



UNIVERSIDAD
POLITECNICA
DE VALENCIA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERIA DEL DISEÑO
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA

**PROYECTO FIN DE CARRERA
EMULADOR DE TURBINAS EÓLICAS**

MEMORIA DESCRIPTIVA

Autor: José Arocas Pérez

Director: Ramón Blasco Giménez

Ingeniería Técnica Industrial Especialidad Electrónica

Valencia, Diciembre 2011

PROYECTO FIN DE CARRERA EMULADOR DE TURBINAS EÓLICAS

Autor: José Arocas Pérez

Director: Ramón Blasco Giménez



**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA**

©2011, José Arocas Pérez. Reservados todos los derechos

En los contenidos que no son originales del autor, se indica su procedencia con referencias a la bibliografía.

**Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño
Universidad Politécnica de Valencia
Valencia, Diciembre 2011**

A mis padres, que me dieron la vida y continúan trabajando en el proyecto de mi existencia.

A mi hijo Hugo, en quien confío que mi esfuerzo revierta sobre él en el futuro.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

| | |
|--|-----------|
| 1. Introducción | 8 |
| 1.1. Objetivo General | 9 |
| 1.1.1. Objetivos específicos | 9 |
| 1.1.1.1. Diseño del modelo de turbina..... | 9 |
| 1.1.1.2. Diseño y montaje del sistema físico del emulador | 9 |
| 1.1.1.3. Análisis de resultados..... | 9 |
| 1.2. Antecedentes y entorno del proyecto | 9 |
| 1.2.1. Tecnología de los aerogeneradores actuales | 11 |
| 1.2.1.1. Rotor..... | 17 |
| 1.2.1.2. Caja multiplicadora | 21 |
| 1.2.1.3. Generador..... | 21 |
| 1.3. Justificación..... | 24 |
| 2. Planteamiento de soluciones alternativas y justificación de la solución adoptada | 25 |
| 2.1. Descripción de posibles soluciones | 25 |
| 2.2. Actuador rotativo | 25 |
| 2.2.1. Motores neumáticos rotativos | 25 |
| 2.2.2. Motores hidráulicos rotativos | 26 |
| 2.2.3. Motores eléctricos rotativos..... | 27 |
| 2.3. Sistema de control del motor..... | 28 |
| 2.4. Sistema intercomunicador Hardware/Controlador del motor..... | 28 |
| 2.4.1. Sistema embebido..... | 29 |
| 2.4.2. Protocolo de comunicaciones..... | 29 |
| 2.4.3. Tarjeta de adquisición de datos..... | 30 |
| 2.5. Software..... | 31 |
| 2.6. Hardware | 33 |
| 2.7. Monitorización | 33 |
| 2.8. Precisión del modelo | 33 |
| 3. Descripción de la solución adoptada..... | 36 |
| 3.1. Descripción del sistema y dispositivos físicos | 36 |
| 3.1.1. Equipamiento | 37 |
| 3.1.2. Software..... | 39 |
| 3.1.3. Estructura del modelo del emulador eólico | 40 |
| 3.2. Modelo aerodinámico | 41 |
| 3.2.1. Explicación teórica..... | 42 |

| | | |
|-------------|--|-----------|
| 3.3. | Modelo mecánico del rotor..... | 45 |
| 3.3.1. | Modelo de una masa | 46 |
| 3.3.2. | Modelo de dos masas..... | 48 |
| 3.4. | Modelo del generador | 50 |
| 3.5. | Modelo del control | 51 |
| 3.5.1. | Control de pitch..... | 52 |
| 3.5.2. | Control de Par | 53 |
| 4. | Análisis de resultados | 56 |
| 4.1. | Resultados de la simulación | 56 |
| 4.1.1. | Simulación del modelo aerodinámico..... | 57 |
| 4.1.2. | Simulación del modelo mecánico | 58 |
| 4.1.1.1. | Simulación del modelo de una masa. | 59 |
| 4.1.1.2. | Simulación del modelo de dos masas..... | 59 |
| 4.1.3. | Simulación del generador. | 61 |
| 4.1.4. | Resultados de la emulación. | 61 |
| 5. | Planificación y programación..... | 65 |
| 6. | Conclusiones y recomendaciones | 69 |
| 7. | Bibliografía | 70 |
| 8. | Índice de figuras | 72 |
| 9. | Índice de tablas | 74 |
| 10. | Pliego de condiciones | 75 |
| 11. | Presupuesto | 75 |
| 12. | Planos..... | 75 |
| 13. | Anexos. | 76 |
| 4.1. | Anexo 1: Definiciones principales..... | 76 |
| 4.2. | Anexo 2: Glosario, abreviaturas y simbología | 79 |
| 4.3. | Anexo 3: Recursos disponibles | 80 |
| 4.4. | Anexo 4: Tarjetas soportadas por Real Time Windows Target..... | 81 |
| 4.5. | Anexo 5: Código fuente..... | 83 |
| 4.6. | Anexo 6: Hojas de características (Datasheets)..... | 83 |
| 4.7. | Anexo 7: Diagrama de bloques de Simulink..... | 83 |
| 4.8. | Anexo 8: Manual del usuario | 83 |

1. Introducción

Las principales administraciones públicas y gobiernos mundiales están tomando medidas correctivas para paliar el cambio climático y generar un sistema sostenible con el medio ambiente, que dispone de recursos limitados. Dentro de estas medidas se encuentra la nueva normativa de la UE, en la que el Parlamento Europeo aprobaba recientemente una Directiva que obligará a los Veintisiete Países Miembros a asumir el denominado "triple objetivo veinte" para el año 2020, que consiste en la reducción de las emisiones de dióxido de carbono en un veinte por ciento, un aumento de la eficiencia energética en un veinte por ciento y que la energía en la Unión Europea provenga en un veinte por ciento de energías renovables. A nivel mundial, se espera que la energía eólica que es una de las de mayor crecimiento, supla un doce por ciento de la demanda total de energía.

Debido a estas nuevas políticas medioambientales, están aumentando considerablemente el número de plantas eólicas generadoras de energía. Como consecuencia de esto las turbinas eólicas han empezado a influenciar el comportamiento de la red eléctrica así como la interacción con otras formas de generación convencionales y nuevas energías. Es importante el estudio de estos comportamientos, para asegurar un suministro adecuado de energía.

Muchas de estos parques eólicos están instalándose en el mar, los llamados "offshore", debido a la mayor velocidad de viento y la posibilidad de aumentar el tamaño de las turbinas, esto hace necesario el estudio de predicción de fallos, ya que, la incomodidad y encarecimiento de las reparaciones y el mantenimiento en el mar es importante.

Para el estudio y desarrollo de los equipos electromecánicos y electrónicos que forman un generador eólico y desarrollar los sistemas de control necesarios, sin la necesidad de trabajar a tamaño real, evitando las dimensiones y envergadura de un proyecto de estas características, la alternativa es probar el aerogenerador y sus equipos auxiliares en un banco de pruebas que contenga un emulador de turbinas eólicas. Habitualmente consiste en un motor eléctrico, pues el objetivo es obtener unas características de par o velocidad sobre un eje mecánico y esto es fácilmente realizable con un motor eléctrico debidamente controlado.

El emulador de turbinas de viento propuesto en este proyecto, permite probar todos los equipos que forman un aerogenerador eléctrico a partir del eje de la turbina de viento, incluyendo el generador eléctrico y su sistema de regulación, los equipos electrónicos de control de potencia y de conexión a carga y todos los sensores y controladores asociados con estos bloques, conectándolos a un eje que le aplicará un par mecánico totalmente equivalente al producido por la turbina, claro está, en concordancia a la escala adecuada de las dimensiones reales, por lo que las condiciones de ensayo serán totalmente reales y el grado de precisión de los resultados estará limitado únicamente por la calidad del modelo aerodinámico disponible para la turbina. También servirá para efectuar los ensayos necesarios en el desarrollo de un prototipo, tales como: caracterización del generador, prueba de sus algoritmos de control, ajuste de las protecciones mecánicas y eléctricas, etc.

1.1. Objetivo General

Emulación experimental de las características dinámicas y estáticas de las turbinas de viento en el laboratorio, usando actuadores angulares, permitiendo realizar el estudio del sistema sin la necesidad de una turbina real.

1.1.1. Objetivos específicos

1.1.1.1. Diseño del modelo de turbina

Obtención de un modelo general de turbina y simularlo mediante software de simulación con los datos de una turbina real.

Se estudiarán los primeros principios, que intervienen en el comportamiento de las turbinas eólicas y en base a esto se obtendrá un modelo simplificado de la realidad. En la simulación, se introducirán datos reales de viento, resultado de mediciones de campo, así como las constantes y variables reales de una turbina tipo y se comprobará que la respuesta del modelo, se corresponde a unos valores de par / velocidad, similares a los de la realidad.

1.1.1.2. Diseño y montaje del sistema físico del emulador

Se realizará el diseño del emulador, seleccionando todos sus componentes y conectividad entre ellos, para proseguir con el montaje de todo el sistema, comprobando el correcto comportamiento de este.

1.1.1.3. Análisis de resultados

En esta fase, se validará el emulador, tomando las medidas necesarias para comparar su comportamiento con las turbinas reales.

1.2. Antecedentes y entorno del proyecto

Este proyecto se desarrolla en el instituto de Automática e Informática Industrial (**ai2**) de la Universidad Politécnica de Valencia (**UPV**), situado en el edificio 8G, acceso D, planta primera, sala oeste. Está dirigido por el profesor tutor Dr. Ramón Blasco Giménez y va a ser incluido como parte del equipo experimental a utilizar para el proyecto de la UPV "Control de grandes parques eólicos off-shore conectados mediante enlaces HVDC multipunto con rectificadores no controlados" (DPI2010-16714) financiado por el Ministerio De Ciencia e Innovación de España.

El emulador de turbina eólica, que aquí se va a implementar, representa una parte del proyecto de la UPV antes mencionado, en el proyecto global, se desarrollará un emulador completo de un aerogenerador, conectado a la red eléctrica, según el siguiente diagrama de bloques.

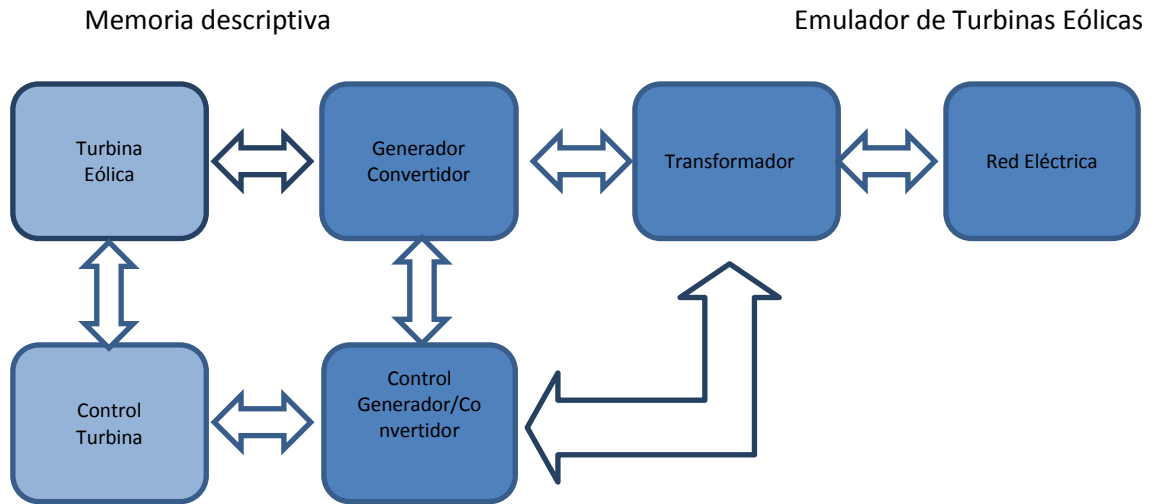


Figura 1. Emulador Aerogenerador

Dentro de este sistema, la parte que corresponde a este proyecto es el bloque de Turbina eólica y el bloque Control Turbina, que posteriormente se conectará al sistema, formando un todo. Para desarrollar los bloques que corresponden a este proyecto, se deberán simular el resto de bloques del aerogenerador, ya que se necesitan las señales de interconexión entre los bloques, para emular el comportamiento de la Turbina eólica y su control de forma independiente, sin tener que depender del resto del sistema para el desarrollo de este proyecto. Esto implica, la necesidad de contar con un computador personal y software de simulación, que tendrá que estar interconectado a los equipos físicos, para su control y monitorización.

