aerodinámica y matemática un poco complejos se han desarrollado varias aproximaciones numéricas, un ejemplo de ellas para turbinas con ángulo de paso variable es la propuesta por Siegfried Heier¹⁹:

¹⁹HEIER Siegfried, "Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems," 1998.

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\frac{12.5}{\lambda_i}} \quad \text{Ecuación 3.25.}$$

Donde

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad \text{Ecuación 3.26.}$$

Con estas aproximaciones se pueden graficar las curvas de C_p contra λ para diferentes valores de β , como se observa en la figura 3.5

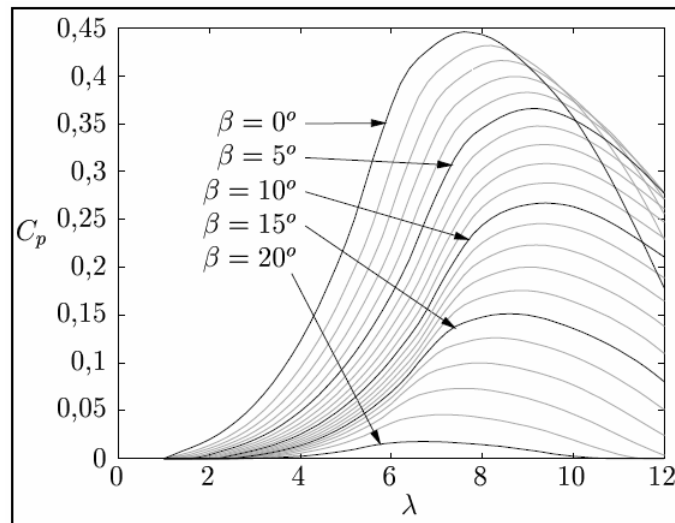


Figura 3.5. Curvas características $C_p - \lambda - \beta$.

Como era de suponerse el valor de C_p no puede superar el límite de Betz, fijado en la ecuación 3.18. $C_{p \max} = \frac{16}{27} \approx 0.59259$. También se observa en la figura que el valor máximo de C_p es mucho menor que el límite de Betz debido a imperfecciones en el diseño de las palas y a las pérdidas.

En la figura 3.6 se ha graficado la superficie de nivel para el coeficiente de potencia, allí se puede obtener el valor del coeficiente C_p para valores de λ y β dados. Los valores negativos se han remplazado por cero y la superficie C_p tiene un único valor máximo, el cual nos determina los valores óptimos de λ y β .

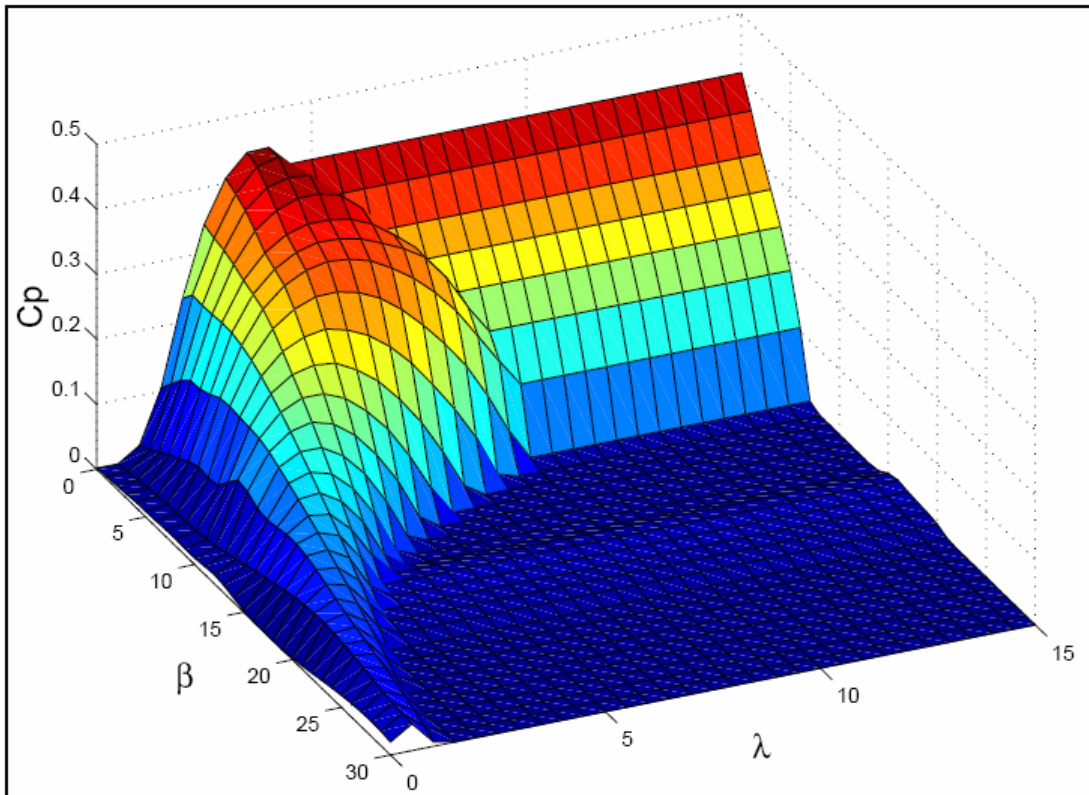


Figura 3.6. Superficie de nivel para C_p

3.2. PERFIL AERODINÁMICO DE LAS PALAS DEL ROTOR.

La forma del perfil aerodinámico de las palas del rotor es decisiva para el desempeño de la turbina de viento. Una mínima alteración en la forma del perfil puede causar grandes alteraciones en la curva de potencia y en el nivel de ruido de la turbina. La forma del perfil debe escogerse con mucho cuidado dependiendo del tipo de turbina y de la cantidad de energía que se desee extraer del viento. Como se observa en la figura 3.2, el perfil esta formado prácticamente por dos lados, uno más curvo que el otro. Cuando el flujo de viento entra en contacto con la pala este se separará y pasará alrededor de ella. Esto se muestra en la figura 3.7. El flujo que pasa por el lado más curvo tiene que recorrer una mayor distancia que el flujo que se va por el otro lado. Lo que significa que debe tener mayor velocidad para unirse de nuevo con el flujo que pasa por el lado más recto del perfil. La pala es entonces succionada (fuerza de sustentación) por acción de la caída de presión

resultante de la alta velocidad del flujo del viento sobre el lado más curvo del perfil. Esta fuerza de sustentación se encuentra detallada en el anexo D.

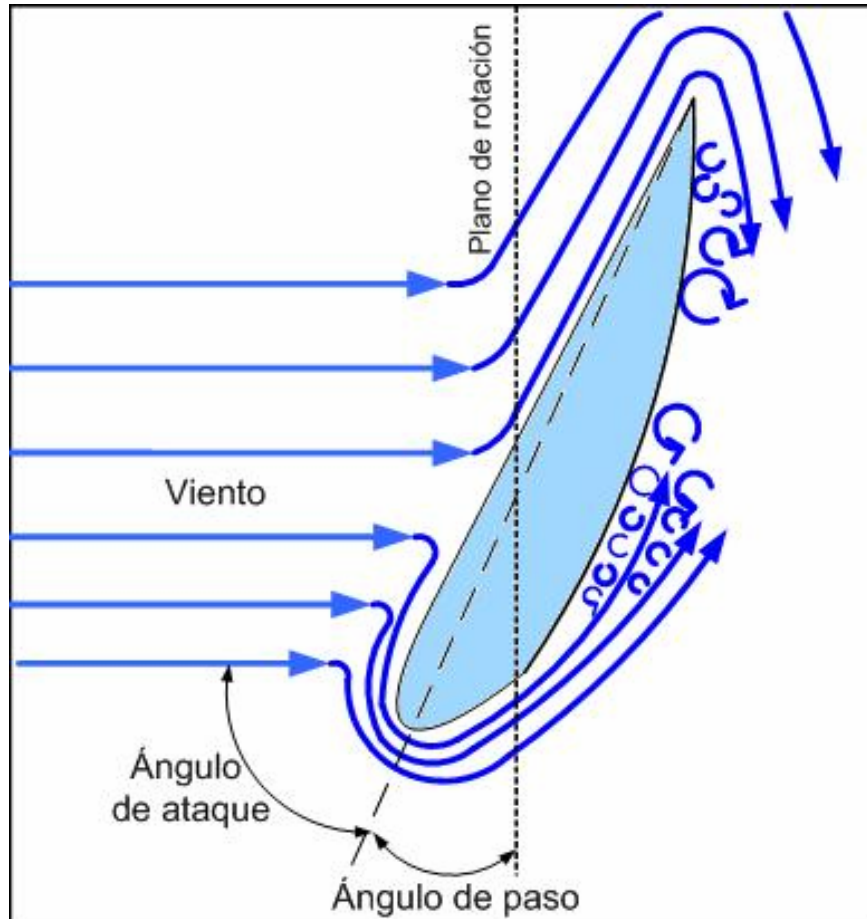


Figura 3.7. Flujo de viento alrededor del perfil de la pala.

En función de la geometría propia de un aspa, existe un valor de la velocidad del viento para el cual el ángulo de ataque, medido entre la dirección de la corriente de flujo y la cuerda del perfil, es tal que la fuerza de sustentación alcanza su máximo valor. A partir de ahí, dicha fuerza comienza a disminuir, mientras que la fuerza de arrastre empieza a crecer rápidamente. Esta combinación limita la potencia del rotor de manera natural, pues el flujo en la cara "viento abajo" de las palas comienza a desprenderse creando vórtices,

lo que quiere decir que el flujo de viento alrededor del perfil ya no es laminar²⁰. Este fenómeno se ilustra en la figura 3.7.

El desprendimiento depende de la geometría del perfil aerodinámico y puede ser lento o brusco. El desprendimiento brusco es peligroso y debe evitarse, ya que puede llegar a fracturar las palas. La región de flujo desprendido es mucho más complicada y desconocida que la de flujo no desprendido. En aeronáutica el desprendimiento debe evitarse.

La separación de la masa de aire normalmente inicia progresivamente desde el borde de salida o borde posterior, de esta forma el perfil empieza a entrar en pérdida gradualmente al incrementarse el ángulo de ataque hasta alcanzar la entrada en pérdida total a un determinado ángulo de ataque. Se puede decir que generalmente el desprendimiento o separación de flujo comienza aproximadamente a los 12° y es total cuando el ángulo de ataque alcanza los 20° obviamente estos valores varían dependiendo del diseño y la forma del perfil.

En turbinas eólicas controladas por desprendimiento, el flujo desprendido forma parte de la operación normal para ángulos de paso de hasta 45° . La teoría y los métodos de cálculo de flujo bidimensional alrededor de perfiles no son confiables para valores del ángulo de ataque mayores a 10° . Junto con estos hechos existe la complicación de que la rotación de la pala añade un aspecto tridimensional muy importante. Además, los flujos desprendidos son todavía objeto de estudio de ingenieros y físicos sin que se halla podido obtener un modelo totalmente confiable. Por esta razón, el diseño de rotores con control pasivo por desprendimiento de flujo implica un cierto grado de riesgo. Sin embargo, la mayoría de los primeros aerogeneradores, y muchos de los que ahora están en el mercado, utilizan esta técnica debido a que ofrece un menor costo al no requerir de servomecanismos para variar el ángulo de paso.

²⁰ DELGADO, José. La energía eólica en la región autónoma de Murcia 2000.

3.3. MODELAMIENTO DE LA AERODINÁMICA DEL AEROGENERADOR.

Como ya se mencionó, el rotor de la turbina convierte la velocidad del viento en potencia mecánica. Los efectos aerodinámicos sobre las palas convierten el flujo del viento en torque, llamado torque aerodinámico. Cada sección de la pala contribuye con el torque aerodinámico de una sola pala, integrando el torque a lo largo de la pala y sumando los efectos de las tres palas logramos obtener el torque aerodinámico sobre el eje principal o eje de baja velocidad. Nuestro modelo tiene como salida el torque aerodinámico, T_{ae} , que puede ser calculado utilizando la ecuación 3.21 o la ecuación 3.22. Y tiene como entradas la velocidad equivalente del viento, $V_{eq}(t)$, proveniente del modelo del viento (ver capítulo 2); la velocidad del rotor de la turbina, que se debe tomar del modelo mecánico (ver siguiente capítulo) y la tercera entrada es el ángulo de paso, que se toma del modelo del sistema de control para turbinas reguladas por variación del ángulo de paso o tiene un valor fijo para turbinas controladas por entrada en pérdida. En la figura 3.8 se ilustran las entradas y salidas del modelo aerodinámico.

Para poder simular el torque de salida es necesario utilizar las ecuaciones 3.21 o 3.22. Estas se pueden reescribir:

$$T_{ae} = \frac{\pi}{2\Omega} \rho R^2 V_{eq}^3 C_p(\lambda, \beta) = \frac{\pi}{2\lambda} \rho R^3 V_{eq}^2 C_p(\lambda, \beta) \quad \text{Ecuación 3.27.}$$

$$T_{ae} = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 V_{eq}^2 C_q(\lambda, \beta) \quad \text{Ecuación 3.28.}$$

Donde ρ es la densidad del aire, V_{eq} es la velocidad equivalente del viento, C_p y C_q son los coeficientes de potencia y de torque respectivamente, para una turbina controlada por variación del ángulo de paso ambos coeficientes dependen del ángulo de paso β y de la velocidad específica λ definida como:

$$\lambda = \frac{\Omega R}{V_{eq}} \quad \text{Ecuación 3.29.}$$

Donde R es el radio del rotor y Ω es la velocidad rotacional del rotor. Para una turbina controlada por entrada en pérdida, los coeficientes de potencia y torque son sólo función de λ ya que este tipo de turbinas tienen un ángulo de paso fijo e inmodificable

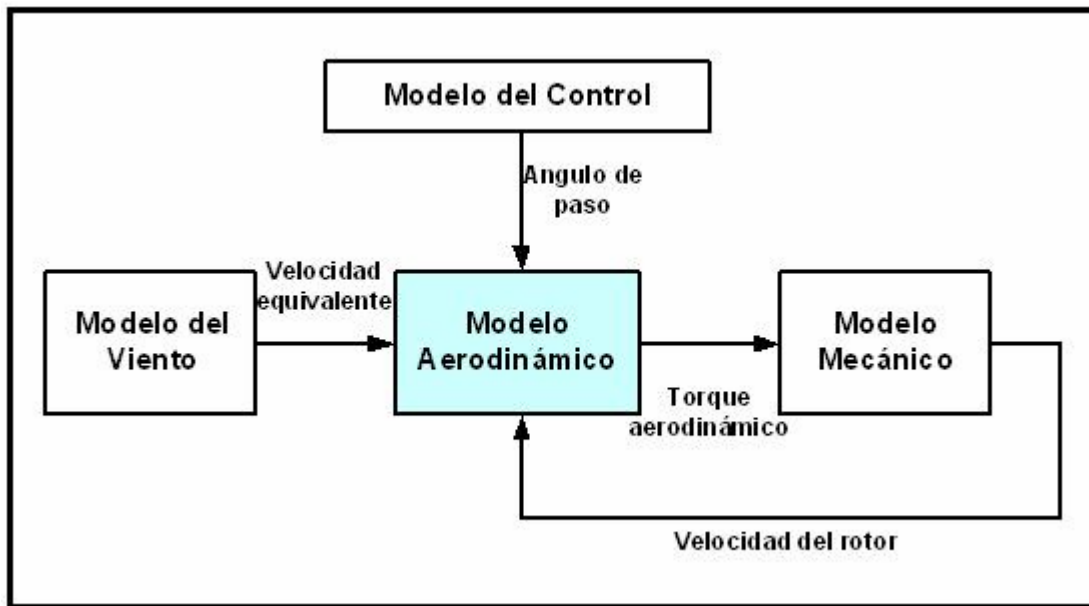


Figura 3.8. Entradas y salidas para el modelo aerodinámico.

Los coeficientes de potencia y de torque para una turbina en particular pueden ser tabulados con datos experimentales o teniendo en cuenta las aproximaciones numéricas dadas por las ecuaciones 3.25, 3.26. Ambas ecuaciones, 3.27 y 3.28 pueden ser usadas para expresar el torque, sin embargo el torque aerodinámico calculado con el coeficiente de torque en la ecuación 3.28 tiene la ventaja que puede utilizarse cuando la turbina esté parada es decir $\Omega = 0$, porque si utilizamos la ecuación 3.27 el torque aerodinámico cuando la turbina esté parada resultaría infinito. Además cuando la turbina está parada la potencia es cero pero el torque no.²¹

²¹ IOV, Florin. Contributions to Modelling, Analysis and Simulation of AC Drive Systems. Application to Large Wind Turbines. Dunarea de Jos University.

3.3.1. Implementación del Modelo Aerodinámico en Matlab Simulink. El modelo aerodinámico que se implementó se basa en la ecuación 3.28 para simular el torque aerodinámico de salida T_{ae} .

$$T_{ae} = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 V_{eq}^2 C_q(\lambda, \beta) \quad \text{Ecuación 3.28.}$$

Donde ρ es la densidad del aire (Kg/m^3), R es el radio de la pala (m), V_{eq} es la velocidad equivalente del viento (m/s) que se toma de la salida del modelo del viento y C_q es el coeficiente de torque adimensional que depende de la velocidad específica λ y el ángulo de paso β . Para nuestra simulación este coeficiente de torque esta tabulado con base en pruebas experimentales desarrolladas por el Laboratorio Nacional RISOE y la Universidad de Aalborg en Dinamarca en el año 2003 y aceptado por el Código Danés para la construcción de turbinas de viento (Danish standard for loads and safety of wind turbines construction 2004). La tabla implementada en nuestro modelo se muestra en el Anexo F.

También se implementó la ecuación de aproximación numérica propuesta por Sigfried Heier.

3.3.2. Descripción del modelo montado en Matlab Simulink. El bloque de la Aerodinámica consta de cuatro subsistemas, el primero de ellos esta diseñado para calcular el torque aerodinámico en turbinas controladas por variación del ángulo de paso el cual tiene tres entradas: ángulo de paso, velocidad equivalente del viento y velocidad angular del rotor tomada de la salida del modelo mecánico ($W_{tur} = \Omega$, debido a la dificultad para introducir simbología en la interfaz de Simulink), y una salida que corresponde al torque aerodinámico T_{ae} . El segundo subsistema calcula el torque aerodinámico en turbinas controladas por entrada en pérdida el cual tiene dos entradas: velocidad equivalente del viento y velocidad angular del rotor también tomada de la salida del modelo mecánico y una salida que corresponde al torque aerodinámico. El tercer subsistema se desarrollo usando la ecuación de Heier con las mismas condiciones que el primer subsistema. El cuarto

subsistema también está basado en la ecuación de Sigfried Heier pero con las mismas condiciones de entrada que el segundo subsistema. Observar la figura 3.9.

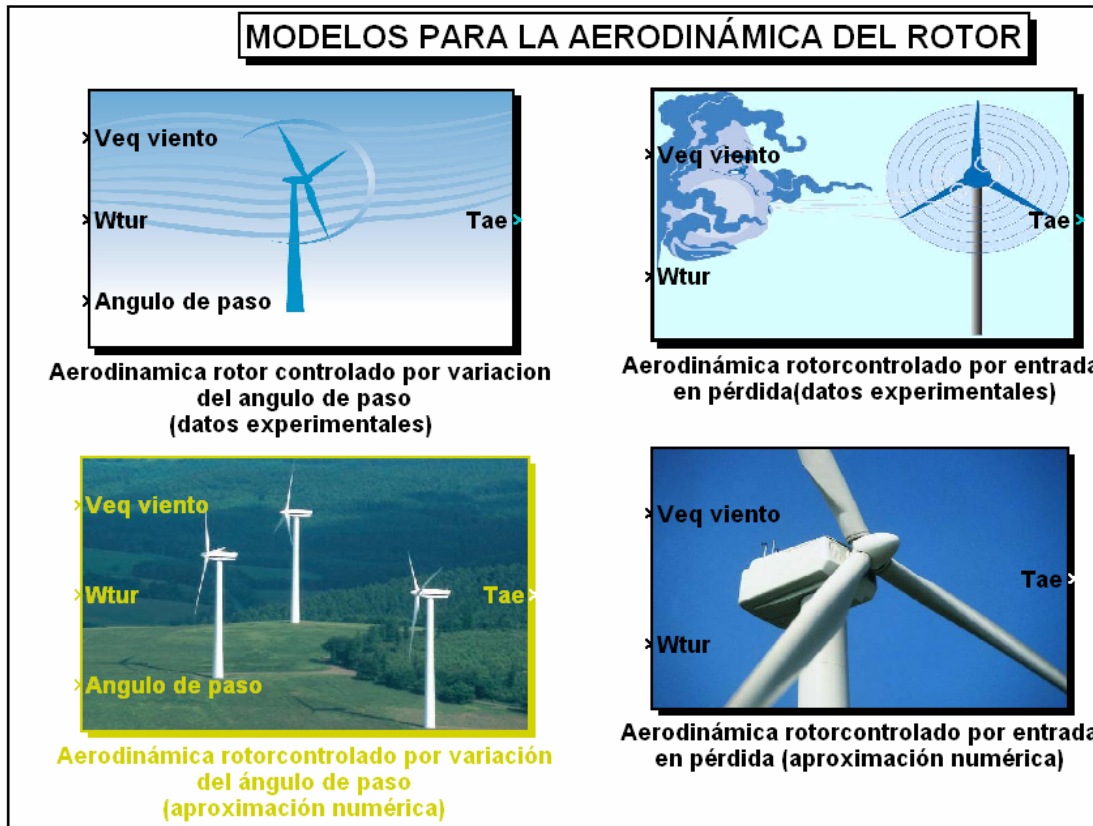


Figura 3.9. Subsistemas para el modelamiento aerodinámico del rotor

En estos bloques se deben introducir parámetros que permitan la aplicación para cualquier tipo de turbina conociendo ciertas especificaciones (radio de la pala, velocidad del viento necesaria para el arranque y velocidad del viento máxima permitida para evitar sobrecargas en el generador), por ejemplo observar figura 3.10 por el subsistema de la aerodinámica del rotor controlado por variación del ángulo de paso (datos experimentales).

El modelo de la aerodinámica del rotor de una turbina controlada por variación del ángulo de paso con la tabla de datos experimentales, ensamblado en Matlab Simulink, se ilustra en la figura 3.11. Y el modelo de la aerodinámica para una turbina controlada por variación del ángulo de paso basada en la ecuación de Sigfried Heier se ilustra en la figura 3.12.

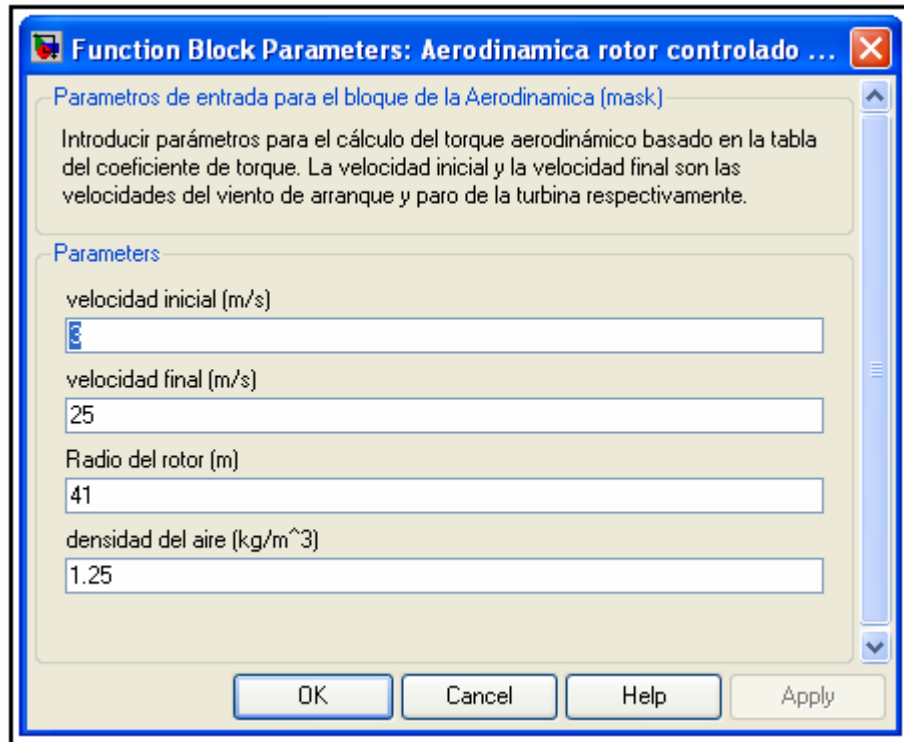


Figura 3.10. Parámetros de entrada para la aerodinámica.

Con los datos de entrada (radio del rotor, velocidad de giro del rotor y velocidad del viento) se calcula la velocidad específica (λ), con este valor y el ángulo de paso (para aerogeneradores con ángulo de paso variable) se entra a la tabla experimental de C_q y se obtiene el valor correspondiente al coeficiente de torque. Estos valores se reemplazan en la ecuación para el cálculo del torque aerodinámico (ecuación 3.28). Este valor es condicionado por la velocidad la mínima de arranque y la velocidad máxima permitida para evitar sobrecargas en el generador, es decir, que si la velocidad equivalente del viento de entrada no se encuentra dentro de este rango, la salida del torque aerodinámico debe ser cero, ya que si la velocidad de entrada al sistema es menor que la velocidad de arranque, obviamente el generador no gira, y en caso contrario, si es mayor que la velocidad máxima, el rotor de la turbina debe ser frenado para evitar daños en el generador y en la red. Para introducir este condicional en nuestro modelo es necesario utilizar un selector (switch).

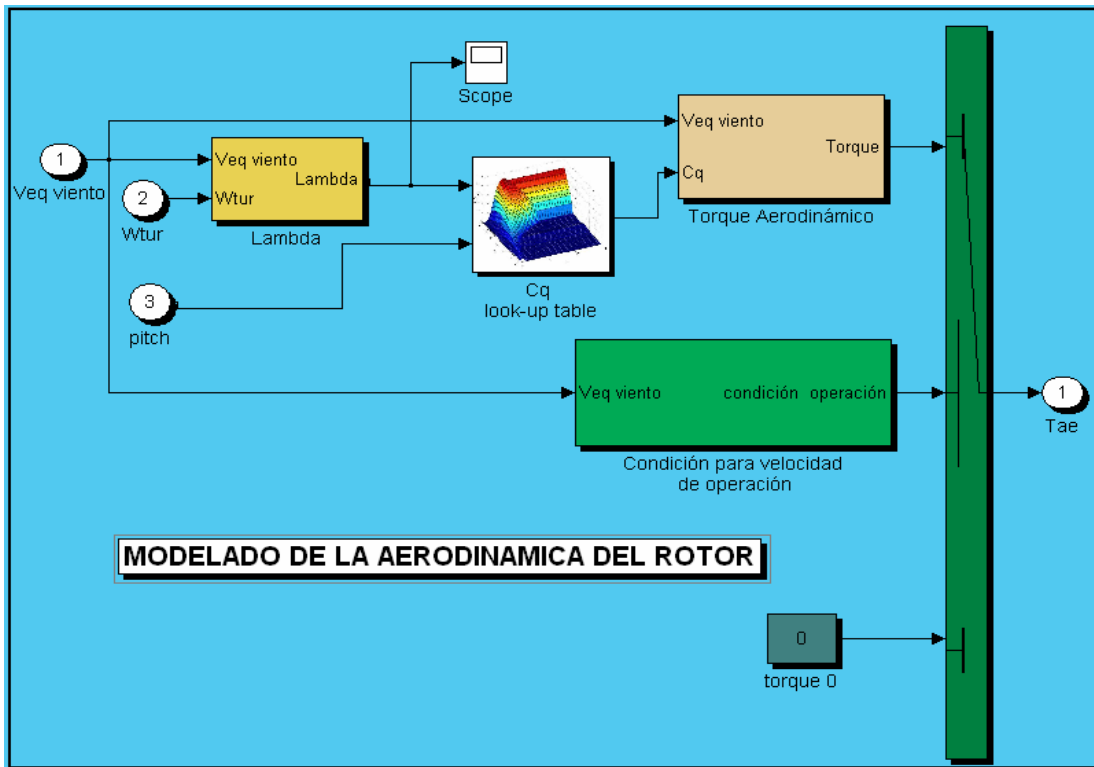


Figura 3.11. Modelo de la aerodinámica en Simulink para rotor con ángulo de paso variable (datos experimentales)

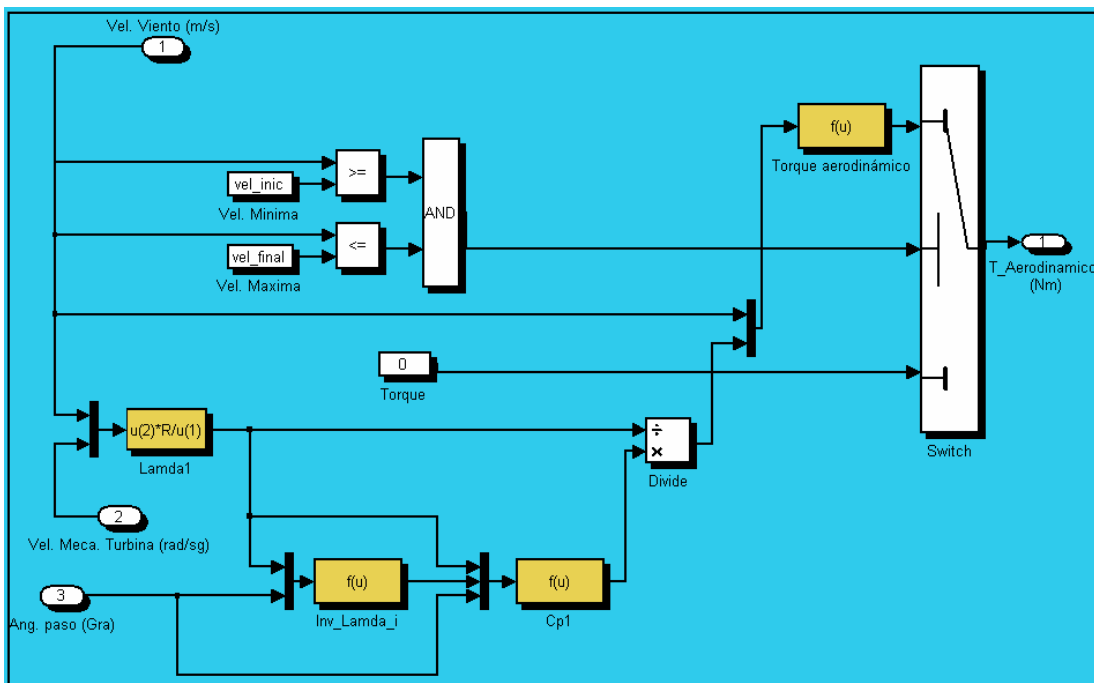


Figura 3.12. Modelo de la aerodinámica en Simulink para rotor con ángulo de paso variable (Ecuación de Sigfried Heier).

4. SISTEMA DE TRANSMISIÓN MECÁNICA.

El sistema de transmisión de una turbina de viento de eje horizontal comprende el conjunto de elementos que se encarga de conectar el rotor con el generador y por ende transmitir la energía mecánica desde el rotor hasta el generador. Este conjunto está conformado por el cubo, el eje principal o eje de baja velocidad conocido también como eje del rotor, la caja multiplicadora, el eje de alta velocidad o eje del generador, cojinetes y acoples. Todos ellos se encuentran alojados dentro de la góndola.

4.1. ELEMENTOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.

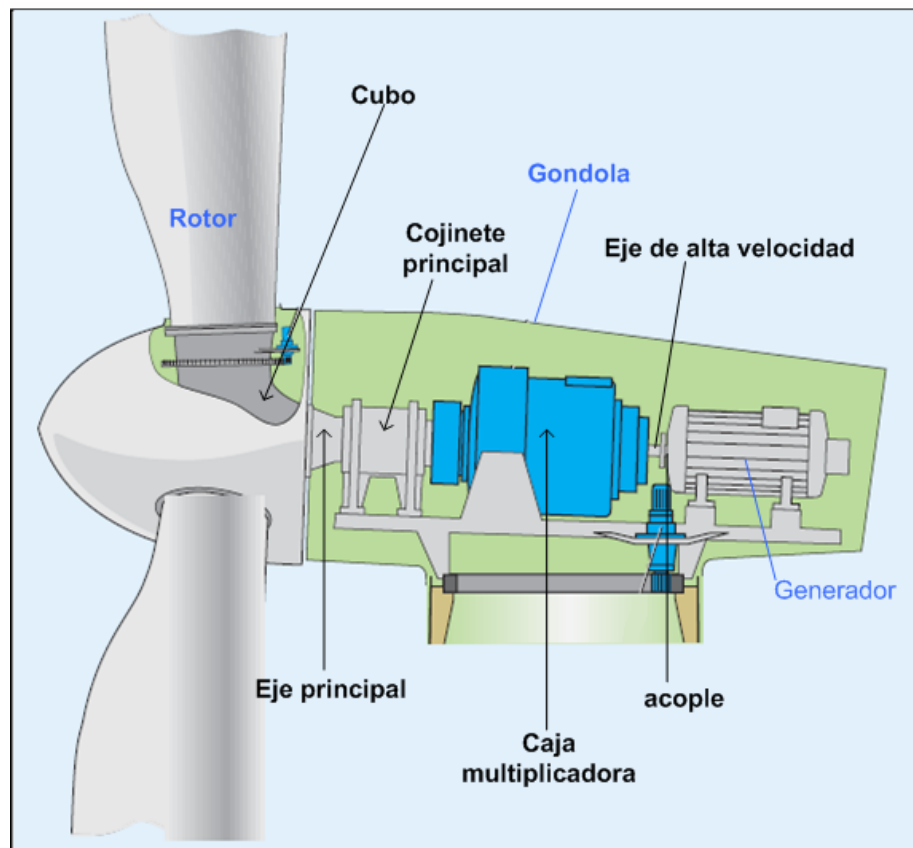


Figura 4.1. Elementos que conforman el sistema de transmisión.
(Fuente: Rexroth Innovate gearbox for wind turbines)

En la figura 4.1 se muestran las partes principales del sistema de transmisión mecánica, cabe anotar que el tipo y número de cojinetes y acoples varían dependiendo del fabricante. A continuación se describe cada uno de los elementos que constituyen el sistema de transmisión mecánica.

4.1.1. El Cubo. El cubo del rotor es el elemento donde se unen las palas y mediante el cual la potencia que extrae el rotor del viento se transmite al eje principal. Pueden presentarse dos tipos de cubo (ver figura 4.2):

❖ **Rígido:** se utiliza para aerogeneradores de tres palas, consiste en una estructura metálica hueca que típicamente se construye en fundición nodular. En este caso, se diseña con una geometría que permite un acoplamiento firme de las palas a través de pernos roscados. En su parte central interior está diseñada para acoplarse rígidamente con el eje principal del aerogenerador.

❖ **Basculante:** se usa para aerogeneradores de dos palas, el cual permite que las palas se puedan mover, ligeramente, en una dirección perpendicular al plano del rotor. Generalmente, los cubos basculantes se diseñan para que permitan un desplazamiento angular de $2,5^\circ$ respecto al plano normal del eje de rotación. Esto ayuda a reducir las cargas dinámicas.

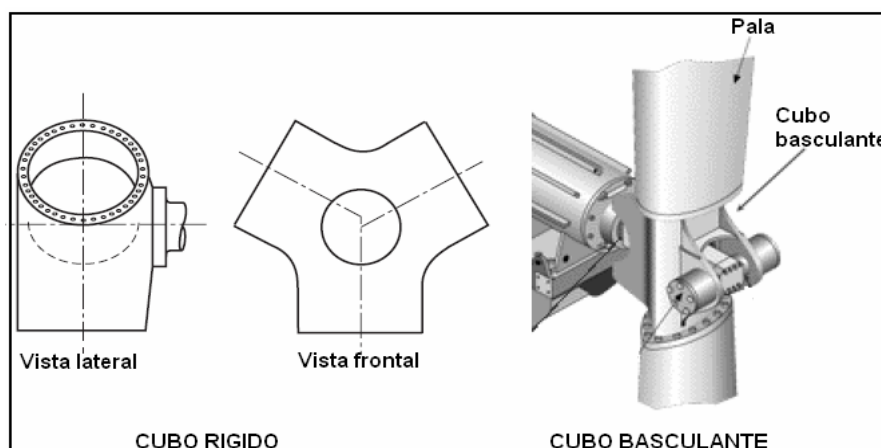


Figura 4.2 Tipos de cubos.

4.1.2. Eje Principal y Eje de Alta Velocidad. El eje principal o eje de baja velocidad es el elemento que transmite el movimiento de rotación desde el rotor hasta la caja multiplicadora. El eje principal de una turbina de viento

generalmente se forja con acero AISI 1045 o 1040 endurecido y templado²¹. El eje se calienta al rojo y se enfría bruscamente en agua o en aceite, este temple da una dureza alta pero se fragiliza la superficie, luego el eje es recalentado y revenido para obtener las propiedades mecánicas deseadas (alta resistencia a los esfuerzos cortantes por torsión, alta resistencia a la fatiga y alta rigidez). Tiene una forma cónica, el extremo de mayor diámetro se conecta al cubo y la de menor diámetro se acopla a la caja multiplicadora, es de mayor tamaño y más robusto que el eje de alta velocidad debido a que debe soportar mayor torque.

El eje de alta velocidad se encarga de transmitir el torque desde la caja multiplicadora hasta el generador eléctrico. Este eje es parte integral de la caja, es decir, no se utiliza ningún tipo de acople entre la caja y el eje. Se fabrica de igual manera y con el mismo material que el eje principal pero es menor longitud y de menor diámetro ya que está sometido a un menor torque.

4.1.3. Cojinetes. La mayoría de las turbinas de viento utilizan cojinetes para soportar su eje principal y en muy pocos casos para soportar su eje de alta velocidad. Generalmente se usan cojinetes de rodillos esféricos de doble fila para el eje principal ya que este tipo de cojinete está diseñado para soportar grandes cargas radiales debidas a los pesos del rotor, el cubo y el eje principal, y cargas axiales debidas a la presión ejercida por el viento sobre el rotor de la turbina, Para poder seleccionar un rodamiento es preciso conocer las condiciones de carga, la velocidad angular, una estimación de la vida útil esperada, y las condiciones de los apoyos. La cantidad de rodamientos depende del tamaño de la turbina, para turbinas pequeñas (hasta 150 KW) solo se utilizan dos cojinetes consecutivos en el eje de baja velocidad o eje principal, para turbinas de tamaño medio (hasta 450 KW) se usa un solo cojinete en el eje principal y a la entrada de la caja multiplicadora se utiliza otro cojinete, para turbinas de gran tamaño (hasta

²¹ BONUS INFO. The wind turbine components and operation. 1999.

1500KW) se utilizan dos cojinetes en el eje principal y dependiendo del tamaño del tamaño del eje de alta velocidad puede o no llevar cojinete.

4.1.4 Acoplamientos Mecánicos. Durante el funcionamiento de un aerogenerador los componentes del sistema de transmisión están sujetos a fluctuaciones torsionales, desplazamientos axiales y angulares y desalineación entre los ejes. Estos efectos deben ser minimizados para reducir esfuerzos y prolongar la vida útil de los componentes. Para ello se utilizan diversas técnicas que dependen del diseño y configuración específica del aerogenerador. Por ejemplo, en aerogeneradores que cuentan con una caja de engranes en el tren de potencia, la conexión mecánica al generador eléctrico se realiza mediante una barra provista de juntas homocinéticas en ambos extremos como se muestra en la figura 4.3, y un acoplamiento de fricción en el extremo del generador eléctrico.

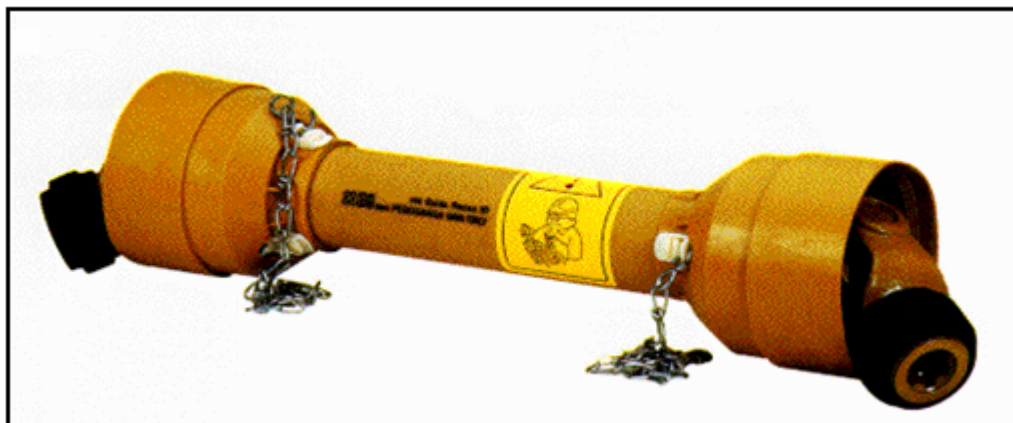


Figura 4.3. Junta homocinética.

Actualmente se están utilizando acoples flexibles para unir el eje de alta velocidad que sale de la caja multiplicadora con el generador eléctrico, ver la figura 4.4.

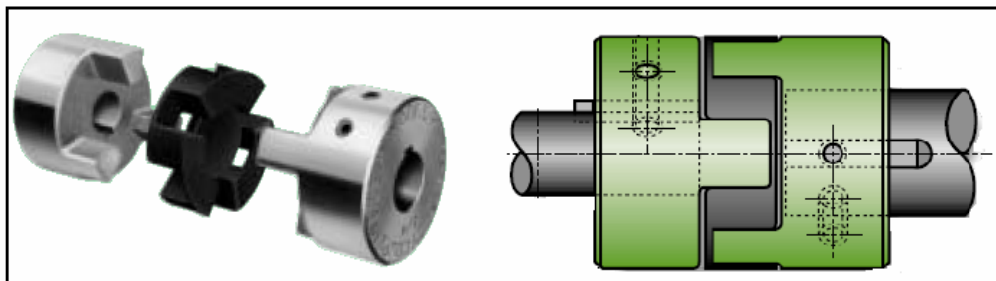


Figura 4.4. Acople flexible.

Asimismo, la caja multiplicadora suele estar sujeta al chasis principal mediante elementos que proporcionan una suspensión amortiguada. Esta combinación permite amortiguar fluctuaciones torsionales sobre los engranajes y absorber pequeños desplazamientos axiales, así como la posible desalineación de los ejes durante la operación normal del aerogenerador. Para acoplar el eje principal con la caja multiplicadora se utilizan generalmente juntas de unión o fijación por contracción térmica, para esto es necesario que el eje de la caja multiplicadora sea hueco y el eje principal se pueda introducir dentro de él. Lo importante es evitar al máximo el deslizamiento para lograr una alta eficiencia en la transmisión del torque.