Físicamente, a nuestro emulador de turbina eólica, se le introducirá una velocidad de viento, real o simulada, ante la cual deberá ejercer un movimiento rotatorio de salida, que emulará las características estáticas y dinámicas de una turbina real, este movimiento se transmitirá al eje del generador, a través de un acoplamiento entre ejes, para lo cual es necesario contar con un actuador angular, que genere un par de fuerza, o una velocidad angular determinada. Requeriremos de un sistema de control, para controlar al actuador angular y de un adaptador de señales, que adapte las señales entre el Computador y el resto de componentes. También, para comprobar que el comportamiento es el correcto, se necesita monitorizar el sistema de alguna forma, bien sea con sensores o con señales internas. El siguiente diagrama de bloques explica el sistema físicamente.

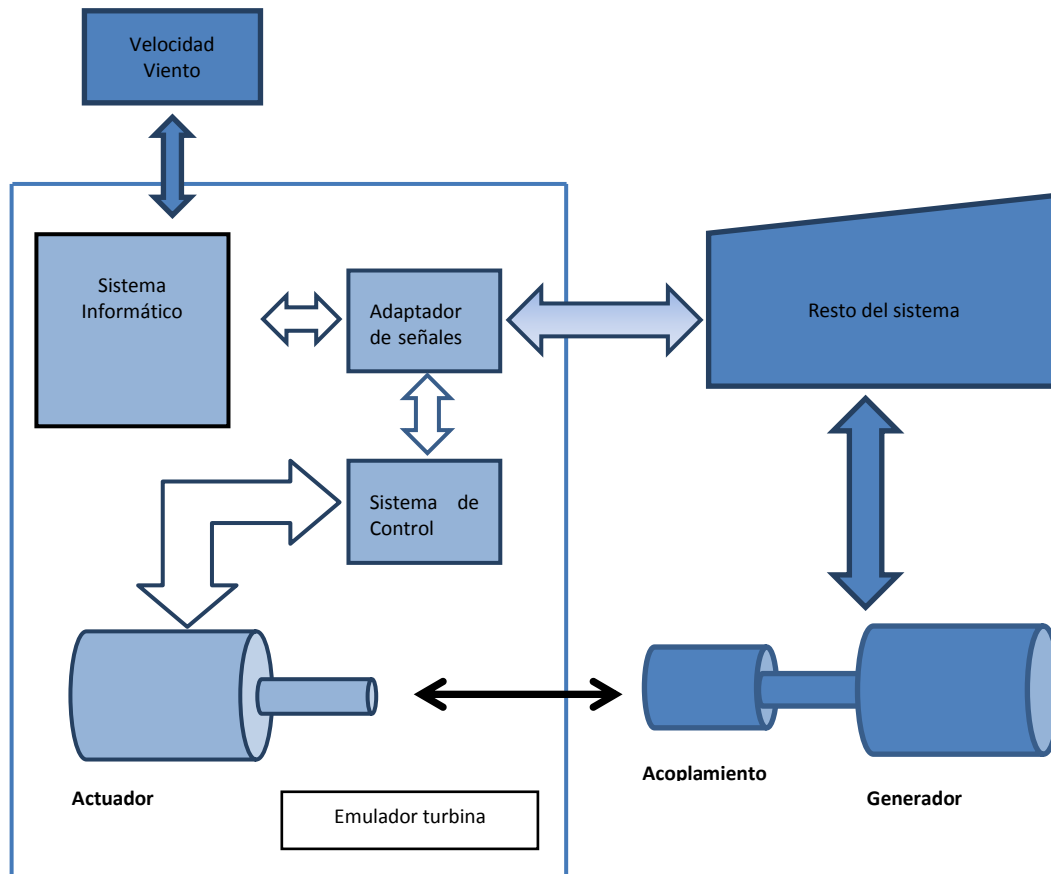


Figura 2. Componentes físicos del emulador de turbina eólica

Como se indica en la introducción, el principal factor limitante son las dimensiones reales de los aerogeneradores, crear un emulador con las potencias reales, supondría una inversión y una disponibilidad de espacio, fuera de los límites de este proyecto. Por lo tanto, la pretensión de este proyecto, se basa en emular el comportamiento de los aerogeneradores, pero a una escala adecuada de potencias y espacio, adecuándose a las posibilidades de implementación en el laboratorio disponible.

En principio, se debe desarrollar el proyecto, simulando por software el generador y el resto del sistema, nuestra salida será una salida de velocidad angular aplicada al eje del actuador, ya que al no tener una oposición al movimiento, si aplicásemos par de fuerzas, la velocidad angular se descontrolaría, poniendo en peligro el actuador angular.

Cuando se implemente la conexión con el resto del sistema, nuestra salida será de par de fuerzas, que moverá el eje del generador, así pues, nuestro emulador, tendrá salida seleccionable, par/velocidad angular.

1.2.1. Tecnología de los aerogeneradores actuales

A modo de introducción, en el Anexo 1 al final de la memoria, el lector encontrará las definiciones y conceptos generales necesarios, para describir la tecnología actual de los aerogeneradores, así como algunas definiciones básicas, a modo de consulta breve (4.1). Seguidamente se profundiza con más detalle en los fenómenos aerodinámicos, que se deben modelar en este proyecto.

La masa de aire en movimiento es energía cinética que puede ser transformada en energía eléctrica. Al incidir el viento sobre las palas de una turbina eólica se produce un trabajo mecánico de rotación que mueve a su vez un generador para producir electricidad. La cantidad de energía que contiene el viento antes de pasar por un rotor en movimiento depende de tres parámetros: la velocidad del viento incidente, la densidad del aire y el área barrida por el rotor.

La velocidad a la que el aire pase por las palas resulta determinante, pues la energía cinética del viento aumenta proporcionalmente al cubo de la velocidad a la que se mueve.

En cuanto a **la densidad del aire**, la energía contenida en el viento aumenta de forma proporcional a la masa por unidad de volumen de aire, que en condiciones normales (a nivel del mar, a una presión atmosférica de 1.013 milibares y a una temperatura de 15 °C) es de 1,225 kilogramos por cada metro cúbico. Esto quiere decir que, cuando el aire se enfría, aumenta de peso al aumentar su densidad, esto hace que aumente la energía que actúa sobre la turbina eólica. En el caso contrario, cuando el aire se calienta o cuando se asciende en altitud, la energía cinética que llega a la turbina es menor.

En lo que respecta **al área barrida**, cuanto más masa de aire en movimiento sea capaz de capturar un aerogenerador más energía cinética obtendrá. En el caso de un rotor de una turbina de 1.000 kW de potencia nominal, el rotor puede tener un diámetro de unos 54 metros, así que barrerá una superficie de unos 2.300 m². Así la potencia total que contiene el viento es:

$$[1] \quad P_{eol} = \frac{1}{2} \rho A v^3 = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3$$

Donde:

P_{eol} = Potencia contenida en el viento (W)

ρ = Densidad del aire (Kg/m³)

A = Superficie o área barrida por las palas (m²)

v = Velocidad media del viento (m/s)

R = Radio de las palas (m)

De esta fórmula se deduce, que la potencia es proporcional al cuadrado del radio de las palas (o diámetro) y al cubo de la velocidad del viento. Si duplicásemos el diámetro del rotor, con la misma velocidad de viento obtendríamos cuatro veces más potencia, pero si duplicásemos la velocidad del viento, la potencia que obtendríamos sería ocho veces mayor. Esto muestra claramente la importancia de la ubicación, en lugares con predominancia de viento, para utilizar diámetros menores de rotor y reducir los costes de construcción del aerogenerador. Si consiguiésemos aumentar artificialmente la velocidad del viento, podríamos producir importantes energías con rotores relativamente pequeños.

La parte exterior de las palas aporta la mayor parte de la potencia del rotor. Por ejemplo, la mitad interior de las palas ($r/R = 0,5$) sólo aporta un 25%. Por esta razón, es importante que la mitad exterior de las palas sea diseñada del modo más óptimo posible. La potencia de un rotor eólico puede ser aumentada considerablemente incrementado ligeramente la longitud de las palas. Por ejemplo, si prolongamos las palas en un 20%, la nueva potencia del rotor será de un 44% más de potencia.

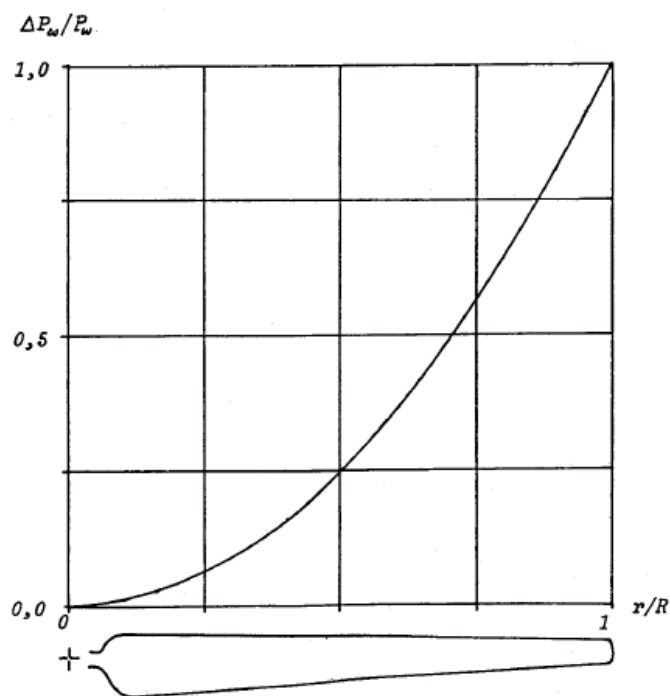


Figura 3. Distribución de la potencia a lo largo de la longitud de las palas¹

Debido al efecto de la rotación, el flujo de aire al que se expone una turbina, tiene una forma característica, es más ancho a la salida de la turbina, que a la entrada de esta. La energía que se extrae del viento, es la diferencia de la energía cinética entre la entrada y la salida del tubo.

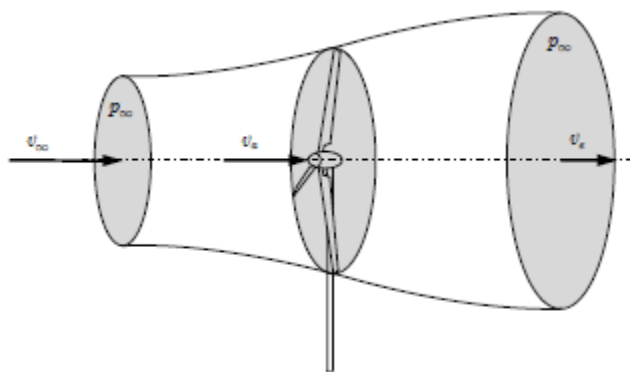


Figura 4. Flujo de aire a través de una turbina²

Si intentásemos extraer toda la energía del viento, el aire saldría con una velocidad nula, es decir, el aire no podría abandonar la turbina. En ese caso no se extraería ninguna energía en absoluto, ya que obviamente también se impediría la entrada de aire al rotor del aerogenerador. En el otro caso extremo, el viento podría pasar a través de nuestro tubo sin ser para nada estorbado. En este caso tampoco habríamos extraído ninguna energía del viento. Así pues, podemos asumir que debe haber alguna forma de frenar el viento que esté entremedio de estos dos extremos, y que sea más eficiente en la conversión de la energía del

¹ Imagen tomada de (27)

² Imagen tomada de (25)

viento en energía mecánica útil. Resulta que hay una respuesta a esto sorprendentemente simple: un aerogenerador ideal ralentizará el viento hasta $2/3$ (más exactamente $16/27$) de su velocidad inicial. Para entender el porqué, tendremos que usar la ley física fundamental para la aerodinámica de los aerogeneradores: la ley de Betz.

La energía cinética contenida en el viento es muy grande. Sin embargo, no puede ser extraída toda por los aerogeneradores. De hecho, y según el Límite de Betz, establecido por el físico alemán Albert Betz, puede teóricamente obtenerse, como máximo, el 59.3% de la energía que llega al rotor. Hay que tener en cuenta que también se pierde parte en el proceso de transformación de la energía en la máquina. Al final, hoy en día, un aerogenerador aprovecha cerca del 44% de la energía del viento. Un porcentaje muy alto, pues supone extraer la gran mayoría, 74% del máximo posible, una vez aplicado el Límite de Betz.

Esta relación entre la potencia del viento y la potencia extraída en forma de potencia mecánica, se refleja en el coeficiente de potencia C_p , un coeficiente adimensional, que depende de las características de diseño de las palas, pérdidas mecánicas y aerodinámicas. Aunque el límite de este coeficiente debe de ser 1, que representa el cien por ciento de la potencia del viento, como demuestra Betz, el máximo valor posible del coeficiente de potencia es 0.593. Así la relación algebraica que refleja la potencia mecánica extraída del viento queda de la siguiente manera:

$$[2] \quad P_{mec} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p v^3$$

Existen diferentes tipos de turbinas eólicas, según la orientación del eje de rotación, el número de palas o la posición del rotor, a barlovento o sotavento.

Según la orientación del eje de rotación, se distinguen dos tipos, de eje vertical, como la turbina Darrieus o la turbina Savonius, tienen ciertas ventajas; no se necesita una torre de estructura poderosa, no se necesita orientación al viento, funcionan aunque este cambie de dirección rápidamente, pueden tomar ventaja de aquellas irregularidades del terreno que incrementan la velocidad del viento y necesitan una menor velocidad del viento para empezar a girar. Pero tienen grandes desventajas con respecto a las de eje horizontal; el rendimiento energético es la mitad que las turbinas horizontales y no toman ventaja de los vientos fuertes de mayor altura.

Las de eje horizontal, son las más utilizadas hoy en día por su mayor eficacia. Pueden tener una, dos, tres o múltiples palas, según para la velocidad nominal de giro para la que estén diseñadas. Esto se debe en gran parte a las pérdidas causadas por las turbulencias, las palas al girar, generan turbulencias, que son mayores en las puntas, ya que esta zona de las palas gira a más velocidad. La energía que generan estas turbulencias reduce la potencia del rotor. Además, detrás del rotor en movimiento, el aire en realidad no circula de forma laminar, sino en forma de "sacacorchos" alrededor del eje de rotación, pero debido al principio acción reacción en sentido opuesto, aparece también este efecto en la parte delantera de la turbina. Esta rotación de la masa de aire representa una pérdida adicional de energía cinética del aire entrante, cuya magnitud aumenta con el par de giro desarrollado por el rotor. Aunque los rotores con múltiples palas desarrollan un mayor par de giro, por el otro lado tienen mayores pérdidas aerodinámicas debido a las citadas turbulencias.

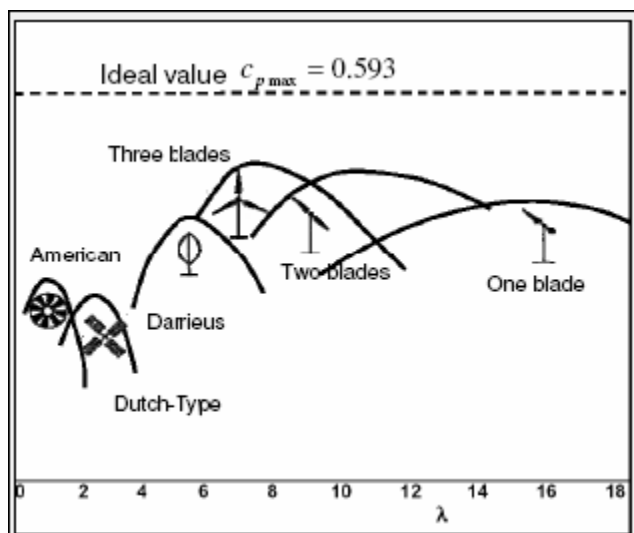


Figura 5. Comparativa de la potencia desarrollada por diferentes tipos de turbinas³

Otra clasificación de los rotores, es **según el número de palas**, que está en relación directa con la velocidad de rotación, debido al efecto de las turbulencias.

Los rotores lentos (λ bajo), deberían tener muchas palas, cuyos perfiles sin embargo no necesitan tener formas aerodinámicamente sofisticadas, es decir, se pueden utilizar chapas curvadas. La estructura de las superficies de las palas (lisas o rugosas) tampoco tiene demasiada importancia.

Los rotores rápidos (λ alto), en cambio pueden tener pocas palas (generalmente 2 o 3), pero sus palas tienen que ser lisas y estar hechas con perfiles de gran fineza, que es la relación entre la fuerza de sustentación que ejerce el viento sobre el perfil y la fuerza de resistencia al avance del ala.

$$[3] \quad \text{Coeficiente de fineza} = \varepsilon = \frac{A}{W}$$

A = Fuerza de sustentación (lift) (N)

W = Fuerza de resistencia al avance (N)

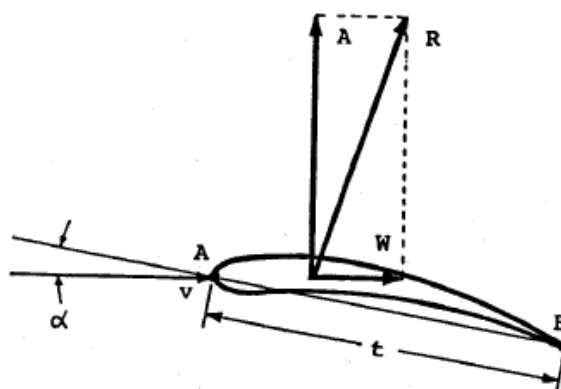


Figura 6. Descomposición de la fuerza aerodinámica que actúa sobre el ala en las componentes de sustentación y de resistencia⁴

³ Imagen tomada de (32)

En la mayoría de las aplicaciones nos interesaremos sobre todo por la fuerza útil de sustentación A e intentaremos minimizar la resistencia W . No obstante, hay eólicas que aprovechan la resistencia, pero su rendimiento es considerablemente inferior a las que utilizan la sustentación como fuerza motriz.

El perfil de la Figura 6, es asimétrico con respecto a su cuerda. Estos perfiles se sustentan incluso cuando el ángulo de ataque es igual a cero, es decir, cuando la cuerda del perfil es paralela a la corriente de aire, cosa que no ocurre con los perfiles simétricos, que por regla general también tienen una menor sustentación que los asimétricos.

La fineza aumenta considerablemente con el alargamiento del ala, es decir, las alas largas y estrechas son aerodinámicamente más eficientes que las alas cortas y anchas. Los planeadores utilizan este principio: tienen alas muy largas y estrechas, ya que, al no disponer de motor, no se pueden permitir el lujo de perder velocidad a causa de una excesiva resistencia de las alas (y del fuselaje, que también es muy estrecho).

La siguiente gráfica muestra la relación entre rugosidad y fineza, para un perfil determinado de ala, con diferentes ángulos de ataque α . Se observa la gran influencia de la rugosidad con la sustentación del perfil, las superficies lisas, tienen una mayor sustentación. A mayor fineza, mayor sustentación y menor resistencia al avance.

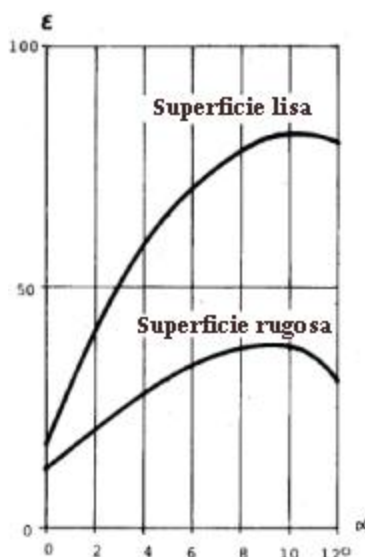


Figura 7. Influencia de la rugosidad con la fineza de un perfil⁵

Dentro de las turbinas con eje de rotación horizontal, encontramos una diferencia constructiva, **según la orientación del rotor**, con el rotor orientado a sotavento o a barlovento.

Las máquinas con rotor a sotavento tienen el rotor situado “detrás” de la torre. Tienen la ventaja de que se orientan automáticamente, y la desventaja de que las palas pasan por detrás de la torre, que durante un momento les “hace sombra”. La fuerza axial que actúa sobre el rotor genera un par de giro en el cojinete de la torre hasta que el rotor vuelve a estar perpendicular a la dirección del viento. En máquinas pequeñas, este sistema puede ser interesante para que la carcasa de la góndola haga de veleta y oriente el aerogenerador en dirección al viento sin necesidad de otros dispositivos.

⁴ Imagen tomada de (27)

⁵ Imagen tomada de (27)

Las máquinas con rotor a barlovento tienen el rotor de cara al viento (es decir, “delante” de la torre). La principal ventaja es que se evita el abrigo del viento detrás de la torre. Un inconveniente es que el rotor debe encontrarse a una distancia prudente de la torre para evitar que las palas, que tienen un cierto grado de flexibilidad, colisionen con la misma. Estas máquinas necesitan un dispositivo que las mantenga de cara al viento. Puede ser un dispositivo pasivo, como una veleta de orientación, o un dispositivo activo, que mide la dirección del viento a través de un sensor y orienta la turbina hacia este.

Durante el tiempo en el que el rotor en movimiento cambia su orientación en dirección del viento, en las palas se generan unas fuerzas llamadas giroscópicas, que aumentan con la velocidad de estos cambios de dirección y la velocidad de giro del rotor. Estas fuerzas pueden destruir o deformar las palas. Por este motivo, es importante limitar la velocidad de los cambios de dirección del rotor.

El aerogenerador de eje horizontal con rotor tripala a barlovento es el que se ha impuesto como el modelo más utilizado para generar electricidad, ya que es el que proporciona un mayor equilibrio entre eficiencia y restricciones.

1.2.1.1. Rotor

El rotor se compone de las palas y el buje, que es el elemento que las sujeta, éstas pueden ser de paso variable o fijo, las de paso variable, tienen un mecanismo, que permite modificar el ángulo de ataque de las palas, todas a la vez o independientemente. Normalmente varían al unísono, pero para cumplir ciertas normativas de seguridad y conseguir ciertas homologaciones, algunas se hacen independientemente.

Las aeroturbinas modernas usan la resistencia y la sustentación del viento no solo para extraer la máxima energía, sino también para controlar el funcionamiento de la máquina. Así, en los aerogeneradores de paso variable (en los que las palas pueden girar sobre sí mismas en el buje) basta colocar las palas en un ángulo en el que encuentren la fuerza suficiente para que comiencen a dar vueltas. Por el contrario, si el viento se vuelve demasiado fuerte, entonces se giran en sentido contrario y el rotor se irá frenando.

Para controlar en cada momento la potencia óptima, así como para limitarla cuando se alcanza el valor máximo que soporta el generador, se utilizan sistemas de control, que actúan sobre el paso de pala (pitch).

En el caso de las palas de paso fijo, cuyo anclaje al buje no permite moverlas, el diseño de la pala hace que, llegados a una velocidad de viento alta, sean los propios perfiles los que entren en pérdida, controlando aerodinámicamente la potencia de salida. Se diseña el perfil, para que a una cierta velocidad límite, el rotor entre en pérdida y se frene.

Los rotores, se diseñan, para extraer la máxima potencia del viento, teniendo en cuenta las características de los vientos en donde se van a instalar, valores típicos de la velocidad del viento, las ráfagas a que se van a enfrentar, turbulencias, rugosidad del terreno, velocidades máximas de viento, etc. Esto determina el perfil de las palas, su envergadura, anchura, ángulo de ataque óptimo, resistencia, etc. Este diseño, determina el coeficiente de potencia de la turbina, que es un valor característico, para cada turbina. Este coeficiente relaciona algebraicamente, la cantidad de energía que puede extraer del viento la turbina, en partes por unidad, Así en [1], se expresa la potencia eólica que posee el viento y la siguiente fórmula expresa la potencia mecánica extraída del viento, por la turbina [4]. El valor máximo del coeficiente de potencia idealmente es uno, pero como demuestra la ley de Betz, el valor máximo alcanzable es 0.593. Tenemos pues la siguiente relación:

$$[4] \quad P_{mec} = C_p \cdot P_{eol}$$

Las modernas turbinas de tres palas tienen un C_p óptimo en el rango 0.52-0.55 medido en el buje, normalmente este coeficiente se expresa respecto a la potencia eléctrica del generador, en vez de en la potencia mecánica de la turbina, así las pérdidas en el multiplicador y en el generador están deducidas en el coeficiente. Cuando se especifica de esta forma, el valor del C_p se encuentra en el rango 0.46-0.48. Es necesario saber, cuando los valores del coeficiente, se especifican en potencia mecánica bruta del rotor (P_{mec}) extraída del viento, o la potencia mecánica extraída del viento, que finalmente se transforma en eléctrica (P_t).

$$[5] \quad P_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_p$$

P_t = Potencia turbina (W)

ρ = Densidad del aire, típicamente 1.225 (Kg/m³)

R = Radio de la turbina (m)

v = Velocidad media del viento (m/s)

C_p = Coeficiente de potencia (pu)

Si se necesita aplicar el par mecánico (T_t), en vez de la potencia mecánica (P_t), dividimos la potencia por la velocidad angular del rotor (ω_t).

$$T_t = \frac{P_t}{\omega_t}$$

Desde un punto de vista físico, la potencia mecánica desarrollada por la turbina, así como el coeficiente de potencia, dependen de la velocidad angular, la velocidad del viento y el ángulo de paso de pala β .

$$P_t = f \omega_t, v, \beta$$

El coeficiente de potencia depende del ángulo β (paso de pala) y de λ (tip speed ratio), que es la relación entre la velocidad de la punta de las palas $v_{tip\ speed}$ y la velocidad de giro de la turbina ω_t .

$$\lambda = \frac{v_{tip\ speed}}{v} = \frac{\omega_t \cdot R}{v}$$

ω_t = Velocidad angular de la turbina (rad/s)

R = Radio de la turbina (m)

$v_{tip\ speed}$ = Velocidad de punta de pala (m/s)

v = Velocidad media del viento (m/s)

Podemos expresar C_p en función de λ y β :

$$C_p = f \lambda, \beta$$

Las fuerzas que actúan sobre una sección de pala y su resultante, depende del ángulo de ataque α en esa sección determinada, este ángulo determina la relación entre la velocidad tangencial resultante del giro del rotor, cuya dirección es el plano de giro del rotor y la velocidad del viento, perpendicular al mismo plano. Así al variar α , cambia la relación entre los módulos de estos dos vectores y por lo tanto, cambia el ángulo de incidencia de la velocidad relativa sobre el perfil, la cual determina la fuerza resultante que actúa sobre la sección y esta a su vez, la potencia mecánica que desarrolla el rotor.