4.1.5. Caja Multiplicadora. El rotor de una turbina de viento generalmente opera a una velocidad angular que varía aproximadamente desde las 15 rpm hasta 50 rpm, y los generadores eléctricos de inducción para aerogeneradores operan a velocidades que varían generalmente desde las 1000 rpm hasta 1800 rpm. Entonces se debe buscar un elemento que nos permita multiplicar las revoluciones del rotor para hacer que el generador eléctrico funcione a su régimen de operación, esto se logra por medio de una caja multiplicadora helicoidales de ejes paralelos o tipo planetario. La caja multiplicadora siempre tiene una relación de velocidades constante. En la selección o diseño de una caja de multiplicadora para aerogeneradores se busca que tenga una relación óptima entre su capacidad de carga, su tamaño y su peso. Asimismo, deben operar con eficiencia alta y emitir poco ruido. Por su función, las cajas de multiplicadora deben ser confiables y fáciles de mantener. Usualmente, la lubricación en la caja multiplicadora de un aerogenerador se realiza por salpicadura y se debe mantener la temperatura del lubricante dentro de los valores recomendados. Durante mucho tiempo se utilizaron cajas multiplicadoras helicoidales de ejes paralelos, ver figura 4.5. Ahora hay una tendencia a utilizar cajas del tipo planetario, ver figura 4.6, porque son más compactas, pesan menos, emiten menos ruido y en condiciones de carga parcial tienen una eficiencia mayor²².

²² DELGADO, José. La energía eólica en la región autónoma de Murcia 2000.

Pero también tienen desventajas frente a las cajas convencionales, debido a su tamaño compacto tiene problemas para disipar el calor. Hace unos pocos años, las cajas del tipo planetario eran difíciles de adquirir por su costo. Hoy en día, el 57 % de los aerogeneradores con caja multiplicadora usan del tipo planetario.

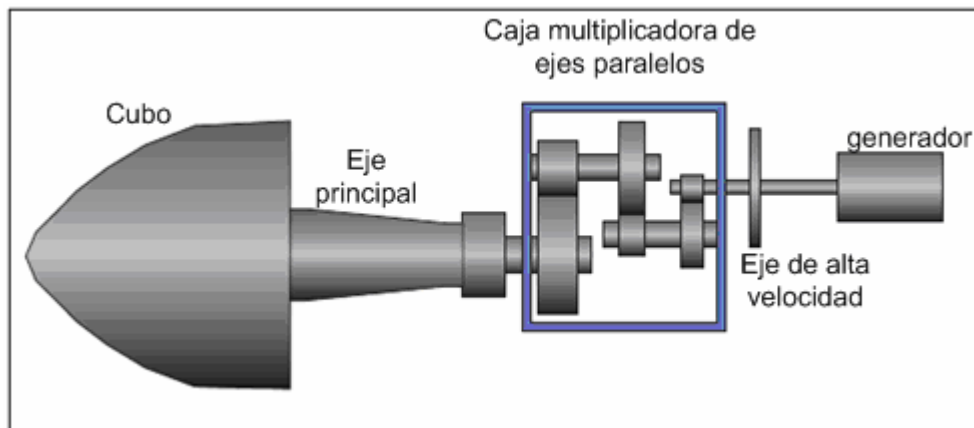


Figura 4.5. Turbina de viento con caja multiplicadora de ejes paralelos.

Ante la construcción de generadores eléctricos de velocidad nominal baja, ha surgido un nuevo tipo de turbinas, las turbinas de velocidad variable, que no utilizan caja multiplicadora. En este caso, el rotor se acopla directamente al generador eléctrico. Sin embargo, estos últimos son de fabricación especializada y sus dimensiones son relativamente grandes. Actualmente, el 95 % de los aerogeneradores comerciales, en el rango de 200 a 2.000 kW, utilizan una caja multiplicadora en la transmisión y solamente el 5 % tienen un acoplamiento directo debido a su altísimo costo.

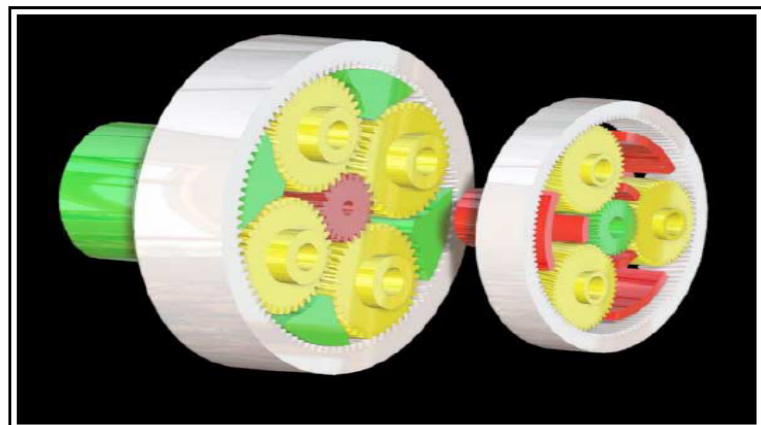


Figura 4.6. Caja multiplicadora tipo planetario.

4.2. MODELAMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN MECÁNICA.

El objetivo principal del modelamiento de la transmisión mecánica es hacer una abstracción del sistema real que permita una formulación matemática más sencilla pero con alto grado de precisión y similitud con el sistema real.

Para empezar con la simplificación del sistema de transmisión mecánica, en nuestro modelo sólo interesaran las partes de la turbina que puedan transmitir grandes oscilaciones o fluctuaciones a la potencia eléctrica de salida. Estas partes son: Las palas, el eje de baja velocidad, la caja multiplicadora y el eje de alta velocidad.

El eje de baja velocidad contiene el cubo y el de alta velocidad contiene el rotor del generador eléctrico. La caja multiplicadora se considera como un mecanismo de engranajes de ejes paralelos.

Al analizar detalladamente el funcionamiento del sistema podemos deducir que la transmisión consta básicamente de dos masas rotando, una de mayor masa y momento de inercia que corresponde al rotor de la turbina (palas y cubo) y otra más pequeña que corresponde al generador. Los ejes se pueden modelar a través de su coeficiente de amortiguamiento y rigidez.

El modelo a simular debe cumplir con los siguientes requerimientos:

El modelo debe representar las condiciones del sistema real con la mayor exactitud posible; la relación entre el sistema real y el modelo debe ser apreciable en cada una de las partes; debe ser posible introducir los parámetros del sistema en el modelo, estos parámetros deben coincidir con datos reales para lograr la máxima exactitud en los resultados.

Cuando se hace un modelo es importante definir los límites del sistema ya que estos determinan los parámetros internos y externos, de esta forma podemos variar la complejidad del modelo.

En nuestro modelamiento mecánico, se construyeron cinco modelos diferentes para la transmisión mecánica del aerogenerador, cada uno con diferente grado de aproximación al sistema real dependiendo de la complejidad de cada modelo. Todos los modelos tienen las mismas entradas y salidas como se observa en la figura 4.7. Las entradas al sistema son el

torque aerodinámico que se toma del bloque donde se modeló la aerodinámica del rotor de la turbina, el torque del generador que proviene de las especificaciones técnicas del generador. Las salidas del sistema corresponden a la velocidad angular del rotor y del generador.

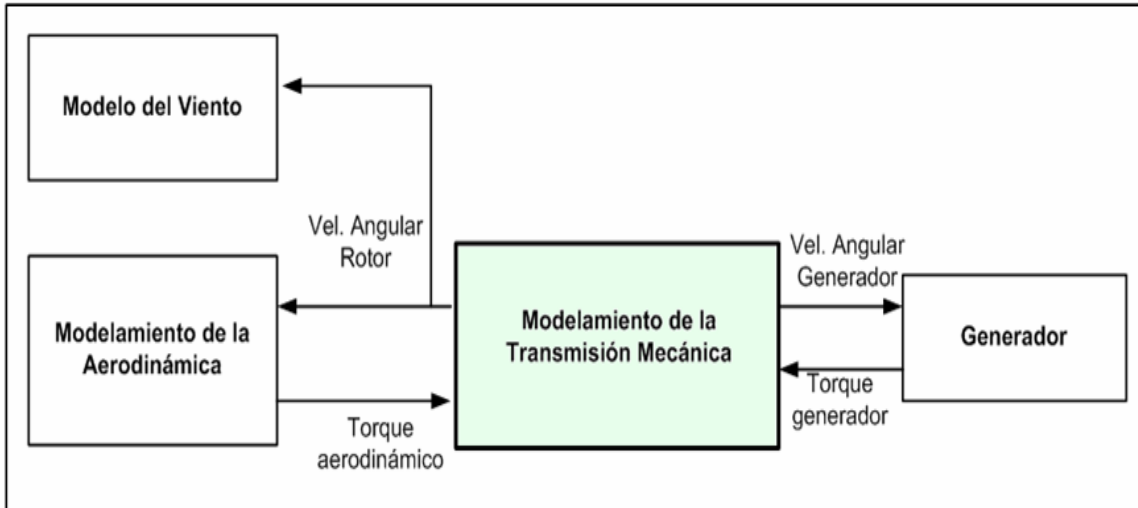


Figura 4.7. Entradas y salidas del modelo de la transmisión mecánica.

Los modelos desarrollados para la transmisión mecánica son:

- Una sola masa rotando sin tener en cuenta las características específicas de los ejes, pero teniendo en cuenta la relación de la caja multiplicadora.
- Dos masas rotando teniendo en cuenta las características de la caja multiplicadora, asumiendo los ejes rígidos.
- Dos masas que corresponden al rotor y al generador, la rigidez del eje de baja es tomada en cuenta.
- Dos masas rotando con un coeficiente de rigidez y amortiguamiento en el eje de baja velocidad junto con relación de la caja de multiplicadora y pérdidas por fricción viscosa en los cojinetes del eje de baja y del generador.
- Cuatro masas rotando (rotor, engranaje del eje de baja, engranaje del eje de alta y generador) con coeficientes de amortiguamiento y rigidez para los dos ejes y pérdidas por fricción viscosa en los cojinetes. A continuación se describirán cada uno de estos modelos.

4.2.1. Modelo de una sola masa rotando. En este modelo, el rotor, los ejes y el generador son modelados como una sola masa rotando (como se observa en la figura 4.8), aplicando la segunda ley de Newton:

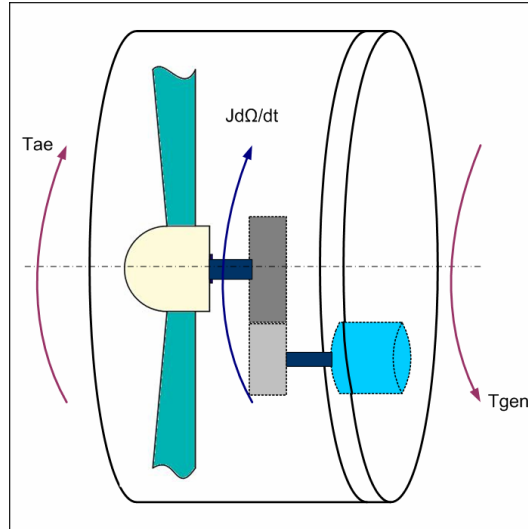


Figura 4.8. Modelo de una sola masa rotando.

$$\sum T_G = \bar{J} * \alpha \quad \text{Ecuación 4.1.}$$

Donde T_G son los torques externos respecto a su centro de masa aplicados a la masa en rotación, \bar{J} es el momento de inercia con respecto a su eje centroidal y α corresponde a la aceleración angular de la masa, definida como:

$$\alpha = \frac{d\Omega}{dt} \quad \text{Ecuación 4.2.}$$

Siendo Ω la velocidad angular. De la figura 4.8 se obtiene la siguiente ecuación.

$$\frac{d\Omega}{dt} = \frac{1}{J_{total}} (T_{ae} - T_{gen}) \quad \text{Ecuación 4.3.}$$

La ecuación 4.3 será la implementada en Matlab Simulink. Si tomamos Ω como la velocidad angular del rotor de la turbina, obtenida de la ecuación anterior, podemos hallar la velocidad angular del generador, ya que esta salida es requerida para el modelamiento de la maquina eléctrica, observar la figura 4.7. Esto se hace multiplicando Ω por la relación de la caja

multiplicadora K , es decir $\Omega_{gen} = K\Omega$, donde Ω_{gen} representa la velocidad angular del generador.

4.2.2. Implementación del modelo de una sola masa rotando. El modelo es implementado en Matlab Simulink y se basa en la ecuación 4.3. En la figura 4.9 se observa que el subsistema o bloque desarrollado tiene como entradas el torque aerodinámico, T_{ae} , que proviene del modelamiento de la aerodinámica de la turbina, y el torque del generador, T_{gen} , dado por las especificaciones del mismo. Y las salidas del subsistema son las velocidades angulares del rotor y del generador, w_{tur} y w_{gen} respectivamente. Para el modelamiento del sistema en Matlab Simulink es necesario integrar dos ventanas, una de interfaz y una de trabajo.

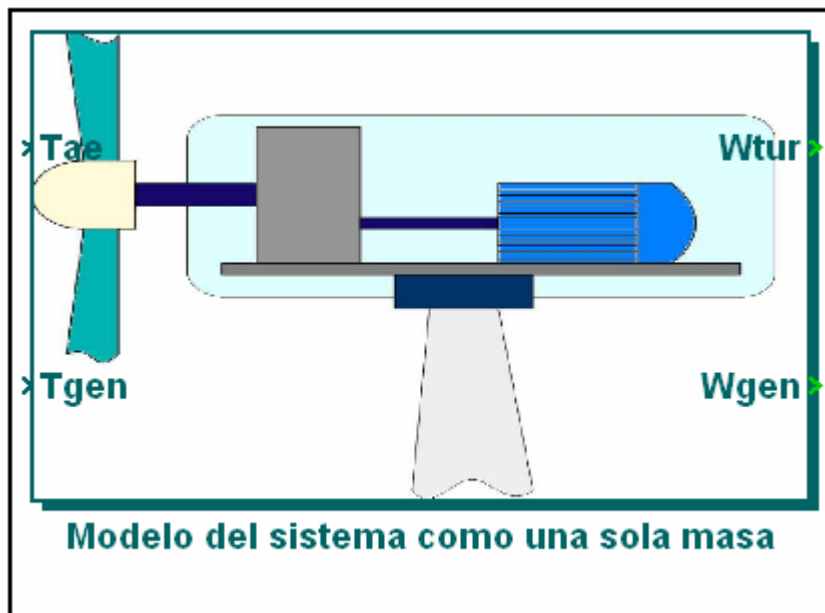


Figura 4.9. Subsistema para el modelamiento de la transmisión como una sola masa.

❖ **Ventana de Interfaz.** La figura 4.10 muestra la interfaz para el ingreso de los datos de entrada. Los datos de entrada para este subsistema son: la relación de la caja multiplicadora, es el factor de multiplicación de la caja multiplicadora; los momentos de inercia del generador y del rotor y velocidad de arranque de la turbina, estos se obtienen de pruebas de laboratorio teniendo en cuenta las masas y las geometrías del generador y del rotor; la

velocidad de arranque es la velocidad mínima del rotor con que la turbina de viento empieza a generar energía eléctrica, está dada por el punto de operación del generador eléctrico y por la relación de la caja multiplicadora.

❖ **Ventana de trabajo.** Finalmente, observamos el sistema ensamblado en Matlab Simulink en la ventana de trabajo, figura 4.11, donde se aplicó la ecuación 4.3 utilizada para el modelamiento del sistema de la transmisión mecánica como una masa rotando. La ecuación 4.3 se ensambló en la ventana de trabajo de Matlab Simulink utilizando operadores matemáticos debido a la sencillez de la ecuación, hay que aclarar que allí $J_{rot} = J_{tur}$ (momento de inercia del rotor).

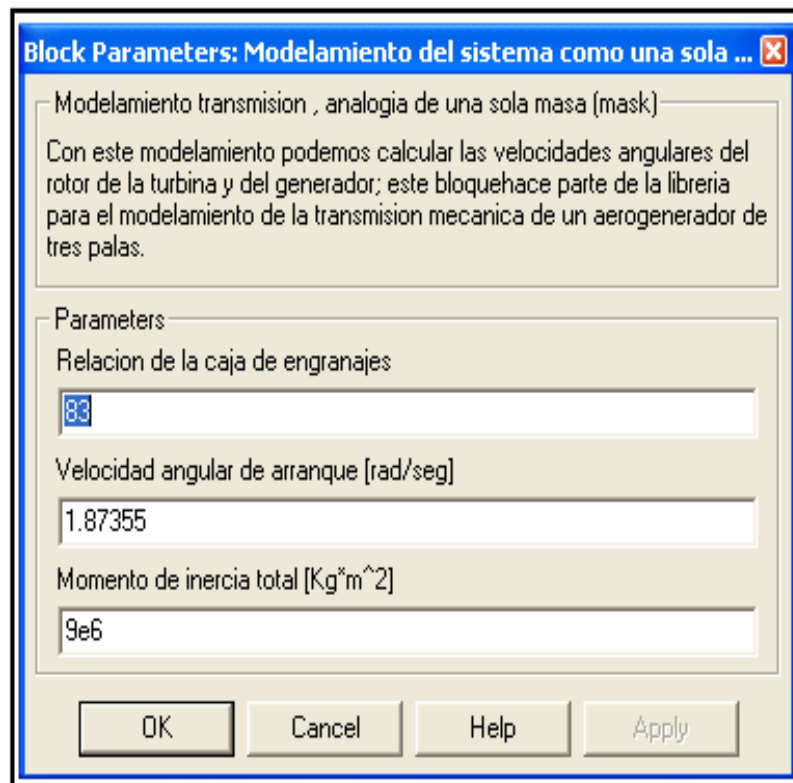


Figura 4.10. Parámetros para el modelamiento de la transmisión como una sola masa

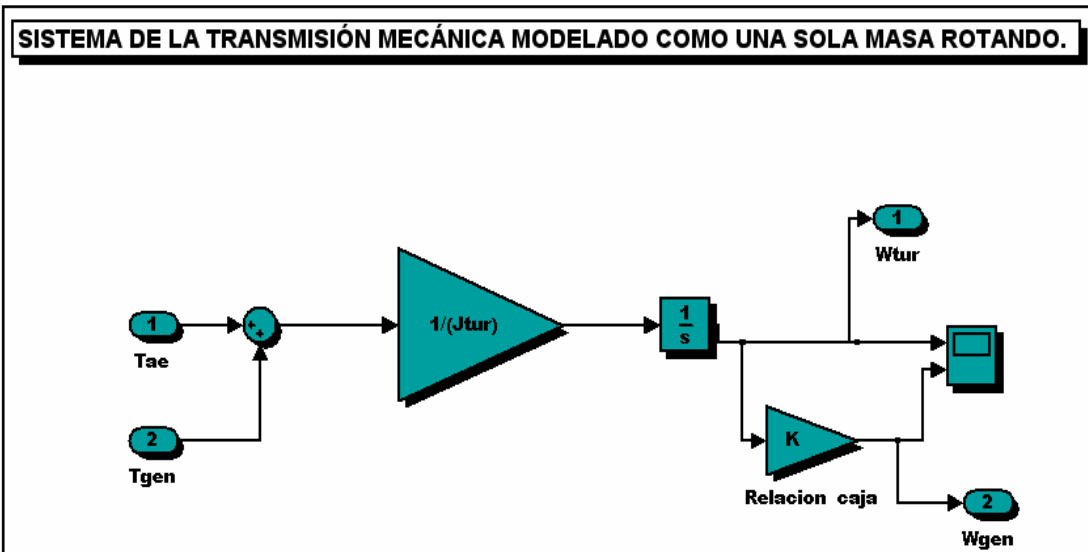


Figura 4.11. Sistema de la transmisión mecánica modelado como una sola masa, implementado en Matlab Simulink.

4.2.3 Modelo de dos masas con relación de la caja multiplicadora. Toda la transmisión mecánica se considera como dos masas rotando, m_1 y m_2 que representan al rotor y al generador respectivamente. Las masas están en contacto para representar la relación de la caja multiplicadora. Ver la figura 4.12. Aplicando la ecuación 4.1 (segunda ley de Newton) a la figura 4.12a se obtienen las siguientes ecuaciones dinámicas.

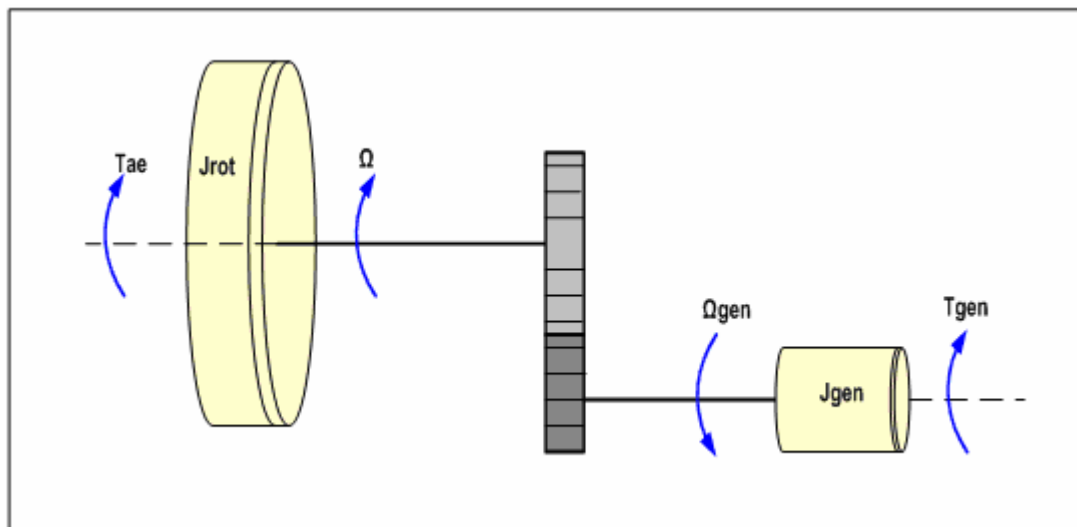


Figura 4.12. Transmisión mecánica modelado como dos masas.

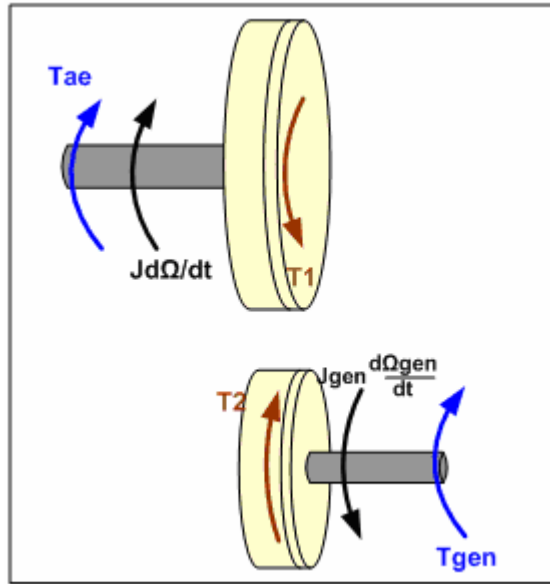


Figura 4.12a. Diagrama de cuerpo libre de la Transmisión mecánica como una sola masa

Para el eje de entrada:

$$T_{ae} - T_1 = J_{rot} \frac{d\Omega}{dt} \quad \text{Ecuación 4.4.}$$

Donde J_{rot} es el momento de inercia del rotor de la turbina, Ω es la velocidad angular del rotor, T_1 es el par de carga en la masa 1 y T_{ae} es el torque aerodinámico que proviene del bloque del modelamiento aerodinámico.

Para el eje de salida tenemos:

$$T_{gen} + T_2 = -J_{gen} \frac{d\Omega_{gen}}{dt} \quad \text{Ecuación 4.5.}$$

Donde J_{gen} es el torque del generador de inducción, Ω_{gen} es la velocidad angular del generador (velocidad de salida de la caja multiplicadora), T_{gen} es el torque del generador y T_2 es el par de carga de la masa 2.

Como el trabajo realizado por la masa 1 es igual al realizado por la masa 2 (pero en sentido contrario) tenemos:

$$T_2 \Omega_{gen} = -T_1 \Omega \quad \text{Ecuación 4.6}$$

Sabiendo que la relación de velocidades angulares de la caja multiplicadora K esta definida como:

$$K = \frac{\Omega_{gen}}{\Omega} \quad \text{Ecuación 4.7.}$$

Reemplazando la ecuación 4.7 en la ecuación 4.6 obtenemos:

$$T_1 = -T_2 K \quad \text{Ecuación 4.8.}$$

Reemplazando la ecuación 4.8 y 4.5 en la ecuación 4.4 tenemos:

$$J_{rot} \frac{d\Omega}{dt} + K \left(J_{gen} \frac{d\Omega_{gen}}{dt} + T_{gen} \right) = T_{ae} \quad \text{Ecuación 4.9.}$$

Ahora, reemplazando 4.7 en la ecuación 4.9 se obtiene:

$$J_{rot} \frac{d\Omega}{dt} + K \left(J_{gen} \frac{d\Omega}{dt} K + T_{gen} \right) = T_{ae} \quad \text{Ecuación 4.10.}$$

Desarrollando la ecuación 4.10

$$J_{rot} \frac{d\Omega}{dt} + K^2 J_{gen} \frac{d\Omega}{dt} = T_{ae} - K T_{gen} \quad \text{Ecuación 4.11}$$

Despejando $\frac{d\Omega}{dt}$:

$$\frac{d\Omega}{dt} = \frac{T_{ae} - K T_{gen}}{J_{rot} + J_{gen} K^2} \quad \text{Ecuación 4.12.}$$

4.2.4. Implementación del modelo de dos masas con relación de la caja multiplicadora. El modelo está implementado en Matlab Simulink, ver la figura 4.15, y la ecuación fundamental para este sistema es la ecuación 4.12. Las entradas y salidas de este modelo son iguales a las del modelo anterior, ver la figura 4.7. El subsistema se muestra en la figura 4.13. Como se menciono anteriormente, en Matlab Simulink es necesario integrar dos ventanas, una de interfaz y una de trabajo.

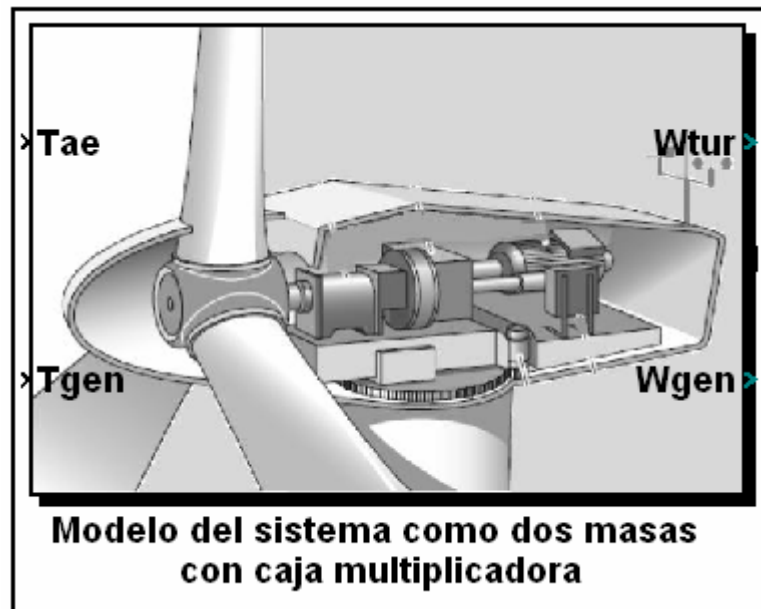


Figura 4.13. Subsistema para el modelamiento de la transmisión como dos masas.

❖ **Ventana de interfaz.** Los parámetros necesarios para simular este modelo son la relación de la caja multiplicadora, momentos de inercia del generador y del rotor y velocidad de arranque de la turbina, todos estos tienen las mismas especificaciones que se tuvieron en cuenta en el modelo anterior y se ilustran en la figura 4.14.

❖ **Ventana de trabajo.** El modelo que se simulará en Matlab Simulink se ilustra en la figura 4.15, donde se observa que en la ventana de trabajo se implementó la ecuación 4.12. Aquí también se utiliza la relación de la caja multiplicadora para obtener la velocidad de giro del generador. Donde $J_{rot} = J_{tur}$; w_{tur} y w_{gen} son las velocidades angulares del rotor y del generador respectivamente, $\Omega = w_{tur}$ y $\Omega_{gen} = w_{gen}$.

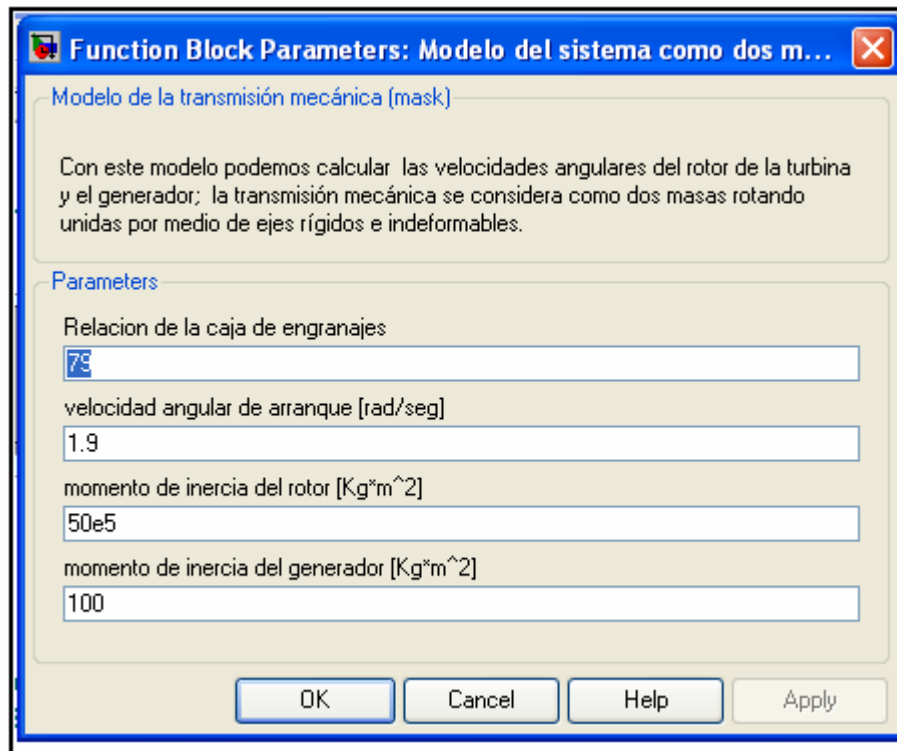


Figura 4.14. Parámetros para el modelamiento de la transmisión como dos masas rotando.

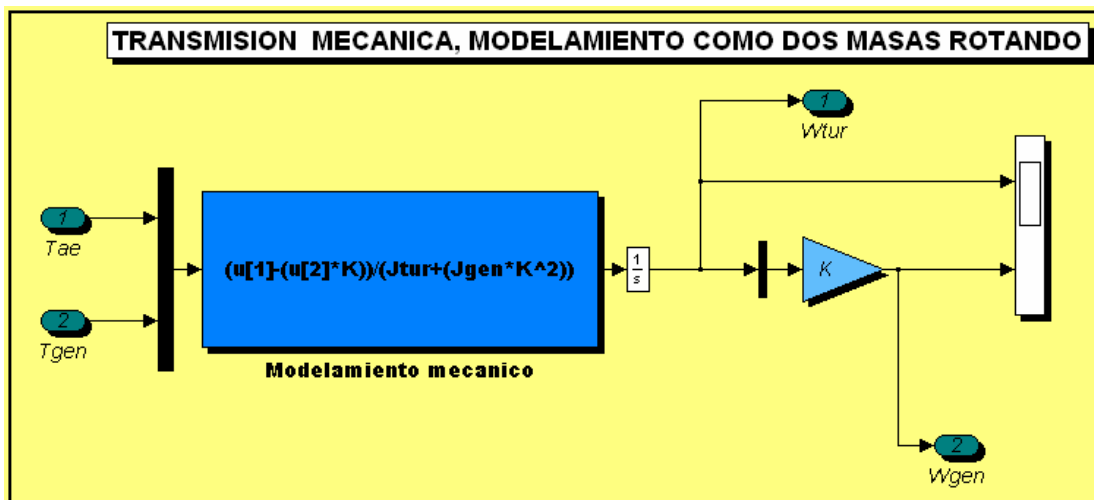


Figura 4.15. Implementación del modelo de la transmisión como dos masas rotando

4.2.5. Modelo de dos masas incluyendo relación de la caja multiplicadora y rigidez del eje principal. En este modelo la transmisión mecánica se asume como dos masas en rotación que corresponden al rotor y al generador, estas dos son solidarias a los ejes de baja velocidad y de alta velocidad respectivamente. Estos ejes están unidos a su vez por medio de la

caja multiplicadora, ver figura 4.16. El eje de baja velocidad o eje principal presenta un coeficiente de rigidez, que contribuye a que el modelamiento matemático se asemeje más al sistema real, y el eje de alta velocidad se asume totalmente rígido. La razón para hacer esta asunción es que el eje principal soporta el torque aerodinámico producido por la fuerza del viento y la inercia del rotor de la turbina, que es muy grande comparada con la inercia del generador eléctrico, por este motivo es necesario tener en cuenta las posibles deformaciones en el eje principal; mientras que el torque en el eje de alta velocidad se reduce notablemente como consecuencia de la acción de la caja multiplicadora, lo que nos hace pensar que las deformaciones en este eje son insignificantes comparadas con las del eje de baja velocidad.

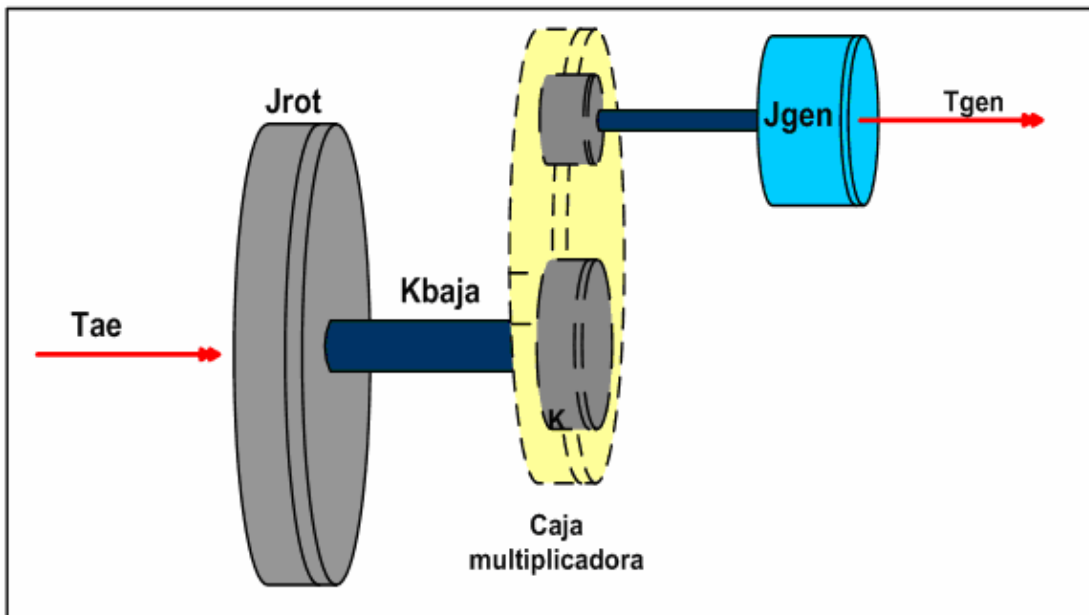


Figura 4.16. Transmisión modelada como dos masas con coeficiente de rigidez en el eje principal.

Aplicando la segunda ley de Newton y el torque de deformación por torsión al modelo ilustrado en la figura 4.16, obtenemos:

$$J_{rot} \frac{d\Omega}{dt} = T_{ae} - K_{baja} \theta_{rot} \quad \text{Ecuación 4.13.}$$

$$J_{gen} \frac{d\Omega_{gen}}{dt} = -T_{gen} + \frac{K_{baja} \theta_{rot}}{K} \quad \text{Ecuación 4.14.}$$

$$\frac{d\theta_{rot}}{dt} = \Omega - \frac{\Omega_{gen}}{K} \quad \text{Ecuación 4.15.}$$

Donde K_{baja} es el coeficiente de rigidez del eje de baja velocidad, θ_{rot} es el desplazamiento relativo entre los extremos del eje de baja velocidad, Ω y Ω_{gen} son las velocidades angulares del rotor y del generador respectivamente, K es la relación de la caja multiplicadora y T_{ae} y T_{gen} son los torques aerodinámico y del generador respectivamente.

4.2.6. Implementación del modelo de dos masas incluyendo relación de la caja multiplicadora y rigidez del eje principal. El sistema está modelado en Matlab Simulink y las ecuaciones fundamentales para este sistema son las 4.13, 4.14 y 4.15. El bloque implementado se muestra en la figura 4.17. A continuación se detallan las ventanas de interfaz y trabajo.

❖ **Ventana de interfaz.** La plantilla para introducir los datos de entrada se observa en la figura 4.18, Los parámetros necesarios para simular este modelo son la relación de la caja multiplicadora, momentos de inercia del generador y del rotor y velocidad de arranque de la turbina, se puede ver que se ingresa un nuevo parámetro, el coeficiente de rigidez del eje principal o eje de baja velocidad. Todos estos tienen las mismas especificaciones que se tuvieron en cuenta en los modelos anteriores.

❖ **Ventana de trabajo.** El modelo que se simulará en Matlab Simulink se ilustra en la figura 4.19, donde se observa que en la ventana de trabajo se implementaron las ecuaciones 4.20, y 4.21, en forma de operadores matemáticos, donde $J_{rot} = J_{tur}$; w_{tur} y w_{gen} son las velocidades angulares del rotor y del generador respectivamente, $\Omega = w_{tur}$ y $\Omega_{gen} = w_{gen}$.

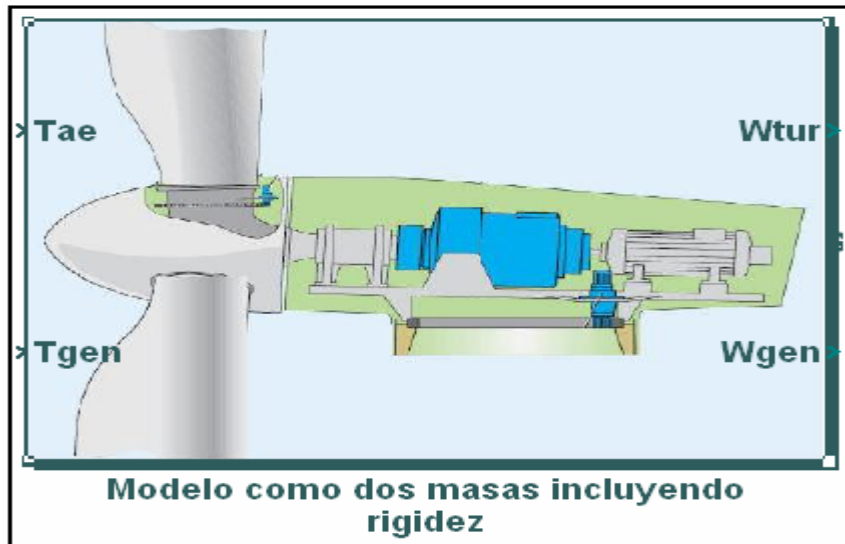


Figura 4.17. Subsistema para el modelamiento como dos masas incluyendo la rigidez del eje principal

Function Block Parameters: Modelo como dos masas incluye...

Modelo de la transmisión mecánica (mask)

Con este modelamiento podemos calcular las velocidades angulares del rotor de la turbina y el generador; la transmisión mecánica se considera como dos masas rotando unidas por dos ejes.
 El momento de inercia J_{rot} representa la inercia del rotor, eje de baja velocidad y caja multiplicadora.
 El momento de inercia J_{gen} representa la inercia del eje de alta velocidad y del generador.
 La rigidez de las palas, cubo, eje de baja velocidad y caja multiplicadora ha sido transformada a una rigidez equivalente sobre el eje de baja velocidad. La rigidez en el eje de alta velocidad y generador no son tenidas en cuenta ya que su influencia es despreciable.

Parameters

Relacion de la caja de engranajes

coeficiente de rigidez del eje principal [Nm/rad]

velocidad angular de arranque [rad/seg]

momento de inercia del rotor [Kg*m²]

momento de inercia del generador [Kg*m²]

OK Cancel Help Apply

Figura 4.18. Parámetros para el modelamiento de la transmisión como dos masas incluyendo rigidez en el eje principal.

Por último, para este modelo, se muestra el sistema ensamblado en Matlab Simulink en la figura 4.19.

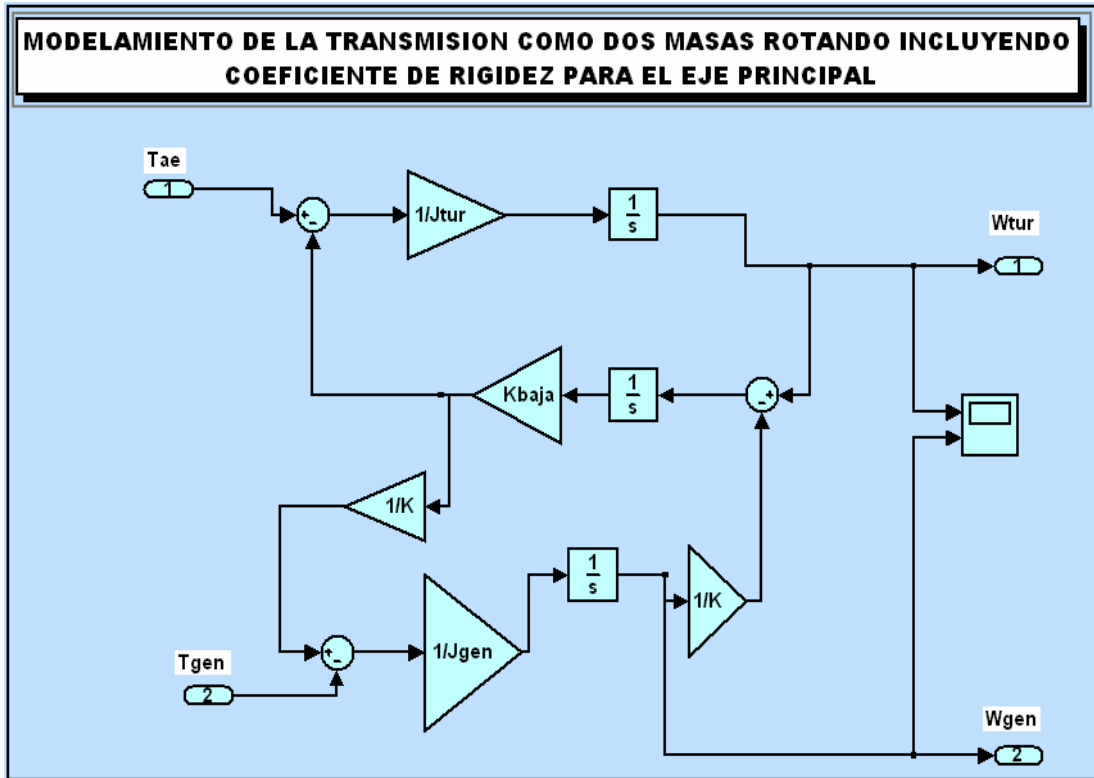


Figura 4.19. Sistema de la transmisión mecánica modelado como dos masas rotando, incluyendo rigidez en el eje principal, implementado en Matlab Simulink.

4.2.7. Modelo de dos masas incluyendo coeficientes de rigidez y amortiguamiento. Un modelo equivalente del sistema de transmisión mecánica de una turbina de viento se ilustra en la figura 4.20. Los discos mostrados corresponden a las masas en rotación, rotor, engranajes de la caja multiplicadora y generador eléctrico. Teniendo en cuenta los coeficientes de rigidez y amortiguamiento para el eje y pérdidas por fricción viscosa en los cojinetes del rotor y del generador. Aplicando la segunda ley de Newton, obtenemos:

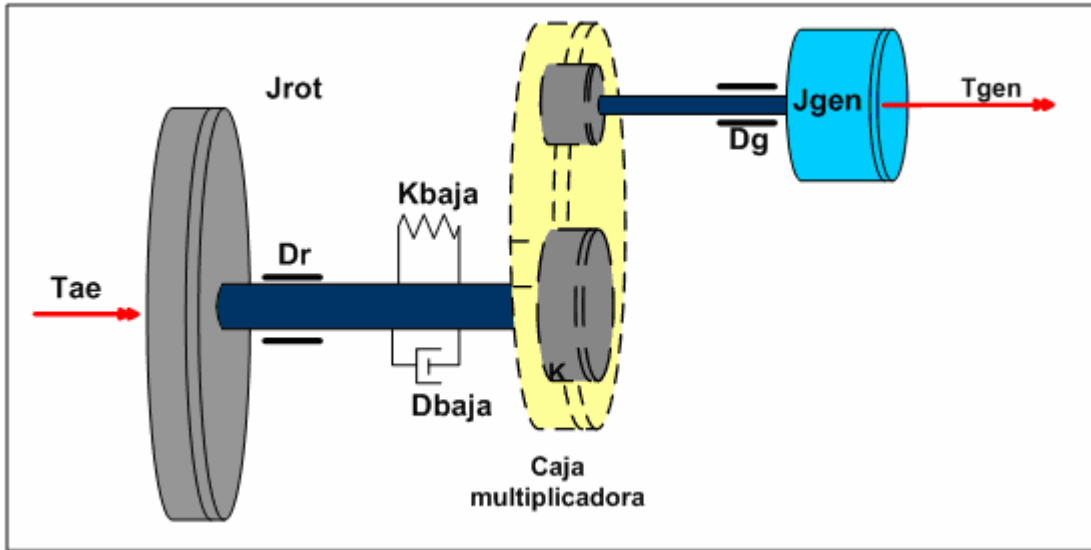


Figura 4.20. Modelo de la transmisión mecánica de una turbina de viento incluyendo rigidez y amortiguamiento en el eje principal.

$$J_{rot} \frac{d\Omega}{dt} = T_{ae} - K_{baja} \theta_{rot} - D_{baja} \left(\Omega - \frac{\Omega_{gen}}{K} \right) - D_r \Omega \quad \text{Ecuación 4.16.}$$

$$J_{gen} \frac{d\Omega_{gen}}{dt} = -T_{gen} + \frac{K_{baja} \theta_{rot}}{K} + \frac{D_{baja}}{K} \left(\Omega - \frac{\Omega_{gen}}{K} \right) - D_g \Omega_{gen} \quad \text{Ecuación 4.17.}$$

$$\frac{d\theta_{rot}}{dt} = \Omega - \frac{\Omega_{gen}}{K} \quad \text{Ecuación 4.18.}$$

Siendo Ω la velocidad de giro del rotor, Ω_{gen} la velocidad de giro del generador, θ_{rot} desplazamiento angular del eje principal por el lado del rotor, K_{baja} es el coeficiente de rigidez del eje principal, K es la relación de multiplicación de la caja multiplicadora, T_{ae} y T_{gen} son los torques aerodinámico y del generador, D_{baja} es el amortiguamiento en el eje de baja velocidad, D_r y D_g son las pérdidas por fricción viscosa en los cojinetes del rotor y del generador respectivamente.

La máscara de este subsistema se ilustra en la figura 4.21. y se puede observar que tiene las mismas entradas y salidas de todos los modelos anteriores, aunque tiene mayor complejidad y exactitud.

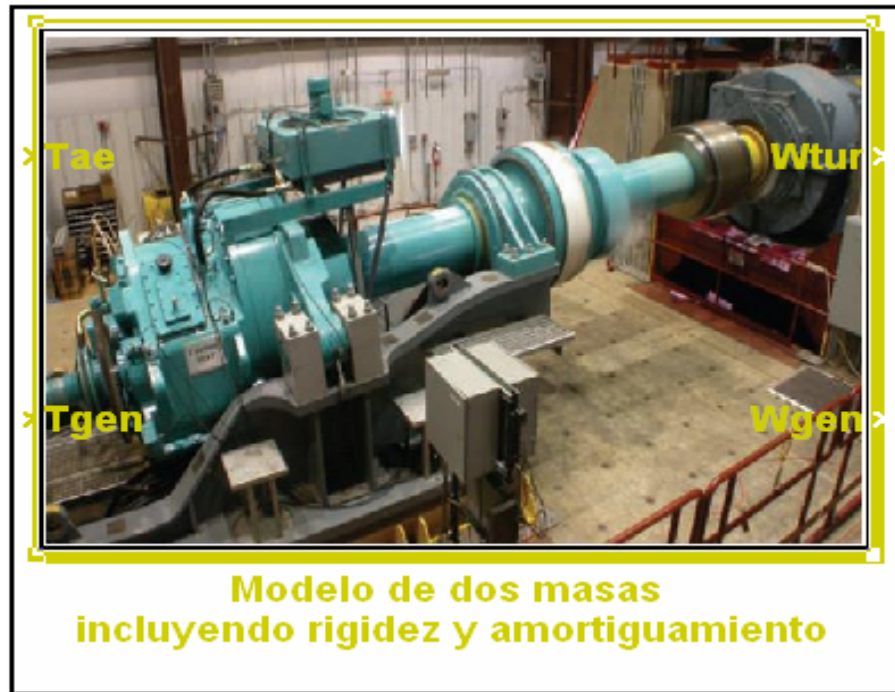


Figura 4.21. Subsistema para el modelamiento como dos masas incluyendo la rigidez y el amortiguamiento.

La plantilla para la introducción de los parámetros se muestra en la siguiente figura. Los datos de entrada para este modelo son: las velocidades iniciales de arranque, que corresponden a las velocidades angulares con las que se empieza generar energía eléctrica, para el caso mostrado en la figura 4.22 el generador opera a 1500 rpm y el rotor girará a aproximadamente a 18 rpm debido a la acción de la caja multiplicadora; la relación de la caja multiplicadora; los momentos de inercia del rotor y del generador obtenidos a través de pruebas experimentales. Los coeficientes de rigidez y amortiguamiento también se deben obtener por medio de pruebas.

El modelo construido en Matlab Simulink requiere un tratamiento de mayor número de variables de entrada y mayor tiempo de cálculo pero tiene buen grado de aproximación al modelo real.

El montaje del modelo en Matlab Simulink se ilustra en la figura 4.23.

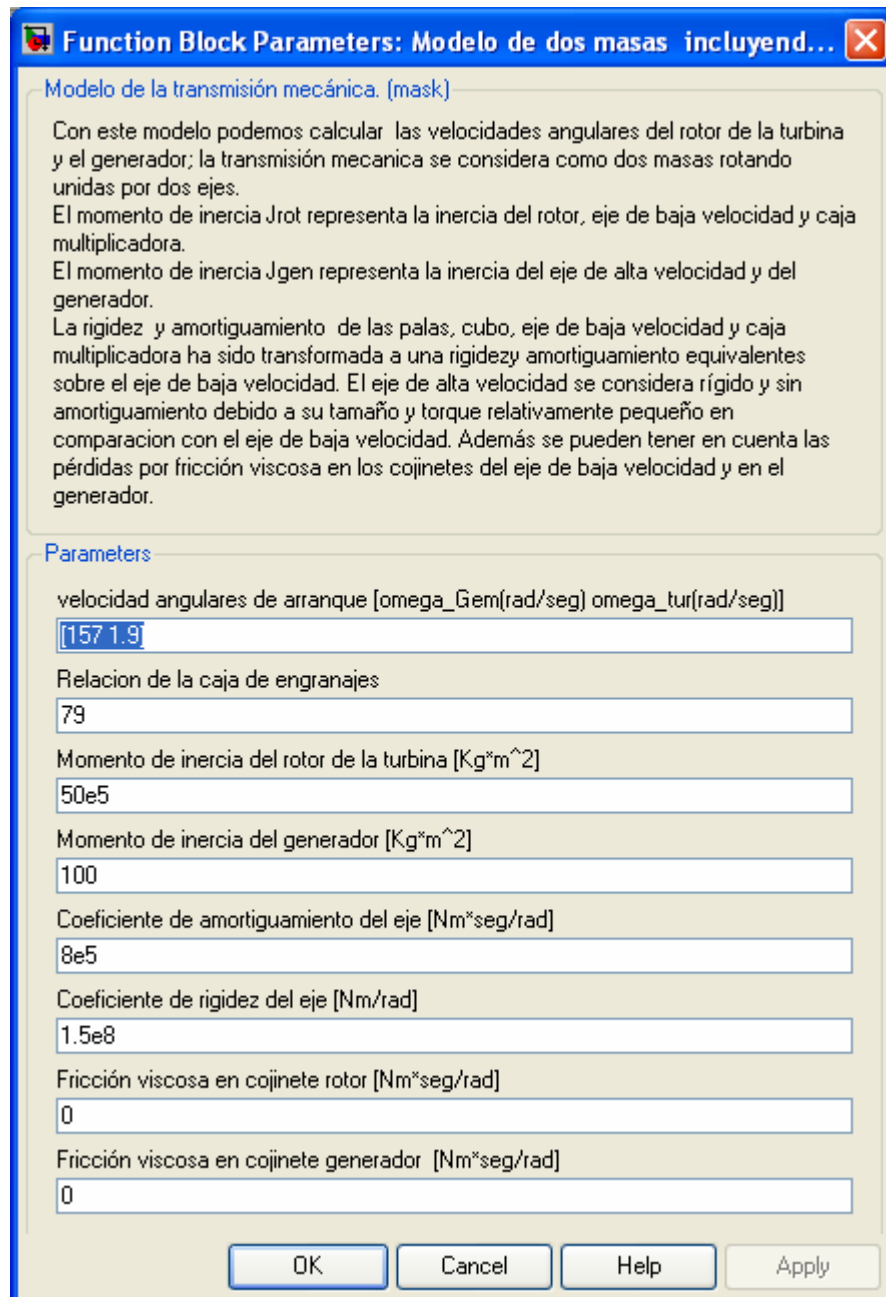


Figura 4.22. Parámetros de entrada para el modelo de dos masas incluyendo rigidez y amortiguamiento.

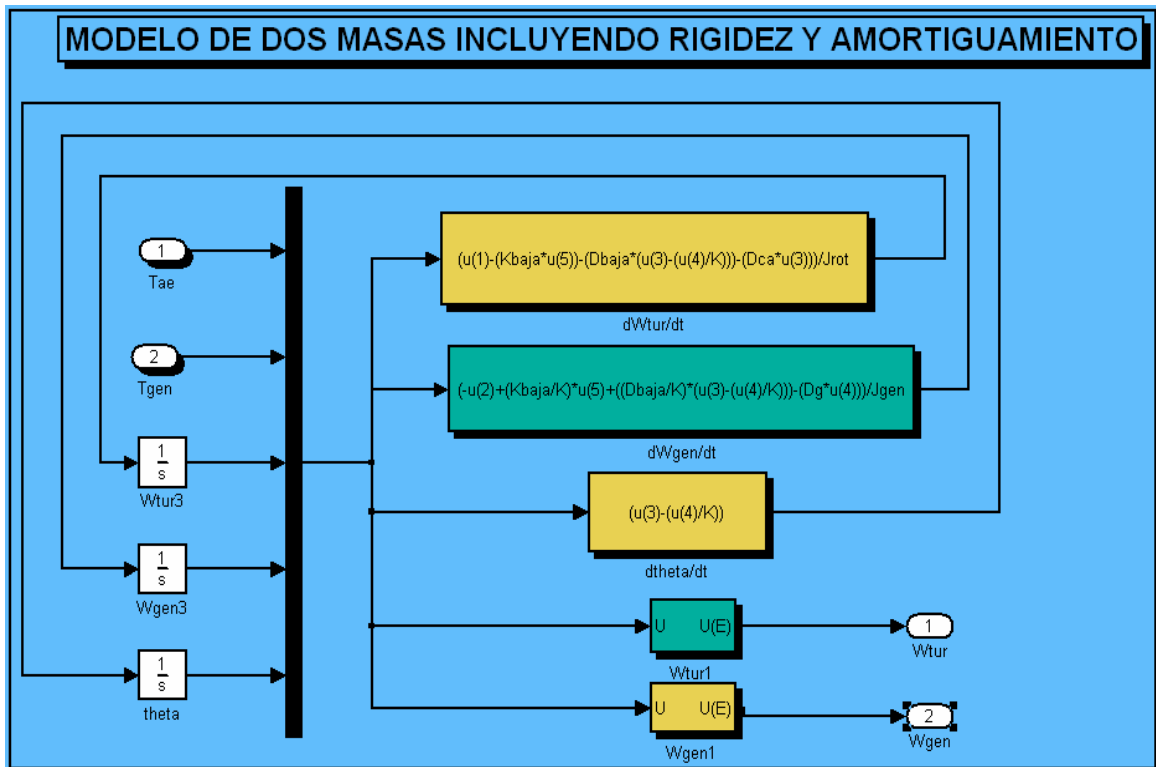


Figura 4.23. Sistema de la transmisión mecánica, implementado en Matlab Simulink, Modelado como dos masas rotando, incluyendo rigidez y amortiguamiento.

4.2.8. Modelo de cuatro masas incluyendo rigidez y amortiguamiento en ambos ejes. La transmisión mecánica se modela como un sistema de cuatro masas rotando que corresponden a al rotor, al engranaje solidario al eje de baja velocidad, al engranaje solidario al eje de alta velocidad y al generador. los ejes son considerados deformables y tienen coeficientes de rigidez y amortiguamiento, además se tienen en cuenta las perdidas por fricción viscosa en los cojinetes del rotor y del generador. Ver figura 4.24. Para implementar este bloque es necesario contar con los valores reales de los parámetros requeridos para evitar inconsistencias en los resultados de la simulación.

Las ecuaciones dinámicas para este sistema son:

$$T_{ae} - D_{baja}(\Omega - \Omega_1) - Q_{rot} - D_r \Omega = J_{rot} \frac{d\Omega}{dt} \quad \text{Ecuación 4.19.}$$

$$D_{baja}(\Omega - \Omega_1) + Q_{rot} - T_1 = J_1 \frac{d\Omega_1}{dt} \quad \text{Ecuación 4.20.}$$

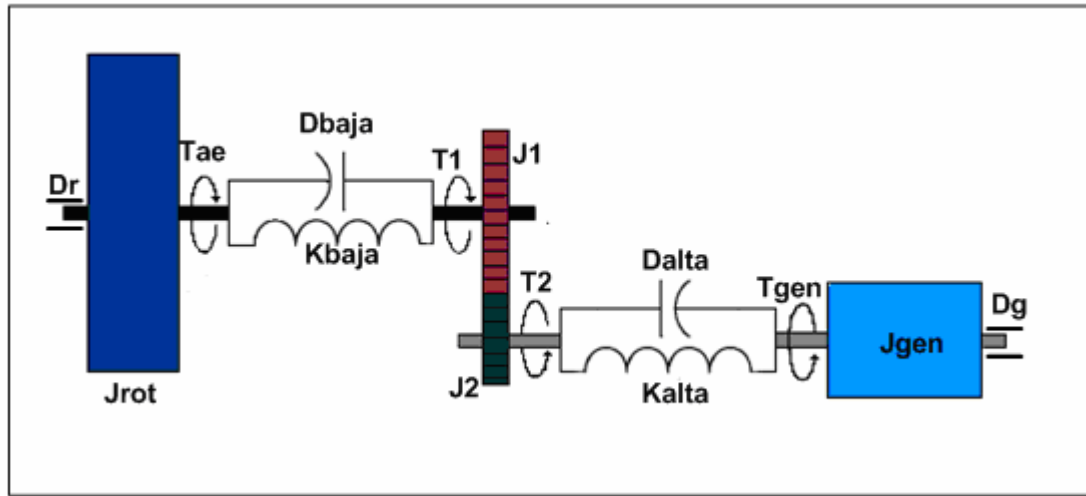


Figura 4.24. Modelo de cuatro masas incluyendo rigidez y amortiguamiento en ambos ejes.

$$T_2 - D_{alta}(\Omega_2 - \Omega_{gen}) - Q_{gen} = J_2 \frac{d\Omega_2}{dt} \quad \text{Ecuación 4.21.}$$

$$D_{alta}(\Omega_2 - \Omega_{gen}) + Q_{gen} - T_{gen} - D_g \Omega_{gen} = J_{gen} \frac{d\Omega_{gen}}{dt} \quad \text{Ecuación 4.22.}$$

$$Q_{rot} = K_{baja} \int (\Omega_{rot} - \Omega_1) dt \quad \text{Ecuación 4.23.}$$

$$Q_{gen} = K_{alta} \int (\Omega_2 - \Omega_{gen}) dt \quad \text{Ecuación 4.24.}$$

$$\frac{T_1}{T_2} = \frac{\Omega_2}{\Omega_1} = K \quad \text{Ecuación 4.25.}$$

Donde D_{baja} y D_{alta} son los coeficientes de amortiguamiento de los ejes de baja y alta velocidad respectivamente, K_{baja} y K_{alta} son los coeficientes de rigidez de los ejes de baja y alta velocidad respectivamente, J_1 y J_2 son los momentos de inercia de los engranajes solidarios a los ejes de baja y alta velocidad respectivamente, Ω_1 y Ω_2 son las velocidades angulares de los engranajes solidarios a los ejes de baja y alta velocidad respectivamente.

La mascara de este modelo se muestra en la figura 4.25.

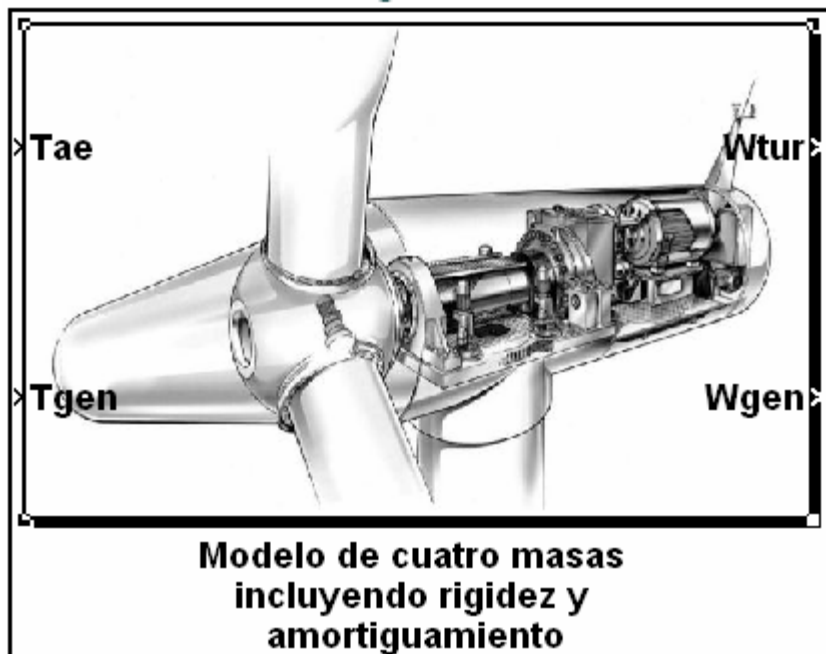


Figura 4.25. Máscara del modelo de cuatro masas.

La plantilla para la introducción de datos se muestra en la figura 4.26. Este modelo es el más complejo de todos y necesita un mayor número de parámetros que generalmente son obtenidos de manera experimental, si los datos no son los adecuados, la simulación generará errores o resultados inconsistentes.

El momento de inercia J_{rot} representa la inercia del rotor, eje de baja velocidad, J_1 representa la inercia de la rueda del tren de engranajes unida al eje de baja velocidad, J_2 representa la inercia de la rueda del tren de engranajes unida al eje de alta velocidad. El momento de inercia J_{gen} representa la inercia del eje de alta velocidad y del generador.

La rigidez y amortiguamiento de las palas, cubo, eje de baja velocidad y caja multiplicadora ha sido transformada a una rigidez y amortiguamiento equivalente sobre el eje de baja velocidad. La rigidez y amortiguamiento del eje de alta velocidad y del generador también son transformados a una rigidez y amortiguamiento equivalente sobre el eje de alta velocidad. Además se pueden tener en cuenta las pérdidas por fricción viscosa en los cojinetes del eje de baja velocidad y en el generador.

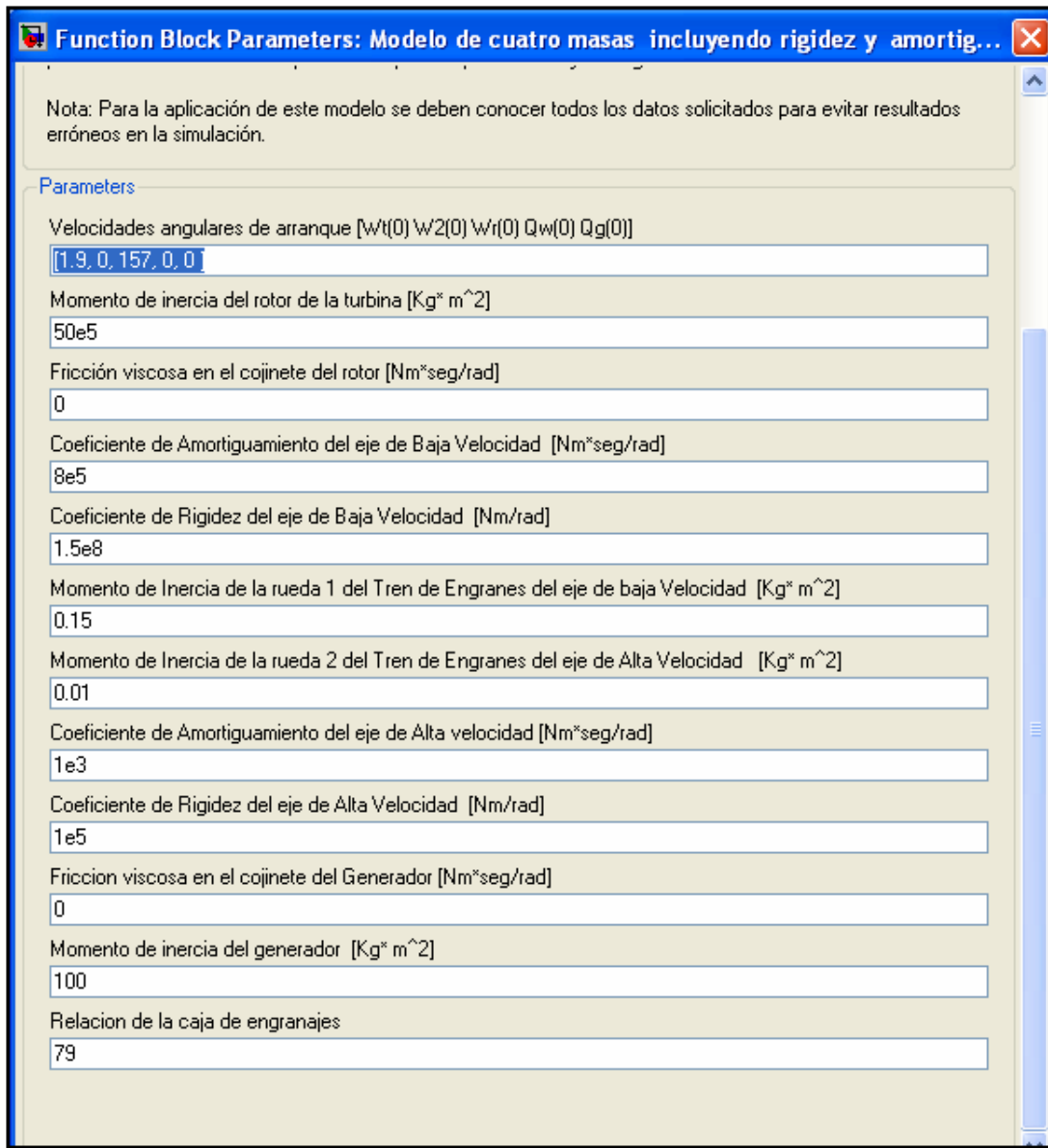


Figura 4.26. Parámetros de entrada para el modelo de cuatro masas.

El montaje del modelo de cuatro masas implementado en Matlab Simulink se aprecia en la figura 4.27. El modelo se monto en forma de funciones matemáticas para hacerlo más comprensible y menos engorroso que si se hubiera montado en forma de operadores matemáticos.

El grado de complejidad de este modelo es mayor que el de los anteriores y por esta razón las simulaciones que incluyen este modelo tienen un tiempo de simulación mayor.

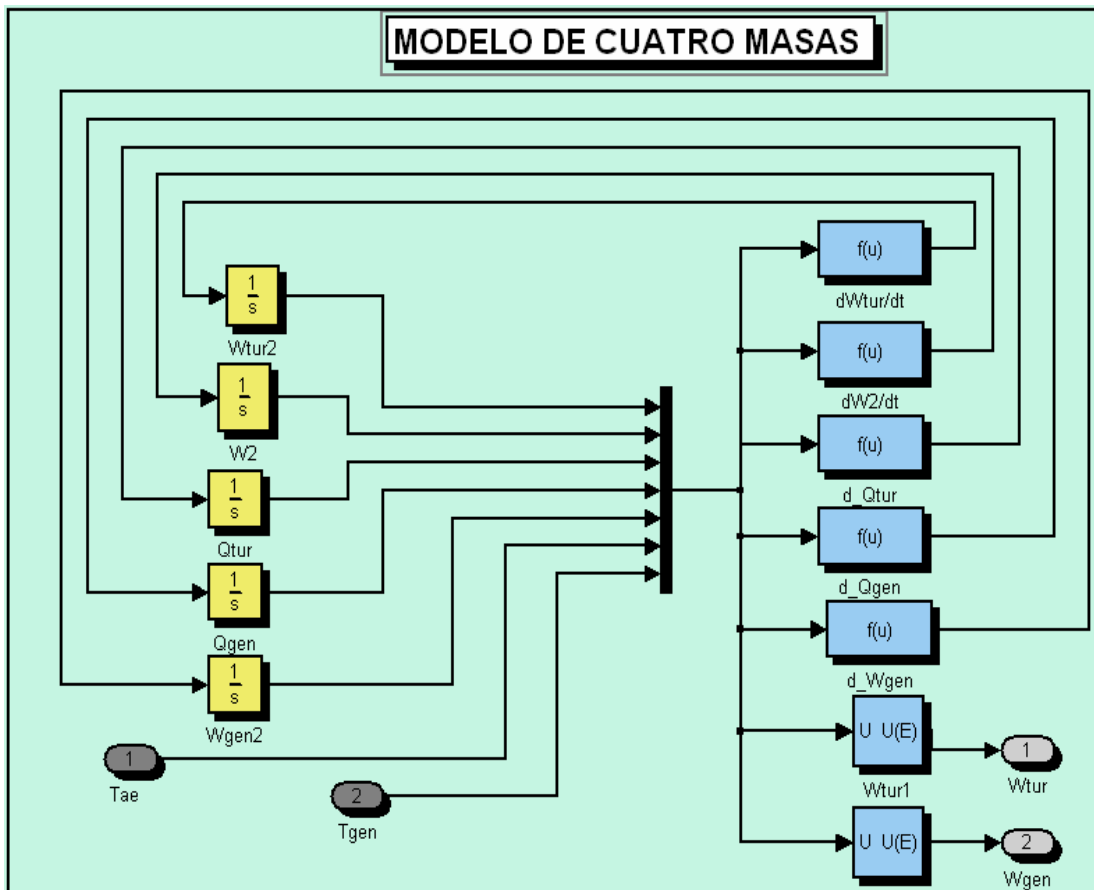


Figura 4.27. Implementación en Matlab Simulink del modelo de cuatro masas.

5. SISTEMA DE CONTROL DE VELOCIDAD.

En la generación de energía eléctrica con turbinas de viento se hace necesario implementar sistemas de control que ajusten la operación de la máquina a las condiciones del viento manteniendo a salvo los componentes de la turbina y extrayendo la máxima energía disponible en el viento. Cuando la velocidad y variaciones del viento son muy elevadas, la potencia de este excede la capacidad de la máquina razón por la cual es necesario utilizar mecanismos que limiten la potencia mecánica. Los principales parámetros a controlar en una turbina de viento, para limitar la potencia, son la velocidad angular del rotor, la velocidad angular del generador, la corriente y el voltaje del generador. Este proyecto de grado se enfocará en el control de la velocidad angular del rotor de la turbina.

En la actualidad existen básicamente dos sistemas para controlar la velocidad angular del rotor y por ende la potencia mecánica, estos sistemas son: control por entrada en pérdida aerodinámica (stall control) y control por variación del ángulo de paso (pitch control).

5.1. CONTROL POR ENTRADA EN PÉRDIDA AERODINÁMICA.

Es el sistema de control más sencillo y económico generalmente usado en turbinas de mediana y baja potencia. Este control aprovecha el fenómeno de los perfiles aerodinámicos conocido como entrada en pérdida descrito en el capítulo 3 apartado 3.2 (ver figura 3.7). Este fenómeno ocurre cuando la velocidad de la corriente de viento sobrepasa un cierto valor, produciendo desprendimiento de flujo en la superficie del perfil, esto ocasiona una disminución en la fuerza de sustentación y un aumento en la fuerza de arrastre. Si el rotor de una turbina gira a velocidad constante y la velocidad del viento sobrepasa cierto valor empieza el desprendimiento, después de este valor la turbina entra en pérdida aerodinámica limitando así la potencia mecánica. Las principales desventajas de este tipo de control es su baja

eficiencia a bajas velocidades del viento y altas fluctuaciones en la potencia que se transforman en altas vibraciones a altas velocidades de viento acompañadas de grandes momentos flectores y esfuerzos causando daños por fatiga.

La curva potencia contra velocidad del viento esta determinada por las características aerodinámicas de las palas, en especial el comportamiento después de que entra en pérdida. La figura 5.1 muestra la región de entrada en pérdida para una turbina de 2MW con ángulo de paso fijo en cero grados. La potencia de salida de la turbina después de la entrada en pérdida es muy inestable de tal manera que se hace difícil su evaluación.

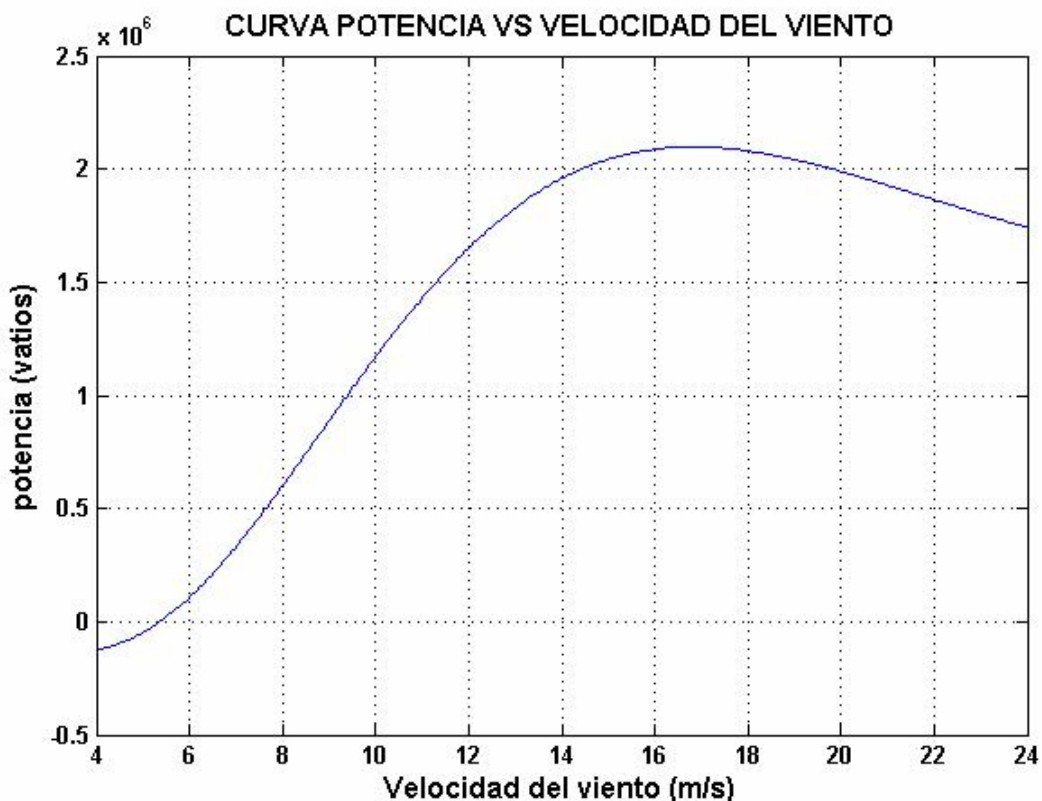


Figura 5.1. Curva potencia vs Velocidad del viento para una turbina regulada por entrada en pérdida.

En la figura 5.1 se ve que la turbina entra en pérdida a una velocidad de viento de 16 m/s después de esta velocidad la turbina pierde fuerza de sustentación, aumenta la fuerza de arrastre y ocurre desprendimiento de flujo.

Para un funcionamiento adecuado en este tipo de turbinas, es aconsejable tener en cuenta los siguientes factores: realizar un diseño óptimo del diseño de las palas para lograr que la entrada en pérdida se presente a la velocidad de viento deseada, diseñar la estructura apropiada para que soporte las fuertes vibraciones y esfuerzos característicos de las turbinas controladas por entrada en pérdida, garantizar que la velocidad angular del rotor sea más o menos constante permitiendo margen de error máximo del 10% ²³, para lograrlo se deben usar generadores asíncronos conectados directamente a la red. También se debe utilizar un mecanismo de parada ya sea un freno aerodinámico y/o mecánico para cuando ocurren desconexiones de la red o fallas eléctricas, para evitar que la turbina se desboque en velocidad y ponga en peligro los componentes de la turbina.

5.2. CONTROL POR VARIACIÓN DEL ÁNGULO DE PASO.

Este método usado para controlar la velocidad y la potencia, realiza un ajuste continuo del ángulo de paso de la pala, definido como el ángulo que se forma entre la cuerda del perfil aerodinámico en la punta de la pala y el plano de rotación (ver figura 3.2.), una vez alcanzado el valor nominal. Resulta evidente que, para una geometría dada de pala, si mecánicamente se cambia el ángulo de paso (ángulo comprendido entre la cuerda de la pala y el plano de rotación) se estará cambiando el ángulo de ataque de todos los elementos de pala modificando las fuerzas sobre ella (fuerza de sustentación y arrastre) haciendo posible regular la velocidad y la potencia. El ángulo de paso puede tener valores entre cero y 90 grados. Para cero grados la turbina tiene rendimiento máximo (máximo coeficiente de torque) y para 90 grados es mínimo²⁴. Existen otros factores como el grado de deflexión de la pala, la inercia del rotor, la desalineación del rotor y suciedad que se adhiere a las palas que afectan la respuesta dinámica del rotor en turbinas controladas por variación del ángulo de paso.

²³ MA, Xin. Adaptive Extremum Control and Wind Turbine Control. 1997.

²⁴ BURTON, Tony. Wind energy handbook. 2001.

Mecánicamente el cambio del ángulo de paso de las palas consiste en hacerlas girar simultáneamente sobre su eje radial. Los mecanismos que actúan sobre la raíz de las palas se encuentran ubicados dentro del cubo del rotor y pueden ser hidráulicos o eléctricos. Los mecanismos actuados eléctricamente pueden ser sistemas individuales colocados en la raíz de la pala los cuales operan de forma sincronizada, este tipo de sistema está formado por un motorreductor en el cubo acoplado a una corona en la base de la pala, este sistema es empleado en turbinas de baja potencia.

Los hidráulicos tienen una unidad hidráulica y un servomotor que mueve una barra actuadora que pasa a través del interior del eje principal hasta el cubo del rotor. Otro tipo de sistema usa actuadores o motores hidráulicos para cada pala.

El cambio del ángulo de paso debe hacerse lo más rápido posible para limitar las fluctuaciones de potencia ocasionados por la turbulencia del viento, los sistemas modernos alcanzan una razón de cambio de hasta 10 grados/s sin incurrir en grandes esfuerzos por fatiga.

Una turbina controlada por variación del ángulo de paso, cuando está regulando potencia y velocidad, tiene mayor eficiencia que una turbina controlada por entrada en pérdida debido a que el cambio en el ángulo de paso le permite adecuarse a las fluctuaciones del viento y acercarse al valor del coeficiente de potencia a su valor óptimo.

Por debajo de la velocidad nominal del viento (velocidad del viento a la cual alcanza la potencia nominal), la turbina simplemente tratará de extraer la máxima energía posible y para esto no es necesario variar el ángulo de paso. Las cargas aerodinámicas a estas velocidades de viento son bajas.

Cuando la velocidad del viento está por encima de la nominal la velocidad del rotor y la potencia tratan de superar sus valores nominales y el control del ángulo de paso provee un medio efectivo para regular la potencia y cargas aerodinámicas producidas por el rotor y no exceder los límites de diseño. Para obtener una buena regulación el ángulo de paso debe responder a las variaciones del viento, esta alta actividad en la acción de control induce

cargas y esfuerzos alternativos que deben ser tenidos en cuenta en el diseño del control de una turbina de viento, variando el ángulo de paso también se altera el torque aerodinámico (al aumentar el ángulo disminuye el torque y la fuerza de sustentación) y la fuerza de empuje, cuando la velocidad del viento aumenta, el ángulo de paso aumenta para mantener constante el torque y el empuje sobre el rotor decrece disminuyendo también los esfuerzos sobre la torre.

En la curva potencia contra velocidad del viento para una turbina controlada por variación del ángulo de paso, mostrada en la figura 5.2, la potencia se mantiene constante cuando la velocidad del viento supera su valor nominal gracias a la acción de control por variación del ángulo de paso.

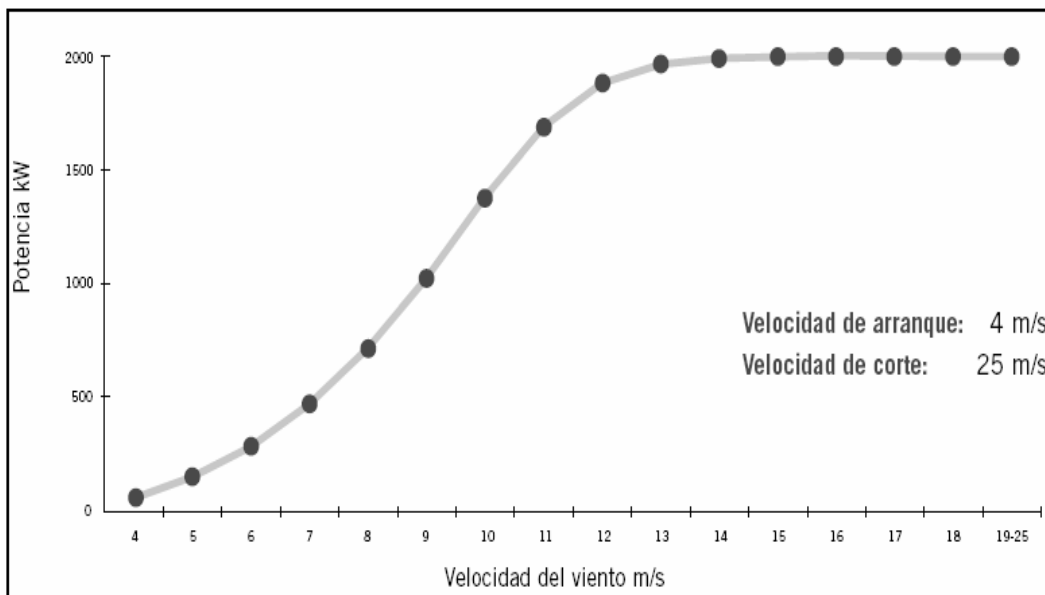


Figura 5.2. Curva potencia vs velocidad del viento para una turbina controlada por variación del ángulo de paso (Fuente: catálogo Gamesa G83 2MW).

Las turbinas de viento tiene dos niveles de control, el primero se encarga de controlar la velocidad angular del rotor y la potencia mecánica variando el ángulo de paso, el segundo se encarga de regular la potencia eléctrica controlando el voltaje y la corriente. Este proyecto de grado está enfocado al control por variación del ángulo de paso, este tipo de control tiene como objetivo regular la velocidad angular del rotor y del generador cambiando el

ángulo de paso para prevenir sobrecargas en el generador, a bajas velocidades de viento el ángulo se mantiene en su valor óptimo.

El sistema de control tiene como entrada la velocidad angular del rotor, proveniente del modelo de la transmisión mecánica, y como salida el ángulo de paso, que entra al modelo aerodinámico del rotor, esto se observa en la figura 5.3.

El sistema de control empleado se ilustra en la figura 5.4. La señal de la velocidad angular de referencia, que es la velocidad deseada para que la turbina opere en condiciones nominales, y la señal de la velocidad medida, que es la velocidad angular del rotor sensada a la salida del modelo de la transmisión mecánica, entran al controlador donde son comparadas, de esta comparación se obtiene una señal de error, que por lo general tiene un nivel de potencia muy bajo y debe ser amplificada.

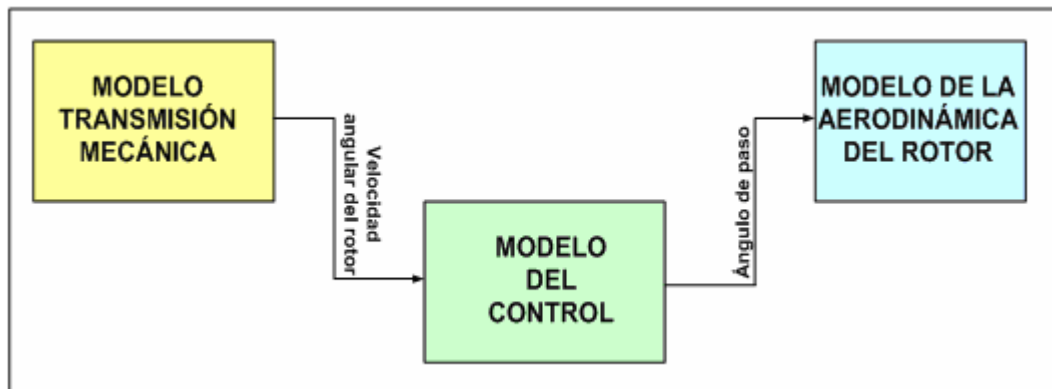


Figura 5.3. Entrada y salida del control.