Como el radio a lo largo de la pala varia, la velocidad tangencial también lo hace, ya que depende del radio, por lo tanto, la velocidad relativa, también cambia (módulo y ángulo). Si el ángulo de ataque fuera igual a lo largo de la pala, la velocidad relativa cambiaría con el radio, para evitar este efecto, las palas vistas desde la punta, tienen una forma helicoidal, esto es el ángulo de ataque es mayor en la base, disminuyendo hasta llegar a la punta, donde se considera el ángulo igual a cero.

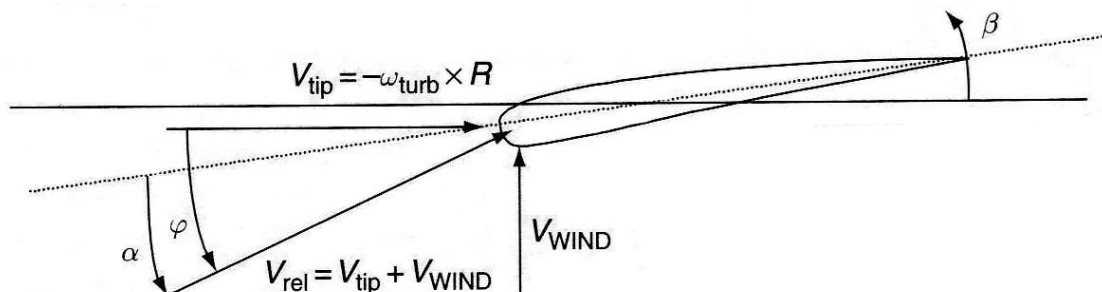


Figura 8. Perfil pala⁶

En la figura 8 observamos la relación entre velocidades, así como los ángulos α y β , en una sección de la pala. El ángulo β es el denominado pitch, que es el ángulo sobre el que actúa el sistema de control de la potencia extraída por el rotor, a través de un mecanismo actuador, en las turbinas con paso de pala variable. El ángulo φ , es el ángulo de incidencia de la velocidad relativa sobre la pala, como estos ángulos varían a lo largo de la longitud de las palas, están referenciados a la punta de pala.

En las antiguas turbinas o las más simples, las palas tienen una posición angular fija, diseñándose de forma que con altas velocidades de viento, la turbina entra en pérdida aerodinámica, frenándose. Al ser β fijo, el coeficiente de potencia, sólo depende de λ , que al aumentar el viento disminuye, haciendo que el coeficiente de potencia tienda a cero. Esto se llama control pasivo de pérdida aerodinámica (stall control o pasive stall).

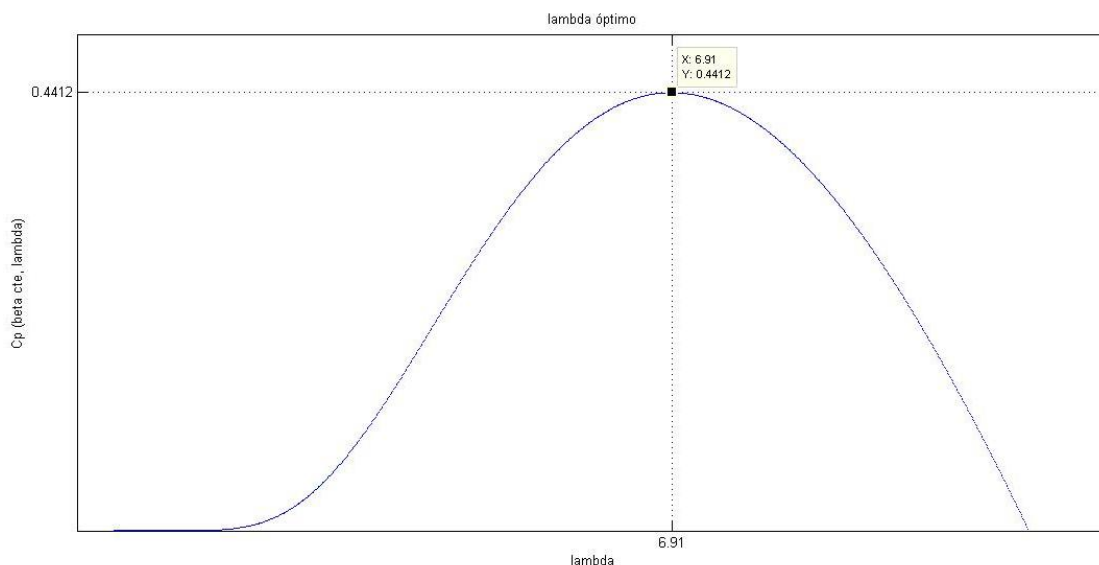


Figura 9. Lambda óptimo

⁶ Imagen tomada de (2)

Para un ángulo fijo β , el coeficiente de potencia, varía según la figura 9, la velocidad óptima de giro del rotor ω_{opt} , cuando el coeficiente es máximo λ_{opt} , depende de la velocidad del viento y del radio de la turbina. Para una velocidad de viento determinada, la ω_{opt} depende del radio R , este será más grande cuanto más grande sea la potencia nominal de la turbina. Cuanta más potencia nominal, más baja será ω_{opt} .

$$\omega_{opt} = \frac{\lambda_{opt} \cdot v_{viento}}{R}$$

Las turbinas de paso de pala fijo, están diseñadas, para que la velocidad óptima de giro del rotor, aproveche la velocidad de viento predominante de la zona de instalación, pero a otras velocidades de viento, el aprovechamiento de la potencia no se optimiza. En cambio en las turbinas de paso variable, la velocidad de giro óptima, se ajusta, para un gran rango de velocidades de viento, de forma que λ se mantiene en λ_{opt} . Las turbinas de velocidad variable, tienen una mayor potencia mecánica de salida que una turbina similar de velocidad fija, aprovechando un mayor rango de condiciones de viento. Esta ventaja se obtiene con un costo en complejidad en la construcción de la unidad y algunas pérdidas adicionales en la potencia de los convertidores electrónicos, de tal forma que si el emplazamiento de la turbina tiene vientos con velocidades altas, esta ventaja no es significativa, ya que el aprovechamiento mayor que consiguen las turbinas de velocidad variable, se consigue con vientos bajos. Algunas turbinas de velocidad fija se pueden caracterizar como variables, dotándolas de dos velocidades diferentes o bien incluyendo dos generadores, uno de baja potencia y otro de alta, también hay turbinas de velocidad fija, que utilizan varios pares de polos, permitiendo conmutar las conexiones del estator de dos a tres pares de polos.

Con altas velocidades de viento, cuando la potencia mecánica excede la potencia nominal de la turbina, hay que reducir la potencia mecánica, esto se puede hacer de dos formas diferentes:

El control activo de paso de pala (pitch control): las palas, aumentan el ángulo β , reduciendo la sustentación gradualmente, esto requiere una variación bastante grande del ángulo, para reducir la potencia.

El control activo de pérdida aerodinámica (active stall control): las palas disminuyen el ángulo β , hacia valores negativos, poniendo en pérdida las palas, esto reduce drásticamente la sustentación, requiere un control más preciso, ya que requiere una variación muy pequeña de ángulo.

El control pasivo de pérdida aerodinámica no permite suavizar la secuencia de conexión a la red, ni la potencia extraída del viento.

El control activo de paso de pala, controla la potencia, la conexión a la red y la parada de emergencia, aunque permite el control de potencia, la dinámica de este sistema es lenta y con vientos fuertes, pequeñas variaciones en la velocidad del viento, se transforman en grandes variaciones en la potencia (por ejemplo con ráfagas de viento fuertes). Este efecto es crítico en los aerogeneradores de velocidad fija, acoplados directamente a la red a través de un transformador, ya que transmiten estas fluctuaciones a la red. En los aerogeneradores de velocidad variable, este efecto es inapreciable, debido a los reguladores electrónicos asociados al generador.

El control activo de pérdida aerodinámica, permite controlar la entrada en conexión a la red y la parada de emergencia, pero al tener un efecto muy brusco en la fuerza de sustentación, no permite la regulación de potencia, pues con velocidades de giro altas y vientos fuertes, cualquier variación brusca, se traduciría en un par descontrolado, que podría

dañar el aerogenerador. Por este motivo, las turbinas actuales con velocidad variable, están provistas de control activo de paso de pala.

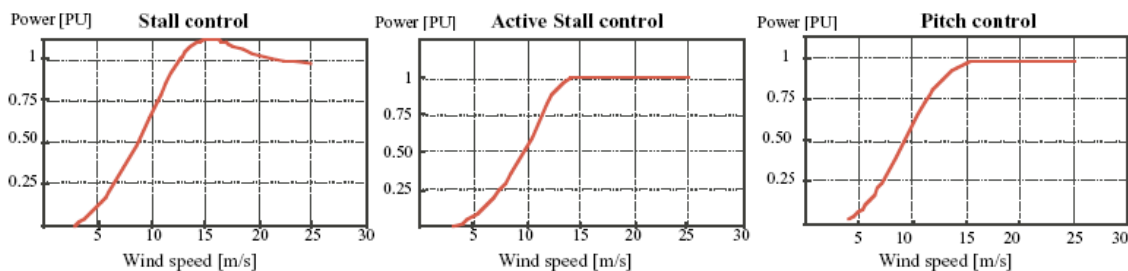


Figura 10. Gráficas de potencia de diferentes controles de velocidad⁷

1.2.1.2. Caja multiplicadora

Para adecuar la velocidad de giro del rotor a la del generador, la mayoría de aerogeneradores, se montan con un sistema de engranajes, que adapte las velocidades angulares lentas del rotor a las velocidades angulares rápidas del generador, salvo para los casos en que el generador se diseña juntamente con el rotor, para unas determinadas velocidades, como los generadores asíncronos de múltiples pares de polos, convertidor de potencia total y gran diámetro de rotor (Por ejemplo Enercon E66 2 MW, Siemens 3.6 MW), en tal caso se acopla directamente el eje de la turbina al del generador.

Las cajas multiplicadoras de los aerogeneradores, suelen ser de tres etapas y diseño planetario-helicoidal.

1.2.1.3. Generador

Si hablamos de los aerogeneradores destinados a parques eólicos, con potencias entre 100 kW y 10 MW, básicamente se distinguen 4 tipos, dependiendo del tipo de generador que contienen, el cual determina a su vez, si contiene caja multiplicadora o no. Estos son; motor de inducción con rotor de jaula de ardilla, motor de inducción con rotor bobinado, Motor asíncrono doblemente alimentado, motor síncrono de imanes permanentes.

A) Motor de inducción (asíncrono) con rotor de jaula de ardilla (SCIG)

Este tipo de configuración, utiliza un motor de inducción con rotor de jaula de ardilla, directamente conectado a la red, a través de un transformador. Como el generador consume potencia reactiva de la red, se usa un banco de condensadores, para compensar la energía reactiva. Para suavizar la entrada en conexión a la red y absorber los transitorios, se utiliza un arrancador suave.

Las fluctuaciones del viento en estas unidades, se transforman en transitorios mecánicos, que son transmitidos a la red, en forma de fluctuaciones de potencia. Con esta configuración los hay con control pasivo de pérdida aerodinámica (pasive stall control), control

⁷ Imagen tomada de (32)

activo de paso de pala (pitch control) y control activo de pérdida aerodinámica (active stall control).