El controlador determina la desviación y produce una señal de control que reduce la desviación a cero o a un valor pequeño, la manera en la cual el controlador produce la señal de control se llama acción de control²⁵.

La salida del controlador es una señal de referencia del ángulo de paso en función del error entre las velocidades angulares del rotor de la turbina, esta señal es enviada al preactuador.

²⁵ OGATA, Katsuhiko. Ingeniería de control moderna.

El preactuador compara la señal proveniente del controlador con la señal del ángulo de paso real a la salida del actuador. Esta señal de error es amplificada obteniendo como resultado una señal del ángulo de paso en función del ángulo de paso real y es enviada al actuador.

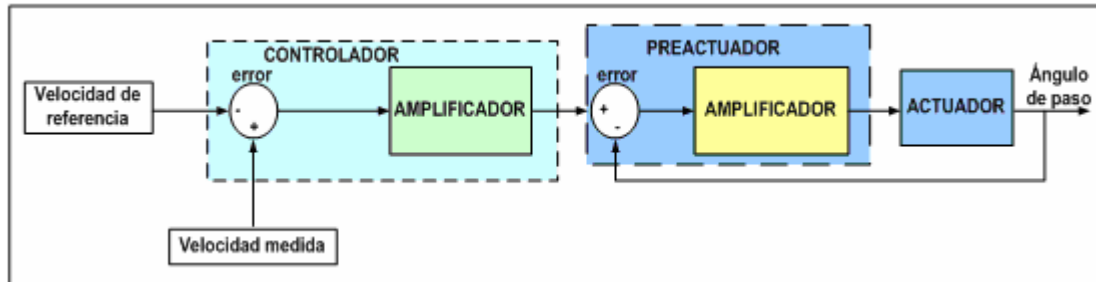


Figura 5.4. Estructura del sistema de control.

El actuador simplemente realiza la acción en función de la señal recibida del preactuador. Con el fin de dar una respuesta real en el sistema de control del ángulo de paso se debe tener en cuenta la capacidad física del actuador (tiempo y razón de cambio del ángulo). En general para turbinas de gran potencia la variación del ángulo de paso oscila entre cero y 30 grados en operación plena con una razón de cambio máxima de $10 \text{ grados} / \text{s}$.²⁶

La mayoría de las turbinas de viento utilizan controladores PI (proporcional integral) debido a su simplicidad, bajo costo y a su buen grado de precisión. La acción de control de un controlador proporcional integral se define mediante:

$$u(t) = K_p e(t) + \frac{K_p}{T_i} \int_0^t e(t) dt \quad \text{Ecuación 5.1.}$$

Donde $u(t)$ es la salida del controlador y $e(t)$ es la señal de error.

En transformada de Laplace la ecuación 5.1 se expresa como²⁷:

$$\frac{U(s)}{E(s)} = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right) \quad \text{Ecuación 5.2.}$$

²⁶ HANSEN, Morten. Control design for a pitch-regulated, variable speed wind turbine. Risø National Laboratory. 2005.

²⁷ SMITH, Carlos A. y CORRIPIO Armando B. Principles and practice of automatic process control 1997.

Donde K_p es la ganancia proporcional y T_i es el tiempo integral. Tanto K_p como T_i son ajustables. El tiempo integral ajusta la acción de control integral, mientras que un cambio en el valor de K_p afecta las partes integral y proporcional de acción de control.

Otra forma de expresar un controlador PI es:

$$\frac{U(s)}{E(s)} = \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) \quad \text{Ecuación 5.3.}$$

Donde K_i es la ganancia integral definida como: $K_i = \frac{K_p}{T_i}$ Ecuación 5.4.

En la implementación del sistema de control por variación del ángulo de paso se hizo uso del controlador PI prediseñado en la librería “simpower systems” de Matlab simulink mostrado en la figura 5.5.

Para hallar el valor de las ganancias del controlador primero se monto todo el modelamiento de la turbina para linealizar el sistema, el bloque de aerodinámica que se montó fue el basado en la ecuación de Siegfried Heier ya que con la tabla de datos experimentales no es posible, después se utilizó otra herramienta de Matlab llamada “Siso tool” por medio de la cual se obtuvieron las ganancias apropiadas para el controlador del sistema.

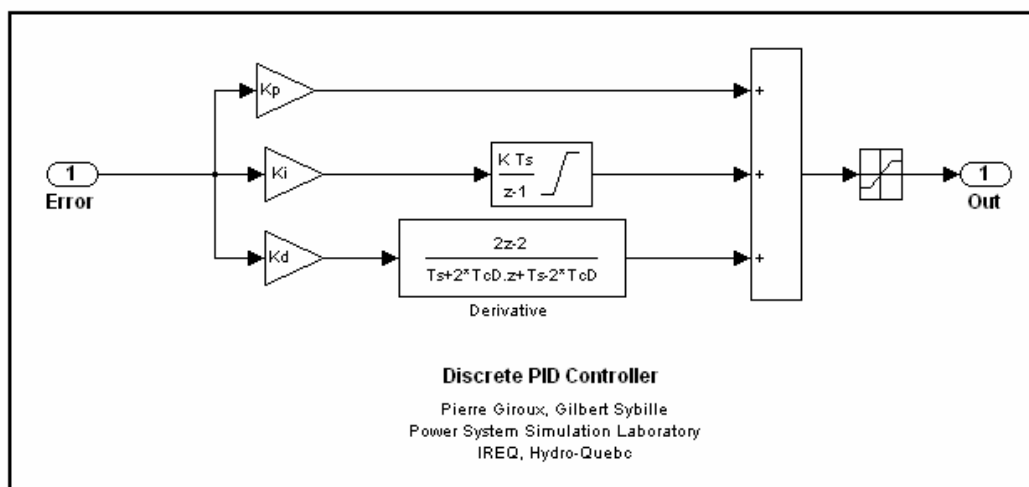


Figura 5.5. Controlador PI prediseñado en Matlab Simulink.

En base a la figura 5.4, se montó en Matlab Simulink la estructura del control para turbinas con variación del ángulo de paso. La velocidad angular medida

se toma a la salida del modelo de transmisión mecánica (W_{tur}) y se le resta la velocidad angular de referencia o deseada (tomada como constante) ya que se controlará sólo cuando la velocidad angular del rotor medida sobrepase la velocidad angular de referencia de lo contrario el ángulo de paso permanecerá constante en su valor óptimo (cero grados). Esta diferencia sirve de entrada al controlador PI el que trata de corregir la desviación al mínimo, amplifica la señal y la envía al preactuador.

Para simular el preactuador se usó de nuevo el controlador PI prediseñado en Matlab Simulink ya que la señal proveniente de controlador no puede ser ejecutada completamente debido a las limitaciones físicas del actuador (máxima variación del ángulo de paso), al tiempo de respuesta y al tiempo que tarda el actuador en realizar su trabajo, es decir, el actuador requiere un tiempo para variar el ángulo de paso, durante este tiempo la velocidad angular del rotor puede seguir aumentando y por consiguiente la 'petición' de incremento del ángulo de paso también puede seguir aumentando.

Razón por la cual se hace necesario comparar de nuevo la señal del controlador con la señal de salida del actuador. Las ganancias integral y proporcional del actuador son halladas empíricamente y su objetivo es que la señal de salida del actuador esté dentro de las limitaciones físicas reales del actuador (razón de cambio del ángulo)²⁸. La salida del actuador entra a un limitador (saturador) que simula la restricción física del rotor en cuanto al rango permitido del ángulo de paso en operación, esto depende del tipo de turbina y puede variar entre 0 y 30, 0 y 45 grados. Ver figura 5.6.

²⁸ HANSEN, Morten H. HANSEN, Anca. Control design for a pitch-regulated, variable speed wind turbine. Risø National Laboratory. 2005.

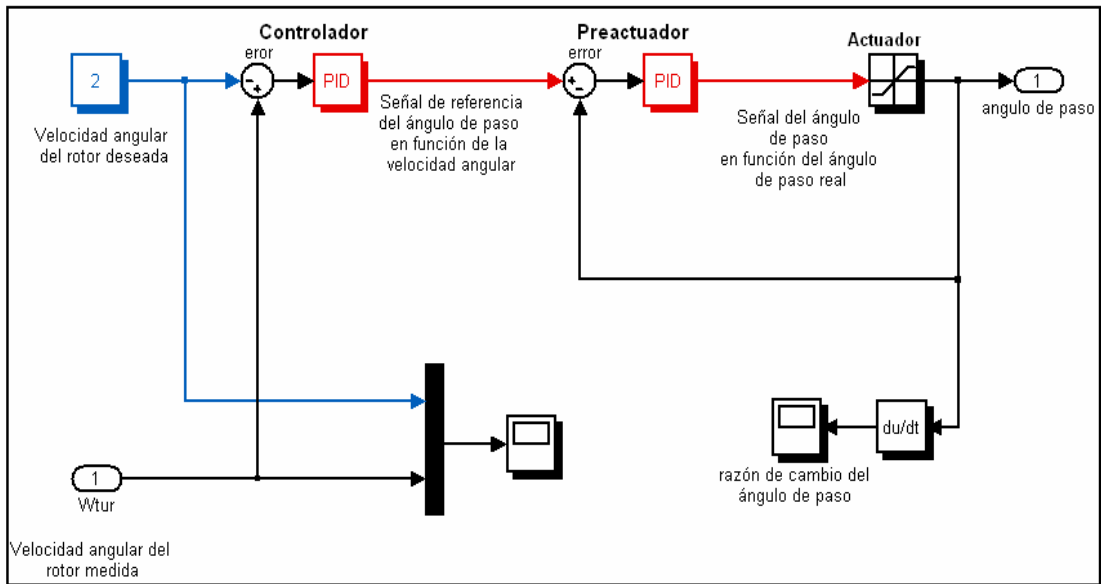


Figura 5.6. Implementación del sistema de control en Matlab Simulink.

Para finalizar, en la figura 5.7 se muestra la máscara del subsistema del control por variación del ángulo de paso para una turbina de viento desarrollada en este proyecto de grado e implementada en el “Library Browser” de Matlab Simulink.

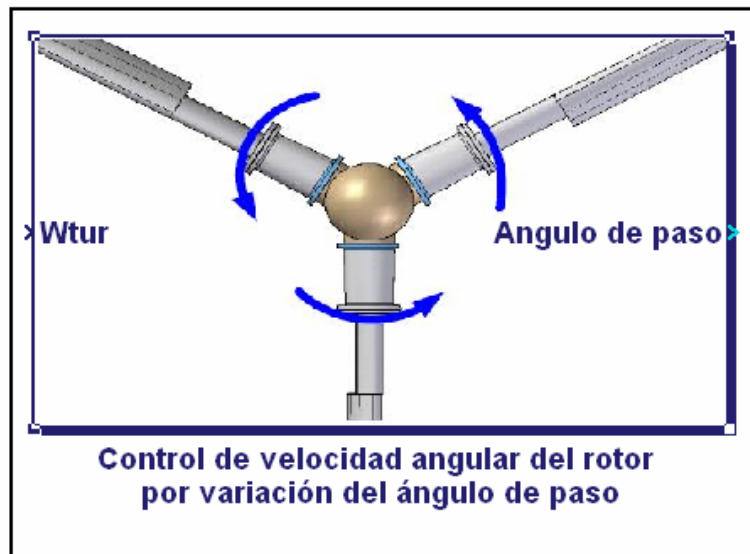


Figura 5.7. Máscara del subsistema de control por variación del ángulo de paso.

6. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES.

Haciendo uso de todos los modelos desarrollados en los capítulos anteriores se elaboró una librería llamada “Simulación Turbina”, la cual se agregó al “Simulink Library Browser” para facilitar el montaje de las simulaciones. Esta librería esta conformada por los siguientes modelos:

- Modelo del viento, basado en el espectro de Kaimal.
- Modelo de la Aerodinámica del rotor, constituido por los modelos aerodinámicos para turbinas controladas por variación del ángulo de paso y por entrada en pérdida.
- Modelo de la transmisión mecánica, formado por cinco bloques, cada uno con diferente grado de aproximación a la transmisión mecánica real.
- Modelo del control, empleado en turbinas controladas por variación del ángulo de paso para regular la velocidad angular del rotor.

Para realizar la simulación de una turbina de viento con la librería desarrollada es necesario tener en cuenta el montaje total mostrado en la figura 6.1.

Para simular una turbina de viento fue necesario modelar el generador eléctrico ya que este nos proporciona el torque reactivo o electromagnético (T_{gen}) que sirve de entrada al modelo mecánico. Actualmente los generadores más usados en las turbinas de viento son los generadores de inducción y los generadores de inducción doblemente alimentados.

Los generadores de inducción empiezan a generar energía eléctrica cuando la velocidad angular del rotor del generador supera su velocidad de sincronismo, generalmente son conectados directamente a la red (a través de protecciones y medios de desconexión adecuados) y operan a la misma de frecuencia de esta por lo tanto la velocidad angular del rotor es más o menos constante (permitiendo un margen de error máximo del 10%) y no depende de la velocidad del viento sino de la frecuencia de la red, este tipo de generador se utiliza en las turbinas de velocidad fija.

Los generadores de inducción doblemente alimentados tienen la capacidad de variar su velocidad de sincronismo gracias al uso de la electrónica y por lo tanto operan en un rango amplio de velocidades angulares, este tipo de generadores utilizan convertidores de frecuencia para no ser conectados directamente a la red. Las turbinas que usan estos generadores son llamadas turbinas de velocidad variable. La energía eléctrica generada por este tipo de turbinas depende de la velocidad del viento y no de la frecuencia de la red debido a que no están conectadas directamente a la red, permitiéndole tener mayor eficiencia que las turbinas de velocidad fija a velocidades bajas de viento.

Para realizar las simulaciones se hizo necesario modelar los dos tipos de generadores antes mencionados. La base de estos modelos son las curvas de desempeño (curva de potencia eléctrica contra velocidad del viento) facilitadas por los fabricantes de cada turbina simulada. Para el generador de inducción se utilizó la curva potencia eléctrica generada contra velocidad del viento para obtener la curva torque reactivo del generador (T_{gen}) contra velocidad del viento usando la relación:

$$T_{gen} = \frac{\text{Potencia eléctrica}}{\text{Velocidad angular del rotor del generador}} \quad \text{Ecuación 6.1.}$$

Las curvas de torque reactivo del generador contra velocidad del viento empleadas para simular el torque del generador de inducción de cada turbina se encuentran en los respectivos anexos de cada turbina simulada (Ver Anexos G y H).

En las turbinas de velocidad variable con generadores de inducción doblemente alimentados se emplearon las curvas de velocidad angular del generador contra la potencia eléctrica generada para la turbina NM 2000/82 de velocidad variable controlada por variación del ángulo de paso para obtener la curva torque reactivo del generador contra velocidad angular del rotor del generador(ver anexo I).Y las curvas de potencia eléctrica y velocidad angular del rotor del generador contra velocidad del viento para la turbina Vestas V80 controlada por variación del ángulo de paso para obtener

la curva torque reactivo del rotor del generador contra velocidad del viento (ver anexo J).

La figura 6.1 ilustra el montaje para la simulación de una turbina de viento controlada por variación del ángulo de paso, para simular una turbina controlada por entrada en pérdida es necesario omitir el bloque del control y tomar el valor del ángulo de paso cero. A continuación se analizarán los resultados arrojados por las diferentes simulaciones realizadas.

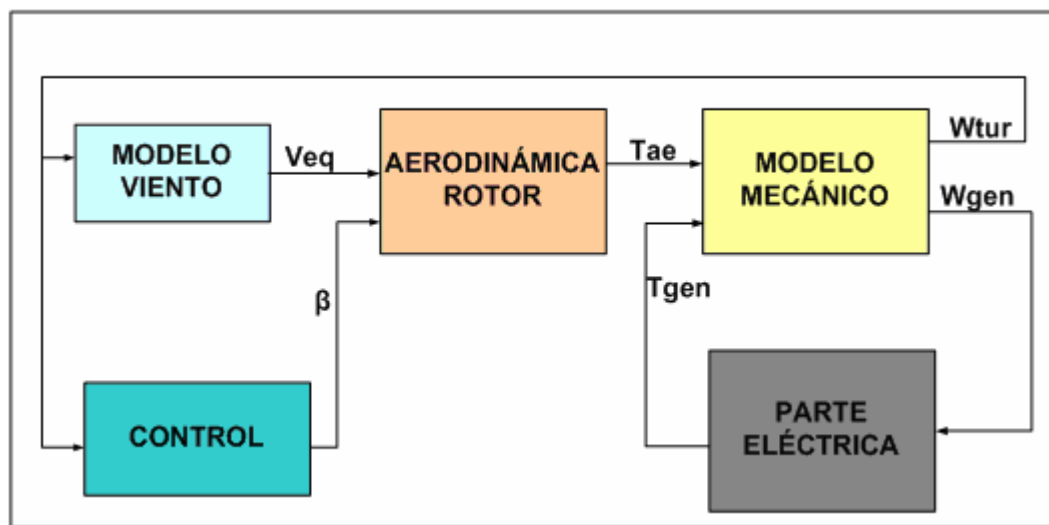


Figura 6.1. Montaje para la simulación de una turbina de viento.

6.1. SIMULACIÓN DEL MODELO DEL VIENTO SEGÚN EL ESPECTRO DE KAIMAL Y COHERENCIA DE DAVENPORT.

En el capítulo dos se desarrolló e implementó el modelo del viento basado en el espectro de Kaimal y el modelo de coherencia de Davenport. Este modelo tiene en cuenta la turbulencia rotacional²⁶ (parte estocástica) y la velocidad media del viento predominante en el sitio de ubicación de la turbina a la altura del cubo.

Con esta simulación se busca generar las series de velocidad de viento (variaciones de la velocidad del viento con respecto al tiempo) sentidas por las palas en rotación, la influencia de la intensidad de la turbulencia y su

²⁶ LANGREDER, Wiebke. Models for Variable Speed Wind Turbines. 1996.

impacto en la potencia mecánica de salida. En esta simulación el sistema de control es omitido para observar la influencia total de la velocidad de viento sobre la potencia mecánica.

En la figura 6.2 se muestran los resultados obtenidos de la simulación del modelo del viento con una velocidad media de 11 m/s e intensidades de turbulencia de 10 y 40%, que incide sobre una turbina con ángulo de paso fijo en cero grados, velocidad angular del rotor de 2 rad/s (19 rpm) y 82 m de diámetro con una densidad de aire de 1.25 Kg/m^3 .

En esta simulación se observan las fluctuaciones de la velocidad del viento con la intensidad de turbulencia, a mayor intensidad de turbulencia mayor será la variación de la fluctuación de la velocidad del viento y mayores serán las fluctuaciones en la potencia mecánica extraída de la velocidad del viento²⁷ debido a que esta es directamente proporcional a la velocidad del viento al cubo como se definió en la ecuación 3.21, reemplazando los valores en esta ecuación obtenemos un valor de potencia similar al obtenido en la simulación. La figura 6.3 ilustra la potencia mecánica de salida para la turbina simulada.

²⁷ MA, Xin. Adaptive Extremum Control and Wind Turbine Control.1997.

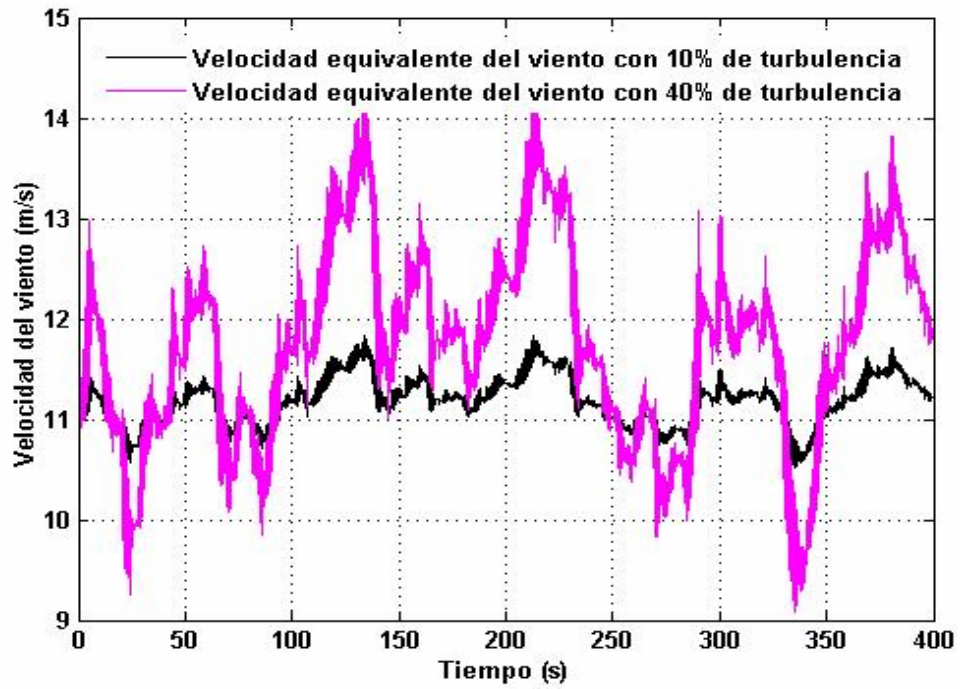


Figura 6.2. Simulación del modelo del viento.

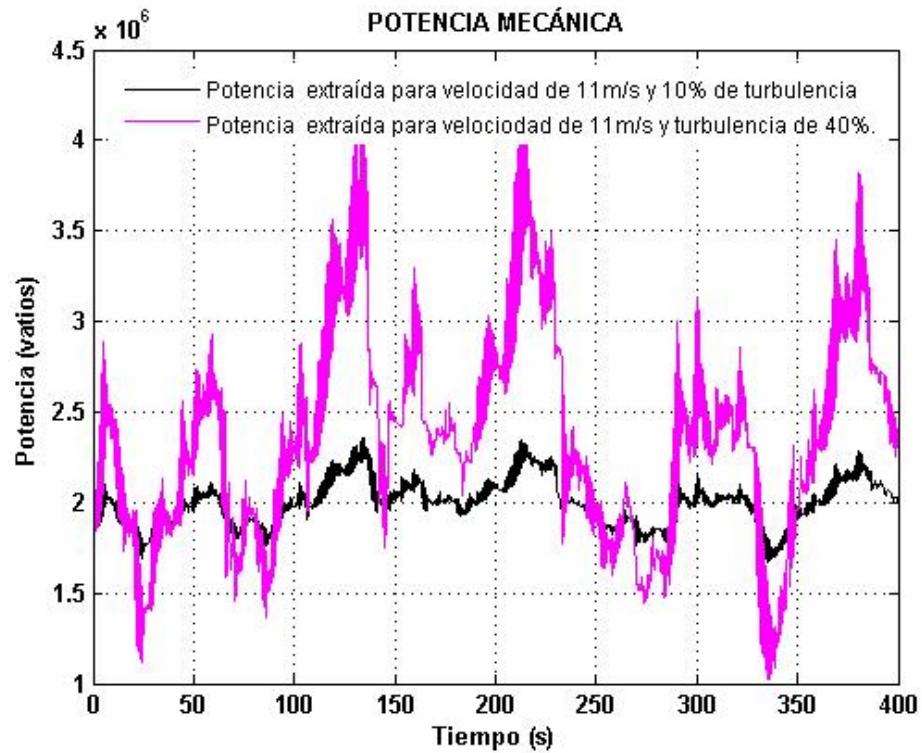


Figura 6.3. Variación de la potencia mecánica con la velocidad del viento.

6.2. SIMULACIONES PARA TURBINAS DE VIENTO REGULADAS POR ENTRADA EN PÉRDIDA.

Las turbinas reguladas por entrada en pérdida o diseño aerodinámico tienen el control más sencillo y económico empleado en la actualidad, sin embargo no es muy eficiente en comparación con el control por variación del ángulo de paso. Generalmente este tipo de turbinas emplean generadores de inducción conectados directamente a la red. Utilizando el montaje de la figura 6.1, con ángulo de paso fijo en cero, se realizarán varias simulaciones para diferentes situaciones cuyos resultados serán analizados e interpretados a lo largo de este capítulo.

6.2.1. Simulación de la potencia de una turbina controlada por entrada en pérdida. La importancia de esta simulación radica en que todas las casas fabricantes de turbinas de viento miden el desempeño de las turbinas basándose en la curva Potencia contra velocidad del viento. Para esta simulación se emplea el bloque “aerodinámica del rotor controlada por entrada en pérdida (aproximación numérica)” basado en la ecuación propuesta por Siegfried Heier descrita en el capítulo 3, para una turbina de 2MW de potencia nominal, con radio del rotor de 36 m y un perfil de viento que varía proporcionalmente de 4 a 24 m/s , una densidad de aire de 1.25 Kg/m^3 , velocidad de arranque de la turbina de 5 m/s y una velocidad de paro de 25 m/s . Los resultados obtenidos de esta simulación se observan en la figura 6.4. La turbina alcanza su potencia nominal de 2MW a una velocidad del viento de 14 m/s . También se puede notar que la turbina entra en pérdida a una velocidad de viento aproximadamente de 16 m/s , limitando la potencia mecánica y evitando que el generador sufra sobrecargas. La turbina tiene una velocidad del viento de activación de 5 m/s , velocidad a la cual la turbina empieza a generar potencia eléctrica. El comportamiento de esta curva está relacionado directamente con el perfil aerodinámico de las palas del rotor y por consiguiente con los coeficientes de torque y potencia (C_q y C_p) como se observa en la figura 6.5. La curva tiene máximo valor de C_p de 0.48, para

una velocidad de viento de 9 m/s que corresponde a una velocidad específica (λ) de 8, el cual es menor que el límite teórico de Betz (0.59); la diferencia se debe a imperfecciones en el diseño y construcción de las palas, a pérdidas por fricción entre el viento y las superficies de las palas, y a pérdidas en las puntas de las palas a consecuencia de la estela producida por el giro del rotor.

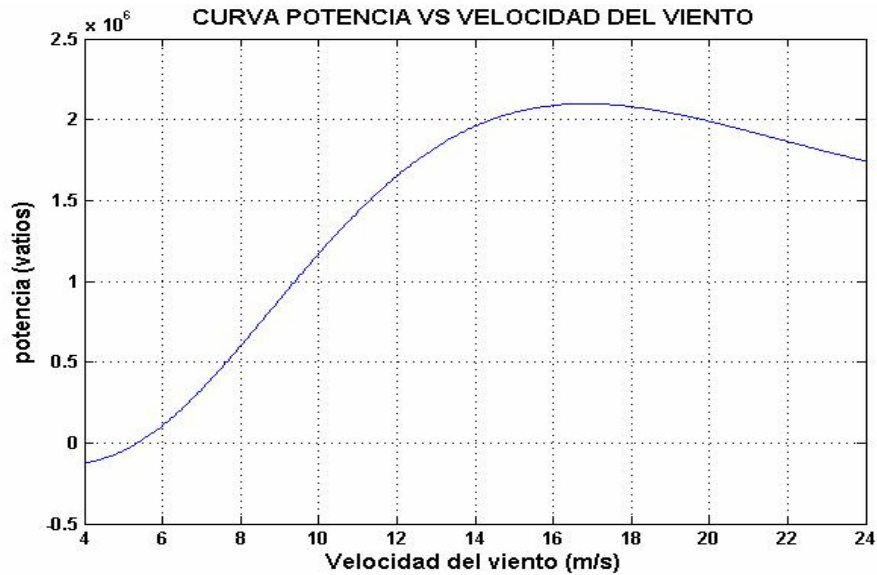


Figura 6.4. Curva de potencia contra velocidad del viento.

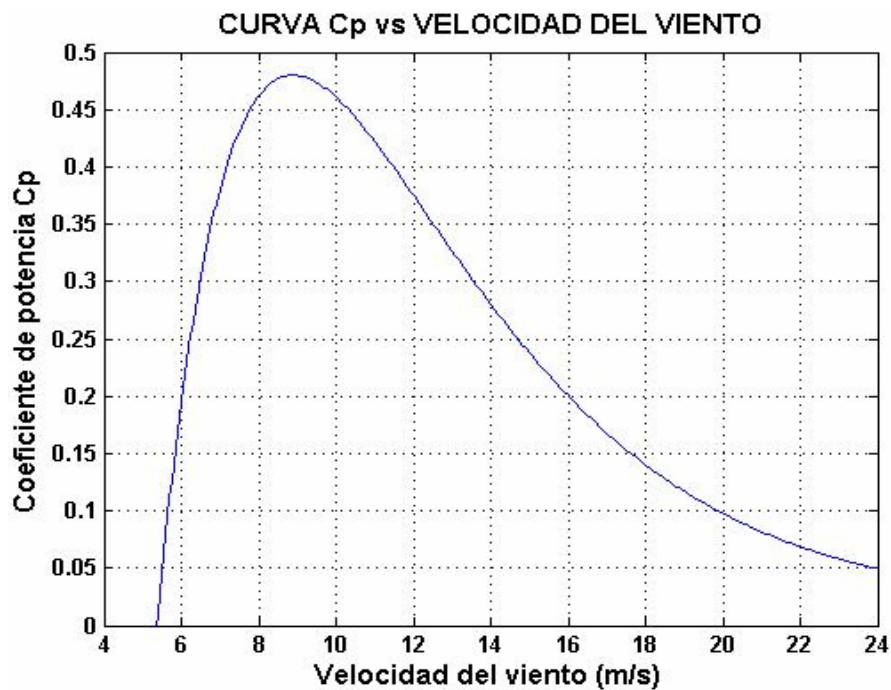


Figura 6.5. Curva de coeficiente de potencia contra velocidad del viento.

El máximo en la curva de coeficiente de potencia contra velocidad del viento significa que a la velocidad de 9 m/s se está extrayendo el 48% de la energía total disponible de la corriente de viento. En la figura 6.6 se hace la comparación entre la potencia disponible en el viento y la potencia extraída por la turbina. Allí se ve que a mayor velocidad del viento mayores son las pérdidas y por lo tanto menor será el coeficiente de potencia.

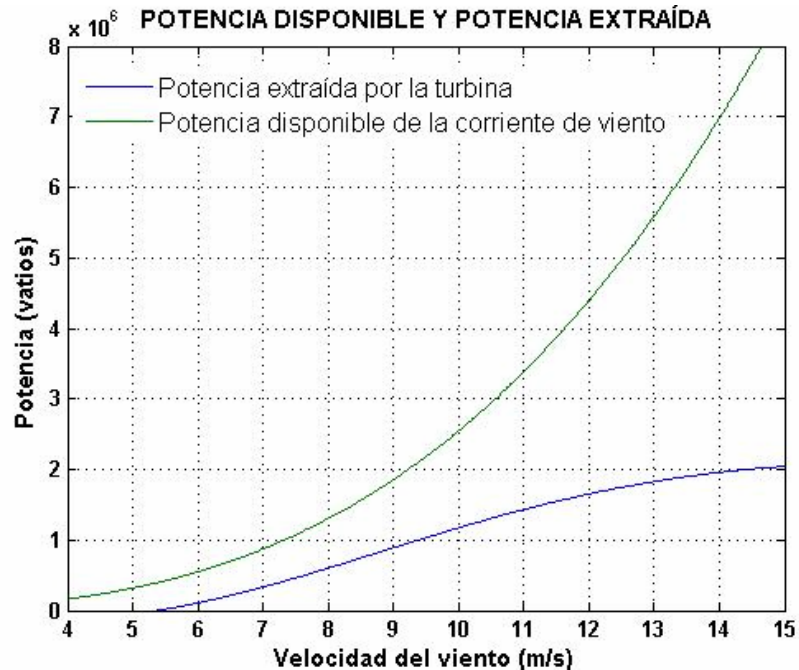


Figura 6.6 Potencia disponible y potencia extraída.

6.2.2. Simulación de una Turbina de 2MW de potencia controlada por entrada en pérdida. Aquí se busca simular el comportamiento global de una turbina controlada por entrada en pérdida. Usando el montaje mostrado en la figura 6.1 con una velocidad de viento de 11 m/s e intensidad de turbulencia del 10%, se simulará la turbina NM 2000 fabricada por Neg Micon²⁸, cuyas características son: velocidad nominal del generador 1500 rpm , potencia nominal 2 MW , velocidad nominal del rotor 19 rpm , diámetro del rotor 82 m , relación de la caja multiplicadora 79, velocidad del viento a la cual alcanza la potencia nominal 11 m/s , momento de inercia del rotor y de su eje

²⁸ www.negmicon.com.

$50 \cdot 10^5 \text{ kgm}^2$, momento de inercia del generador y su eje 100 kgm^2 , coeficiente de amortiguamiento del eje de baja velocidad $8 \cdot 10^5 \text{ Nm} \cdot \text{s} / \text{rad}$, coeficiente de rigidez del eje de baja velocidad $1.5 \cdot 10^8 \text{ Nm} / \text{rad}$. La simulación se realizará durante 600 segundos.

Los resultados de la simulación pueden observarse en la figura 6.7.

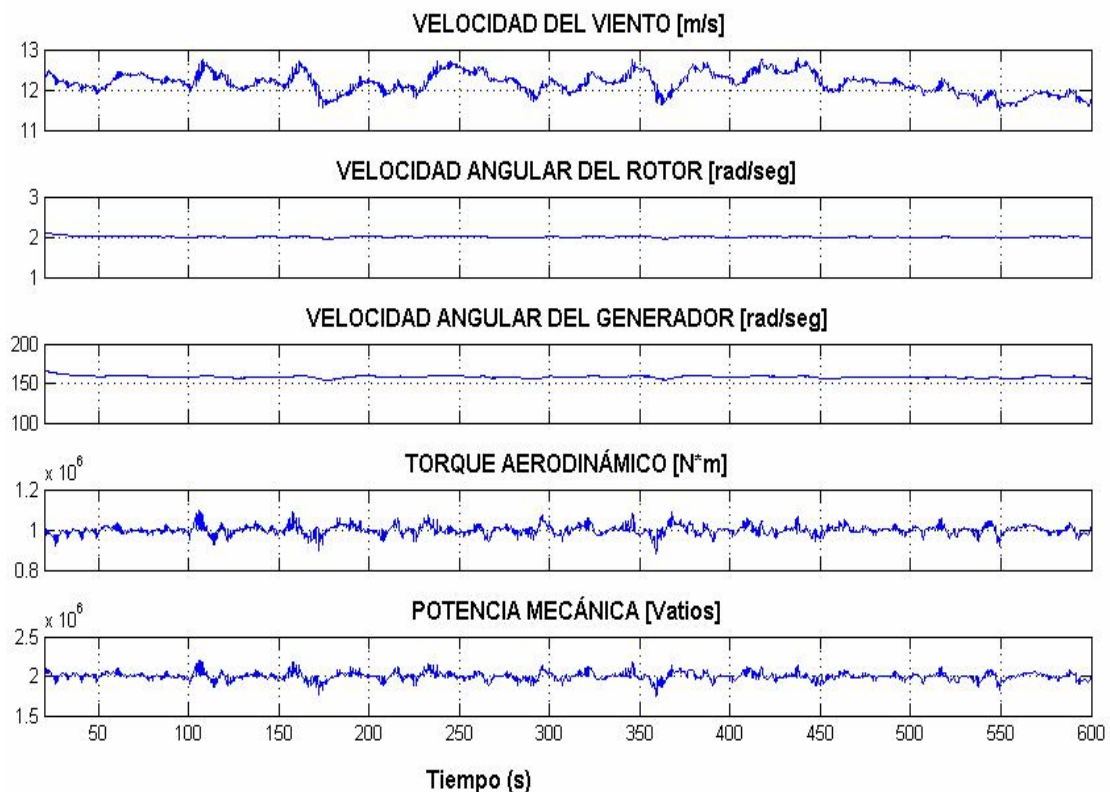


Figura 6.7. Resultados de la simulación de la turbina NM 2000.

Se ve que para las condiciones de viento mencionadas, la potencia mecánica desarrollada por la turbina oscila alrededor de los 2MW, la velocidad angular del rotor se mantiene alrededor de las 19 rpm ($2 \text{ rad} / \text{s}$) lo cual concuerda con los datos suministrados por el fabricante de la turbina, las fluctuaciones que presentan las gráficas de potencia y torque tienen comportamientos similares a las fluctuaciones presentadas por la gráfica de la velocidad del viento.

Las oscilaciones de la velocidad angular de entrada al generador (a la salida de la caja multiplicadora) están por encima de los 1500 rpm debido a que las

pequeñas fluctuaciones en la velocidad angular del rotor son multiplicadas 79 veces (relación de la caja multiplicadora), esta es una de las razones por las cuales el control de velocidad por entrada en pérdida no es muy efectivo. En la figura 6.8 están graficados el coeficiente de potencia y la velocidad específica contra el tiempo.

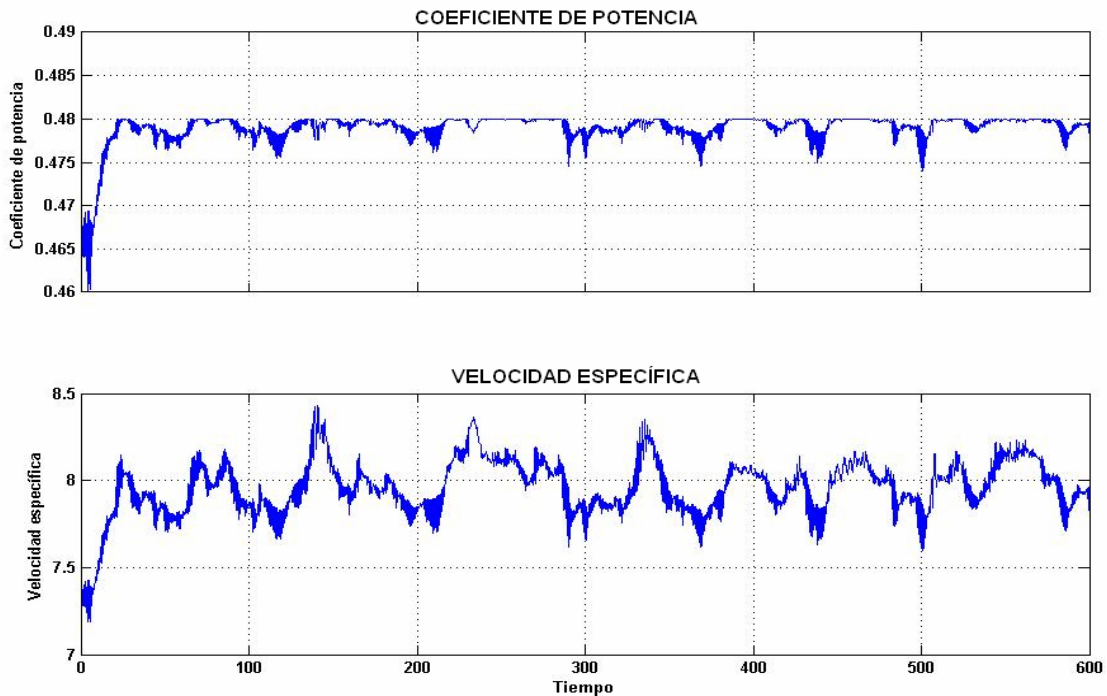


Figura 6.8. Coeficientes de Potencia y velocidad específica de la turbina NM 2000.

Se aprecia que el valor máximo del coeficiente de potencia es 0.48 y trata de conservarse en este valor durante todo el tiempo de simulación, lo que significa que esta turbina está diseñada para trabajar bajo las condiciones de viento descritas anteriormente ($11m/s$) para extraer la máxima potencia disponible en la corriente de viento. El coeficiente de potencia depende de la velocidad específica (λ) y del ángulo de paso (β), como el ángulo de paso en este tipo de turbinas se mantiene constante entonces la velocidad específica debe variar para mantener el valor del coeficiente de potencia alrededor de su valor óptimo y tratar de mantener la velocidad angular del rotor más o menos constante debido a la siguiente relación:

$$\lambda = \frac{\Omega R}{V_0}$$

Donde R es el radio del rotor, V_0 es la velocidad de la corriente de viento y Ω es la velocidad angular del rotor.

6.2.3. Simulación de una turbina de 2MW operando en vacío (en ausencia de carga). A continuación simularemos la misma turbina empleada en el apartado anterior operando en una condición hipotética: la turbina parte del reposo, está sometida a una corriente de viento con una velocidad de 11 m/s e intensidad de turbulencia del 10% y el generador no se conectará a la red con el objetivo de observar el comportamiento de la turbina en ausencia de carga.

Los resultados de esta simulación se ilustran en la figura 6.9.

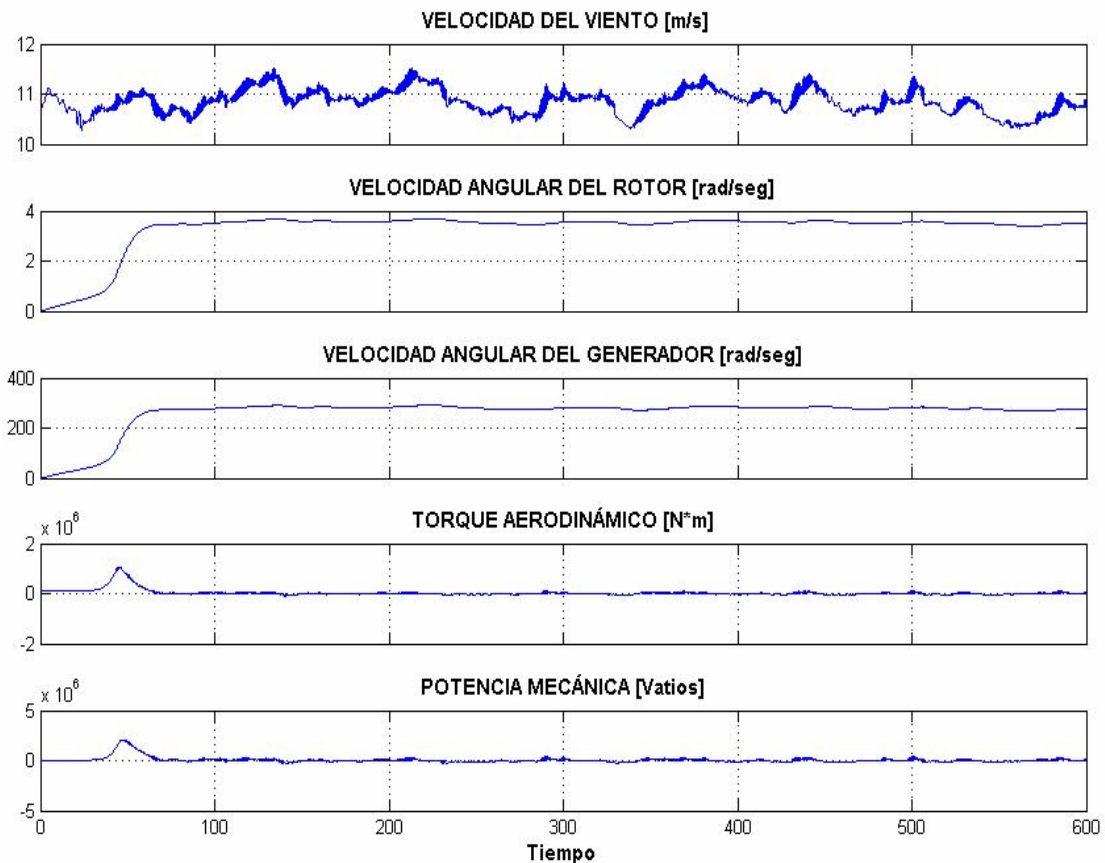


Figura 6.9. Resultados de la simulación de operación en vacío.