La velocidad de estas unidades, es fija sincronizada con la red, permitiendo una variación entre [0%-2%], no permiten el control de potencia reactiva, ni el control de tensión, se desconectan ante fallos de la red eléctrica, pueden afectar a la calidad de la potencia en el punto de conexión, sus grandes ventajas son una sencillez técnica, respecto de los otros tipos, que redundan en un bajo coste (Por ejemplo el modelo de Vestas V82 de 1.65 MW).

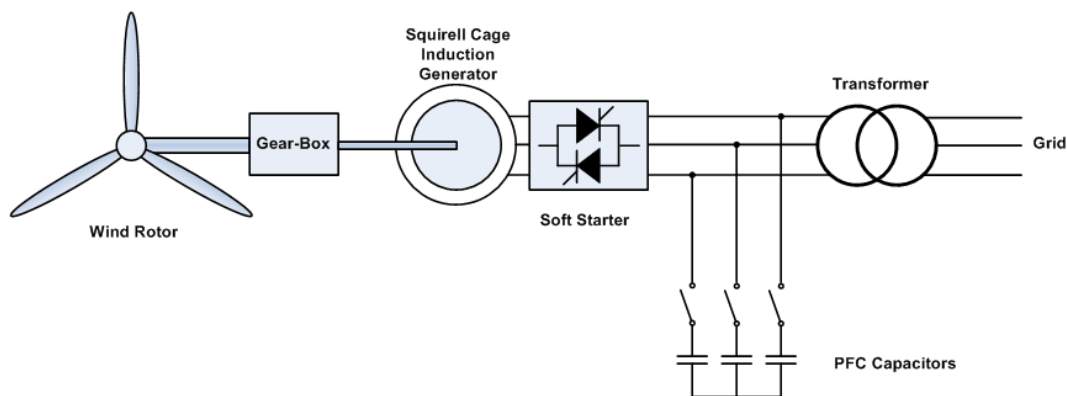


Figura 11. WTG con motor de inducción con rotor de jaula de ardilla (SCIG)⁸

B) Motor de inducción (asíncrono) con rotor bobinado (WRIG)

Esta configuración, usa un motor de inducción con rotor bobinado, que básicamente se comporta como el anterior, salvo en que el rotor tiene resistencia variable, que se puede cambiar con un controlador óptico, montado en el eje del rotor, de esta forma, la resistencia total es controlable, variando el deslizamiento, que de esta forma controla la potencia del sistema. El rango de velocidades varía entre [0%-10%] por encima de la velocidad de sincronismo.

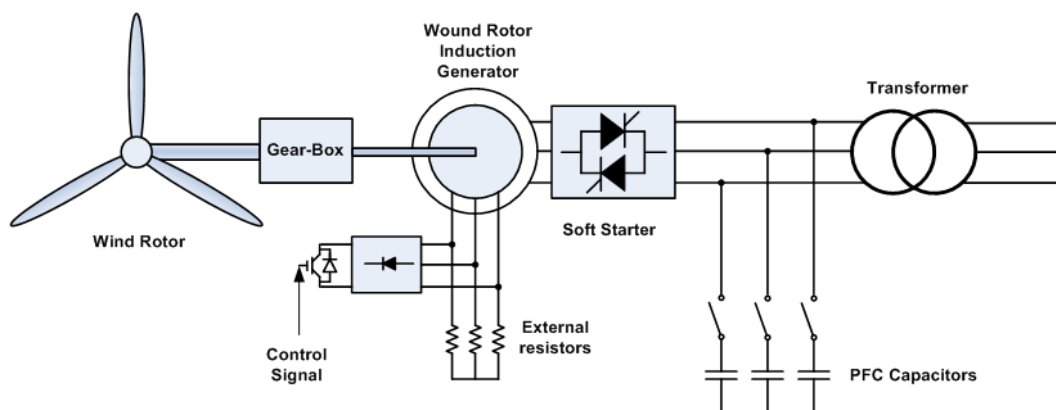


Figura 12. WTG con motor de inducción con rotor bobinado (WRIG)⁹

⁸ Imagen tomada de (30)

⁹ Imagen tomada de (30)

C) Motor asíncrono doblemente alimentado (DFIG)

Estas unidades, han ido aumentando progresivamente en el mercado, siendo en la actualidad las más numerosas. El rotor de su motor asíncrono doblemente alimentado está controlado por un convertidor parcial de frecuencia, que controla la compensación de potencia reactiva, la tensión inyectada a la red y suaviza la entrada en conexión con la red, el estator va conectado directamente a la red, a través del transformador.

Su ventaja es que no necesita de grandes convertidores, para el controlador electrónico. El rango de velocidades varía entre [40%, 30%] de la velocidad de sincronismo. Puede inyectar corriente reactiva ante fallos y no se desconecta de la red eléctrica, la mayor desventaja es su complejidad técnica y su mayor coste (Por ejemplo las unidades Acciona AW-1500 de 1.5MW).

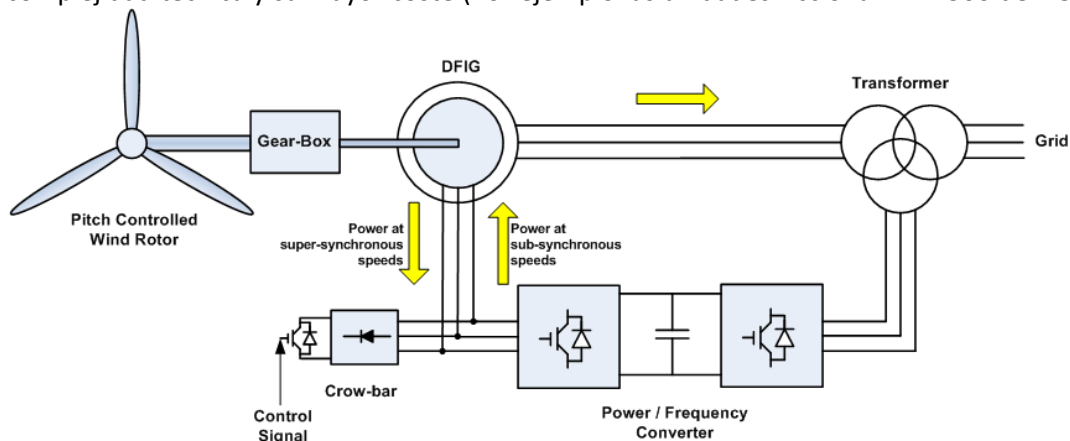


Figura 13. WTG con motor de inducción doblemente alimentado¹⁰

D) Motor de velocidad variable o full converted

Estas unidades, permiten un rango de velocidades amplio, con el generador totalmente desacoplado de la red, a través del convertidor de frecuencia de escala total. El generador puede excitarse eléctricamente (WRSG wound rotor synchronous generator) o a través de imanes permanentes (PMSG Permanent magnet synchronous generator). Tienen un mejor control de la potencia reactiva y un control dinámico de la tensión y el factor de potencia. Ante fallos de la red, pueden inyectar potencia reactiva y no se desconectan. Su mayor desventaja es la complejidad técnica y su mayor coste.

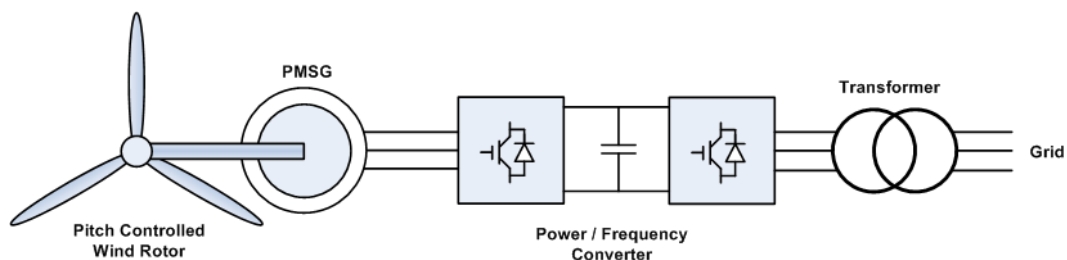


Figura 14. WTG con motor síncrono de imanes permanentes¹¹

¹⁰ Imagen tomada de (30)

¹¹ Imagen tomada de (30)

1.3. Justificación

La generación eólica, en la ultimada década, está aumentando de forma considerable, podemos examinar el caso Español, para darnos cuenta del gran auge que ha tenido, aunque parece que con la retirada de las ayudas, por parte de la administración, su época dorada de grandes inversiones y crecimiento, ha llegado a su fin, aun así, las granjas eólicas ya instaladas, están generando beneficios considerables, pues alrededor del 20% de la energía eléctrica en España es energía eólica. Esta aportación a la red de suministro, hace que la calidad de la energía generada, afecte a la red de una forma crítica.

La desventaja de la generación de energía eléctrica a través de la transformación de la energía eólica es su variación en la disponibilidad y la dificultad de predicción. Su integración en grandes redes, es menos complicada, pues estas redes, pueden tomar la ventaja de su variabilidad al combinarse con otras energías.

No hay limitaciones técnicas, para la integración de la energía eólica en las redes, sin embargo, conforme aumenta su penetración, hay que tomar medidas para asegurar que las variaciones en la potencia eólica, no afecten a la fiabilidad de los sistemas eléctricos.

La variación de la potencia del viento y su disponibilidad, así como el funcionamiento propio de los aerogeneradores y sus sistemas de conversión de energía, afecta en la calidad de la energía eléctrica, encontramos perturbaciones causadas por las oscilaciones de voltaje, de frecuencia, de impedancia, de equilibrio potencia activa/potencia reactiva, generación de armónicos y transitorios de corriente.

El aumento del uso de esta energía y la integración en las grandes redes de suministro está desembocando en la creación de grandes parques eólicos en el mar y está a su vez en el aumento de la potencia de los generadores eólicos, que cada vez son más grandes, llegando a potencias entre 5MW y 10 MW, para contrarrestar la gran inversión que hay que hacer y el esfuerzo que se tiene al desarrollar estructuras de soporte en el mar para estos aerogeneradores.

La creación de estos parques offshore, obliga a encontrar soluciones al transporte y distribución de la energía hasta la red principal, una de las más factibles es la unión del tipo HVDC (High Voltaje Direct Current).

La unión entre los parques eólicos offshore y las redes eléctricas se caracterizan por ser de grandes dimensiones (más de 100 MW) y con distancias de transmisión muy grandes. Las uniones del tipo HVDC son una solución de bajo coste, que podrían contribuir a disminuir los problemas de la calidad de la energía suministrada. Esta tecnología consiste en la transmisión de corriente continua (DC) de alta tensión, al contrario de la mayoría de líneas de transmisión de energía que suelen ser de corriente alterna (AC). Este tipo de transmisión, tiene grandes ventajas, ya que toda la potencia que traslada es potencia activa, la conversión se efectúa mediante electrónica de potencia, que es mucho más rápida que la realizada en alterna. Con el desarrollo de los tiristores, controlados por luz, esta tecnología cada vez es más atractiva económicamente. Las líneas de corriente alterna, necesitan tres conductores para su transmisión y las de continua sólo dos. La única desventaja, por el momento, es que las grandes subestaciones encargadas de la transformación todavía son más caras que las de AC.

Para analizar las repercusiones de estos parques eólicos y su unión con las redes eléctricas nace el proyecto "Control de grandes parques eólicos off-shore conectados mediante enlaces HVDC multipunto con rectificadores no controlados" (DPI2010-16714) financiado por el Ministerio De Ciencia e Innovación de España, que es el marco del proyecto aquí desarrollado.

Para el estudio de todos los fenómenos involucrados en la calidad de la energía generada por los parques offshore y su unión con las redes eléctricas, se necesita emular y hacer pruebas de laboratorio a pequeña escala, para diseñar el control de estos sistemas y predecir posibles fallos. También se necesita diseñar y evaluar, los diferentes sistemas de control y regulación electrónicos, sistemas de control de potencia y de conexión a carga, sistemas de seguridad y protección y desarrollo de los algoritmos de control.

2. Planteamiento de soluciones alternativas y justificación de la solución adoptada

2.1. Descripción de posibles soluciones

Para establecer las diferentes alternativas, que se pueden encontrar, el autor propone emular algunos métodos clásicos de la ingeniería, que consisten en empezar por el resultado, para calcular de atrás hacia adelante la solución. Así, se empezará por analizar las alternativas existentes a la elección del actuador rotativo, que es el elemento más crítico del sistema, el cual nos marcará la elección de su sistema de control y este a su vez nos limitará hacia atrás la elección de los demás elementos, para finalizar en el software de simulación. En la elección de la solución hay que tener en cuenta los recursos con los cuales se dispone actualmente en el ai2 (Anexo 4.3).

2.2. Actuador rotativo

En primer lugar, seleccionaremos el dispositivo encargado de generar el movimiento rotacional mecánico. Al igual que la turbina, transforma la energía eólica en energía mecánica, necesitamos un dispositivo, que transforme el tipo de energía disponible en el laboratorio en energía mecánica. En el mercado, disponemos de varios tipos de motores: neumáticos, hidráulicos, eléctricos y térmicos. Debemos de elegir el más adecuado, basándonos en las necesidades y recursos del proyecto, como el espacio disponible, potencia necesaria, velocidad de rotación, controlabilidad, precisión de posicionamiento, costos, mantenimiento, robustez e instalaciones necesarias para el funcionamiento.

2.2.1. Motores neumáticos rotativos

Los motores neumáticos, son más ligeros y compactos, pesan menos que un motor eléctrico de la misma potencia y ocupan menos espacio, se consigue una relación potencia tamaño, más favorable que con otro tipo de motores, no se dañan cuando se bloquean por sobrecargas y no importa el tiempo que estén sometidos a éstas. Cuando la carga baja a su valor normal, el motor vuelve a funcionar correctamente.

La velocidad, se puede regular desde cero hasta el cien por ciento de su rango de operación, simplemente con una válvula montada en la alimentación del motor. Podemos regular el par y la potencia, con sólo variar la presión de trabajo. Hay que tener en cuenta que el par del motor neumático aumenta con la carga. Existen modelos, que se adecuan a nuestras necesidades de potencia y velocidad, por ejemplo el motor Neumac tipo CR 6.5 CR-30, que desarrolla una potencia de 5.62 kW a 2500 rpm.

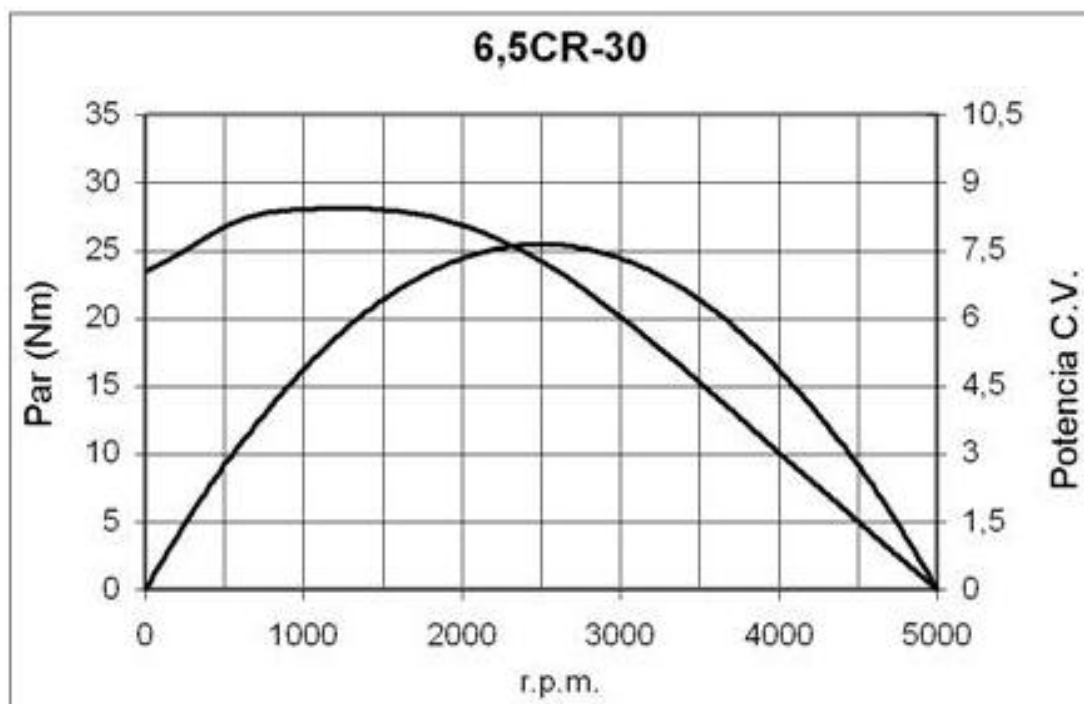


Figura 15. Curva de potencia motor neumático Neumac CR 6.5 CR-30¹²

Estos motores, son ideales en entornos donde exista riesgo inflamable, o en entornos que requieren unas condiciones higiénicas y de contaminación exigentes, ya que la posibilidad de chispa en el motor es prácticamente nula y no deja residuos de ningún tipo, excepto el aire con el que funciona.

Necesita un mantenimiento constante, ya que el aire debe estar limpio y lubricado, también requiere una línea neumática de suministro de aire, se deberá disponer de una instalación de aire comprimido, incluyendo: compresor, sistema de distribución (tuberías, electro válvulas), filtros, secadores, etc.

Los motores neumáticos tienen un rendimiento energético muy bajo. Un compresor obtiene un rendimiento inferior al 10%. Por cada kW neumático aprovechable, se han invertido más de 10 kW eléctricos en generarlo. Otro inconveniente importante es el ruido que generan.

Son ideales, para accionamientos todo o nada, pero no ofrecen una buena precisión de posicionamiento, ya que el aire es un fluido muy deformable (compresibilidad). Si el lector desea una información más detallada sobre actuadores neumáticos consultar (1).

2.2.2. Motores hidráulicos rotativos

Los motores hidráulicos, funcionan similarmente a los neumáticos, con la diferencia, que el fluido del que se sirven para transmitir la energía, tiene menos compresibilidad que el aire. Esta característica, permite que se puedan manejar grandes fuerzas y pares de giro, debido a que no hay pérdida de energía en la compresión, además esta característica, hace que la precisión de control y posicionamiento de estos actuadores sea adecuada.

¹² Gráfico tomado de (1)

Transmiten la energía hidráulica, a partir de variaciones de presión y de caudal y la transforman en energía mecánica de rotación.

Sus principales ventajas es que permiten trabajar con elevados pares de giro, admiten sobrecargas, pueden cambiar de sentido rápidamente y se puede controlar su velocidad rotacional. En contraposición, presentan fugas habitualmente, debido a las grandes presiones de trabajo, necesitan una instalación cara, compleja y con mantenimiento necesario y el fluido, se contamina fácilmente.

Sus aplicaciones en la industria son numerosas, sobre todo, donde se requieren grandes potencias en relación al tamaño y el manejo de grandes sobrecargas, donde la energía eléctrica necesaria para esto sería muy grande.

2.2.3. Motores eléctricos rotativos

Los motores eléctricos, realizan la transformación de la energía eléctrica en energía mecánica, por medio del electromagnetismo. Pueden realizar esta transformación en ambos sentidos, transformando la energía mecánica en eléctrica, convirtiéndose en generadores de electricidad, por ejemplo en los trenes modernos, se utiliza este efecto, mediante el empleo de frenos regenerativos, para aprovechar la energía cinética acumulada, convirtiéndola en eléctrica.

Se utilizan ampliamente, tanto en la industria, como a nivel doméstico, en los últimos años, están siendo empleados, como alternativa a los motores de combustión en los automóviles, ofrecen un alto rendimiento, en torno al 75%, su energía es limpia, aunque en la generación de esta, se utilizan combustibles fósiles y energía nuclear, se pueden construir de cualquier potencia ofreciendo grandes pares de giro constantes, pueden funcionar alimentados a través de sistemas autónomos de generación eléctrica o baterías, ofrecen gran precisión en el posicionamiento y control de la velocidad.

Con el desarrollo de la electrónica de potencia, los variadores de velocidad, pueden controlar los motores eléctricos, al mismo tiempo que se monitorean todos sus parámetros fundamentales, esto ofrece grandes ventajas, ya que se pueden integrar con facilidad en los sistemas de control y además prevenir sus fallos, realizando un buen mantenimiento.

Los motores hidráulicos, debido a lo complicado de la instalación que los acompaña, a las posibles fugas de aceite, así como la inversión que se debería realizar, no son aptos para este proyecto. Los motores neumáticos, podrían ser una opción, pues en el laboratorio donde se va a desarrollar el proyecto existe una línea neumática de suministro de aire, pero debido principalmente al bajo rendimiento que poseen, teniendo en cuenta que la red de aire se genera con energía eléctrica y a la mala precisión de posicionamiento, debemos descartar su uso.

Por lo tanto, teniendo en cuenta que disponemos de varios motores eléctricos en el lugar del proyecto, así como un variador de frecuencia adecuado, que el rendimiento es bastante superior a las demás opciones, y que la precisión en el control de par y velocidad es muy alta, la mejor opción es utilizar un motor eléctrico rotativo.

De los motores disponibles (Anexo 4.3), debido a sus características de potencia, par y velocidad, se escoge el motor de corriente alterna asíncrono trifásico CIME MS 112L-4polos B5 5.5 KW/50 Hz/Y 11.16 A

2.3. Sistema de control del motor

Como se vislumbra, tras el análisis de la elección del actuador rotativo, la elección óptima, es un motor de corriente alterna asíncrono trifásico, esto nos acota el campo de posibles soluciones de los posibles sistemas de control a utilizar, ya que la tecnología no va a ser ni neumática ni hidráulica.

Entre las opciones para la tecnología eléctrica existentes, para el control del par y velocidad del motor que se va a utilizar, estaría la de diseñar y construir el variador electrónico de velocidad, pero esto entra en el campo de otro proyecto y obligaría a encarecer el proyecto desmesuradamente, así como a un gasto de recursos que superan el ámbito del proyecto. Como dentro de los recursos puestos a disposición por el **ai2**, se dispone de un controlador apropiado a las características del motor eléctrico elegido, la elección más apropiada es obvia. Nuestro controlador es el variador de velocidad, modelo ALTIVAR 71 ATV71HU55N4, ver anexo 4.3.

2.4. Sistema intercomunicador Hardware/Controlador del motor

El variador de velocidad, nos condiciona las posibilidades aguas arriba de la solución.

Para transmitir las señales de consigna al convertidor de frecuencias, tenemos varias posibilidades; utilizar un micro controlador programable o un Procesador digital de señales formando parte de un sistema embebido **(1)**, utilizar un protocolo de comunicaciones compatible entre el variador de velocidad y la computadora Modbus/CANopen **(2)**, o bien una tarjeta de adquisición de datos **(DAQ)** como enlace entre el variador de velocidad y la computadora **(3)**.

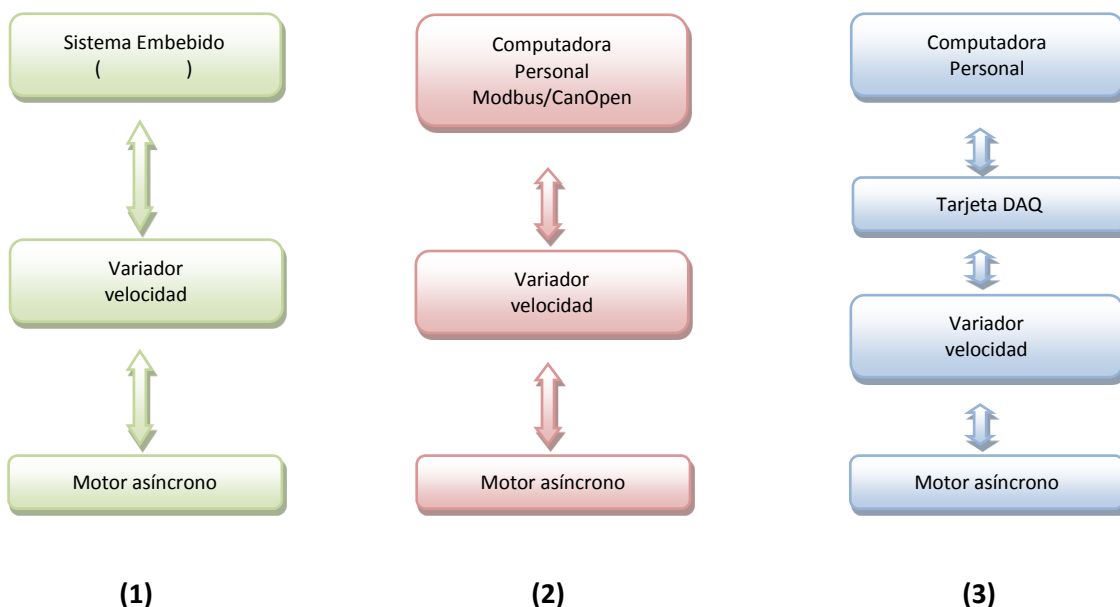


Figura 16. Esquema de las tres posibles soluciones

2.4.1. Sistema embebido

Esta opción, consiste en implementar el control del sistema físico, utilizando un micro controlador (μC) o bien un procesador digital de señales (DSP). El sistema estaría embebido en un circuito impreso, con las entradas y salidas adecuadas.