Para las condiciones mencionadas, observamos que para el arranque las velocidades angulares y la potencia mecánica son cero pero el torque aerodinámico tiene un valor aproximado de 100000 Nm el cual es necesario

para iniciar el movimiento (vencer coeficientes estáticos), este torque aerodinámico se calcula por la expresión:

$$T_{ae} = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 V_{eq}^2 C_q(\lambda, \beta)$$

Donde ρ es la densidad del aire, V_{eq} es la velocidad equivalente del viento, C_q es el coeficiente de torque. Entonces el torque no puede ser

hallado por $T_{ae} = \frac{Potencia}{\Omega}$, en el caso en que la turbina se encuentre parada

($\Omega = 0$), bajo una corriente de viento incidente.

Segundos después del arranque el sistema comienza a acelerarse empezando a vencer el momento de inercia del sistema, para vencer completamente el momento de inercia el torque aumenta a $1 \cdot 10^6 Nm$ y la potencia mecánica se eleva a 2MW. Instantes después de vencer completamente el momento de inercia del sistema la aceleración angular del rotor cambia drásticamente hasta que la velocidad angular del mismo alcance su valor máximo, después de esto, la velocidad angular se mantiene relativamente constante en su máximo valor y el torque aerodinámico tiende a cero, por lo tanto la potencia también tiende a cero.

Una conclusión importante de esta simulación es que el punto crítico de la operación en vacío se encuentra cuando el torque aerodinámico alcanza su valor máximo para acelerar el sistema, en este punto se desarrollan los máximos esfuerzos mecánicos.

6.2.4. Simulación del momento de conexión a la red de una turbina de 2MW. El objetivo de esta simulación es observar el comportamiento del sistema cuando el generador eléctrico es conectado a la red. Generalmente las turbinas con generador de inducción se conectan a la red cuando el generador de inducción supera su velocidad de sincronismo y este empieza a generar energía eléctrica.

Se simulará la turbina NM2000 (fabricada por Neg Micon) controlada por entrada en pérdida con las mismas condiciones de operación que la simulación anterior, la turbina arranca del reposo y cuando la velocidad del

generador alcanza su velocidad de sincronismo (1500 rpm) se conecta a la red eléctrica.

La figura 6.10 muestra los resultados para el caso en mención.

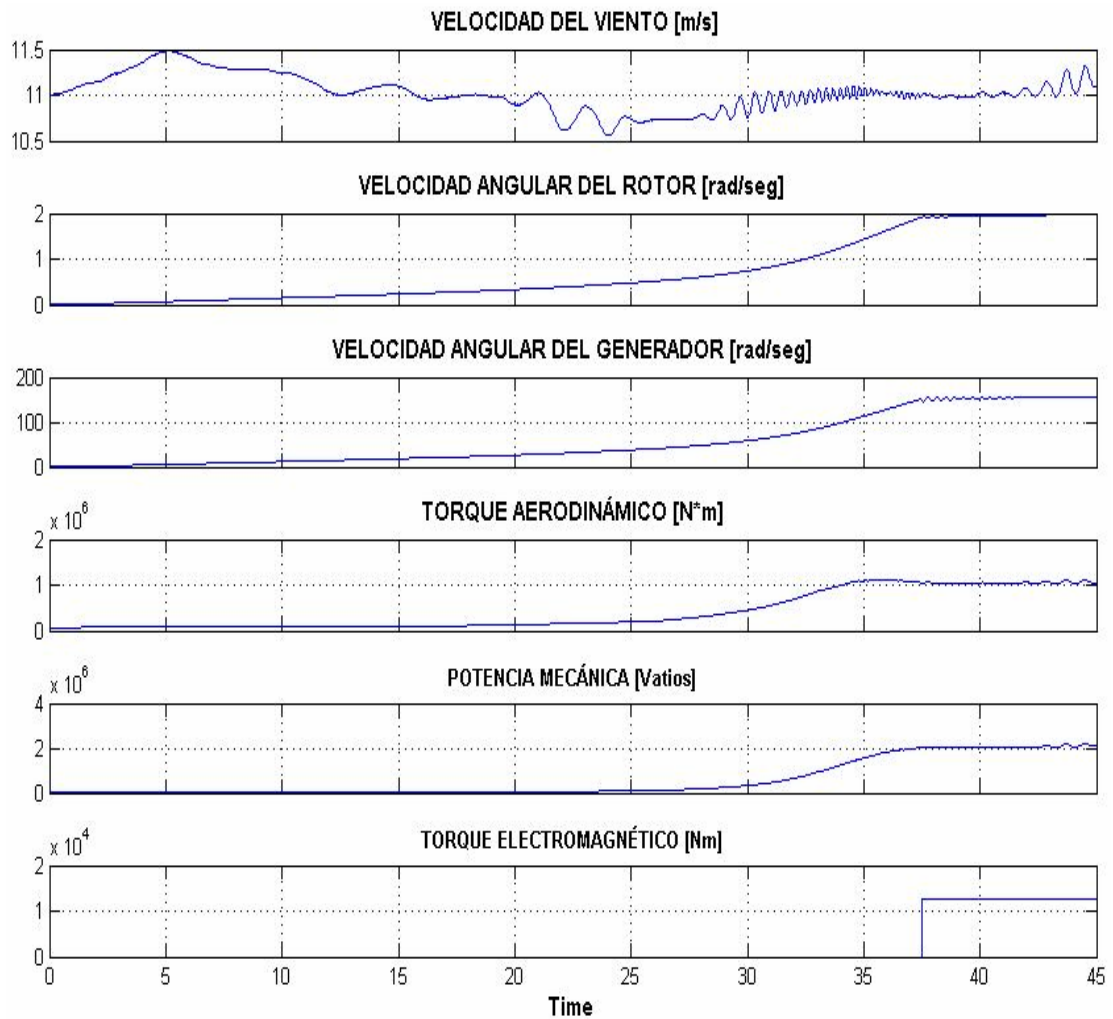


Figura 6.10. Simulación de conexión del generador a la red.

En el instante en que el generador supera la velocidad de sincronismo, el torque electromagnético alcanza su valor nominal y las velocidades angulares, el torque aerodinámico y la potencia mecánica alcanzan también sus valores nominales de operación. Físicamente, el torque electromagnético es reactivo y actúa como un freno, para mantener el rotor girando a su velocidad nominal es necesario que el torque aerodinámico se mantenga relativamente constante ($1 \cdot 10^6 Nm$) haciendo que la potencia mecánica sea de igual manera constante (2MW).

Cuando el generador es conectado las curvas presentan un estado de transitoriedad debido al cambio brusco del torque electromagnético (de cero a $12656 Nm$) en un corto periodo de tiempo (en este el cambio es instantáneo). El transitorio para la velocidad angular del generador se observa en la figura 6.11.

Este estado transitorio se refleja físicamente en vibraciones del sistema y en fluctuaciones indeseadas en la potencia eléctrica producida, razón por la cual las turbinas de viento utilizan un sistema de arranque llamado “soft starter” (arrancador suave).

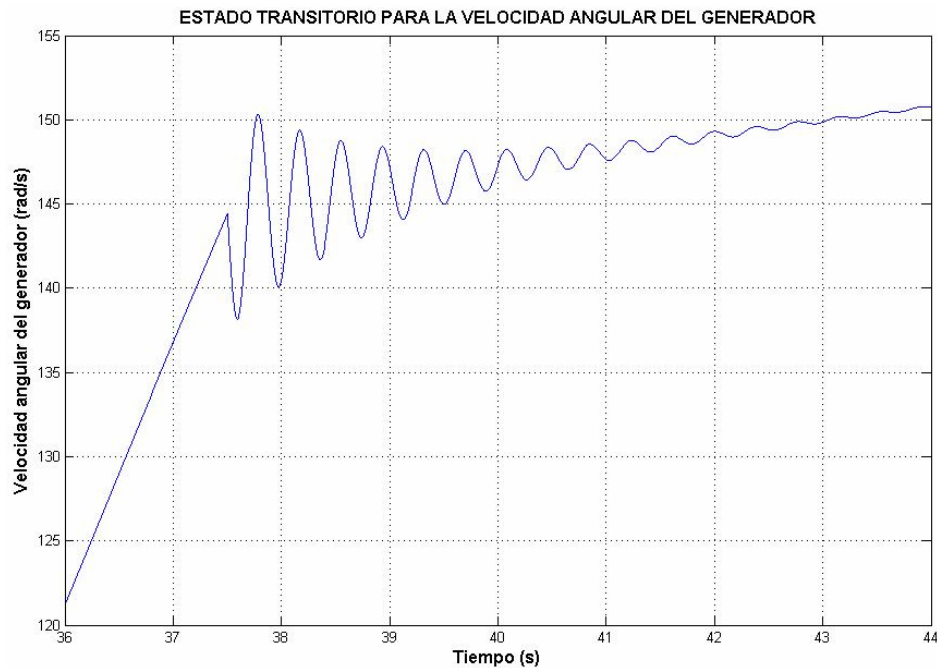


Figura 6.11. Transitorio de la velocidad angular del generador.

6.3. SIMULACIONES PARA TURBINAS DE VIENTO REGULADAS POR VARIACIÓN DEL ÁNGULO DE PASO.

Las turbinas de viento con control de velocidad por variación del ángulo de paso son más eficientes que las turbinas reguladas por entrada en pérdida, ya que al variar el ángulo de paso le permite a la turbina adaptarse a los cambios del viento.

La variación del ángulo de paso de las palas de un rotor consiste en hacerlas girar simultáneamente todas sobre su eje radial. Los mecanismos que actúan

sobre la raíz de las palas se encuentran ubicados dentro del cubo del rotor. Esta variación generalmente se hace por medio de servomotores hidráulicos o eléctricos.

Las desventajas de estas turbinas son su complejidad, alto costo y requieren mayor mantenimiento.

La figura 6.12 ilustra el montaje para la simulación de una turbina de viento regulada por variación del ángulo de paso utilizando la librería desarrollada en este proyecto de grado.

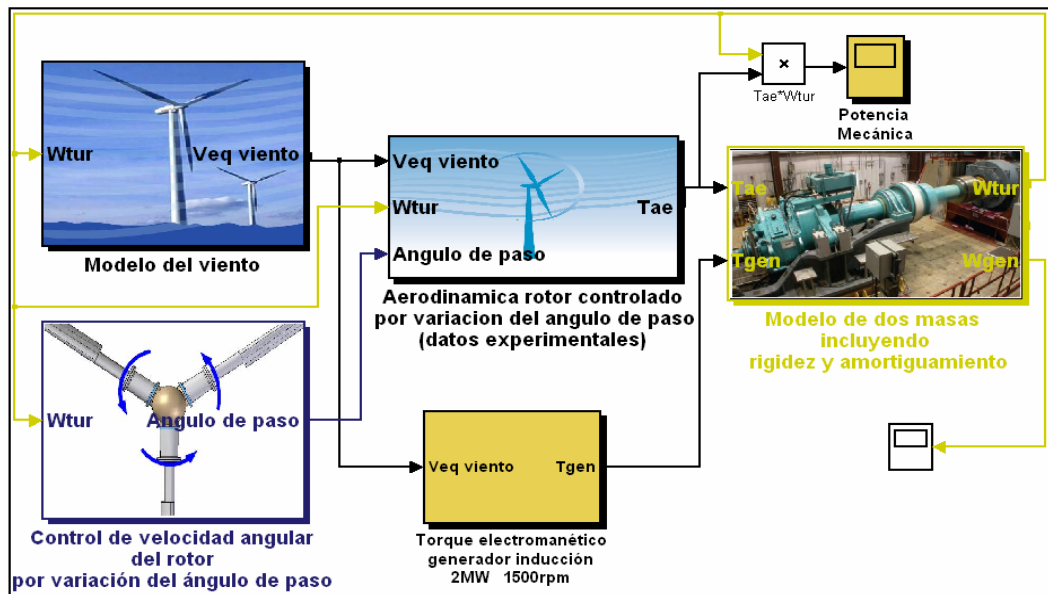


Figura 6.12. Montaje para la simulación de turbinas controladas por variación del ángulo de paso.

6.3.1. Simulación de una Turbina de velocidad constante de 2MW de potencia controlada por variación del ángulo de paso. El objetivo de esta simulación es observar el comportamiento general de la turbina NM 2000/82 con generador de inducción directamente conectada a la red construida por Neg Micon. Los datos técnicos de la misma están incluidos en el anexo H. Para la parte aerodinámica de la simulación se empleará una tabla con datos experimentales con los coeficientes de potencia y torque, facilitados por el Laboratorio Nacional RISO de Dinamarca las cuales se encuentran en el anexo F, en la figura 6.15 se grafican los datos para el coeficiente de torque.

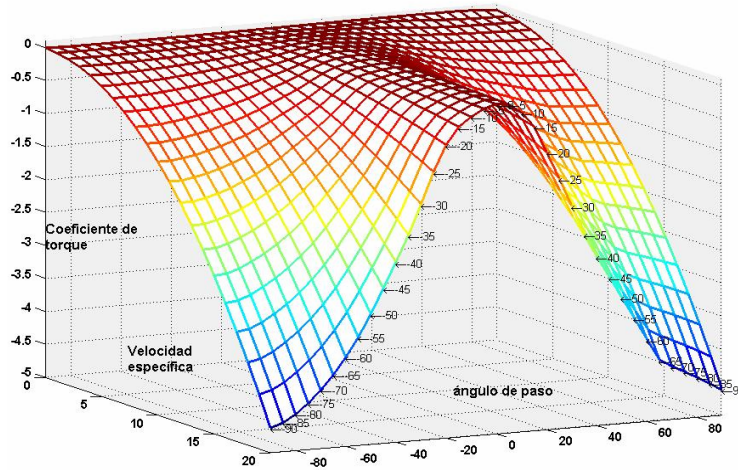


Figura 6.13. Gráfica de datos del coeficiente de torque experimentales.

La turbina se simulará con una corriente de viento incidente de 16 m/s y una intensidad de turbulencia de 10% . Los resultados de esta simulación se observan en la figura 6.14. Según los datos técnicos la turbina está diseñada para operar a una velocidad angular del rotor de 19 rpm (2 rad/s) y alcanza su potencia nominal (2 MW) a una velocidad de viento de 11 m/s ; en este caso se está usando una velocidad de viento superior para notar la acción del control sobre el desempeño de la turbina. Pese a las fuertes fluctuaciones en la velocidad del viento se observa que la potencia y velocidad angular del rotor se mantiene en sus valores nominales, esto se debe al cambio del ángulo de paso, el cual varía para acomodarse a las condiciones del viento, manteniendo la velocidad angular del rotor alrededor de su valor nominal. Los picos presentados al inicio de la simulación en la velocidad angular, torque aerodinámico y potencia mecánica se deben al tiempo de respuesta del control pues el ángulo de paso al inicio de la simulación es cero y demora un intervalo de tiempo para alcanzar un valor apropiado (13.5 grados) para la velocidad del viento incidente (16 m/s). La velocidad de la variación del ángulo de paso está limitada físicamente por el servomecanismo hidráulico que mueve las palas, los servomecanismos actuales permiten variaciones de hasta 10 grados/s , para esta simulación la variación fue de 4.7 grados/seg (para ir de cero a 13.5 grados).

En la figura 6.15 se muestran los resultados obtenidos para la misma turbina pero con condiciones de viento de 9 m/s e intensidad de turbulencia de 10% . Como la velocidad del viento está por debajo de los 11 m/s , la velocidad angular del rotor es constante pero no alcanza a superar su velocidad rotacional nominal por lo tanto el control no actúa y el ángulo de paso se mantiene en cero para extraer la máxima energía del viento, para una velocidad de viento de 9 m/s se producen alrededor de 1.2 MW de potencia mecánica.

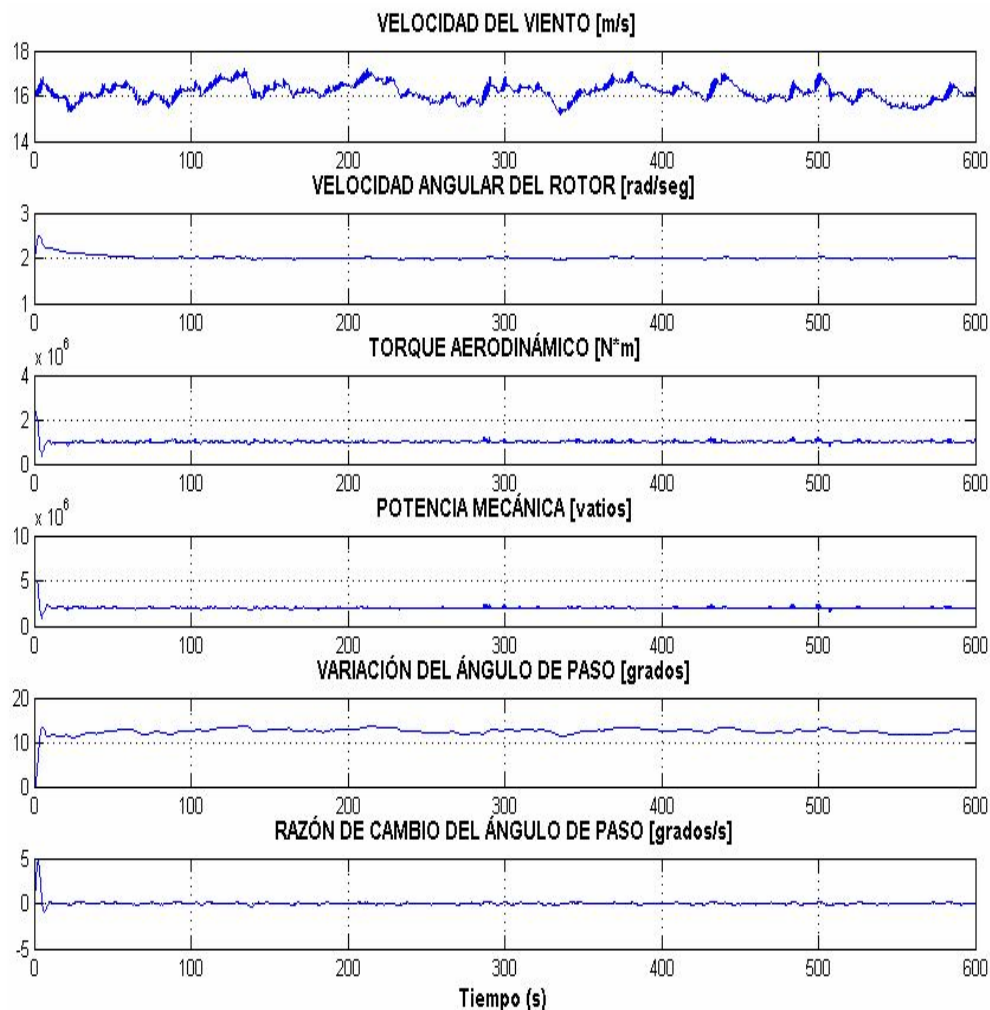


Figura 6.14. Simulación turbina NM2000/82 con viento de 16 m/s y 10% de intensidad.

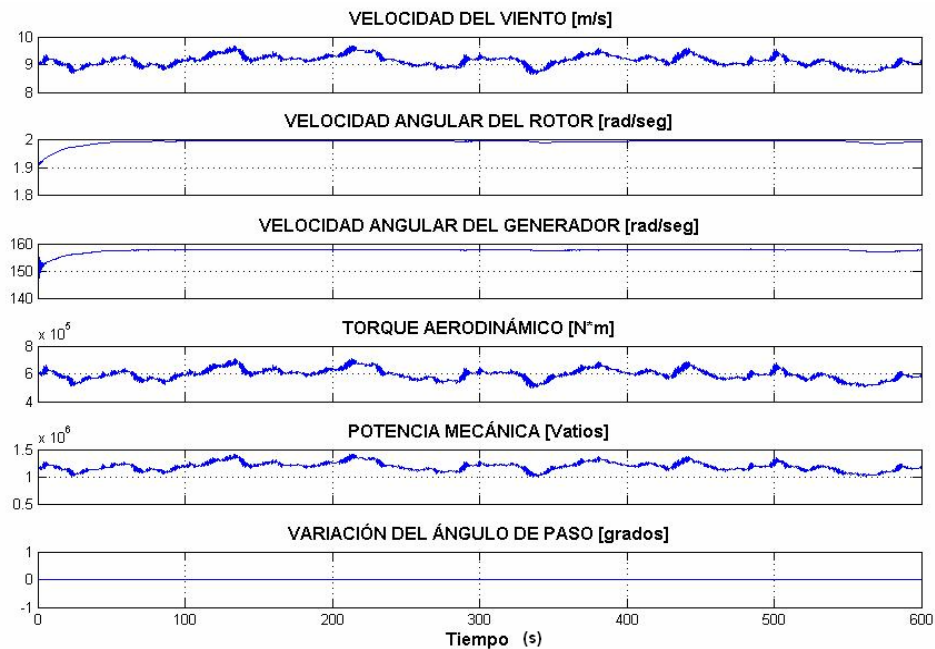


Figura 6.15. Simulación turbina NM2000/82 con viento de 9 m/s y 10% de intensidad.

Si el ángulo de paso llegara a variar cuando la velocidad del rotor no ha superado su velocidad nominal la potencia extraída del viento sería menor ya que esta variación produce un frenado aerodinámico reduciendo así la potencia mecánica extraída. Esto se demuestra en la figura 6.16 donde el ángulo de paso se ha mantenido en *5 grados* para las mismas condiciones de operación que en la simulación anterior. La potencia está alrededor de 0.9 MW, y la velocidad del rotor es 1.5 rad/s

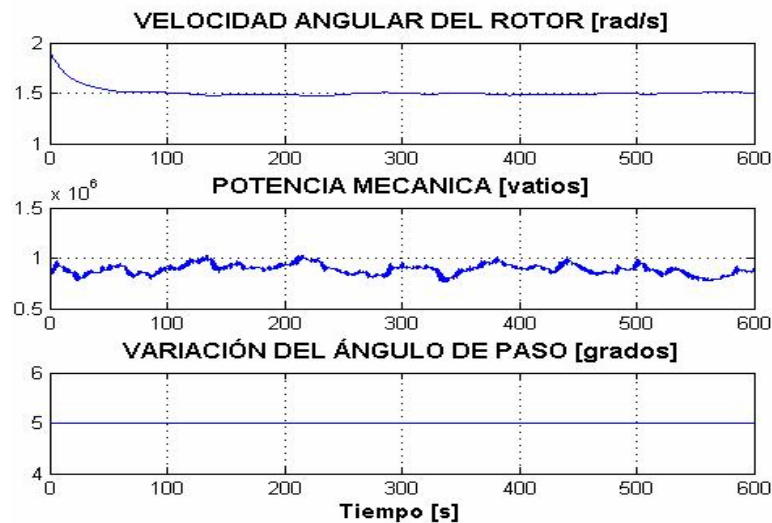


Figura 6.16. Efecto de la variación del ángulo de paso.

A continuación se grafica quizás la curva más importante para medir el desempeño de la turbina de viento, es la curva de potencia en función de la velocidad del viento.

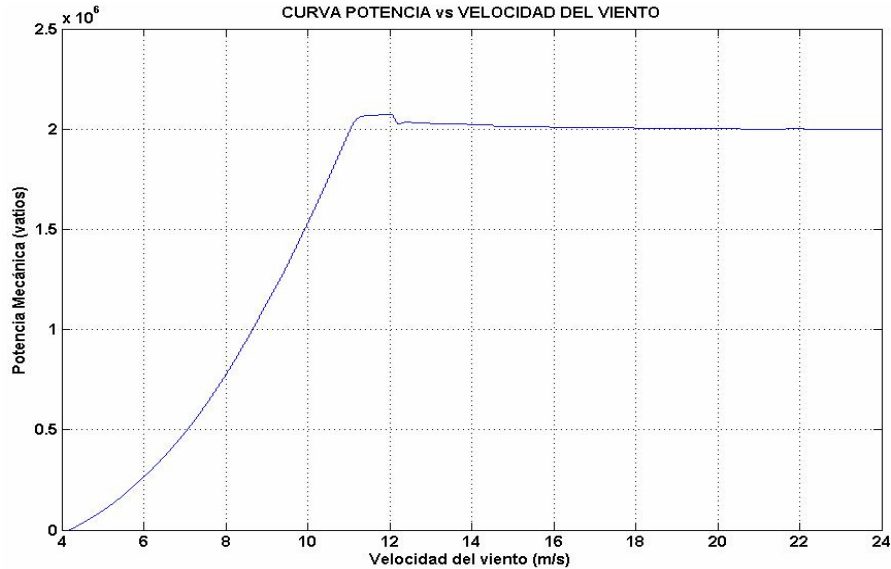


Figura 6.17. Curva potencia contra velocidad del viento para una turbina con variación del ángulo de paso.

La figura 6.17 ilustra el comportamiento de la potencia con la velocidad del viento en la turbina controlada por variación del ángulo de paso, se observa que alcanza su potencia nominal a una velocidad de viento de 11 m/s , a velocidades de viento mayores mantiene la potencia en su valor nominal gracias al control del ángulo de paso. El pico que se ve en la curva indica que el control empieza a trabajar, este pico debe evitarse en la potencia eléctrica para evitar sobrecargas, como el control mecánico no puede hacer más para reducirlo, debe utilizarse otro control en la parte eléctrica del sistema.

6.3.2. Comparación de los modelos aerodinámicos. El objetivo de esta simulación es comparar los dos modelos de la aerodinámica del rotor: el modelo aerodinámico con datos experimentales para el coeficiente de torque basado en la tabla facilitada por el laboratorio RISO (ver anexo F) y la ecuación genérica o aproximación numérica desarrollada por Siegfried Heier. En esta simulación se usó un viento de 16 m/s y una intensidad de turbulencia de 10% para la turbina NM 2000/82 con generador de inducción directamente conectada a la red construida por Neg Micon.

Los resultados de la simulación se aprecian en la figura 6.18.

La diferencia entre velocidades angulares y entre las potencias mecánicas al inicio de la simulación es evidente debido a la diferencia entre los valores del Coeficiente de torque (C_q) que proporciona cada uno de los modelos.

Después de que entra en acción el control este mantiene la velocidad angular del rotor en su valor nominal y por lo tanto la potencia también se mantiene en su valor nominal, como consecuencia de esto se observa que las curvas para velocidad y potencia se confunden en una sola línea. En cuanto al ángulo de paso, se puede ver que para controlar el sistema los valores para la ecuación propuesta por Siegfried Heier son mayores que los de la tabla experimental, debido a que con los datos teóricos la velocidad angular del rotor es mayor y por lo tanto requiere una acción de control más fuerte.

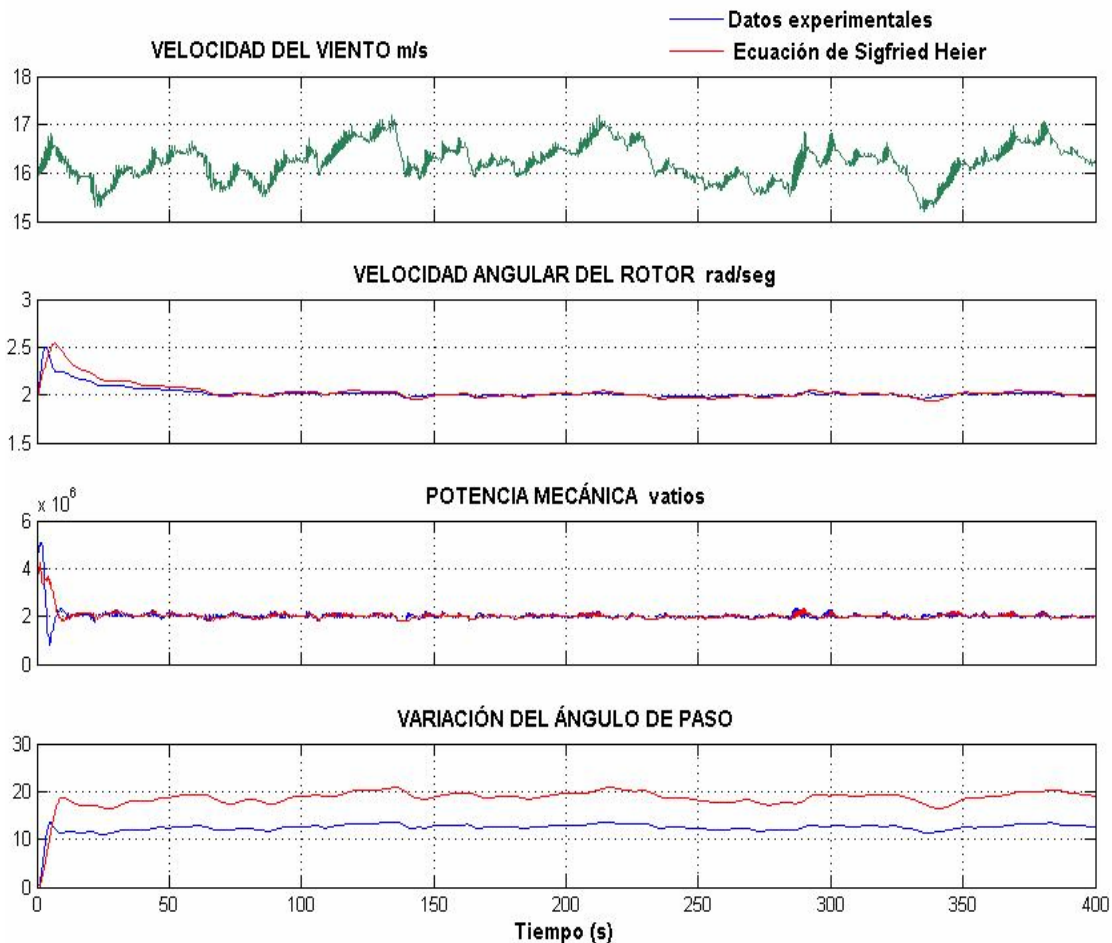


Figura 6.18. Comparación de los modelos aerodinámicos.

6.3.3. Simulaciones para evaluar el desempeño del control a diferentes condiciones de viento. Con esta simulación se busca evaluar el comportamiento del control y su influencia en el desempeño de la turbina bajo diferentes condiciones de viento se simulará la misma turbina usada en los apartados anteriores (NM 2000/82) y se harán cambios escalonados en el perfil del viento sin tener en cuenta su parte estocástica. Valores típicos como velocidad del rotor, velocidad del generador, potencia y torque son mostrados en las siguientes figuras.

En la figura 6.19 se muestran los resultados de la simulación de la turbina para un perfil de viento de 4 a 11 m/s que aumenta 1 m/s cada 20 segundos.

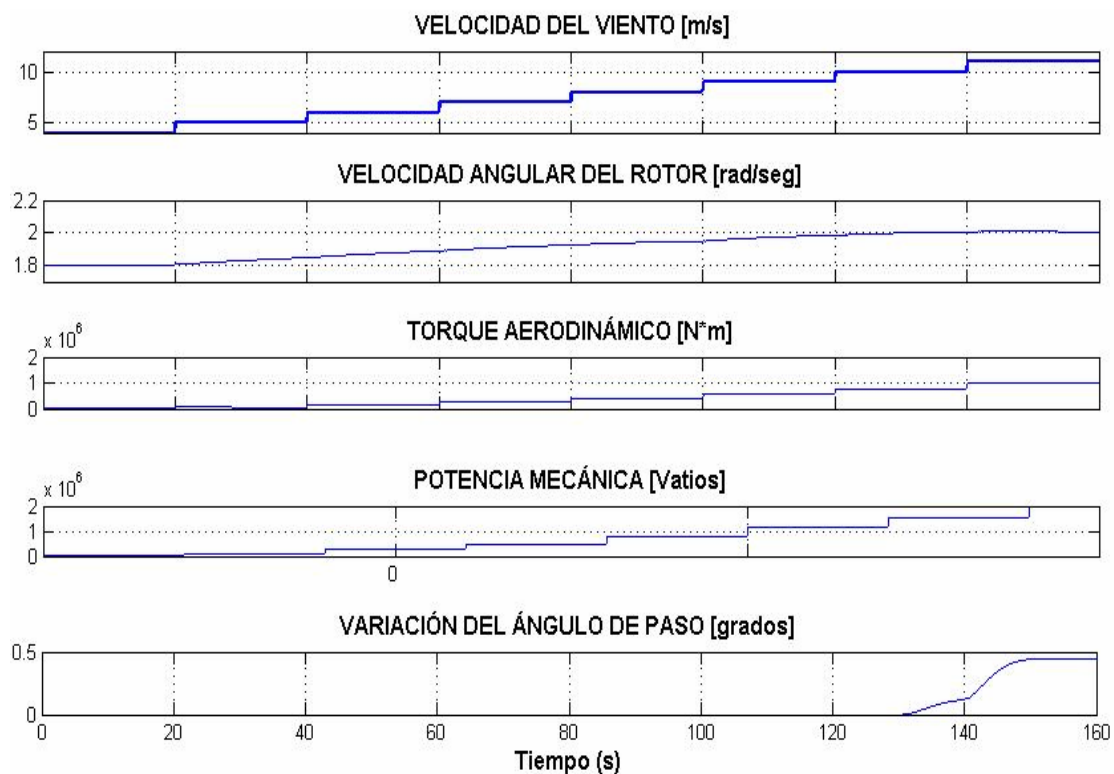


Figura 6.19. Perfil de viento escalonado de 4 a 11 m/s

A velocidades menores de 11 m/s el control de velocidad por variación del ángulo de paso se mantiene constante en su valor óptimo (para la turbina simulada cero grados) y la velocidad angular del rotor se adapta continuamente a la velocidad del viento para extraer la máxima energía posible del viento. Cuando la velocidad del rotor sobrepasa la velocidad

nominal el control entra en operación variando el ángulo de paso para mantener la velocidad del rotor y la potencia en sus valores nominales. Para velocidades superiores de 11 m/s se ha realizado una simulación con un perfil de viento de 12 a 20 m/s cuyos resultados pueden verse en la figura 6.20.

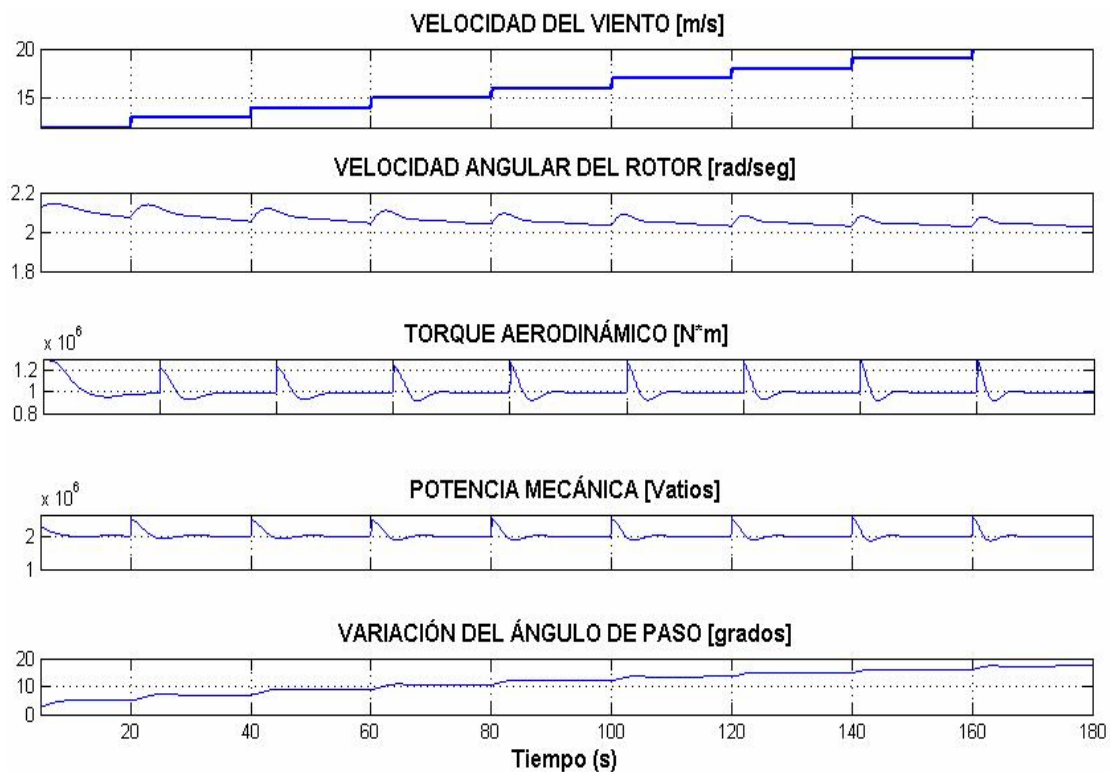


Figura 6.20. Perfil de viento escalonado de 12 a 20 m/s

Los cambios bruscos del perfil del viento originan cambios en la velocidad angular del rotor, en el torque y en la potencia mecánica que son rápidamente corregidos por el control. El comportamiento de la velocidad angular del rotor es similar para todo el perfil del viento durante toda la simulación y no presenta grandes fluctuaciones, mientras que las fluctuaciones en la potencia mecánica si son significativas lo que ocasionaría grandes sobrecargas en la potencia eléctrica por lo tanto es necesario otro control que regule la potencia eléctrica de salida de la turbina. Todas estas fluctuaciones se transforman en vibraciones en el sistema de transmisión mecánica que deben ser absorbidas por la estructura de la turbina.

La figura 6.21 muestra el comportamiento de la turbina con un perfil de viento que varía escalonadamente de 20 a 4 m/s disminuyendo 1 m/s cada 20 segundos. Se aprecia que el ángulo de paso varía ante cada cambio de la velocidad del viento para mantener la velocidad angular del rotor alrededor de su valor nominal, también se ve que cuando la velocidad del viento es mayor de 11 m/s la potencia se mantiene en 2 MW con pequeñas fluctuaciones producidas por los cambios bruscos en la velocidad del viento. Cuando la velocidad del viento es menor que 11 m/s el ángulo de paso se mantiene en cero (valor óptimo para esta turbina) para extraer la máxima potencia posible del viento, como se esperaba la potencia va disminuyendo con la velocidad del viento y la velocidad del rotor se mantiene debido a que por encima de 4 m/s el generador de inducción empieza a producir energía eléctrica y debe tener una velocidad constante superior a la velocidad de sincronismo durante toda su operación.

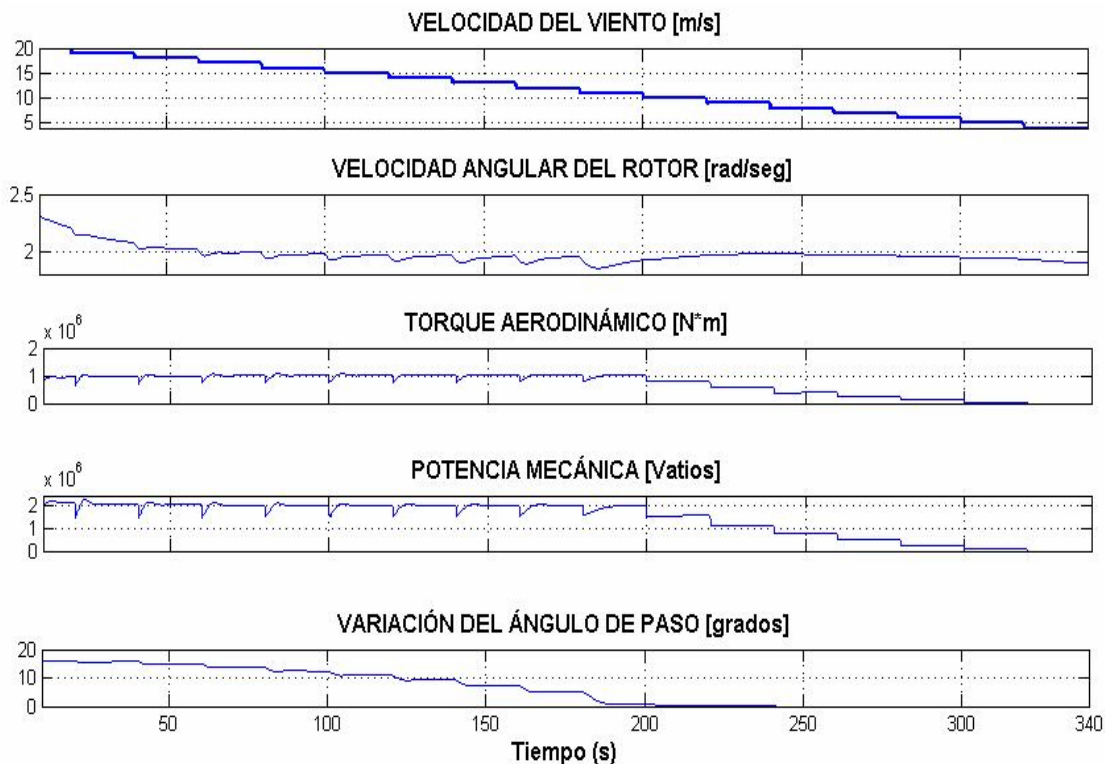


Figura 6.21. Perfil de viento escalonado de 20 a 4 m/s .

6.3.4. Simulación de la conexión a la red de una turbina de velocidad fija controlada por variación del ángulo de paso. El objetivo de esta simulación es observar el comportamiento del sistema cuando el generador eléctrico es conectado a la red. Generalmente las turbinas con generador de inducción se conectan a la red cuando el generador de inducción supera su velocidad de sincronismo y este empieza a generar energía eléctrica.

La turbina simulada es la NM 2000/82 operando en una condición hipotética: la turbina parte del reposo, está sometida a una corriente de viento con una velocidad de 15 m/s e intensidad de turbulencia del 10% y el generador se conecta a la red cuando su velocidad supere la velocidad de sincronismo (velocidad de sincronismo 1500 rpm y velocidad de generación 1512 rpm).

La figura 6.22 muestra los resultados de esta simulación.