Aunque el DSP, es más adecuado para los sistemas en tiempo real, como es nuestro caso, la fabricación y diseño del circuito impreso es más delicada que los μC , así como la influencia de las condiciones del entorno (robustez), este tipo de sistema embebido es más apropiado para realizar una solución final para fabricación en masa, que requiera de un procesamiento especial de los datos digitales, o para sistemas que requieran una precisión de ejecución muy alta.

Con un μC , tenemos más versatilidad de adaptación a los cambios, ya que este es más genérico que el DSP, también está la ventaja que lo podemos hacer funcionar en una placa de pruebas y realizar un circuito impreso para un prototipo, es una tarea que la podemos hacer nosotros mismos, casi de forma artesanal. No tiene tanto poder de cálculo que el DSP, pero es mucho más versátil si las prestaciones de nuestro sistema nos lo permiten es la opción más fácil de implementar.

En ambos casos se requiere de un computador para la programación del programa a ejecutar en el sistema embebido y de un software especializado. Uno de los inconvenientes de esta solución es, que una vez programado, para realizar cualquier cambio, debemos parar la ejecución y cambiar el código de nuestro programa, no podemos realizar cambios en marcha.

Tampoco podemos visualizar o monitorizar los datos de la ejecución, y en el caso de programar un interface de usuario, necesitaríamos un dispositivo de entrada y salida de datos, o bien utilizar este sistema embebido, como subsistema de un computador, el cual se encargaría de comunicarse con nuestro circuito, visualizando los datos.

Teniendo en cuenta que el emulador contará con la versatilidad, de modificando los parámetros, emular diferentes rotores, con un sistema embebido la posibilidad de cambiar parámetros y realizar diferentes ensayos, se hace muy lenta y tediosa, debido a que hay que cambiar el programa y regrabarlo cada vez que se necesite cambiar algo.

Como la visualización y análisis de resultados, es necesaria en cualquier equipo de investigación y desarrollo, la utilización de un sistema informático con interface de usuario es necesaria, por lo tanto, si podemos comunicar el sistema informático (computador personal) con el variador de velocidad de otra forma, prescindiremos de esta opción.

Hay que tener en cuenta también, el retraso y esfuerzo necesario para diseñar, calcular y fabricar el circuito impreso necesario, que para el caso de una sola unidad, se convierte en una opción muy costosa.

2.4.2. Protocolo de comunicaciones

El variador de velocidad que se va a usar en el proyecto, ofrece la posibilidad de utilizar algunos tipos de conexión de comunicaciones que lleva ya integrados, uno de estos protocolos de comunicación es Modbus, a través de un conector RJ45 (modbus network en el Altivar 71), a través de esta misma conexión y colocando un adaptador CANopen, podemos utilizar el protocolo de comunicaciones, también integrado en la unidad, CANopen. Otra posibilidad es Modbus TCP/IP a través de una tarjeta adicional, que nuestro variador tiene instalada opcionalmente (Altivar Ethernet card modelo VW3A3310), esta tarjeta se usa para conectar el variador a una red Ethernet usando el protocolo Modbus TCP/IP y está equipada con un conector RJ45. A través de estos puertos de comunicaciones, podemos enviar al variador de

velocidad, cualquier señal de consigna o de control, así como recibir datos del variador en la computadora.

El protocolo CANopen, utiliza el estándar de comunicaciones CAN 2.0 A que básicamente consiste en una trama que contiene 11 bits de identificación y 8 bits de datos, permitiendo compartir la red hasta 127 dispositivos.

El sistema CAN bus es una red de comunicaciones muy fiable, debido a su capacidad sobresaliente de detectar errores y fallos. Cada controlador CAN cuenta con un contador que realiza un seguimiento del número de errores y cuando un cierto límite que se alcanza el nodo erróneo se desconecta automáticamente del bus.

El protocolo Modbus funciona en modo maestro/esclavo, esto es, el dispositivo maestro inicia todas las consultas y los dispositivos que actúan como esclavos responden a estas peticiones y facilitan los datos solicitados. Así, la computadora personal actuaría como maestro y el variador de velocidad como esclavo. En cambio el protocolo CANopen funciona en modo multimaestro, donde todos los dispositivos pueden realizar peticiones.

El protocolo Modbus es ampliamente utilizado en los sistemas de procesos de control lógico programable, pero la arquitectura maestro-esclavo no permite que se utilice en sistemas de tiempo real. Para la transmisión de datos en tiempo real, cada uno de los dispositivos de la red, debe ser capaz de iniciar consultas. La conclusión es que para las comunicaciones en sistemas a tiempo real, se suelen usar conexiones o redes deterministas CAN bus o puertos serie, ya que las redes más usuales, como Ethernet /Modbus son indeterministas y no pueden garantizarnos el tiempo de respuesta.

Utilizar el sistema de comunicaciones CANopen, ofrece muchas ventajas; no necesitamos, ningún sistema acondicionador de señales, ni ningún dispositivo de conversión analógico- digital, podemos monitorizar multitud de variables provenientes del variador, así como controlar multitud de parámetros y configuraciones del variador de velocidad. La única desventaja, vendrá cuando se integre este emulador, con el resto del sistema del aerogenerador, ya que necesitamos recibir y transmitir señales entre los dos bloques, entre el emulador de la turbina que se desarrolla en este proyecto y el resto del macro proyecto desarrollado por la universidad, si el resto de bloques, no disponen de este sistema de comunicaciones, no se pueden interconectar, teniendo que recurrir a una tarjeta de adquisición de datos.

2.4.3. Tarjeta de adquisición de datos

Otra opción es utilizar una tarjeta de adquisición de datos junto con una computadora, así la tarjeta se encarga de acondicionar y digitalizar las señales analógicas y la computadora se encarga de todo el procesamiento, almacenamiento y monitorización de los datos.

De esta forma disponemos de un sistema ampliamente configurable y versátil, que nos ofrece toda la potencia de cálculo de los procesadores modernos y toda la capacidad de almacenamiento de la memoria disponible en la computadora, pudiendo analizar los datos gráficamente y visualizarlos en pantalla.

Como nuestro sistema tiene que ejecutarse en tiempo real, necesitaremos de un software que disponga de esta capacidad, así como de una tarjeta compatible con este software.

La frecuencia de muestreo, no es crítica en la elección de la tarjeta, ya que la dinámica de los aerogeneradores es lenta, además, normalmente los datos de viento real, se toman con

unas pocas muestras por segundo, ya que la velocidad media del viento, no cambia tan rápido, en definitiva, lo que hay que emular es la respuesta a estos datos.

Deberemos disponer al menos de una entrada analógica y una salida analógica, para transmitir y recibir las señales de consigna. Se debe tener en cuenta que la entrada analógica del variador de frecuencia tiene un rango entre 0 + 10 V y que la salida analógica varía entre 0 y 10 V o entre 0 y 20 mA. La escala del parámetro asignado puede adaptarse a las necesidades de la utilización modificando los valores del límite inferior y del límite superior mediante dos parámetros por cada salida analógica.

El número de bits no es una característica fundamental, pues la mayoría de este tipo de tarjetas contienen conversores de 12 bits, que cumplen suficientemente con su cometido.

Hay que tener en cuenta, que la tarjeta de adquisición de datos, debe ser soportada por el software, ya que tiene que funcionar con un núcleo dedicado a la ejecución a tiempo real, este modo, no soporta llamadas a las librerías del sistema operativo y por lo tanto no nos sirve cualquier tarjeta compatible con el sistema operativo, si no que necesitamos una tarjeta que esté integrada y soportada en el software de simulación, pues, los ingenieros que diseñan el software, han debido de programar la comunicación con la tarjeta en lenguaje ensamblador, a nivel de los registros de la tarjeta.

Esta configuración es atractiva, ya que en un entorno de laboratorio, donde se van a analizar gran cantidad de datos, visualizar gráficas y hacer modificaciones de parámetros para realizar diferentes ensayos, la versatilidad y capacidad de adaptación de esta configuración es ventajosa con respecto a las otras. La mayoría de tarjetas tienen varias entradas analógicas y varias salidas analógicas, por lo tanto, añadir cualquier entrada o salida al sistema no es problema. Como en un futuro, será necesario transmitir y recibir señales del bloque del generador y del controlador del generador, con la tarjeta de adquisición de datos podemos hacerlo fácilmente, a través de sus entradas y salidas, que comunican la computadora personal con el resto de sistemas, adaptando el emulador a posibles necesidades en el futuro.

La versatilidad de adaptación a posibles necesidades, así como la capacidad de monitorización, visualización, análisis de datos, modificación de parámetros online, así como la disponibilidad de la DAQ en los recursos disponibles, hace que la elección de la solución se utilice una tarjeta de adquisición de datos.

Hay que destacar que la elección del protocolo de comunicaciones es muy conveniente, pero la desventaja de interconexión con el resto del sistema, ya que se desconoce si será posible utilizar este protocolo con la comunicación entre el control del generador y el emulador, condiciona a la elección de la tarjeta de adquisición de datos para implementar la solución.

2.5. Software

Existen infinidad de opciones de software de simulación y desarrollo, pero nuestra máxima restricción en cuanto a la elección del software, es el comportamiento determinista a tiempo real, ya que el sistema debe interactuar en tiempo real con los actuadores, emulando una turbina real. En general, el término "tiempo real", se usa, para referirse a un sistema, cuyos tiempos de ejecución, son predecibles. En el contexto de la tecnología computacional, un proceso se denomina en tiempo real, si sigue ciertas restricciones de tiempo y completa el proceso en un tiempo especificado sin fallos, con una latencia predeterminada a priori.

Una opción es utilizar software de libre distribución, ya que abarata considerablemente los costes, al no tener que contratar licencias de usuario. Desgraciadamente, el autor no está familiarizado con este tipo de software, por lo que se desestima su utilización.

Dentro de las opciones existentes en el mercado, actualmente existen dos opciones, el paquete de desarrollo LabVIEW Real Time y su competencia directa que es el paquete de desarrollo MatLab/Simulink/Real time Windows target, por ser los más usados en entornos de ingeniería, en este apartado se analizara cuál de estas opciones es mejor para el proyecto.

El software de LabVIEW Real Time opta con un sistema, en el cual se desarrolla la simulación en una computador personal, para luego descargarla y ejecutarla en un hardware independiente que puede ser el módulo embebido "LabVIEW Real Time Module" que propone la propia marca, o bien una computadora cualquiera, que tenga instalado un sistema operativo en tiempo real RTOS (Real Time Operation System). Este módulo incluye memoria interna, almacenamiento local y conexiones a dispositivos periféricos como serial, Ethernet y GPIB. Así se asegura que la ejecución es determinista, por lo tanto, se necesita una PC y además otro sistema informático con un sistema operativo dedicado a la ejecución en tiempo real. El Módulo LabVIEW Real-Time no puede ser usado para crear aplicaciones para Sistemas Operativos Real Time, que no sean proporcionados por National Instruments.

La otra opción es usar el software proporcionado por Matworks, MatLab, junto con su entorno gráfico Simulink, específicamente creado para simular, diseñar y modelar sistemas de procesado, que junto a la herramienta Real Time Windows target, nos permite simular y ejecutar el código creado en la misma computadora, sin la necesidad de tener un software dedicado con un sistema operativo a tiempo real, esto es posible, instalando un kernel específico, que permanece en estado latente, mientras se utiliza Windows, pero en cuanto se conecta con él a través de Simulink, gestiona las interrupciones, anulando cualquier llamada de Windows, y ejecutando en tiempo real, nuestro código. Posteriormente a la simulación, permanece en estado latente, dándole el mando de las interrupciones al kernel de Windows.

Ambos tipos de entornos de desarrollo, pertenecen a los denominados CACSDS (Computer Aided Control Systems Design), estos entornos, proporcionan su propio kernel, que opera en modo anillo 0, que es una forma de operar en forma prioritaria determinista, aunque para asegurar aplicaciones críticas en tiempo real, garantizando bajas latencias y tiempos de respuesta, lo apropiado sería utilizar un sistema operativo a tiempo real, ejecutándose en una máquina dedicada para este propósito.

Ambos software, son muy diferentes, LabVIEW utiliza un lenguaje de programación gráfico e intuitivo, que ofrece al programador una forma sencilla de programación, MatLab utiliza un lenguaje de programación basado en texto, que requiere de un alto grado de especialización. Así por ejemplo, cuando se trata de aplicar complejos conceptos matemáticos, la programación grafica se queda corta, en contrapartida la textual nos permite una forma sencilla y rápida de aplicar estos conceptos en una sola línea de código. Para otras tareas, la programación gráfica, nos ofrece una forma más sencilla de implementación, que en la textual sería muy compleja. Aunque sean tan diferentes, con los dos entornos, se puede llegar a los mismos resultados y resolver las mismas necesidades.