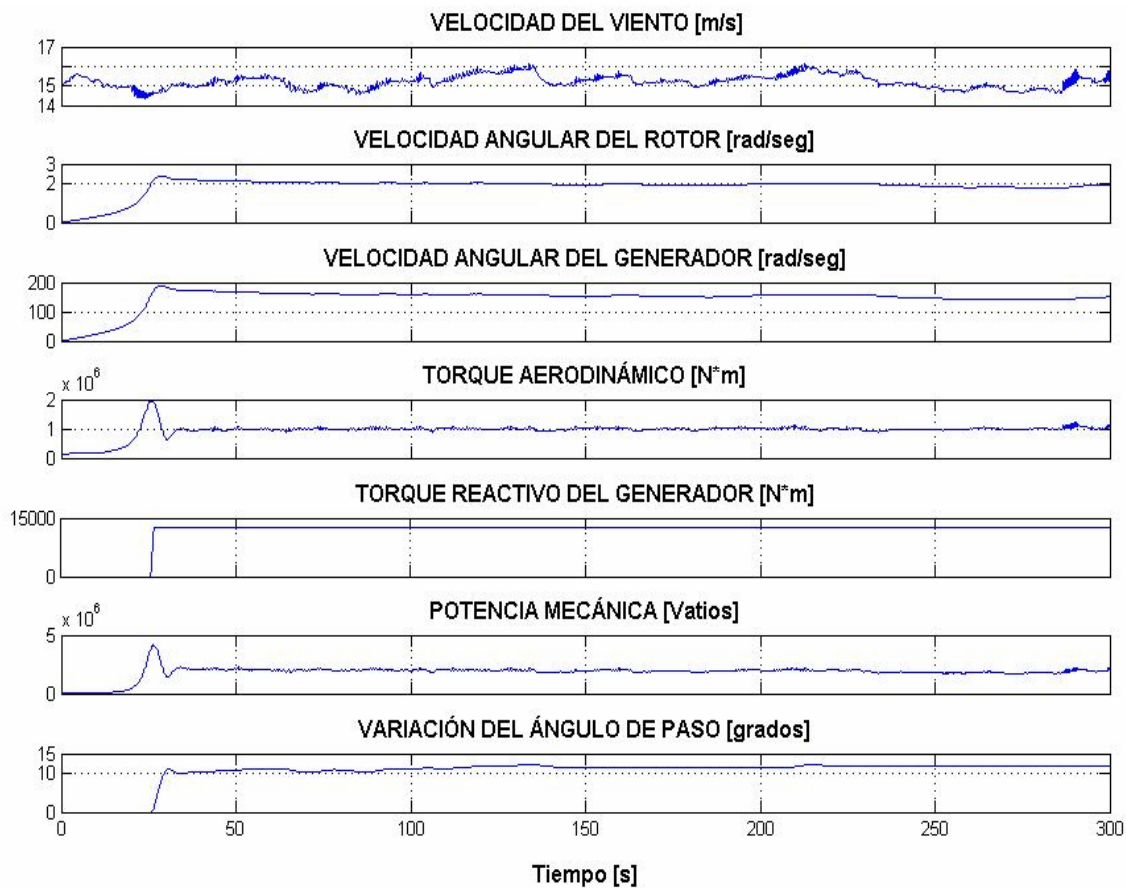


Figura 6.22. Simulación de la conexión a la red de una turbina de velocidad fija.

Como se menciona anteriormente, el cambio brusco en el torque electromagnético del generador de inducción provoca un estado transitorio

mientras que el sistema se estabiliza, esto origina vibraciones en la transmisión mecánica. La velocidad del viento es superior a los 11 m/s , por lo tanto la velocidad angular del rotor intenta sobrepasar su valor nominal instante en el cual el control empieza a trabajar, esta acción también contribuye a que la fluctuación del transitorio aumente, este instante es el más crítico durante el funcionamiento de la turbina provocando grandes esfuerzos mecánicos y fuertes fluctuaciones en la potencia eléctrica de salida, razón por la cual es necesario emplear un “soft starter” o suavizador para el arranque. Se observa que el torque aerodinámico tiene un pico que llega casi al doble del valor nominal y luego regresa rápidamente a su valor nominal originando grandes esfuerzos mecánicos alternativos razón por la cual el eje de baja velocidad debe estar bien diseñado para soportarlos.

La situación planteada en esta simulación debe evitarse o minimizarse, por esto las turbinas de velocidad fija directamente conectadas a la red se encuentran en operación continua ya sea consumiendo o generando energía eléctrica pero siempre a una velocidad angular constante, de esta manera se evitan grandes fluctuaciones en la energía eléctrica generada y grandes esfuerzos mecánicos que reducen la vida útil de la turbina.

6.3.5. Simulación de una Turbina de velocidad variable de 2MW de potencia controlada por variación del ángulo de paso. El objetivo de esta simulación es analizar el comportamiento de una turbina de velocidad variable y compararlo con el comportamiento de una turbina de velocidad fija. Primero simularemos la turbina NM 2000/82, fabricada por Neg Micon, con un generador de inducción doblemente alimentado, propio de una turbina de velocidad variable, los datos técnicos se encuentran en el anexo I. La aerodinámica de esta simulación está basada en la tabla de datos experimentales.

La figura 6.23. Muestra la curva potencia mecánica contra velocidad del viento para esta turbina.

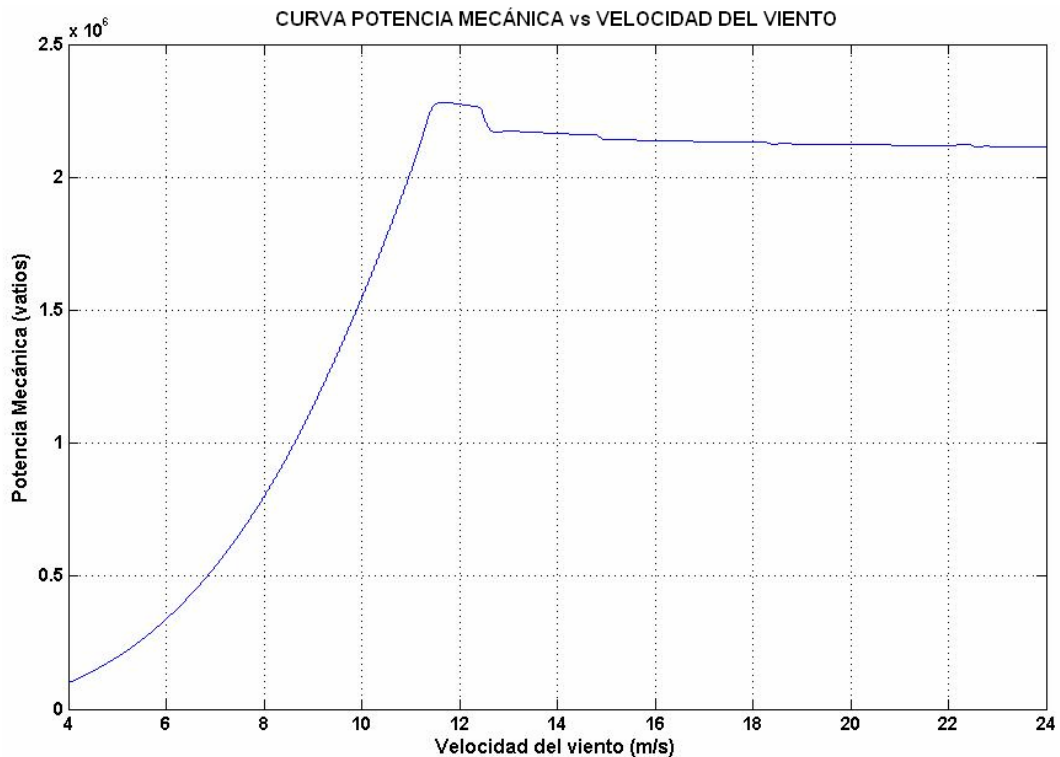


Figura 6.23. Curva potencia contra velocidad del viento para una turbina de velocidad variable con variación del ángulo de paso.

Comparando esta gráfica con la de la figura 6.17 se comprueba que para las mismas condiciones y parámetros la turbina de velocidad variable es más eficiente que la turbina de velocidad fija porque extrae mayor potencia del viento a las mismas condiciones de operación. Además el generador de las turbinas de velocidad variable opera en un amplio rango de velocidades angulares lo que le permite acomodar su velocidad angular a las diferentes velocidades de viento y por ende aprovecha al máximo la energía disponible. En la figura 6.24 se detallan los resultados de la comparación entre la turbina de velocidad variable NM 2000/82 con generador doblemente alimentado (ver anexo I) y la turbina de velocidad fija NM 2000/82 con generador de inducción (ver anexo H) con viento incidente de 16 m/s y una intensidad de turbulencia de 10%.

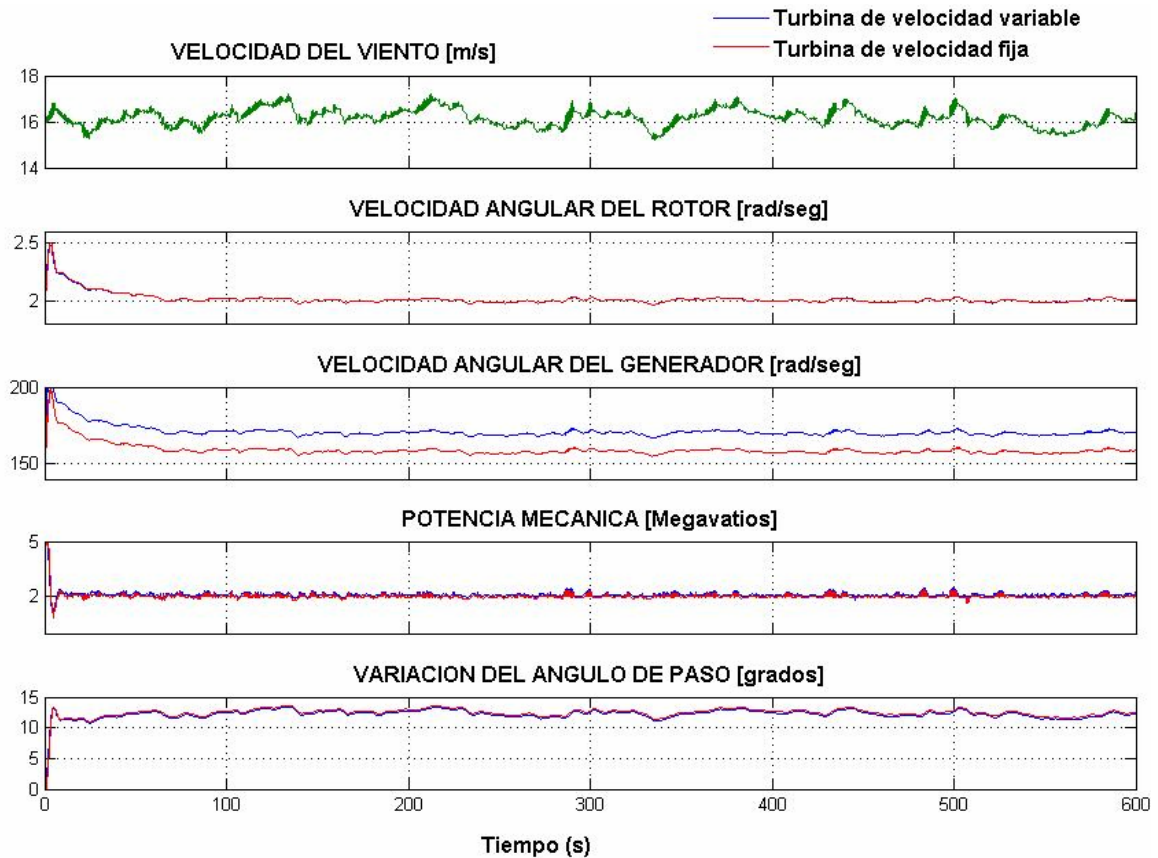


Figura 6.24. Comparación entre las turbinas de velocidad variable y de velocidad fija a 16 m/s.

La velocidad angular del rotor permanece en su valor nominal para los dos tipos de turbina. La velocidad del generador es mayor para la turbina de velocidad variable debido a la relación de la caja multiplicadora (85 para la turbina de velocidad variable y 79 para la de velocidad fija) y se nota que el generador doblemente alimentado opera en un rango más amplio de velocidades. Aquí, una vez más, se verifica que las turbinas de velocidad variable extraen mayor potencia que las de velocidad fija. El ángulo de paso es mayor para la turbina de velocidad fija debido a que el generador de la turbina de velocidad variable (doblemente alimentado) se acopla más fácilmente a las variaciones del viento y requiere menos acción de control. También, para velocidades de viento bajas, la turbina de velocidad variable presenta mayor desempeño en cuanto a la potencia ya que el generador de inducción doblemente alimentado gira a una velocidad proporcional a la velocidad del viento, los sistemas de velocidad variable permiten extraer

más energía del viento al acercar el coeficiente de torque a su valor óptimo, esto se observa en la figura 6.25 para un viento de 6 m/s con intensidad de turbulencia del 10%.

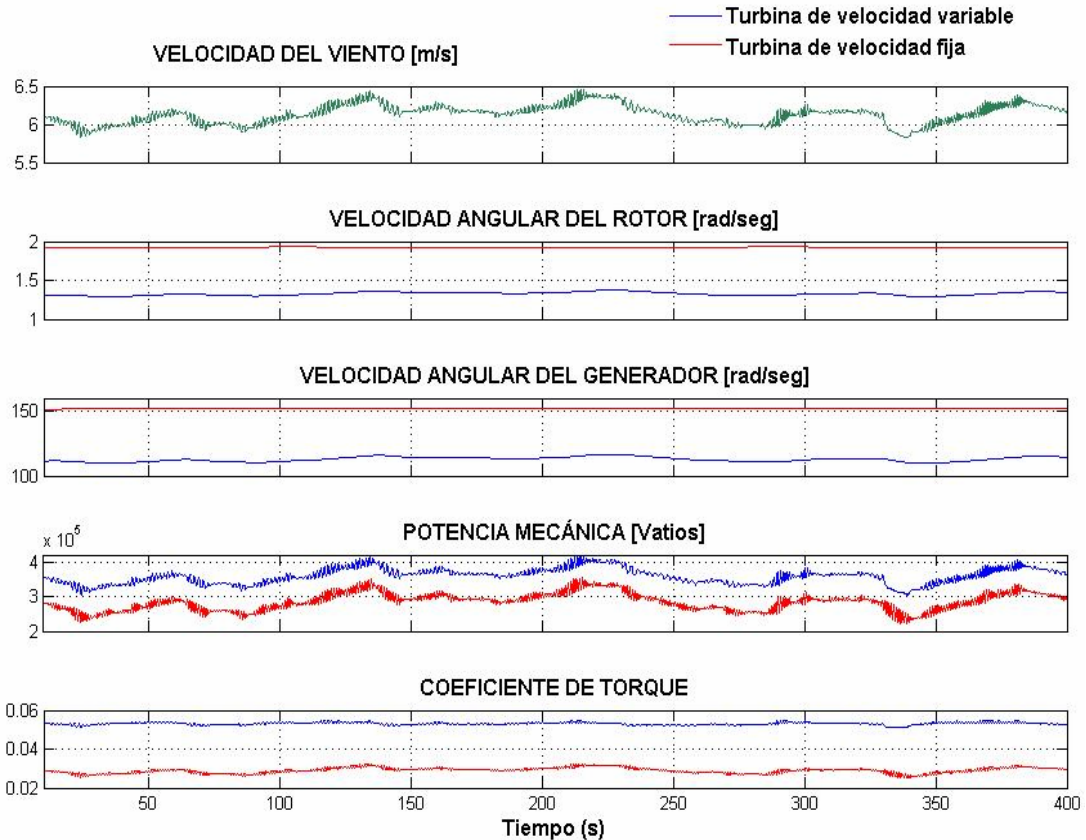


Figura 6.25. Comparación entre turbina de velocidad fija y turbina de velocidad variable a 6 m/s .

6.3.6. Simulación de la turbina de velocidad variable V80 2MW. Para concluir se simula la turbina V80 2MW fabricada por Vestas, con el objetivo de observar el desempeño global de otra turbina, los datos técnicos de esta turbina se encuentran en el anexo J.

La turbina se encuentra bajo una velocidad de viento de 8 m/s con intensidad de turbulencia de 10%.

Los resultados de esta simulación se encuentran en la figura 6.26.

Para estas condiciones de viento, se alcanza una potencia de 0.8 MW y una velocidad angular del rotor (1.65 rad/s) por debajo de su velocidad nominal (2 rad/s). El ángulo de paso se mantiene en su valor óptimo (cero grados) ya que no se ha superado la velocidad angular nominal del rotor. Se observa

que la velocidad angular del generador opera en rango amplio, esto es permitido porque esta turbina tiene un generador de inducción doblemente alimentado y por lo tanto es una turbina de velocidad variable.

En la figura 6.27 la turbina V80 se simula con un viento de 15 m/s con intensidad de turbulencia de 10% . La potencia se mantiene en 2 MW y la velocidad angular del rotor oscila alrededor de su velocidad nominal (2 rad/s) y es necesario variar el ángulo de paso para mantener la velocidad del rotor en su valor nominal.

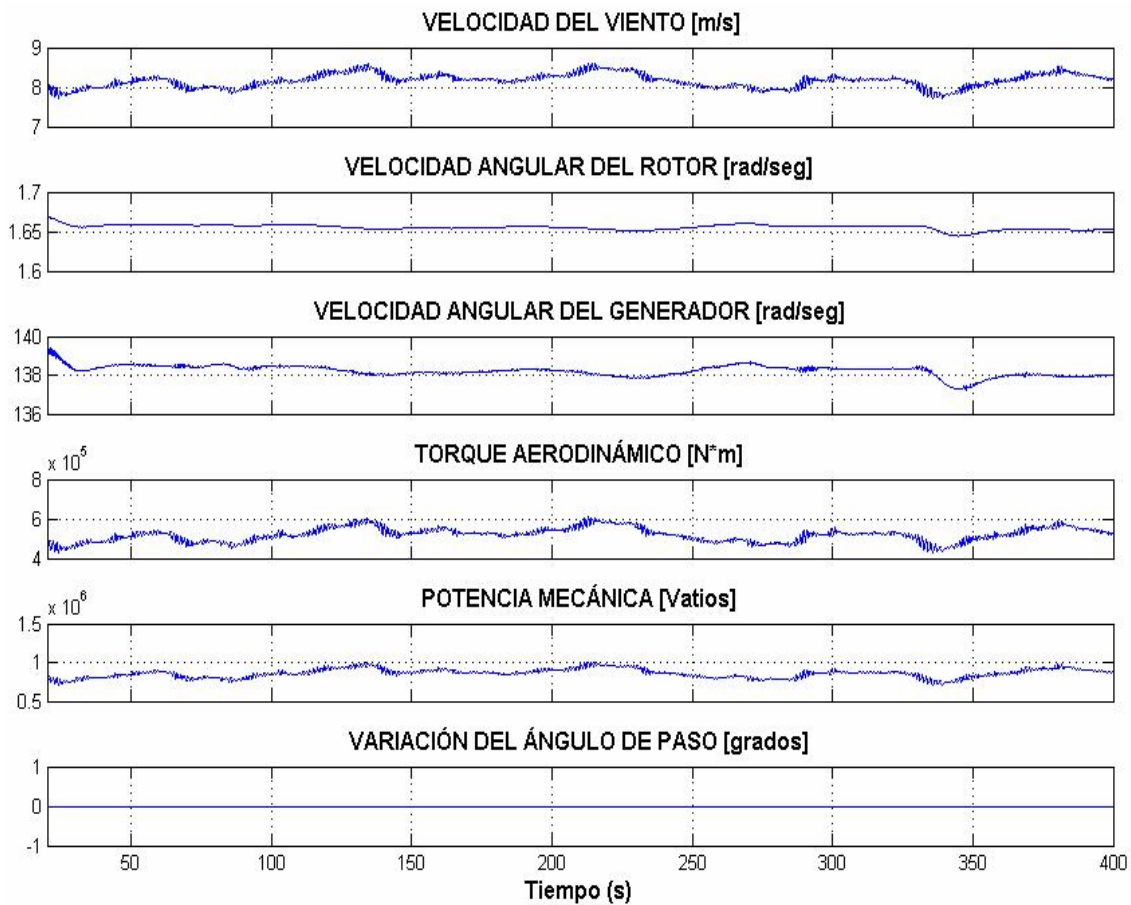


Figura 6.26. Simulación de la turbina V80 con viento de 8 m/s .

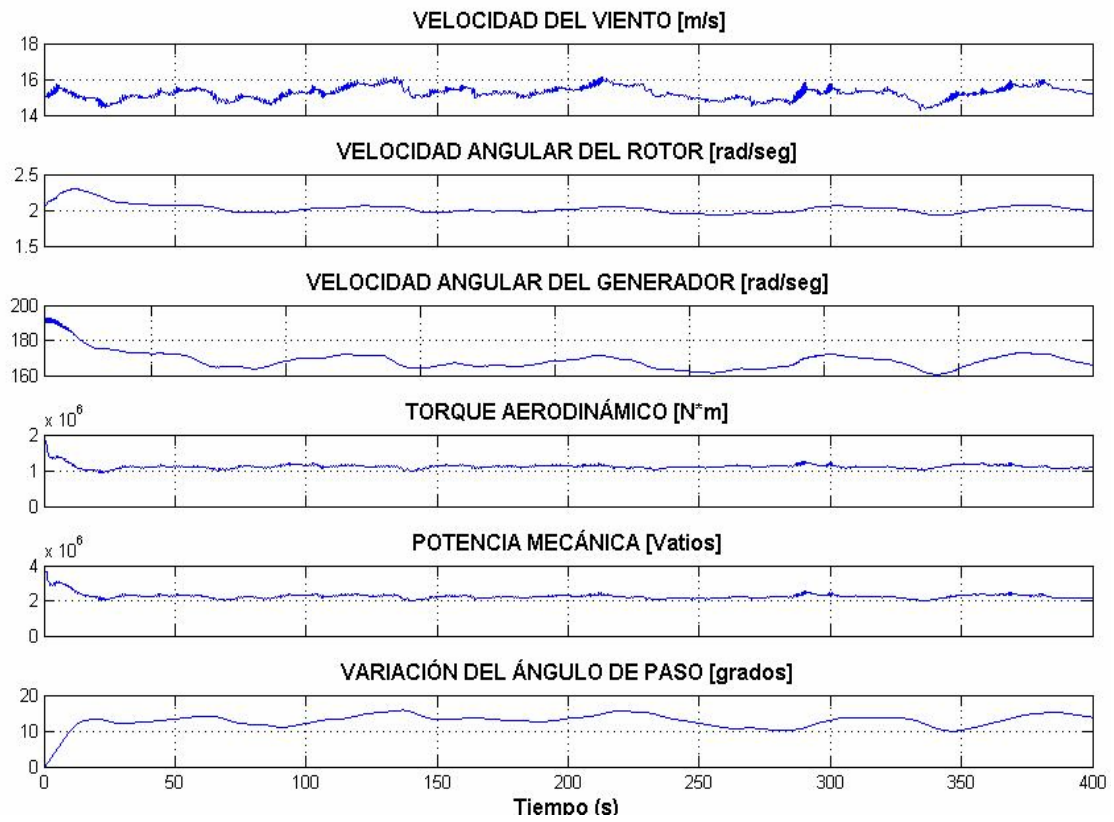


Figura 6.27. Simulación de la turbina V80 con viento de 15 m/s.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- ❖ Este proyecto de grado abre nuevos caminos en el campo de investigación sobre energía eólica ya que el país y la universidad se encuentran rezagados en este aspecto y es necesario preocuparnos por el desarrollo de energías alternativas puesto que los recursos energéticos tradicionales no renovables cada día son más escasos. Y los sistemas de generación eólica en el mundo son una excelente alternativa para la generación de energía eléctrica que ofrecen buena eficiencia a costos no muy elevados.

- ❖ Los aspectos básicos de operación de una turbina de viento son determinados por las condiciones climáticas (velocidad y dirección del viento, densidad del aire, turbulencias, entre otras), características del lugar de ubicación de la turbina (rugosidad del terreno, altura, impacto ambiental, etc.) y por las características propias de la turbina. Entonces, se hace necesario un estudio previo de todos estos aspectos antes de la implementación de la turbina

- ❖ Las simulaciones de este proyecto de grado fueron realizadas en el software Matlab Simulink que demostró ser una herramienta muy buena para simular los diferentes sistemas dinámicos que forman una turbina de viento, pero de antemano se deben desarrollar los modelos matemáticos que describan el comportamiento físico de los sistemas dinámicos. Además nos permitió implementar una librería personalizada, basada en los subsistemas desarrollados, que facilita el montaje de nuevas simulaciones.

- ❖ La importancia de realizar estas simulaciones radica en la predicción del desempeño de una turbina de viento bajo diferentes condiciones de

operación que conlleva a un conocimiento más amplio de la máquina con el fin de prever los posibles comportamientos en la operación real.

❖ Este proyecto de grado permite profundizar no sólo en los aspectos técnicos o propios de una turbina de viento sino también en las características específicas del fenómeno viento que es un campo extenso y complejo y se hace necesario comprenderlo para hacer una simulación adecuada a las condiciones climáticas del medio.

❖ El trabajo realizado en esta tesis de grado sirve de base para futuras investigaciones en el campo de energía eólica que conlleven a un mayor desarrollo y utilización de esta tecnología en nuestro país.

❖ Es necesario que la Universidad Industrial de Santander incentive nuevos proyectos enfocados en la investigación y desarrollo de energía eólica ya que en la actualidad la universidad carece de material bibliográfico y estudios (proyectos de grado) relacionados con este tema, pues sólo hay una tesis de grado, muy antigua, que no aporta suficiente información.

BIBLIOGRAFÍA

ACKERMANN, Thomas. An overview of wind energy-status 2002. Suecia: Royal Institute of Technology, Department of Electric Power Engineering Electric Power Systems. 2002.

BETANCOURT, Luís. Aspectos básicos para la operación, control y mantenimiento de un parque eólico. Universidad de los Andes.2004.

BURTON, Tony. SHARPE, David. JENKIS, Nick. Wind energy Handbook. Inglaterra. John Wiley and Sons LTD. 2001. 643 p.

DELGADO, José P. SÁNCHEZ, Antonio. VIEDMA, Antonio. La energía eólica en la región autónoma de Murcia. Murcia: Selegráfica SL. 2000. 91 p.

FLORIN, Iov. Contributions to Modeling, Analysis and Simulation of AC Drive Systems. Application to Large Wind Turbines. Dinamarca: Faculty of Electrical Engineering and Computer Science “Dunarea de Jos” University – Galati. 2003. 146 p.

HANSEN, Anca. SØRENSEN, Poul. y FLORIN, Iov. Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DIgSILENT. Dinamarca: Risø National Laboratory. 2003.

HANSEN, Morten H. HANSEN, Anca. LARSEN, Torben J. ØYE, Stig. SØRENSEN, Poul. y FUGLSANG, Peter. Control design for a pitch-regulated, variable speed wind turbine. Dinamarca: Risø National Laboratory. 2005.

JONKMAN, J.M. Modeling of the UAE Wind Turbine for Refinement of FAST_AD. Springfield US: National Renewable Energy Laboratory. 2003.

KAIMAL, J. C., WYNGAARD, J. C., IZUMY, I y COTE O. R. "Spectral Characteristics of Surface Layer Turbulence". Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, vol. 98, 1972.

LANGREDER, Wiebke. Models for Variable Speed Wind Turbines. Reino Unido: CREST Loughborough University. 1996. 104 p.

MA, Xin. Adaptive Extremum Control and Wind Turbine Control. Dinamarca: Mathematical Modeling (IMM) The Technical University of Denmark (DTU). 1997.

PAPATHANASSIOU, Stavros A. Models for Variable Speed Wind Turbines. Atenas: National Technical University of Athens School of Electrical and Computer Engineering Electric Power Division. 1997.

PIERIK, J. MORREN, J. WIGGELINKHUIZEN, J. y de HAAN, S. Electrical and Control Aspects of Offshore Wind Farms II (Erao II). Alemania: Delf University of Technology. 1997.

PINILLA, Álvaro. Energía Eólica. Estudio sobre el Estado de las Fuentes Nuevas y Renovables en Colombia. Colombia: Colciencias Centro de Investigaciones de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Los Andes, Bogotá. 1991

PINILLA, Álvaro. Manual de aplicación de la energía eólica. Colombia: Instituto de ciencias nucleares y energías alternativas. 1997. 61p

ROADSTRUM, William. y WOLAVER, Dan. Ingeniería eléctrica para todos los ingenieros. México: Alfaomega. 1999. 802 p.

RODRIGUEZ, Carlos. y VARGAS, Hermann. Simulación dinámica de generadores eólicos para evaluación de la calidad de energía eléctrica. Colombia: Third international symposium on power quality SICEL. 2005.

RODRIGUEZ, Jesús E. Introducción a la ingeniería del control automático. Mexico: Mc. Graw Hill. 1998. 373 p.

ROSAS, Pedro. Dynamic influences of wind power on the power system. Dinamarca: Thesis submitted to Ørsted Institute, Section of Electric Power Engineering Technical University of Denmark. 2003. 153 p.

SMITH, Carlos A. y CORRIPIO Armando B. Principles and practice of automatic process control. Estados Unidos: Wiley. 1997. 768 p.

SØRENSEN, Poul. HANSEN, Anca. JANOSI, Lorand. BECH, John y BAK-JENSEN, Birgitte. Simulation of Interaction between Wind Farm and Power System. Dinamarca: Risø National Laboratory, Roskilde .2001.

SØRENSEN, Poul. y HANSEN Anca D. Wind models for simulation of power fluctuations from wind farms. Dinamarca: Wind Energy Department, Risø National Laboratory-Department of Electrical Power Engineering, Technical University of Denmark. 2002.

THE MATHWORKS Inc. Simulink Model-Based and System-Based Design. Estados Unidos: The MathWorks Inc. 2002. 476 p.

UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGÉTICA. Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia. Colombia. 2005. 102p.

<http://solstice.crest.org>
<http://www.eren.doe.gov>
<http://www.afm.dtu.dk>
<http://www.vestas.com>
http://www.nrel.gov/wind/wind_pubs
<http://www.awea.org>
<http://www.nordex.com>
<http://www.winpower.dk>
<http://www.risoe.dk>

ANEXOS

ANEXO A. Generalidades del Viento.

El viento está constituido por corrientes de aire en movimiento debido al calentamiento desigual de la superficie terrestre, se puede decir que es una forma indirecta de la energía solar. El flujo no uniforme de la radiación solar incidente, hace que unas zonas se calienten más que otras y de esta forma se provocan movimientos convectivos de la masa atmosférica (ver figura A.1) y junto con la rotación de la tierra crean los llamados patrones globales de circulación. El aire caliente asciende, arrastrando aire más frío proveniente de una región vecina. Al subir se enfría, por lo que aumenta su densidad, descendiendo para volver a repetir el ciclo.

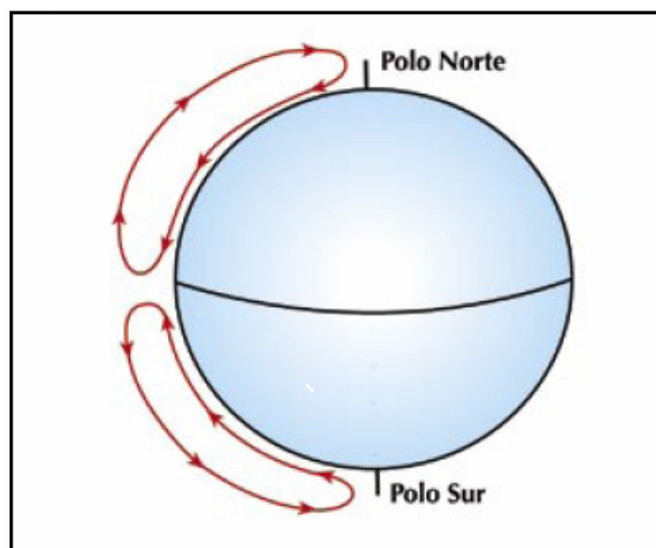


Figura A.1. Movimientos convectivos en la atmósfera.

A.1. Vientos Planetarios o Globales. El flujo de energía solar total absorbido por la tierra es del orden de $1 \cdot 10^{17}$ vatios, lo cual es aproximadamente 10,000 veces la tasa total mundial del consumo energético. Una pequeña porción del flujo total solar (aproximadamente 1%) se convierte en movimiento atmosférico o viento. En una escala global, las regiones alrededor del ecuador reciben una ganancia neta de energía mientras que en las regiones polares hay una pérdida neta de energía por

radiación. Entonces parte de la energía recibida en la zona ecuatorial debe ser transportada a los polos.

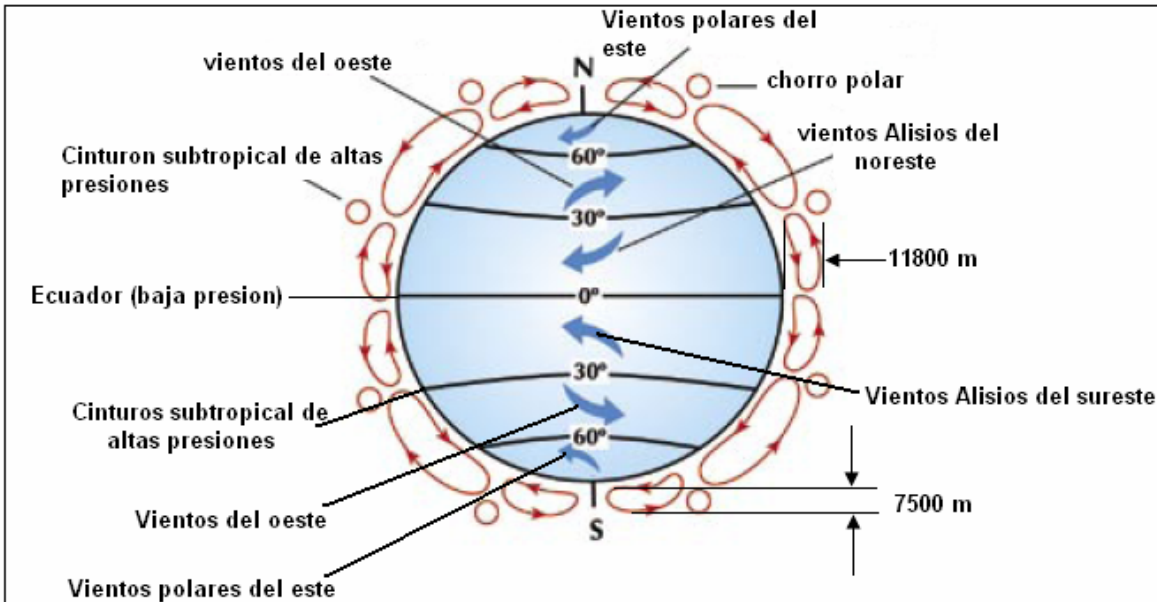


Figura A.2 Representación del patrón global de circulación de vientos.

Las masas de aire caliente en la región ecuatorial ascienden (causando la formación de nubes y de relámpagos) en una banda delgada de alrededor 100 Km. de ancho, llamada la Zona de Convergencia Intertropical. Esta zona se ubica más o menos paralela al ecuador alrededor de la tierra. En la parte superior de la atmósfera estas masas de aire se dividen en dos, una alejándose del ecuador hacia el norte y otra alejándose hacia el sur. Al alejarse del ecuador, el aire se enfría y se vuelve más pesado. A aproximadamente 30° de latitud Norte y Sur, este aire empieza a descender, causando un clima seco y sin nubes. En estas latitudes es donde se encuentran los grandes desiertos alrededor del mundo. A nivel de superficie terrestre, los vientos se devuelven hacia el ecuador como vientos alisios. Debido a la rotación de la tierra su dirección se desvía hacia el oeste en los dos hemisferios norte y sur (ver figura A.2). Por esto la dirección de los

vientos alisios es NE y SE (la dirección se determina por la dirección de donde viene el viento y no hacia donde se dirige).

La Zona de Convergencia Intertropical se desplaza hacia al norte del Ecuador durante el verano del hemisferio norte y hacia el sur en el invierno. Es muy estable y por esto los vientos alisios son permanentes. Dentro de esta zona, se encuentran vientos de baja intensidad, interrumpidos por un alto nivel de tormentas eléctricas. Al tiempo, se pueden experimentar largos períodos de calma de viento.

En el exterior de la circulación entre los trópicos, vientos del oeste son predominantes. Esta circulación es más bien inestable y se caracteriza por una estructura ondulada y formación de depresiones atmosféricas moviéndose del oeste hacia el este.

Desviaciones del patrón general de circulación de aire en movimiento ocurren debido a la distribución no homogénea de masas de tierra sobre el globo. En promedio, mayor concentración de masas de tierra se encuentra en el hemisferio norte que en el hemisferio sur. Dado que la masa de tierra se calienta más fácilmente por el sol, que los océanos, la posición promedio de la zona de convergencia intertropical es 5° Norte del ecuador.

A.2. Vientos Locales. A altitudes de hasta 100 metros sobre la superficie terrestre, los vientos están muy influenciados por las características de dicha superficie. El viento es frenado por la rugosidad de la superficie de la tierra y por los obstáculos. Tratándose de energía eólica interesará conocer estos vientos de superficie y cómo calcular la energía aprovechable del viento.

Aunque los vientos globales son importantes en la determinación de los vientos dominantes de un área determinada, las condiciones climáticas locales pueden influir en las direcciones de viento más comunes. Los vientos locales siempre se superponen en los sistemas eólicos a gran escala, esto es, la dirección del viento es influenciada por la suma de los efectos global y local. Cuando los vientos a gran escala son suaves, los vientos locales pueden dominar los regímenes de viento. Los principales efectos locales se enumeran a continuación.

❖ **Brisas marinas.** Durante el día la tierra se calienta más rápidamente que el mar por efecto del sol. El aire sube, circula hacia el mar, y crea una depresión a nivel del suelo que atrae el aire frío del mar (ver figura A.3.). Esto es lo que se llama brisa marina. A menudo hay un periodo de calma al anochecer, cuando las temperaturas del suelo y del mar se igualan. Durante la noche los vientos soplan en sentido contrario. Normalmente durante la noche la brisa terrestre tiene velocidades inferiores, debido a que la diferencia de temperaturas entre la tierra y el mar es más pequeña (ver figura A.4). El conocido monzón del sureste asiático es en realidad un forma a gran escala de la brisa marina y la brisa terrestre, variando su dirección según la estación, debido a que la tierra se calienta o enfría más rápidamente que el mar

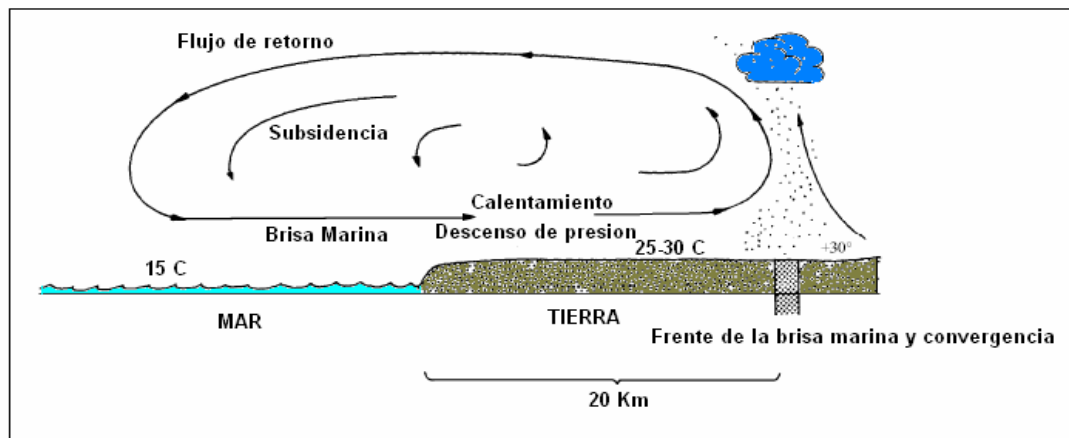


Figura A.3. Brisa marina en el día.

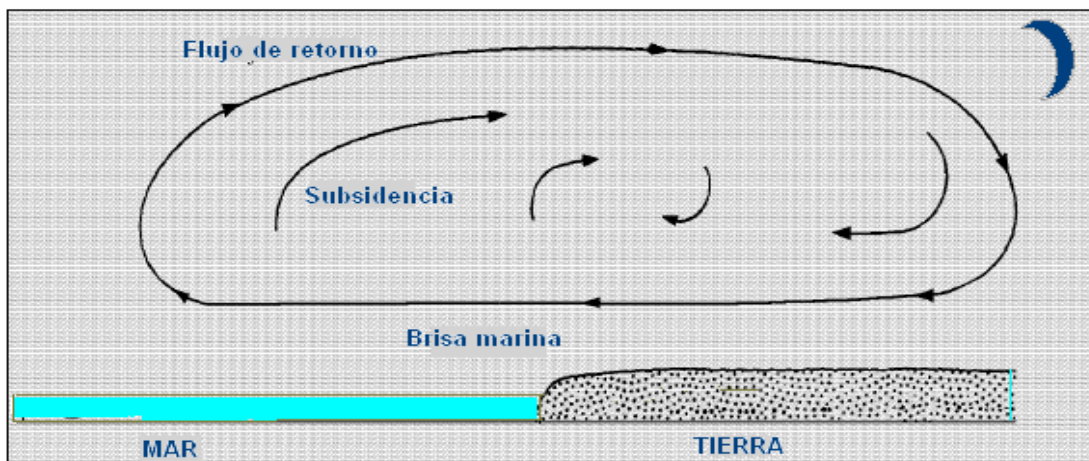


Figura A.4. Brisa marina de noche.

❖ **Vientos de Montaña.** Las regiones montañosas muestran modelos de clima muy interesantes. Un ejemplo es el viento del valle que se origina en las laderas que dan al sur (o en las que dan al norte en el hemisferio sur). Cuando las laderas y el aire próximo a ellas están calientes la densidad del aire disminuye, y el aire asciende hasta la cima siguiendo la superficie de la ladera (ver figura A.5). Durante la noche la dirección del viento se invierte, convirtiéndose en un viento que fluye ladera abajo. Si el fondo del valle está inclinado, el aire puede ascender y descender por el valle. Este efecto es conocido como viento de cañón. Los vientos que soplan en las laderas a sotavento pueden ser bastante potentes.

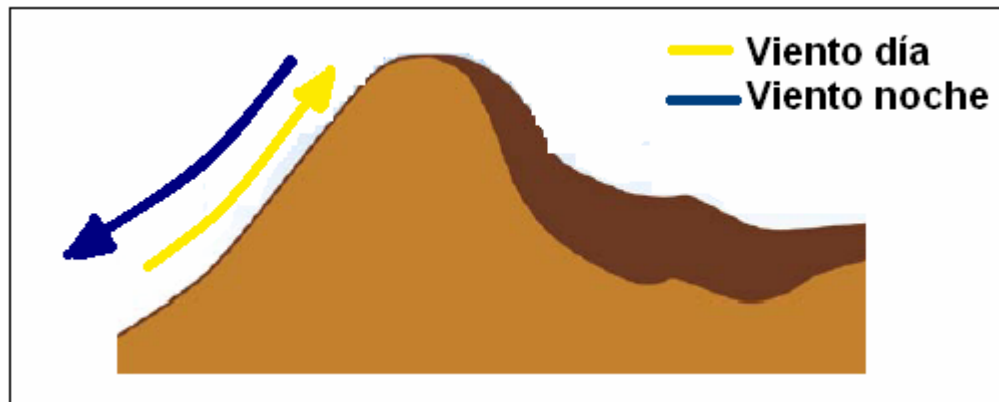


Figura A.5. Vientos de montaña.

❖ **Efecto túnel.** Si tomamos un camino entre dos edificios altos o en un paso estrecho entre montañas observaremos que el aire al pasar a su través se comprime en la parte de los edificios o de la montaña que está expuesta al viento, y su velocidad crece considerablemente entre los obstáculos del viento. Esto es lo que se conoce como efecto túnel (ver figura A.6). Así pues, incluso si la velocidad normal del viento en un terreno abierto fuera de 6 m/s, en un “túnel” natural, ésta puede fácilmente alcanzar los 9 m/s. Situar un aerogenerador en un túnel de este tipo es una forma inteligente de obtener velocidades del viento superiores a las de las áreas colindantes. Para obtener un buen efecto túnel, debe estar suavemente enclavado en el paisaje. En el caso de que las colinas sean muy accidentadas, puede haber

muchas turbulencias en esa área, que pueden causar roturas y desgastes innecesarios en el aerogenerador.

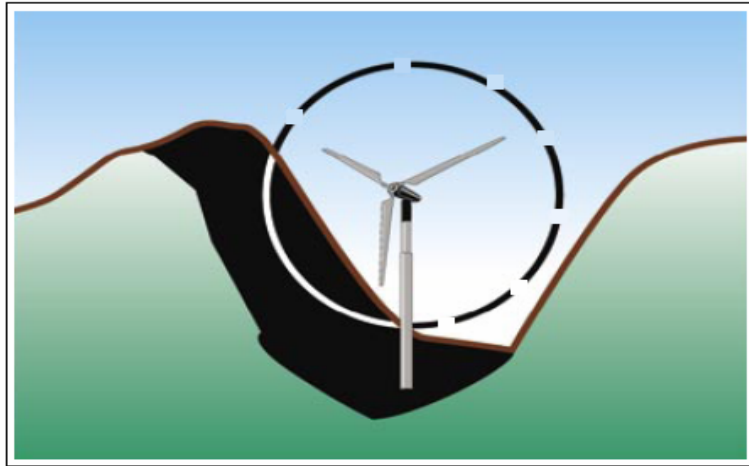


Figura A.6. Efecto túnel

❖ **Efecto de la colina.** Una forma corriente de emplazar aerogeneradores es situándolos en colinas o estribaciones dominando el paisaje circundante. En particular, siempre supone una ventaja tener una vista lo más amplia posible en la dirección del viento dominante en el área. En las colinas, siempre se aprecian velocidades de viento superiores a las de las áreas circundantes.

El viento empieza a inclinarse momentos antes de alcanzar la colina (ver figura A.7). También se aprecia que el viento se hace muy irregular una vez pasa a través del rotor del aerogenerador. Al igual que ocurría anteriormente, si la colina es escarpada o tiene una superficie accidentada, puede haber una cantidad de turbulencia significativa que va en detrimento de la eficiencia del aerogenerador.

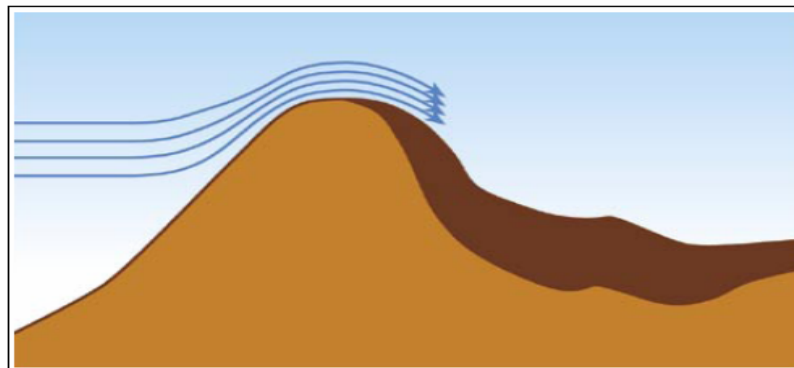


Figura A.7. Efecto colina.

❖ **Variaciones diarias.** En la mayor parte del planeta el viento sopla más fuerte durante el día que durante la noche. Esta variación se debe sobretodo a que las diferencias de temperatura, por ejemplo entre la superficie del mar y la superficie terrestre, son mayores durante el día que durante la noche. El viento presenta también más turbulencias y tiende a cambiar de dirección más rápidamente durante el día que durante la noche. Desde el punto de vista de los propietarios de aerogeneradores, el hecho de que la mayor parte de la energía eólica se produzca durante el día es una ventaja, ya que el consumo de energía entonces es mayor que durante la noche. Muchas compañías eléctricas pagan más por la electricidad producida durante las horas en las que hay picos de carga (cuando hay una falta de capacidad generadora barata).

❖ **Turbulencia térmica en montañas y valles.** La turbulencia térmica en un terreno con montañas y valles también guarda relación con el tamaño, la forma y la orientación de los rasgos topográficos. Las montañas y los valles se calientan de manera desigual debido al movimiento del Sol en el cielo. Por la mañana, el Sol calienta e ilumina un lado de una montaña o valle. El otro lado todavía permanece oscuro y frío. El aire se eleva sobre el lado iluminado y desciende sobre el oscuro. Al mediodía, cae sobre ambos lados y los calienta. Al final de la tarde, la situación es similar a la de la mañana. Después de la oscuridad, a medida que el aire se hace más fresco debido al enfriamiento radial, el aire desciende al valle desde las colinas más altas.

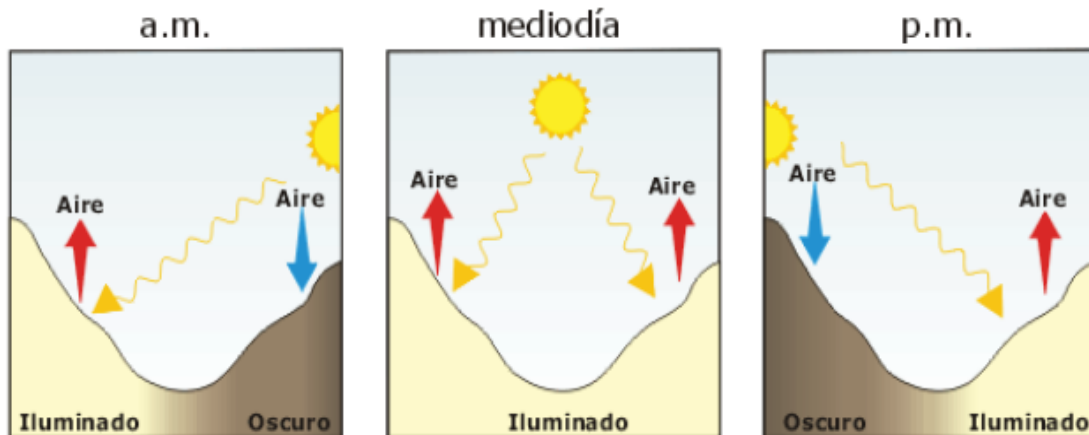


Figura A.8. Turbulencia térmica en valles y montañas

A.3. Variación del Viento con la Altura y con la Rugosidad del Terreno.

El perfil del viento, es decir la velocidad de viento como una función de la altura sobre el terreno, puede ser expresado en una relación matemática sencilla. La forma de este perfil dependerá principalmente de la rugosidad del terreno. En la figura A.9 se observa el perfil de la velocidad del viento en función de la rugosidad o topografía del terreno.

La superficie terrestre ejerce una fuerza de rozamiento que se opone al movimiento del aire y cuyo efecto es retardar el flujo, por ende disminuir la velocidad del viento. Este efecto que disminuye la velocidad del viento decrece en la medida que se incrementa la altura sobre la superficie del terreno y de obstáculos en su recorrido. Así pues, a mayor altura sobre la superficie mayor velocidad de viento se podrá experimentar. Un método sencillo para el cálculo del incremento de la velocidad con respecto a la altura, es el siguiente:

$$\frac{v_1}{v_2} = \left(\frac{h_1}{h_2} \right)^a \quad \text{Ecuación A.1.}$$

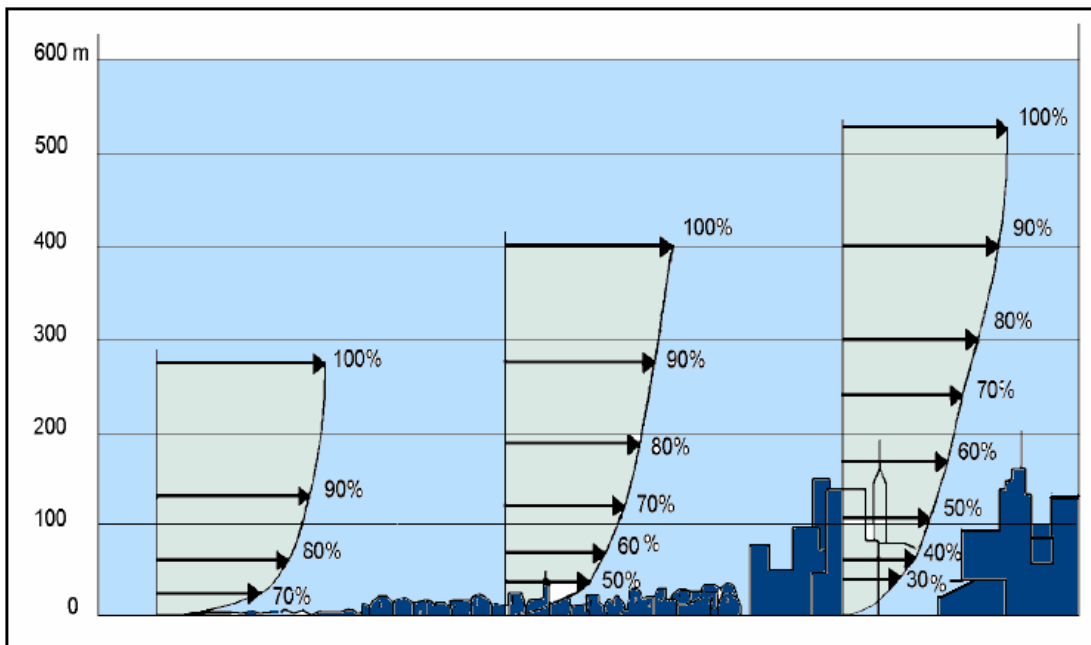


Figura A.9. Variación de la velocidad del viento con la rugosidad del terreno.

Donde: v_1 es la velocidad a la altura h_1 y v_2 es la velocidad a la altura h_2 .
El coeficiente a es un parámetro que depende de la topografía del terreno y de las condiciones meteorológicas. Cuando no existe información del perfil de velocidades del viento, se puede hacer una aproximación siendo $a = 0.14$ o $1/7$ para terreno plano y libre de obstáculos.

ANEXO B. Factores que influyen sobre el viento en Colombia.

Para entender los fenómenos que afectan el viento en nuestra región es necesario conocer los fenómenos a nivel global.

Colombia, se encuentra geográficamente ubicada entre el Trópico de Cáncer y el Trópico de Capricornio, está sometida a los vientos alisios del noreste en el hemisferio norte y del sureste en el hemisferio sur, aunque en el país no tienen siempre exactamente estas direcciones. En nuestro país, por estar en las proximidades del ecuador, la fuerza de Coriolis, debido a la rotación de la tierra, se hace muy pequeña, y por ello los vientos están influenciados fuertemente por las condiciones locales y por el rozamiento proporcionado por las grandes irregularidades que presenta la cordillera de Los Andes al ramificarse en tres sistemas que se extienden longitudinalmente a lo largo del país con diferentes elevaciones. Además, los dos mares bañan el territorio nacional también tienen su papel en el comportamiento del viento. Esto hace que la dirección y la velocidad del viento varíen de un instante a otro y de un sitio a otro.

Las diferencias en estos comportamientos climáticos pueden explicarse con base en el desplazamiento de la Zona de Confluencia Intertropical-ZCIT a lo largo del año. En la zona de encuentro de los alisios, el desplazamiento del aire se hace más lento mientras que a mayores distancias de esa área el movimiento se hace más veloz. La latitud determina la variación a lo largo del año y los patrones de circulación atmosférica dominantes. De esa forma, en julio y agosto cuando la ZCIT se encuentra en su posición extrema al norte del país, los vientos en buena parte en esos sectores tendrán menores velocidades que en otras épocas del año. Así podemos explicarnos que en gran parte de la región Atlántica los vientos se intensifiquen durante los primeros meses del año, cuando la ZCIT se encuentra justamente al sur del país. Por el contrario, entre julio y agosto, en muchos lugares más al sur se aceleran, especialmente al oriente de la región Andina, donde las

condiciones fisiográficas contribuyen a que los vientos sean más sostenidos y de mayor intensidad.

La orografía, es un factor que incide considerablemente en las velocidades que toma el aire en su desplazamiento. Las cadenas montañosas, como la cordillera oriental que se opone al flujo de los alisios del sureste, constituyen barreras físicas que alteran el flujo de las corrientes del aire al cruzar las cordilleras y que, de acuerdo con su orientación o accidentes fisiográficos, pueden conducir al fortalecimiento o debilitamiento de los vientos. La velocidad de los vientos dominantes tiende a crecer con la altitud, debido a la reducción de la fricción con el suelo. En zonas montañosas, entre la parte baja y los 2.500 o 3.000 metros de altitud la velocidad puede aumentar con la altitud al doble o al triple. Sin embargo, muchos otros factores de orden local pueden alterar estas tendencias generales.

La topografía origina grandes contrastes; algunas áreas quedan protegidas del viento, mientras que en otras soplan fuertes ráfagas de una velocidad mucho mayor que el promedio. En particular en las montañas de gran altura se presenta el efecto FOEHN; estos vientos son fuertes, secos y calientes y se desarrollan ocasionalmente en las laderas de sotavento de las cordilleras. La alta temperatura y la baja humedad relativa que acompañan a estos vientos se deben al calentamiento adiabático del aire descendente, los cuales se intensifican si del lado de barlovento el viento ascendente está acompañado de precipitación, lo que los hace más secos.

La variación diurna del viento en superficie tiene también gran impacto en las circulaciones locales y en algunos fenómenos meteorológicos asociados con ellas. Entre estas circulaciones podemos destacar las brisas marinas y los vientos de la montaña. Estos sistemas de vientos locales, como ya se dijo, se desarrollan como resultado del calentamiento desigual de la tierra y el mar o de las laderas y los valles en zonas montañosas, y juegan un papel importante en las regiones costeras del país y en amplias áreas montañosas como las comprendidas en la región Andina. Por otra parte, es posible que se registren vientos intensos de corta duración en otras épocas del año, los

cuales frecuentemente están asociados con el paso rápido de sistemas atmosféricos. Tales el caso del tránsito de ciclones tropicales por el norte del país en las temporadas de huracanes que ocurren cada año entre junio y noviembre. También el paso de sistemas atmosféricos de menor extensión caracterizados por movimientos desorganizados o turbulentos en su interior pueden llevar asociados vientos fuertes o rafagosos.

La velocidad del viento es un parámetro muy variable, tanto en el tiempo como en el espacio. Las velocidades son muy variables durante el transcurso del día y el patrón de comportamiento diario va cambiando durante el año. A pesar de esta gran variabilidad, los promedios anuales atenúan la influencia de los altos valores. La velocidad media anual varía en Colombia, en términos generales, siendo mayor en las zonas costeras del norte del país, que alcanzan a recibir plenamente la influencia de los vientos alisios del noreste durante el invierno del hemisferio norte, cuando la ZCIT alcanza su posición más sur. El occidente del país tiende a presentar los menores valores, debido a su posición relativa a la circulación general de la atmósfera en la zona tropical. Ver figura B.1.

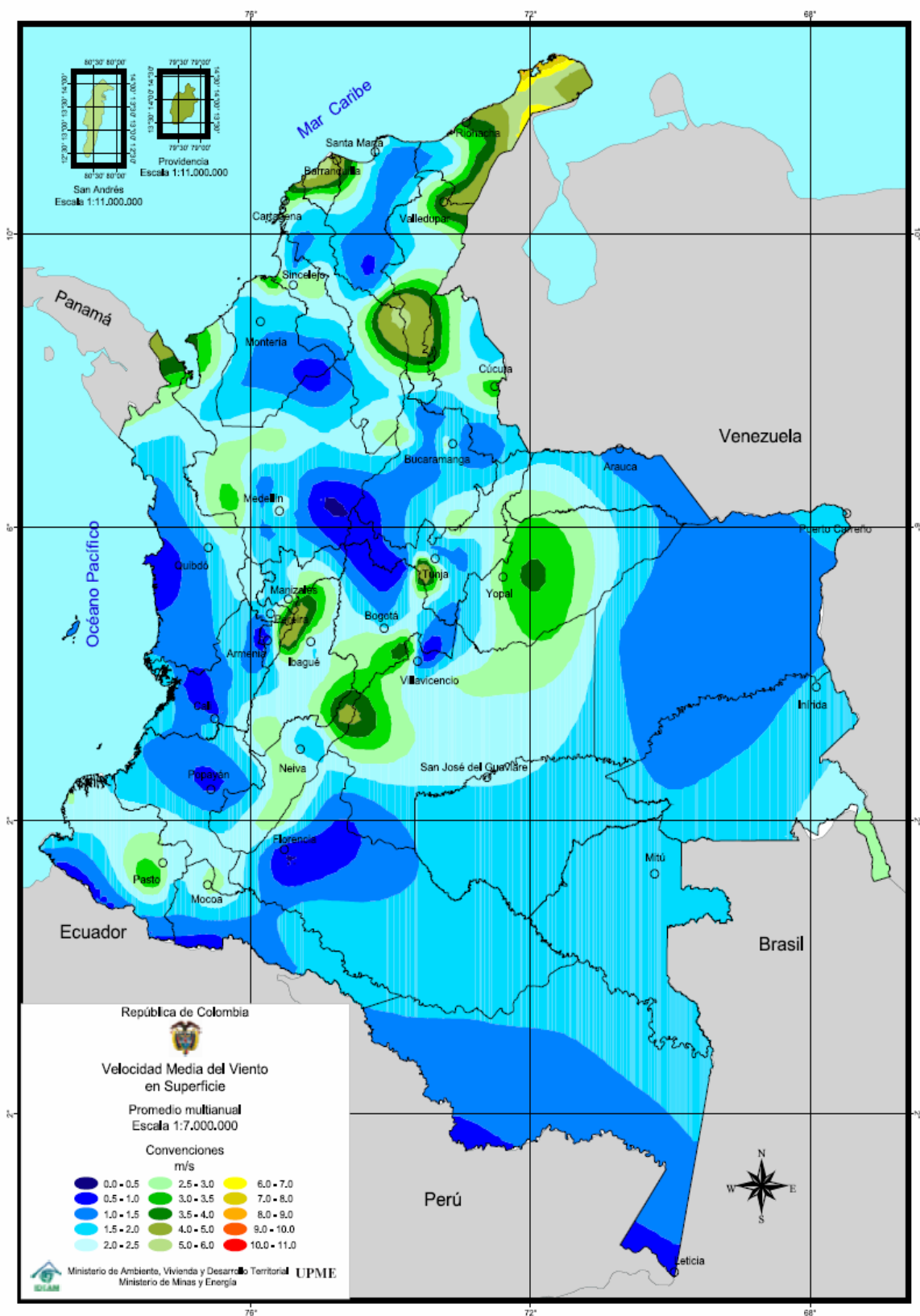


Figura B.1. Velocidad media del viento en Colombia, promedio anual.

(Fuente: UPME)

ANEXO C. Desarrollo del segundo Armónico para un rotor simétrico.

El objetivo de este anexo es demostrar que los armónicos 0 y 3 son los que tienen relevancia en el desarrollo de la serie de Fourier ya que los armónicos 1 y 2 se anulan debido a la simetría del rotor, a continuación se muestra el desarrollo del segundo armónico, los otros armónicos (1, 4, 5,7,8...) tienen el mismo tratamiento.

Partiendo de las ecuaciones 2.12 y 2.13 tenemos:

$$v_{rot}(n,t) = \sum_{b=1}^3 v_n(t) \cos(n\theta_b) \quad \text{Ecuación C.1.}$$

Donde b representa la pala y $v_n(t)$ es la amplitud del n -ésimo armónico de la velocidad. Asumiendo la pala 1 en la posición vertical (0°) y las otras palas a 120° y -120° respectivamente, el ángulo de azimut θ se define como:

$$\begin{aligned} \theta_1 &= \Omega t \\ \theta_2 &= \Omega t + 120 \\ \theta_3 &= \Omega t - 120 \end{aligned} \quad \text{Ecuaciones C.2.}$$

Desarrollando la sumatoria se obtiene:

$$v_{rot}(n,t) = v_2 \cos(2\theta_1) + v_2 \cos(2\theta_2) + v_2 \cos(2\theta_3)$$

Haciendo el desarrollo de la parte derecha de la ecuación:

$$v_{rot}(n,t) = v_2 \cos(2\Omega t) + v_2 \cos(2\Omega t + 240) + v_2 \cos(2\Omega t - 240)$$

Usando la identidad trigonométrica $\cos(A \pm B) = \cos A \cos B \mp \text{sen} A \text{sen} B$ y

$\cos(2A) = \cos^2 A - \text{sen}^2 A$ tenemos:

$$v_{rot}(n,t) = v_2 \cos^2(\Omega t) - v_2 \text{sen}^2(\Omega t) + v_2 \cos(2\Omega t) \cos 240 - v_2 \text{sen}(2\Omega t) \text{sen} 240 + v_2 \cos(2\Omega t) \cos(-240) + v_2 \text{sen}(2\Omega t) \text{sen} 240.$$

Utilizando la identidad trigonométrica $\text{sen}(2A) = 2 \text{sen} A \cos A$ se obtiene:

$$\begin{aligned} v_{rot}(n,t) &= v_2 \cos^2(\Omega t) - v_2 \text{sen}^2(\Omega t) + (v_2 \cos^2(\Omega t) - v_2 \text{sen}^2(\Omega t)) \cos 240 - \\ &(2v_2 \text{sen}(\Omega t) \cos(\Omega t)) \text{sen} 240 + (v_2 \cos^2(\Omega t) - v_2 \text{sen}^2(\Omega t)) \cos(-240) + \\ &(2v_2 \text{sen}(\Omega t) \cos(\Omega t)) \text{sen} 240. \end{aligned}$$

Sabiendo que:

$$\cos 240 = -0.5$$

$$\cos(-240) = -0.5 \quad \text{Ecuaciones C.3.}$$

$$\text{sen}240 = \frac{\sqrt{3}}{2}$$

Tenemos:

$$v_{rot}(n,t) = v_2 \cos^2(\Omega t) - v_2 \text{sen}^2(\Omega t) - \frac{v_2 \cos^2(\Omega t) + v_2 \text{sen}^2(\Omega t)}{2} + \frac{2v_2 \text{sen}(\Omega t) \cos(\Omega t) \sqrt{3}}{2} - \frac{v_2 \cos^2(\Omega t) + v_2 \text{sen}^2(\Omega t)}{2} - \frac{2v_2 \text{sen}(\Omega t) \cos(\Omega t) \sqrt{3}}{2}$$

Simplificando se obtiene:

$$v_{rot}(n,t) = v_2 \cos^2(\Omega t) - v_2 \text{sen}^2(\Omega t) - 2 \frac{v_2 \cos^2(\Omega t) + v_2 \text{sen}^2(\Omega t)}{2}$$

Simplificando de nuevo:

$$v_{rot}(n,t) = v_2 \cos^2(\Omega t) - v_2 \text{sen}^2(\Omega t) - v_2 \cos^2(\Omega t) + v_2 \text{sen}^2(\Omega t)$$

Quedando demostrado que el segundo armónico en el rotor simétrico es:

$$v_{rot}(n,t) = 0$$

ANEXO D. Teoría del elemento de pala.

El análisis que utiliza las propiedades geométricas de la pala para determinar las fuerzas ejercidas por una corriente de viento sobre un aerogenerador es conocido como “Teoría del elemento de pala”. La palabra “elemento” indica que se usaran anillos diferenciales como volúmenes de control. Sobre cada elemento se ejercerá un empuje diferencial dF y un torque diferencial dT .

Para esta teoría se fijaran los siguientes supuestos:

1. No hay interacción entre los análisis de cada elemento de pala.
2. Las fuerzas ejercidas sobre cada elemento de pala por la corriente de flujo están determinados únicamente por la sustentación y el arrastre según las características del perfil del elemento de pala y la orientación relativa con el flujo de entrada.
3. Se desprecian los efectos tridimensionales.

La fuerza sobre un objeto que hace un fluido cuando fluye sobre el se debe a la presión y a los esfuerzos viscosos. En la parte superior de una sección de perfil de pala la presión es menor que la del flujo entrante y se produce una succión hacia arriba normal al flujo de entrada. En contraste, la presión en la parte inferior del perfil es mayor que la del flujo de entrada y se produce un empuje hacia arriba normal al flujo de entrada. Los componentes de la distribución de presión paralelos al flujo de entrada tienden a disminuir la velocidad de entrada del flujo relativa al perfil aerodinámico. Esto se debe a los esfuerzos viscosos. La figura D.1 ilustra lo descrito antes.

Sobre un perfil, generalmente estos efectos pueden reducirse a dos fuerzas y un momento. La componente total de las fuerzas que actúan normal al flujo de entrada es conocida como Fuerza de Sustentación y la componente total de las fuerzas paralelas al flujo de entrada se conoce como Fuerza de Arrastre. El momento efectivo conocido como Momento del Paso o Momento Pitch, está definido sobre un eje normal a la sección transversal del perfil de

pala, localizado a un cuarto de la distancia entre el borde de ataque o borde delantero y el borde de salida del perfil.

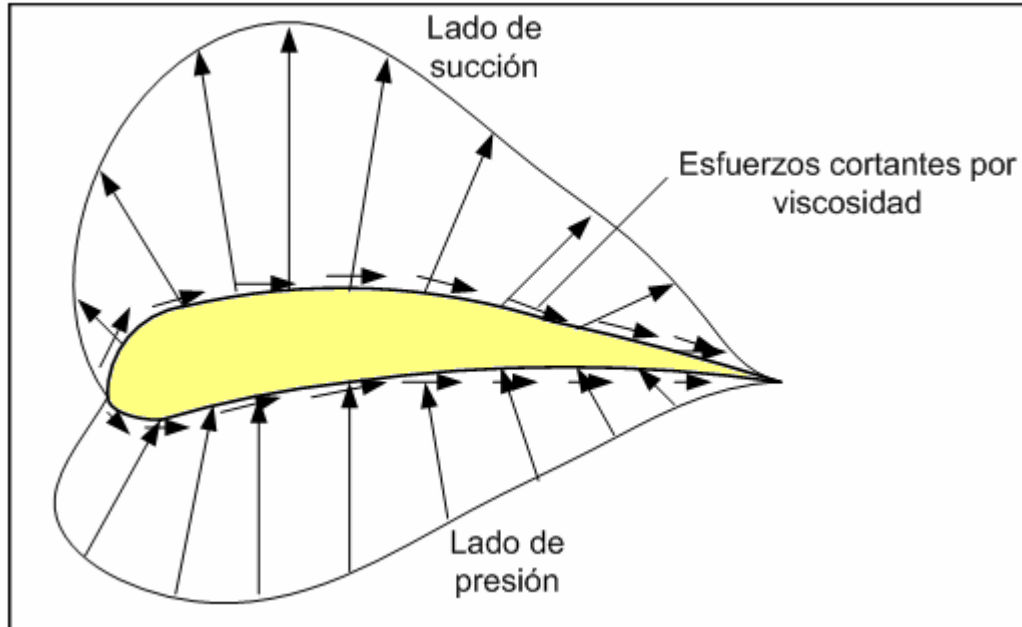


Figura D.1. Presión y esfuerzos viscosos sobre el perfil aerodinámico

Estas fuerzas son usualmente descompuestas en otras dos, una Fuerza Tangencial y una Fuerza Normal. La fuerza normal es la fuerza total que actúa normal a la cuerda del perfil, y la fuerza tangencial es la fuerza total que actúa paralela a la cuerda (línea recta que conecta el borde de ataque con el borde de salida). Para una condición de flujo dado, la relación entre las fuerzas de sustentación y arrastre con la tangencial y la normal es solamente vectorial y esta determinada por el ángulo de ataque del flujo de entrada.

Como se muestra en la figura D.2, el ángulo de ataque α está definido como el ángulo entre la corriente de flujo de entrada y la cuerda del perfil.

La relación entre estas fuerzas esta dada por:

$$\text{Fuerza Normal} = \text{Fuerza sustentación} \cdot \cos(\alpha) + \text{Fuerza arrastre} \cdot \sin(\alpha) \quad \text{Ecuación D.1.}$$

$$\text{Fuerza Tangencial} = \text{Fuerza sustentación} \cdot \sin(\alpha) - \text{Fuerza arrastre} \cdot \cos(\alpha) \quad \text{Ecuación D.2.}$$

También se puede escribir:

$$\text{Fuerza sustentación} = \text{Fuerza normal} \cdot \cos(\alpha) + \text{Fuerza tangencial} \cdot \sin(\alpha) \quad \text{Ecuación D.3.}$$

$$\text{Fuerza arrastre} = \text{Fuerza normal} \cdot \sin(\alpha) - \text{Fuerza tangencial} \cdot \cos(\alpha) \quad \text{Ecuación D.4.}$$

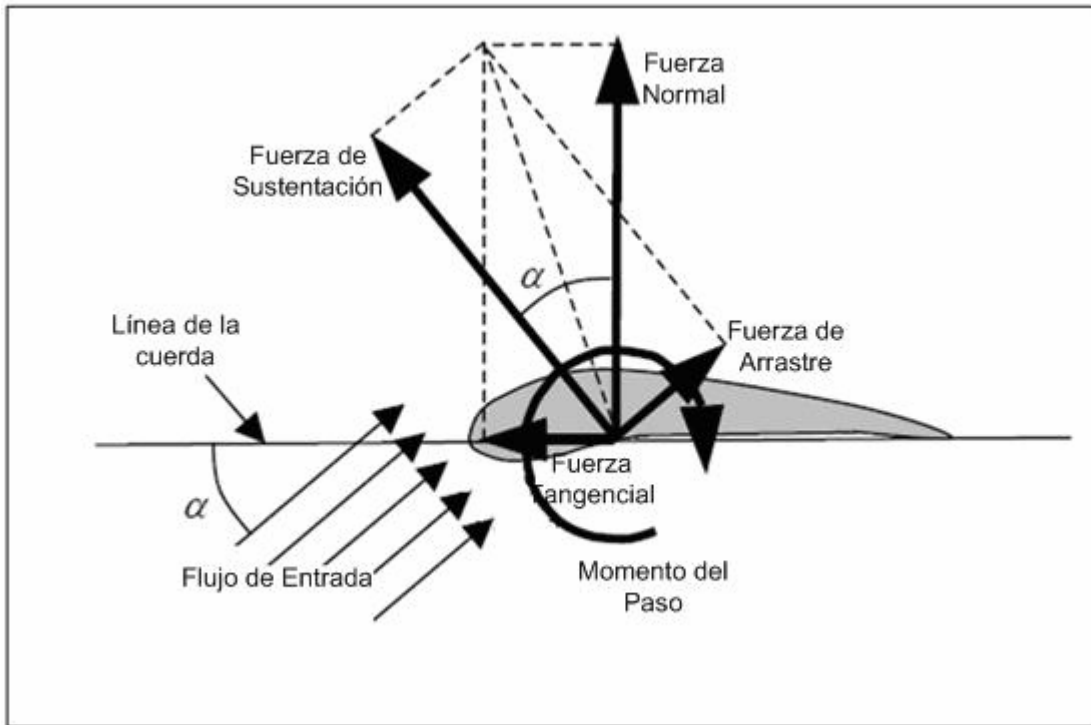


Figura D.2. Fuerzas Resultantes ejercidas sobre el perfil aerodinámico.

Las fuerzas normalmente son caracterizadas por coeficientes adimensionales, los coeficientes de sustentación y de arrastre, C_L y C_D respectivamente, están definidos como:

$$C_L = \frac{\text{Fuerza sustentación / unidad de envergadura}}{\frac{1}{2} \rho V_{rel}^2 c} \quad \text{Ecuación D.5.}$$

$$C_D = \frac{\text{Fuerza arrastre / unidad de envergadura}}{\frac{1}{2} \rho V_{rel}^2 c} \quad \text{Ecuación D.6.}$$

Donde V_{rel} es la velocidad del flujo de entrada relativa al perfil y c es la longitud de la cuerda, es decir la distancia de la línea recta que conecta el borde de ataque con el borde de salida. En la teoría del elemento de pala, las fuerzas de sustentación y arrastre por unidad de envergadura en las ecuaciones anteriores puede entenderse como las fuerzas diferenciales de sustentación y arrastre actuando sobre el elemento de pala dividido por la

longitud diferencial del elemento, dr . Igualmente para los coeficientes normal y tangencial, C_N y C_T se tiene:

$$C_N = \frac{\text{Fuerza normal / unidad de envergadura}}{\frac{1}{2} \rho V_{rel}^2 c} \quad \text{Ecuación D.7.}$$

$$C_T = \frac{\text{Fuerza Tangencial / unidad de envergadura}}{\frac{1}{2} \rho V_{rel}^2 c} \quad \text{Ecuación D.8.}$$

Finalmente el coeficiente del momento del paso C_M esta definido como:

$$C_M = \frac{\text{Momento del paso / unidad de envergadura}}{\frac{1}{2} \rho V_{rel}^2 c^2} \quad \text{Ecuación D.9.}$$

En el denominador de los coeficientes, $1/2 \rho V_{rel}^2$ se conoce como presión dinámica, P_{din} .

$$P_{din} = \frac{1}{2} \rho V_{rel}^2 \quad \text{Ecuación D.10.}$$

Estos coeficientes adimensionales dependen en gran medida de la forma y tamaño del perfil de la pala, del ángulo de ataque y de la velocidad relativa del flujo entrante. La dependencia con el tamaño del perfil y con la velocidad relativa se cuantifica generalmente usando el número de Reynolds Re , definido como la relación entre las fuerzas de inercia y las fuerzas viscosas.

$$Re = \frac{\rho V_{rel} c}{\mu} \quad \text{Ecuación D.11.}$$

Donde μ es la viscosidad del fluido.

Para cada tipo de perfil de pala, los fabricantes de turbinas de viento tabulan y dibujan estos coeficientes, estos valores se obtienen con base en pruebas y experimentos realizados variando cada uno de los parámetros que influyen sobre los coeficientes.

La fuerza diferencial de empuje dF y el torque diferencial del rotor dT que actúan sobre cada elemento de pala se pueden encontrar analizando la

geometría de la figura D.3. El momento del paso o momento pitch no se dibuja debido a que no contribuye con el empuje ni con el torque.

En esta figura θ_p es el ángulo de paso del colectivo, θ_T es el ángulo local de torsión de la pala y θ_{PT} es la suma de estos dos ángulos. El ángulo local de torsión de la pala es función del radio anular y no cambia con el tiempo. El ángulo de paso del colectivo puede variar con el tiempo para ajustarse a diferentes condiciones de operación (solo para turbinas reguladas por variación del paso), pero es constante a través de toda la longitud de la pala. El ángulo θ es el ángulo de la corriente de flujo respecto al plano de rotación y es igual a la suma de θ_{PT} y α .

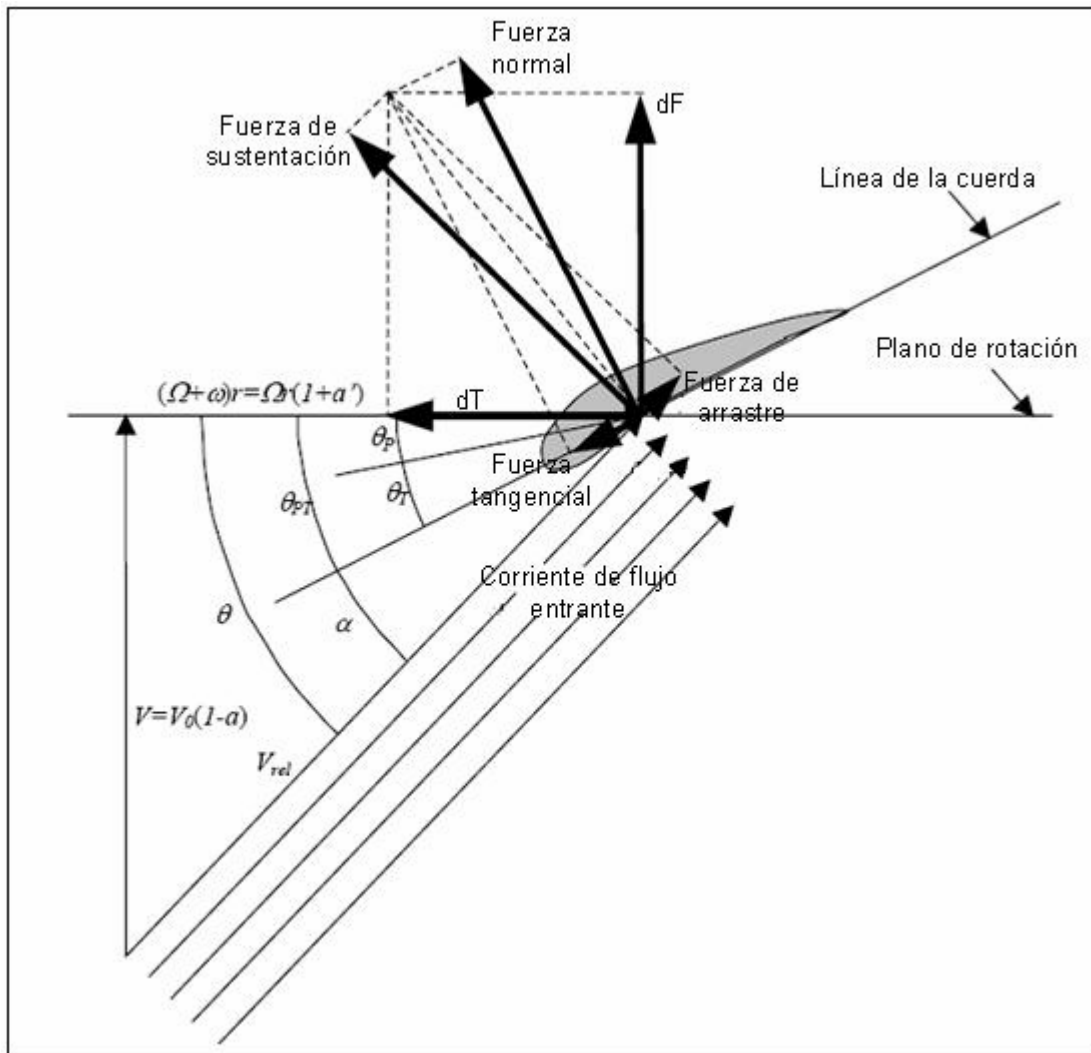


Figura D.3. Geometría para la teoría del elemento de pala.

La velocidad de la corriente de flujo entrante relativa al elemento de pala, V_{rel} , es la suma vectorial de la velocidad de entrada de flujo axial al plano del rotor, V , la velocidad de entrada de flujo causada por la rotación de la pala, Ωr , y la velocidad de entrada de flujo causada por la rotación de la estela en el plano del rotor, ωr (donde r es el radio del elemento de pala cuya sección transversal se muestra en la figura). Utilizando las ecuaciones 3.10 y 3.33, la velocidad relativa queda:

$$V_{rel} = \sqrt{(V_0(1-a))^2 + (\Omega r(1+a'))^2} \quad \text{Ecuación D.12.}$$

Usando la geometría se puede encontrar una relación entre a , a' y θ .

$$\tan(\theta) = \frac{V_0(1-a)}{\Omega r(1+a')} \quad \text{Ecuación D.13.}$$

También se puede desarrollar una expresión que relacione V_{rel} , a y θ :

$$V_{rel} = \frac{V_0(1-a)}{\text{sen}(\theta)} \quad \text{Ecuación D.14.}$$

De la figura A.3 se pueden obtener relaciones geométricas para las fuerzas:

$$dF = \text{Fuerza de sustentación} \cdot \cos(\theta) + \text{Fuerza de arrastre} \cdot \text{sen}(\theta) \quad \text{Ecuación D.15.}$$

y

$$dT = r(\text{Fuerza de sustentación} \cdot \text{sen}(\theta) - \text{Fuerza de arrastre} \cdot \cos(\theta)) \quad \text{Ecuación D.16.}$$

O también:

$$dF = \text{Fuerza normal} \cdot \cos(\theta_{PT}) - \text{Fuerza tangencial} \cdot \text{sen}(\theta_{PT}) \quad \text{Ecuación D.17.}$$

y

$$dT = r(\text{Fuerza normal} \cdot \text{sen}(\theta_{PT}) + \text{Fuerza tangencial} \cdot \cos(\theta_{PT})) \quad \text{Ecuación D.18.}$$

Para ser precisos, las fuerzas de sustentación, arrastre, normal y tangencial, mostradas en la figura D.3 y usadas en las ecuaciones representan las componentes diferenciales de la fuerza impartida por la corriente de flujo sobre el elemento de pala cuya sección transversal se muestra en la figura. Todas las fuerzas diferenciales que se muestran en la figura D.3 están actuando sobre una sola pala, si el rotor de la turbina consta de B número de palas (todas idénticas) tenemos:

$$dF = B \frac{1}{2} \rho V_{rel}^2 (C_L \cos(\theta) + C_D \sin(\theta)) c dr \quad \text{Ecuación D.19.}$$

$$dT = B \frac{1}{2} \rho V_{rel}^2 (C_L \sin(\theta) - C_D \cos(\theta)) c r dr \quad \text{Ecuación D.20.}$$

O también:

$$dF = B \frac{1}{2} \rho V_{rel}^2 (C_N \cos(\theta_{PT}) - C_T \sin(\theta_{PT})) c dr \quad \text{Ecuación D.21.}$$

$$dT = B \frac{1}{2} \rho V_{rel}^2 (C_N \sin(\theta_{PT}) - C_T \cos(\theta_{PT})) c r dr \quad \text{Ecuación D.22.}$$

Donde dF y dT ahora representan el empuje y torque diferencial total, respectivamente, actuando sobre un anillo de radio r y espesor dr .

Ahora podemos igualar los resultados obtenidos en las teorías del disco actuador y del elemento de pala para el torque y el empuje. Antes de hacer esta equivalencia tenemos que introducir un factor de corrección, G , ya que en la teoría del disco actuador el rotor de la turbina se tomo como un disco entero, es decir un rotor con un número infinito de palas, y en la teoría del elemento de pala se toma un número finito de palas (B). El factor de corrección fue desarrollado por Prandtl y se define como:

$$G = \frac{2}{\pi} * \cos^{-1} \left(e^{-\frac{B(R-r)}{2r \sin(\theta)}} \right) \quad \text{Ecuación D.23.}$$

Donde, el resultado del término entre paréntesis se considera en radianes, G esta muy cercano a 1, excepto cuando B es pequeño, θ es grande o cuando r se aproxima a R , en tal caso G tiende a cero. En esta expresión R es el radio del rotor y r es el radio del cubo del rotor.

El factor de corrección de Prandtl se introduce en la teoría del disco actuador:

$$dF = G \rho V_0^2 4a(1-a)\pi r dr \quad \text{Ecuación D.24.}$$

$$dT = G \rho V_0 \Omega r^2 4a'(1-a)\pi r dr \quad \text{Ecuación D.25.}$$

El factor de corrección de Prandtl no afecta las ecuaciones de la teoría del elemento de pala.

Igualando el empuje diferencial del rotor, ecuaciones D.24 y D.19 e incorporando V_{rel} de la ecuación D.14 tenemos:

$$\left(\frac{a}{1-a}\right)\left(\frac{\text{sen}^2(\theta)}{\cos(\theta)}\right) = \left(\frac{Bc}{2\pi r}\right)\left(\frac{C_L}{4G}\right)\left(1 + \frac{C_D \text{sen}(\theta)}{C_L \cos(\theta)}\right) \quad \text{Ecuación D.26.}$$

Igualando el torque diferencial del rotor, ecuaciones D.25 y D.20, e introduciendo V_{rel} , tenemos:

$$\left(\frac{\Omega r}{V_0}\right)\left(\frac{\text{sen}(\theta)}{\cos(\theta)}\right)\left(\frac{a'}{1-a}\right) = \left(\frac{Bc}{2\pi r}\right)\left(\frac{C_L}{4G}\right)\left(\frac{1}{\cos(\theta)} - \frac{C_D}{C_L \text{sen}(\theta)}\right) \quad \text{Ecuación D.27.}$$

Donde el término $\frac{Bc}{2\pi r}$, que se encuentra en ambas ecuaciones es conocido como la solidez local, σ , definido como un número adimensional que corresponde a la relación entre el área total de la pala y el área barrida por el rotor.

Eliminando a' de la ecuación D.27 utilizando la ecuación D.13, y eliminando a de la ecuación D.26 y combinando con la ecuación D.27, se obtiene:

$$C_L = \left(\frac{4G}{\sigma}\right)\text{sen}(\theta) \left[\frac{\cos(\theta) - \lambda_r \text{sen}(\theta)}{\text{sen}(\theta) + \lambda_r \cos(\theta) + \frac{C_D}{C_L}(\lambda_r \text{sen}(\theta) - \cos(\theta))} \right] \quad \text{Ecuación D.28.}$$

La solidez local, σ , y la velocidad específica local λ_r de la teoría del disco actuador han sido empleadas para desarrollar la ecuación D.28.

Cuando se está analizando el desempeño de una turbina de viento generalmente se aproxima el coeficiente de arrastre a cero sin que esto haga que se produzcan grandes errores. Igualando C_D a cero las ecuaciones D.26, D.27 y D.28 se simplifican a:

$$\left(\frac{a}{1-a}\right)\left(\frac{\text{sen}^2(\theta)}{\cos(\theta)}\right) = \frac{\sigma C_L}{4G} \quad \text{Ecuación D.29.}$$

$$\lambda_r \left(\frac{\text{sen}(\theta)}{\cos(\theta)}\right)\left(\frac{a'}{1-a}\right) = \left(\frac{\sigma C_L}{4G}\right)\left(\frac{1}{\cos(\theta)}\right) \quad \text{Ecuación D.30.}$$

y

$$C_L = \left(\frac{4G}{\sigma} \right) \text{sen}(\theta) \left(\frac{\cos(\theta) - \lambda_r \text{sen}(\theta)}{\text{sen}(\theta) + \lambda_r \cos(\theta)} \right) \quad \text{Ecuación D.31.}$$

La ecuación D.31 expresa explícitamente el coeficiente de sustentación como función del ángulo de ataque α a un radio anular específico r para una turbina de viento operando a una velocidad del viento constante V_0 cuyo número de palas B , radio del rotor R , ángulo de paso del colectivo θ_P , ángulo de torsión θ_T , cuerda c y velocidad angular Ω se mantienen fijos durante toda la operación.

La potencia extraída del viento por el rotor, P , empleada en la definición del coeficiente de potencia, C_P , de la ecuación 3.14 puede calcularse:

$$P = \int \Omega dT \quad \text{Ecuación D.32.}$$

Utilizando el torque diferencial de la teoría del elemento de pala, ecuación D.20, e introduciendo el valor de la velocidad relativa de la ecuación D.14. La ecuación D.32 puede reescribirse:

$$P = \int_H^R \Omega B \frac{1}{2} \rho \left(\frac{V_0(1-a)}{\text{sen}(\theta)} \right)^2 (C_L \text{sen}(\theta) - C_D \cos(\theta)) c r dr \quad \text{Ecuación D.33.}$$

Donde H es el radio del cubo del rotor. Sustituyendo esta ecuación en la ecuación del coeficiente de potencia, ecuación 3.14, y simplificando con la ayuda de la definición de la solidez local σ , (velocidad específica local y velocidad específica respectivamente) se obtiene:

$$C_P = \frac{2}{\lambda R} \int_H^R \frac{\sigma \lambda_r^2 (1-a)^2 C_L}{\text{sen}^2(\theta)} \left(\text{sen}(\theta) - \frac{C_D \cos(\theta)}{C_L} \right) dr \quad \text{Ecuación D.34.}$$

Eliminando a' de la ecuación D.27 utilizando la ecuación D.13 y después eliminando a de la ecuación D.34, el coeficiente de potencia queda:

$$C_P = \frac{2}{\lambda R} \int_H^R \frac{\sigma \lambda_r^2 C_L}{\text{sen}^2(\theta)} \left(\frac{\lambda_r^2 \text{sen}^2(\theta)}{\cos^2(\theta) - \frac{\sigma C_L \cos(\theta)}{2G} + \frac{\sigma^2 C_L^2}{16G^2}} \left(\text{sen}(\theta) - \frac{C_D \cos(\theta)}{C_L} \right) \right) dr$$

Ecuación D.35.

La ecuación D.35 puede ser simplificada sustituyendo el valor de C_L de la ecuación D.31 (menos en el término que esta más a la derecha) se obtiene:

$$C_P = \frac{2}{\lambda R} \int_H^R \lambda_r^2 \text{sen}^2(\theta) (\cos(\theta) - \lambda_r \text{sen}(\theta)) (\text{sen}(\theta) + \lambda_r \cos(\theta)) \left(1 - \frac{C_D \cos(\theta)}{C_L \text{sen}(\theta)} \right) dr$$

Ecuación D.36.

ANEXO E. Efecto de la Rotación de la Estela sobre el Límite de Betz.

En el modelo del disco actuador se asume que el viento es estable, homogéneo y fijo en una dirección y que el rotor no imparte un momentum angular a la estela, sin embargo, para cumplir con la conservación de momentum angular de la estela si el rotor está extrayendo un torque útil. Además el flujo detrás del rotor girará en dirección contraria al rotor, en reacción al torque impartido por el flujo de viento al rotor, como e indica en la figura E.1.

Como la estela ahora rota, produce energía cinética rotacional, la cual reduce la cantidad de energía disponible que puede ser extraída como trabajo útil. Como se explicara en el siguiente análisis, un rotor que genera alto torque a baja velocidad generará menos potencia que un rotor generando bajo torque a alta velocidad.

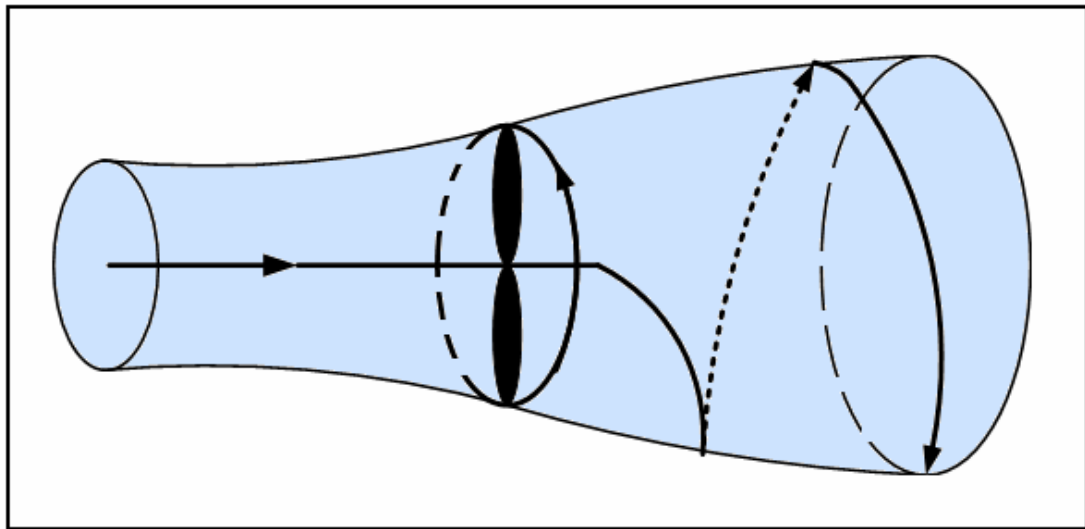


Figura E.1. Rotación de la estela

El modelo de disco actuador de Rankine-Froude se puede usar incluyendo la rotación de la estela, para hacer esto las asunciones (a) y (c) hechas en ese modelo (capítulo 3) pueden ser descartadas pero se añaden otras tres suposiciones:

(e). El volumen de control utilizado para el modelo simple unidimensional puede ser dividido en varios volúmenes de control en forma de tubos anulares de líneas de corriente aislados unos de otros. Observar la figura E.2.

(f). El flujo aguas arriba que entra a los volúmenes de control permanece axial y uniforme.

(g). La velocidad angular de la estela aguas abajo del rotor es baja, entonces la presión estática allí todavía se puede asumir como la presión estática ambiente libre de obstáculos.

Los parámetros A_i , P y F del modelo de disco actuador unidimensional deben ser cambiados por los diferenciales dA_i , dP , y dF respectivamente para el nuevo análisis. En este caso el área diferencial de un anillo en la sección i se define como:

$$dA_i = 2\pi r_i dr_i \quad \text{Ecuación E.1.}$$

Donde r_i y dr_i son el radio y el radio diferencial de un anillo en la sección i . En la figura E.2 se muestra el área y el área diferencial de un anillo en la sección 3.

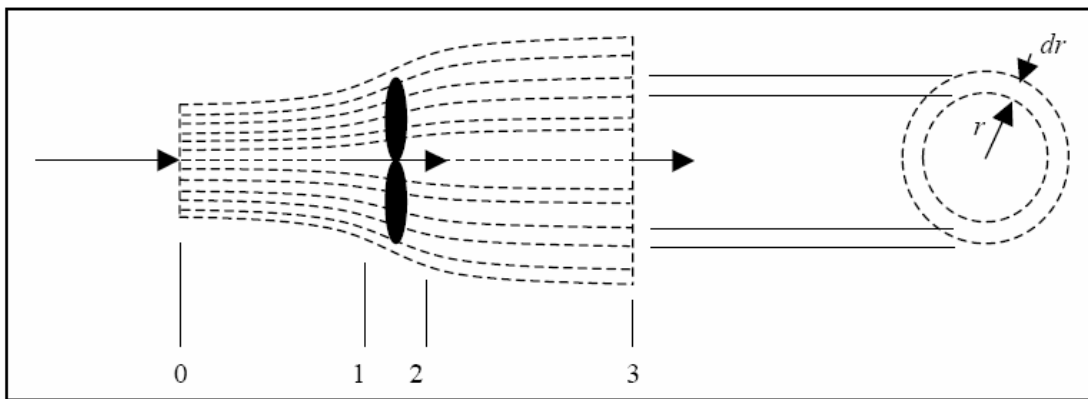


Figura E.2. Volumen de control, Tubo de corriente de forma anular

Aplicando la ley de la conservación de la masa al nuevo volumen de control y considerando todavía que el flujo es irrotacional se puede escribir:

$$V_0 2\pi r_0 dr_0 = V 2\pi r dr = V_3 2\pi r_3 dr_3 \quad \text{Ecuación E.2.}$$

Donde la velocidad y el área anular en el plano del disco esta designados sin subíndices ($V = V_1 = V_2$, $r = r_1 = r_2$, $dr = dr_1 = dr_2$). Esto se hará durante el análisis restante. La conservación del momentum angular sobre el eje de simetría del volumen de control, puede ser aplicada para obtener el torque diferencial sobre el disco del rotor, lo que resulta en:

$$dT = \rho \omega_3 r_3^2 V_3 2\pi r_3 dr_3 \quad \text{Ecuación E.3.}$$

Donde ω_3 es la velocidad angular de la estela en el capitulo 3. Por lo supuesto en (e), la velocidad angular, ω_i , de la corriente de flujo en la sección i , es también función del radio anular.

Como el flujo aguas arriba, que después entra al volumen de control, es axial, de acuerdo a lo que se supuso en (f), aplicando la conservación de momentum angular entre las secciones 0 y 1, se obtiene:

$$\omega_0 = \omega_1 = 0 \quad \text{Ecuación E.4.}$$

Igualmente el momentum angular es conservado entre las secciones 2 y 3.

$$\omega_2 r^2 = \omega_3 r_3^2 \quad \text{Ecuación E.5.}$$

La velocidad angular de la corriente de flujo es discontinua a través del plano del rotor debido a que el torque es ejercido sobre el rotor. También debido a que el radio del volumen de control aguas abajo es más grande que el radio del volumen de control en el radio del rotor, la rotación de la estela disminuye con la distancia medida desde el rotor. Este último resultado concuerda con lo asumido en (g).

Combinando las ecuaciones E.3, E.2 y E.5, el torque diferencial del rotor puede escribirse como:

$$dT = \rho \omega_2 r^2 V 2\pi r dr \quad \text{Ecuación E.6.}$$

De esta forma, como el torque del rotor incrementa, la velocidad angular de la estela también aumenta.

Como la conservación del momentum lineal en la dirección axial no es afectado por la rotación de la estela, el empuje diferencial sobre el disco del

rotor, dF , puede ser encontrado sustituyendo dA_i de la ecuación E.1 en la sección 1 (igualmente en la sección 2) por A de la ecuación 3.12.

$$dF = \frac{1}{2} \rho 2\pi r dr V_0^2 4a(1-a) \quad \text{Ecuación E.7.}$$

Donde el factor a es ahora función del radio anular. El empuje diferencial sobre el disco del rotor dF está gobernado por la ecuación 3.4, si dA_i de la ecuación E.1 en la sección 1 (igualmente en la sección 2) es otra vez remplazado por A se obtiene:

$$dF = (p_1 - p_2) 2\pi r dr \quad \text{Ecuación E.8.}$$

Donde la presión local en las secciones 1 y 2, p_1 y p_2 , respectivamente están en función del radio anular.

Para llegar a una descripción de la rotación de la estela, es necesario encontrar la diferencia de presiones entre p_1 y p_2 , por Bernoulli:

$$p_1 + \frac{1}{2} \rho V^2 = p_2 + \frac{1}{2} \rho (V^2 + \omega_2^2 r^2) + \frac{dT\Omega}{V 2\pi r dr} \quad \text{Ecuación E.9.}$$

El producto del torque diferencial, dT , y la velocidad angular del rotor, Ω , en la ecuación E.9, representa la potencia diferencial extraída por la turbina, dP .

Sustituyendo la ecuación E.6 en la ecuación E.7, resolviendo la diferencia de presiones $(p_1 - p_2)$, y sustituyendo el resultado en la ecuación E.8, da como resultado una relación alternativa para el empuje o fuerza axial diferencial del rotor.

$$dF = \rho \left(\Omega + \frac{1}{2} \omega_2 \right) \omega_2 r^2 2\pi r dr \quad \text{Ecuación E.10}$$

Se introduce un factor de interferencia angular, a' , análogo a a , definido como:

$$a' = \frac{\omega_2}{2\Omega} \quad \text{Ecuación E.11.}$$

Remplazando en la ecuación E.5 y despejando obtenemos:

$$\omega_3 = 2\Omega a' \left(\frac{r}{r_3} \right)^2 \quad \text{Ecuación E.12.}$$

El valor de $\frac{1}{2}$ en la definición del factor a' , de la ecuación E.11, es usado porque la velocidad angular de la corriente de flujo en el plano del rotor, ω , es el valor promedio de la velocidad angular en las secciones 1 y 2 del volumen de control:

$$\omega = \frac{\omega_1 + \omega_2}{2} \quad \text{Ecuación E.13.}$$

Por la ecuación E.4 se obtiene:

$$\omega = \frac{\omega_2}{2} \quad \text{Ecuación E.14.}$$

Y por la ecuación E.11. tenemos:

$$a' = \frac{\omega}{\Omega} \Rightarrow \omega = a' \Omega \quad \text{Ecuación E.15.}$$

El empuje diferencial del rotor, dF , y el torque diferencial del rotor, dT , pueden ser escritos en términos de a y a' .

$$dF = \rho \Omega^2 r^2 4a'(1+a')\pi r dr \quad \text{Ecuación E.16.}$$

$$dT = \rho V_0 \Omega r^2 4a'(1-a)\pi r dr \quad \text{Ecuación E.17.}$$

Combinando las ecuaciones E.16. y E.7 obtenemos una relación entre los factores a y a' .

$$\frac{a(1-a)}{a'(1+a')} = \left(\frac{\Omega r}{V_0} \right)^2 \quad \text{Ecuación E.18.}$$

La relación de velocidad local, λ_r , está definida como la raíz cuadrada del término de la derecha de la ecuación anterior:

$$\lambda_r = \frac{\Omega r}{V_0} \quad \text{Ecuación E.19.}$$

Esta variable es poco usada y en su lugar se utiliza otra conocida como velocidad específica o relación de velocidad periférica, λ , y está definida

como la relación entre la velocidad lineal de la pala del rotor y la velocidad del viento:

$$\lambda = \frac{\Omega R}{V_0} \quad \text{Ecuación E.20.}$$

Donde R es el radio del rotor y V_0 es la velocidad de la corriente de viento.

El producto ΩR es conocido como velocidad de arrastre, U .

$$\lambda = \frac{U}{V_0} \quad \text{Ecuación E.21.}$$

Sustituyendo la relación de la velocidad local de la ecuación E.19 en la ecuación E.18 y despejando a' , el factor de interferencia angular queda en términos del factor de interferencia axial y de la velocidad específica:

$$a' = \frac{1}{2} \left(\sqrt{1 + \frac{4}{\lambda_r^2} a(1-a)} - 1 \right) \quad \text{Ecuación E.22.}$$

Como a incrementa desde cero, la magnitud de a' también incrementa. La magnitud de este incremento está limitada por la relación de la velocidad local.

ANEXO F. Tabla del coeficiente de torque Cq.

La tabla que se muestra a continuación contiene los valores del coeficiente de torque en función de la velocidad específica y del ángulo de paso para una turbina de 2MW de potencia.

Los diferentes valores del coeficiente de torque fueron obtenidos experimentalmente, ya que no existe una ecuación matemática que describa el comportamiento de dicho coeficiente.

Esta tabla fue suministrada por el Laboratorio Nacional Risø en Dinamarca, el cual es pionero en estudios e investigaciones en el área de las energías renovables. La tabla contiene un arreglo matricial de 182x102 de tamaño, con un rango para la velocidad específica, λ , de 0 a 20 y para el ángulo de paso de -90 a 90 grados. La extensión de la tabla presenta un inconveniente al ser introducida en Matlab Simulink, ya que su tamaño hace que la introducción de los datos sea tediosa y que la simulación tarde más tiempo. Al notar este problema se optó por modificar la tabla, reduciendo el arreglo matricial a un tamaño más práctico de 21x37, y utilizar la herramienta *look up table* de Simulink, la cual hace que este nuevo arreglo se convierta en una tabla de interpolación.

A continuación se muestra la tabla para el coeficiente de torque introducida en Matlab Simulink.

COEFICIENTE DE TORQUE Cq

λ Velocidad Específica	Angulo de paso							
	-90	-85	-80	-75	-70	-65	-60	-55
0	-0.0066	-0.0139	-0.0179	-0.0179	-0.0179	-0.0177	-0.0171	-0.0159
1	-0.0305	-0.0307	-0.0307	-0.0307	-0.0305	-0.0298	-0.0287	-0.0273
2	-0.064	-0.0647	-0.0647	-0.0643	-0.0633	-0.0615	-0.0588	-0.0552
3	-0.1198	-0.1208	-0.1213	-0.12	-0.1172	-0.1124	-0.1062	-0.0988
4	-0.1984	-0.201	-0.2006	-0.1975	-0.1908	-0.1821	-0.1713	-0.1593
5	-0.3011	-0.3045	-0.3021	-0.2958	-0.2847	-0.2709	-0.2549	-0.2366
6	-0.4285	-0.43	-0.4265	-0.4147	-0.3993	-0.3791	-0.3572	-0.3307
7	-0.5793	-0.5784	-0.5727	-0.555	-0.534	-0.507	-0.4771	-0.4418
8	-0.7518	-0.7499	-0.74	-0.7171	-0.6888	-0.6551	-0.6145	-0.5704
9	-0.9466	-0.9452	-0.9285	-0.9014	-0.8639	-0.8234	-0.7699	-0.7137
10	-11.641	-11.641	-11.393	-11.078	-10.598	-10.084	-9.428	-8.688
11	-14.051	-14.067	-13.726	-13.336	-12.762	-12.093	-11.316	-10.399
12	-16.693	-1.671	-16.283	-15.792	-1.512	-14.278	-13.371	-12.289
13	-19.569	-19.545	-19.064	-18.445	-17.652	-16.668	-1.561	-14.357
14	-22.681	-22.607	-22.065	-21.288	-20.387	-1.926	-18.041	-16.599
15	-26.027	-25.896	-25.273	-24.347	-23.331	-22.058	-20.653	-19.008
16	-29.608	-2.941	-28.674	-27.632	-26.484	-25.055	-2.345	-21.591
17	-33.422	-33.137	-32.297	-3.114	-29.848	-28.248	-26.436	-24.346
18	-3.747	-37.072	-36.144	-34.868	-3.342	-31.641	-29.606	-27.272
19	-41.753	-4.123	-40.206	-38.814	-37.198	-35.231	-32.961	-30.368
20	-46.263	-45.616	-44.503	-42.979	-41.186	-3.902	-3.65	-33.633

COEFICIENTE DE TORQUE C_q

λ Velocidad Específica	Angulo de paso							
	-50	-45	-40	-35	-30	-25	-20	-15
0	-0.0148	-0.0136	-0.0124	-0.0111	-0.0094	-0.0073	-0.0052	-0.003
1	-0.0256	-0.0235	-0.0211	-0.0182	-0.0151	-0.0117	-0.0083	-0.0047
2	-0.0508	-0.0458	-0.0404	-0.0346	-0.0284	-0.022	-0.0153	-0.0083
3	-0.0905	-0.0814	-0.0716	-0.061	-0.0498	-0.0378	-0.0253	-0.0124
4	-0.1456	-0.1309	-0.1145	-0.0973	-0.0782	-0.0584	-0.038	-0.0165
5	-0.2163	-0.1937	-0.1694	-0.1424	-0.1136	-0.084	-0.0536	-0.0179
6	-0.3025	-0.2699	-0.2355	-0.1961	-0.1559	-0.1145	-0.0691	-0.0165
7	-0.403	-0.3598	-0.3111	-0.2584	-0.2043	-0.1495	-0.0819	-0.0134
8	-0.5176	-0.4628	-0.3955	-0.3279	-0.2581	-0.1812	-0.0935	-0.0171
9	-0.6462	-0.5716	-0.4884	-0.4031	-0.3178	-0.2144	-0.1089	-0.0283
10	-0.7878	-0.6913	-0.5909	-0.488	-0.3815	-0.2547	-0.132	-0.0422
11	-0.9421	-0.8255	-0.7057	-0.5837	-0.4529	-0.301	-0.1602	-0.0598
12	-11.122	-0.974	-0.8328	-0.6896	-0.5315	-0.3524	-0.1924	-0.0798
13	-12.976	-11.365	-0.9717	-0.8049	-0.6176	-0.4099	-0.2283	-0.1024
14	-14.983	-13.123	-11.223	-0.9298	-0.7113	-0.4724	-0.2671	-0.1263
15	-17.143	-15.019	-12.847	-10.645	-0.8122	-0.5399	-0.3088	-0.1515
16	-19.458	-1.705	-14.587	-12.087	-0.9206	-0.6128	-0.3535	-0.1792
17	-21.927	-19.216	-16.442	-1.362	-10.365	-0.6909	-0.4012	-0.2075
18	-24.549	-21.516	-18.413	-1.525	-1.159	-0.7736	-0.4519	-0.2378
19	-27.325	-23.953	-20.497	-16.971	-12.895	-0.8613	-0.5052	-0.2696
20	-30.258	-26.515	-22.698	-18.792	-14.266	-0.9538	-0.5615	-0.303

COEFICIENTE DE TORQUE Cq

λ Velocidad Especifica	Angulo de paso						
	-10	-5	0	5	10	15	20
0	-0.0006	0.0019	0.0044	0.0069	0.0094	0.0118	0.0141
1	-0.0011	0.0026	0.0063	0.0099	0.0135	0.0172	0.021
2	-0.0011	0.0062	0.014	0.0223	0.0307	0.0372	0.0383
3	0.0011	0.0163	0.0319	0.0443	0.0485	0.0426	0.0298
4	0.0082	0.0333	0.0524	0.058	0.0498	0.0323	0.009
5	0.0199	0.0507	0.0654	0.0601	0.0426	0.0164	-0.0146
6	0.0314	0.0624	0.0685	0.0567	0.0323	-0.0006	-0.0402
7	0.0378	0.062	0.0653	0.0509	0.0216	-0.0185	-0.0681
8	0.032	0.0521	0.0589	0.0449	0.0106	-0.0376	-0.099
9	0.0181	0.0405	0.0523	0.0388	-0.0006	-0.0577	-0.1341
10	0.0025	0.0289	0.0457	0.0331	-0.0119	-0.0794	-0.1733
11	-0.0126	0.0189	0.0395	0.0276	-0.0246	-0.1027	-0.2169
12	-0.0279	0.0096	0.0338	0.0222	-0.0372	-0.1274	-0.2649
13	-0.0432	0.0004	0.0284	0.0163	-0.0505	-0.1538	-0.3172
14	-0.0583	-0.0084	0.0228	0.011	-0.0645	-0.1819	-0.3733
15	-0.075	-0.0165	0.0178	0.0055	-0.0794	-0.2116	-0.4333
16	-0.0919	-0.025	0.0127	0	-0.095	-0.2431	-0.4969
17	-0.1094	-0.0336	0.0079	-0.0059	-0.1109	-0.2766	-0.5655
18	-0.1274	-0.0424	0.0028	-0.0117	-0.128	-0.312	-0.6382
19	-0.1467	-0.0518	-0.0018	-0.0189	-0.1461	-0.3492	-0.715
20	-0.1669	-0.0608	-0.0067	-0.0257	-0.1648	-0.3882	-0.7959

COEFICIENTE DE TORQUE Cq

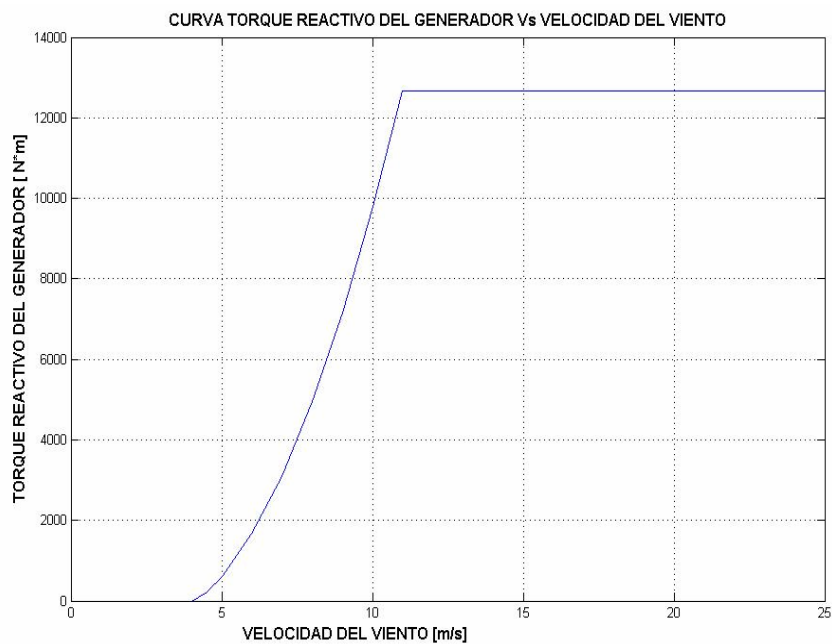
λ Velocidad Específica	Angulo de paso						
	25	30	35	40	45	50	55
0	0.0163	0.0184	0.0203	0.022	0.0233	0.0245	0.0257
1	0.0248	0.0286	0.0311	0.0305	0.0258	0.0179	0.0072
2	0.0334	0.0238	0.0108	-0.0046	-0.0198	-0.0331	-0.0438
3	0.0121	-0.0086	-0.0302	-0.0502	-0.0667	-0.081	-0.0926
4	-0.0175	-0.0467	-0.0746	-0.0986	-0.1205	-0.1386	-0.1526
5	-0.0505	-0.0897	-0.1244	-0.1567	-0.1861	-0.2088	-0.2282
6	-0.0882	-0.1377	-0.183	-0.2257	-0.2638	-0.2931	-0.3203
7	-0.1309	-0.1928	-0.2507	-0.3073	-0.3538	-0.3922	-0.4298
8	-0.1793	-0.2551	-0.3287	-0.4012	-0.4572	-0.5069	-0.5566
9	-0.2332	-0.3248	-0.4172	-0.5065	-0.5737	-0.6371	-0.7006
10	-0.2925	-0.4029	-0.5159	-0.623	-0.704	-0.783	-0.8617
11	-0.3575	-0.4892	-0.6251	-0.751	-0.8481	-0.9441	-10.402
12	-0.4284	-0.5839	-0.7448	-0.8909	-1.006	-11.207	-12.359
13	-0.5046	-0.6868	-0.875	-10.426	-11.778	-13.129	-14.488
14	-0.5867	-0.7978	-10.157	-12.058	-13.631	-15.205	-1.679
15	-0.6748	-0.9171	-11.669	-13.812	-15.623	-17.437	-19.264
16	-0.7694	-10.448	-13.287	-15.687	-17.751	-19.823	-2.191
17	-0.8696	-1.181	-15.012	-17.682	-20.018	-22.364	-24.728
18	-0.9756	-13.254	-16.844	-19.798	-22.422	-25.061	-27.717
19	-10.881	-14.776	-18.775	-22.036	-24.966	-27.912	-30.879
20	-12.067	-1.639	-20.809	-24.393	-27.647	-30.921	-34.213

COEFICIENTE DE TORQUE C_q

λ Velocidad Específica	Angulo de paso						
	60	65	70	75	80	85	90
0	0.0267	0.0275	0.0281	0.0273	0.0217	0.0104	-0.0018
1	-0.0047	-0.0157	-0.0245	-0.0308	-0.0353	-0.0376	-0.0386
2	-0.0525	-0.059	-0.0634	-0.0668	-0.0695	-0.0717	-0.0736
3	-0.1011	-0.1085	-0.1148	-0.1208	-0.1267	-0.1299	-0.1305
4	-0.1649	-0.1764	-0.1878	-0.199	-0.206	-0.208	-0.2085
5	-0.2466	-0.2651	-0.2834	-0.2994	-0.3049	-0.3074	-0.309
6	-0.3475	-0.3746	-0.4016	-0.419	-0.4249	-0.4288	-0.433
7	-0.4674	-0.5049	-0.542	-0.5587	-0.566	-0.573	-0.5802
8	-0.6062	-0.656	-0.703	-0.7188	-0.7291	-0.7397	-0.7507
9	-0.7641	-0.828	-0.8828	-0.8996	-0.9143	-0.929	-0.9447
10	-0.941	-10.207	-10.822	-11.019	-11.211	-1.141	-1.162
11	-11.369	-12.342	-13.014	-13.255	-1.35	-13.756	-14.027
12	-13.519	-14.684	-15.404	-15.703	-16.008	-16.329	-16.668
13	-15.858	-17.233	-1.8	-18.363	-18.736	-19.128	-19.542
14	-18.386	-19.989	-20.804	-21.236	-21.683	-22.153	-22.649
15	-21.103	-22.949	-23.814	-24.321	-24.849	-25.405	-2.599
16	-24.011	-26.115	-27.032	-2.762	-28.235	-28.882	-29.566
17	-27.108	-29.487	-30.456	-31.131	-31.839	-32.584	-33.374
18	-30.394	-33.067	-34.085	-34.855	-35.663	-36.513	-37.416
19	-33.869	-36.848	-37.921	-38.792	-39.707	-40.669	-41.692
20	-37.534	-40.834	-41.963	-42.941	-43.968	-45.049	-46.201

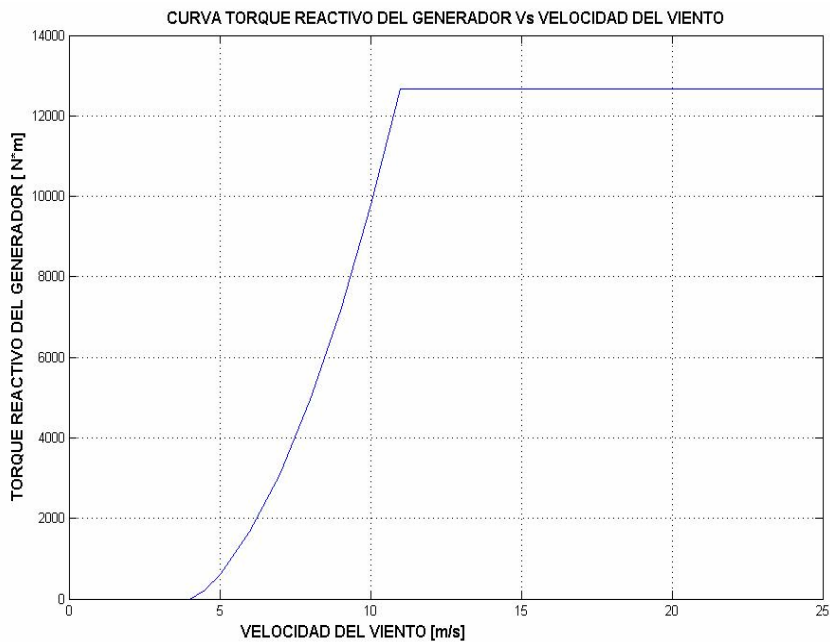
ANEXO G. Datos técnicos de la turbina NM 2000/82 controlada por entrada en pérdida

ROTOR	
Número de palas	3
Velocidad nominal	19 rpm (2 rad/s)
Diámetro	82
Regulación de potencia	Efecto stall
Velocidad del viento de arranque	4 m/s
Velocidad del viento de paro	25 m/s
Velocidad del viento para la potencia nominal	Aprox 11 m/s
Momento de inercia	$50 \cdot 10^5 \text{ Kg} \cdot \text{m}^2$
GEARBOX	
Tipo	Planetario
Relación	79
GENERADOR	
Tipo	Asíncrono
Velocidad	1500 rpm
Momento de inercia	$90 \text{ Kg} \cdot \text{m}^2$
TRANSMISIÓN MECÁNICA	
Rigidez del eje de baja velocidad	$1.5 \cdot 10^8 \text{ Nm/rad}$
Amortiguamiento del eje de baja velocidad	$8 \cdot 10^5 \text{ Nm} \cdot \text{seg/rad}$
Fricción viscosa en el cojinete del rotor	No hay dato
Fricción viscosa en el cojinete del generador	No hay dato



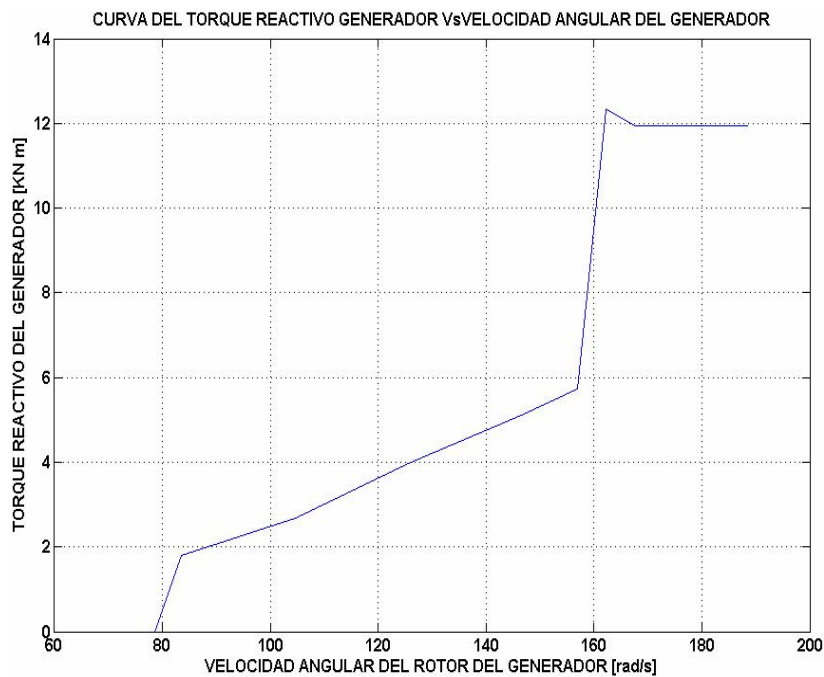
ANEXO H. Datos técnicos de la turbina NM 2000/82 de velocidad fija controlada por variación del ángulo de paso.

ROTOR	
Número de palas	3
Velocidad nominal	19 rpm (2 rad/s)
Diámetro	82
Regulación de potencia	Pitch
Velocidad del viento de arranque	4 m/s
Velocidad del viento de paro	25 m/s
Velocidad del viento para la potencia nominal	Aprox 11 m/s
Momento de inercia	$50 \cdot 10^5 \text{ Kg} \cdot \text{m}^2$
GEARBOX	
Tipo	Planetario
Relación	79
GENERADOR	
Tipo	Asíncrono
Velocidad	1500 rpm
Momento de inercia	$90 \text{ Kg} \cdot \text{m}^2$
TRANSMISIÓN MECÁNICA	
Rigidez del eje de baja velocidad	$1.5 \cdot 10^8 \text{ Nm/rad}$
Amortiguamiento del eje de baja velocidad	$8 \cdot 10^5 \text{ Nm} \cdot \text{seg/rad}$
Fricción viscosa en el cojinete del rotor	No hay dato
Fricción viscosa en el cojinete del generador	No hay dato



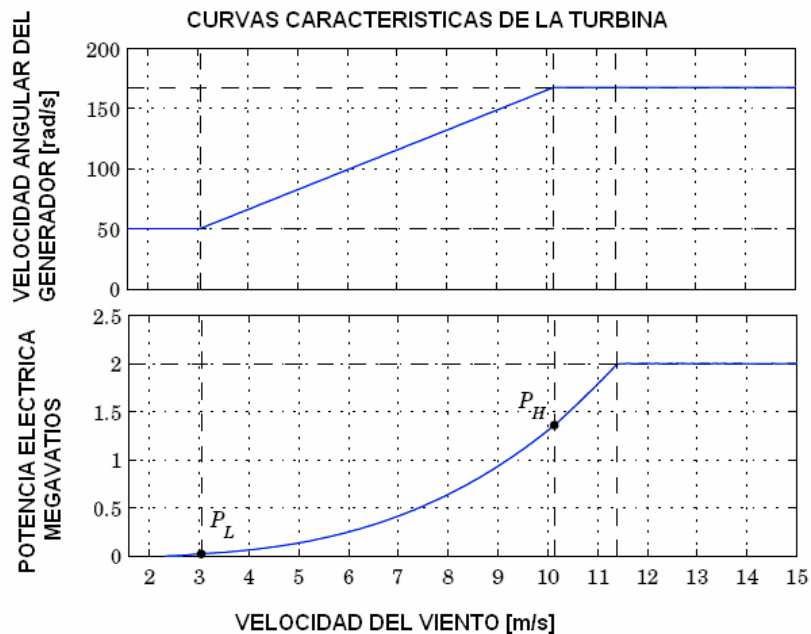
ANEXO I. Datos técnicos de la turbina NM 2000/82 de velocidad variable controlada por variación del ángulo de paso.

ROTOR	
Número de palas	3
Velocidad nominal	19 rpm (2 rad/s)
Diámetro	82
Regulación de potencia	Pitch
Velocidad del viento de arranque	4 m/s
Velocidad del viento de paro	25 m/s
Velocidad del viento para la potencia nominal	Aprox 11 m/s
Momento de inercia	$50 \cdot 10^5 \text{ Kg} \cdot \text{m}^2$
GEARBOX	
Tipo	Planetario
Relación	85
GENERADOR	
Tipo	DFIG
Velocidad	750 - 1800 rpm
Momento de inercia	$90 \text{ Kg} \cdot \text{m}^2$
TRANSMISIÓN MECÁNICA	
Rigidez del eje de baja velocidad	$1.5 \cdot 10^8 \text{ Nm/rad}$
Amortiguamiento del eje de baja velocidad	$8 \cdot 10^5 \text{ Nm} \cdot \text{seg/rad}$
Fricción viscosa en el cojinete del rotor	No hay dato
Fricción viscosa en el cojinete del generador	No hay dato



ANEXO J. Datos técnicos de la turbina Vestas V80 controlada por variación del ángulo de paso

ROTOR	
Número de palas	3
Velocidad nominal	19 rpm (2 rad/s)
Diámetro	80
Regulación de potencia	Pitch
Velocidad del viento de arranque	4 m/s
Velocidad del viento de paro	25 m/s
Velocidad del viento para la potencia nominal	Aprox 12 m/s
Momento de inercia	$8.7 \cdot 10^6 \text{ Kg} \cdot \text{m}^2$
GEARBOX	
Tipo	Planetario/ ejes paralelos
Relación	83.5
GENERADOR	
Tipo	DFIG
Velocidad	500 - 1600 rpm
Momento de inercia	$150 \text{ Kg} \cdot \text{m}^2$
TRANSMISIÓN MECÁNICA	
Rigidez del eje de baja velocidad	$1.73 \cdot 10^8 \text{ Nm/rad}$
Amortiguamiento del eje de baja velocidad	$2.4 \cdot 10^5 \text{ Nm} \cdot \text{seg/rad}$
Fricción viscosa en el cojinete del rotor	$8500 \text{ Nm} \cdot \text{seg/rad}$
Fricción viscosa en el cojinete del generador	$6.85 \text{ Nm} \cdot \text{seg/rad}$



ANEXO K. CRECIMIENTO DE LA ENERGÍA EÓLICA.

La potencia eólica instalada en el mundo ha crecido de manera exponencial en los últimos años. Este proceso ha sido especialmente significativo en Europa, donde la potencia eólica ha crecido un 40%, pero también se ha podido observar en Estados Unidos y en numerosos países en vía de desarrollo especialmente China, India y Suramérica. A finales del siglo pasado la potencia eólica instalada en el mundo superó los 13500 megavatios de los cuales 9500 megavatios pertenecían a la Unión Europea. Dinamarca es el país con mayor presencia de generación eólica.

Existen varias razones que explican el rápido crecimiento de la energía eólica. Ha sido acogida por diversos países a causa de su escasa repercusión sobre el medio ambiente. Las medidas adoptadas varían según el país, entre ellas se encuentran los subsidios a la generación eólica, el apoyo a la investigación, y la obligación por parte de las compañías eléctricas de permitir la conexión de nuevos parques y comprar su producción.

Los recursos eólicos están repartidos de una manera uniforme por todo el mundo, todo lo contrario a los combustibles fósiles. Recientemente la instalación de parques en el mar ha permitido aprovechar un potencial que hasta hace poco permanecía inaccesible.

Las instalaciones requieren una escasa inversión inicial, comparada con las centrales clásicas, lo cual favorece su instalación en países en vía de desarrollo.