Debido a la forma de funcionar del núcleo del sistema a tiempo real, se necesita una tarjeta, que sea compatible con el entorno de desarrollo elegido. El paquete de desarrollo LabView ofrece como alternativa, únicamente el Módulo LabVIEW Real-Time. Por otra parte, MatLab/Simulink/Real Time Windows Target, nos ofrece más posibilidades, en el Anexo 4.4, están todas las tarjetas soportadas por este entorno, que reúnen las características demandadas por el proyecto, se ha limitado el número, eligiendo las que son PCI, con dos canales de salida analógica. Entre las que se encuentran disponibles en el laboratorio, está la

Advantech PCI-1711, que es compatible con el entorno de desarrollo MatLab, por lo tanto la elección adecuada económicamente hablando es el paquete MatLab/Simulink/Real Time Windows Target.

2.6. Hardware

Las restricciones a las que nos obligan este tipo de entorno de desarrollo y simulación, nos determinan el hardware a utilizar, junto con ellos, los requisitos mínimos de nuestro sistema informático serán pues los siguientes:

- CPU Pentium Pentium III/Celeron 866 MHz o equivalente
- Disco duro con 16 MB de espacio libre
- Tarjeta de adquisición de datos soportada por el software
- Unidad DVD
- RAM 256 MB recomendado.
- Sistema Operativo Microsoft Windows XP 32-bit or Microsoft Windows Vista 32-bit

2.7. Monitorización

Para poder realizar el control del motor eléctrico, se necesita monitorizar, las señales de velocidad y par reales del motor, para ello debemos contar con un sensor adecuado. Esto sería realizable, con un encoder acoplado al eje del motor, obteniendo estas señales a través de la tarjeta de adquisición de datos. En este caso, no es necesario, ya que del variador de velocidad, podemos obtener estos datos, así como muchos otros.

2.8. Precisión del modelo

Dependiendo del objetivo de la investigación y de los fenómenos que se quieren investigar, nuestro modelo deberá cumplir con un grado de precisión determinado, con un nivel de detalle determinado en las diferentes partes del modelo, así como en la precisión en los datos a manejar. Existen diferentes tipos de simulación y requisitos de precisión de los modelos en la literatura técnica al respecto, distinguiendo a grandes rasgos, seis tipos diferentes de simulación, según sean los fenómenos a estudiar. Esta clasificación de los diferentes tipos de simulación ha sido traducida por el autor del libro (2).

Transitorios electromagnéticos

Sus aplicaciones abarcan el análisis de sobretensiones transitorias de conmutación, sobretensiones inducidas por rayos, coordinación de aislamiento, oscilaciones del eje de torsión, la ferro resonancia y los componentes electrónicos de redes eléctricas (microredes, HVDC, VSC, SVC, etc.) en redes eléctricas.

Aquí hay que incluir una representación exacta de todos los componentes eléctricos, frecuentemente con la posibilidad de incluir una representación compleja de la saturación, propagación de ondas y arcos de cortocircuito, por ejemplo. Las simulaciones en general, son efectuadas en el dominio del tiempo, y la salida inmediata de la simulación son los valores instantáneos de voltajes, corrientes y cantidades derivadas de ellas.

En general el nivel de detalle de este tipo de estudios, requiere de un modelo razonable de la turbina de viento que incluya los componentes eléctricos significativos (tal como

generador, electrónica de potencia posible, posibles descargadores de sobre voltajes y posibles SVC). Otras partes de la construcción pueden ser despreciadas o consideradas como constantes. Esto puede ser por ejemplo, el viento entrante, la potencia mecánica entrante, el sistema de transmisión y en algunos casos, partes secundarias del sistema de control.

Estabilidad Dinámica y Simulaciones de Estabilidad Dinámica

En general estas simulaciones, poseen una representación de forma fasorial para todos los componentes eléctricos. En algunas se representada la secuencia positiva, mientras que otras también incluyen una representación de secuencias negativas y cero. Las simulaciones son, en general efectuadas en el dominio del tiempo y la salida inmediata de la simulación son los valores eficaces (RMS) de voltajes y corrientes o cantidades derivadas de ellas. Estas simulaciones, son usadas para evaluar la estabilidad dinámica de grandes redes.

El termino estabilidad dinámica y estabilidad transitoria son frecuentemente empleados indistintamente del mismo modo frente al fenómeno de estabilidad del sistema de potencia. La definición conceptual de estabilidad transitoria es la habilidad del sistema de potencia de mantener sincronismo cuando es sujeto a una severa perturbación transitoria. El término estabilidad de voltaje es la habilidad del sistema de potencia de mantener voltajes estacionarios aceptables en todos los buses del sistema bajo condiciones de operación normal y después de ser expuesto a una perturbación.

Ninguno de estos términos de estabilidad debe ser confundido con el fenómeno transitorio electromagnético real tal como descargas atmosféricas y transitorias de maniobra. Tales transitorios son caracterizados por una constante de tiempo (microsegundos) significativamente más baja y consecuentemente, simulaciones de transitorios electromagnéticos deben ser usadas para analizar este fenómeno (sección anterior). De tal modo, el termino análisis dinámico y análisis de estabilidad dinámica son comúnmente asociados con la habilidad del sistema de potencia de mantener tanto la estabilidad ante transitorios, como a la estabilidad de mantener el voltaje.

El nivel general de detalle de tales simulaciones requiere un modelo de turbina de viento razonable, que incluya a los componentes eléctricos más importantes, que son: el generador, la electrónica de potencia (incluyendo controles básicos), posible compensación estática de reactivos, principales sistemas de control y protección, que pueden ser activados y entrar en operación durante eventos simulados, sistemas de transmisión mecánicos suaves (no rígidos), y la potencia mecánica entrante proveniente del rotor de la turbina. Solamente unas pocas partes (por ejemplo el viento entrante) pueden ser consideradas constantes o despreciadas.

La potencia mecánica entregada por el rotor de la turbina puede ser representada en muy diferentes formas, con representaciones más o menos detalladas. Se debe determinar cuando una aproximación estática del coeficiente de potencia C_p es suficiente o cuando el modelo exacto aerodinámico con la representación de la transición aerodinámica es requerido. Estrictamente hablando, los efectos demostrados en la verificación del modelo aerodinámico del rotor muestran que la representación más exacta incluye un breve pulso de par, que representa la sombra de la torre, esto es, la fluctuación de la potencia cuando la pala se alinea con la torre. Sin embargo, no se sabe cuando este pulso de Par puede ser decisivo para alterar el resultado final de algunos estudios de estabilidad completos o cuando este puede ser despreciado sin significativas consecuencia en los resultados finales.

Estabilidad de Pequeña perturbación

La estabilidad de pequeña perturbación está asociada con la habilidad de un sistema, usualmente un gran sistema de potencia de corriente alterna, para retornar a un punto estable de operación después de una pequeña perturbación.

Estas simulaciones, requieren de un modelo físico del sistema en el espacio de estados, que requiere mucha capacidad de cálculo, ya que usualmente tienen cientos o miles de variables de estado.

Existe también la posibilidad de efectuar el análisis de estabilidad de pequeña perturbación usando un programa de análisis de estabilidad dinámica en el dominio del tiempo. Aplicando una pequeña perturbación en la mayoría de los casos se excitan las auto-oscilaciones predominantes en el sistema, y entonces éstas pueden ser visibles en muchas variables de salida tales como voltajes, corrientes, velocidad del rotor, y otras más.

El nivel general de detalle en las simulaciones de estabilidad de pequeña perturbación, requieren un modelo de turbina de viento razonable, para incluir los componentes que pueden contribuir a tener un impacto en las oscilaciones del sistema (sistema de mecánico de transmisión, el sistema de control, el generador y posiblemente electrónica de potencia). Otras partes de la construcción pueden ser despreciadas o consideradas constantes, tales como, el viento que entra, y todas las acciones discretas efectuadas por los sistemas de control y protecciones.

Modelado Aerodinámico y Dimensionamiento Mecánico

El diseño de una turbina de viento involucra muchas decisiones que toman en cuenta la construcción mecánica y el diseño aerodinámico. En este proceso, la turbina de viento en sí misma está en el centro de la investigación. La fortaleza y la forma de las palas, las dimensiones de los ejes y la caja multiplicadora, la fortaleza de la torre e incluso las fundaciones de la torre, especialmente para instalaciones fuera de bahía, han de ser tratadas muy cuidadosamente cuando se diseña la turbina de viento. Como nosotros típicamente no trabajamos en esos aspectos del desarrollo de la turbina de viento, las siguientes líneas son solamente algunos aspectos generales.

Hay muchos elementos CAD como herramientas de simulación que pueden manejar la construcción mecánica, y por otra parte, otras herramientas pueden tratar el objetivo de las propiedades aerodinámicas.

Sin embargo, en la fase de diseño de una turbina de viento, las propiedades mecánicas y aerodinámicas deben ser consideradas como un todo. Consecuentemente, existe la necesidad de herramientas de simulación especializadas que puedan cumplir con ambos aspectos al mismo tiempo. Una de tales herramientas es el FLEX4, el cual puede representar la deflexión de las palas y también el par torsional en el sistema del eje y en la torre. Una nueva versión, FLEX5 puede también lidiar con las deflexiones de la torre y las fundaciones.

Un modelo de turbina de viento razonable en tales simulaciones, ha de incluir los principales componentes mecánicos y aerodinámicos de la turbina de viento (es decir, palas, sistema de servos para el cambio de ángulo, el sistema mecánico de transmisión, el generador –como mínimo, la representación debe incluir el par desacelerante, la torre y en algunos casos hasta las cimentaciones). También, el disco de freno de emergencia puede ser incluido si el impacto mecánico de una parada de emergencia de la turbina es lo que se desea evaluar. Finalmente, los factores externos más significativos que influyen a una turbina de viento es el viento en sí mismo, este debe ser representado de una manera realista, como por ejemplo, por medio de series de medidas de vientos, preferiblemente con frecuentes ráfagas de viento.

Hasta ahora, el sistema de potencia AC externo, y en muchos casos el generador en sí mismo, normalmente, no se representan con mucha precisión, debido al hecho de que las propiedades mecánicas y aerodinámicas han sido mucho más decisivas en el diseño. Para turbinas de viento tradicionales de velocidad fija con generadores de inducción ha sido aceptable la aproximación de representar el generador y, consecuentemente el sistema externo de potencia, por medio de un par del entrehierro del generador dependiente de la velocidad. Sin embrago, como en las turbinas de velocidad variable, existen varias estrategias de control disponibles, de control de potencia o de velocidad, la opción de seleccionar la estrategia de control ha de ser tomada en consideración también.

Investigación de Flicker (parpadeo)

Esto son fluctuaciones periódicas en el voltaje de la red, usualmente causadas por el efecto de la torre o eventos discretos, como conmutaciones de los bancos de condensadores, es decir, por perturbaciones del mismo funcionamiento del sistema, o del viento, de carácter periódico.

No entraremos en detalle en este tipo de simulaciones, ya que no son objeto de este estudio.

Nuestro tipo de simulación requerida, para el estudio de los fenómenos, que afectan al control de grandes parques eólicos off-shore conectados mediante enlaces HVDC multipunto con rectificadores no controlados, tendrá en cuenta los fenómenos de los transitorios electromagnéticos, los fenómenos asociados a la estabilidad dinámica, y en menor medida la estabilidad de pequeña perturbación.

3. Descripción de la solución adoptada

En el anterior apartado de planteamiento de posibles soluciones, se ha llegado la elección y justificación de la solución adoptada, en el siguiente apartado se explica con detalle las características de cada elemento, así como se expondrá el modelo elegido para emular mediante software de simulación el comportamiento de la turbina.

3.1. Descripción del sistema y dispositivos físicos

Para emular el comportamiento de las turbinas eólicas, es necesario disponer de unos dispositivos físicos, que mediante software, emulen el comportamiento dinámico de los aerogeneradores, primero se describen las peculiaridades de la solución adoptada a nivel físico en el apartado de equipamiento, en el apartado de software, se detallará el entorno de programación necesario para desarrollar el sistema y en el apartado del modelo del emulador, se explica la estructura del código de programación elegido, según las alternativas contempladas respecto a la precisión del modelo, primeros principios físicos y comportamiento dinámico.

3.1.1. Equipamiento

En el aspecto físico de nuestro proyecto, se necesitan una serie de elementos, de los cuales, se necesita saber las características y especificaciones de cada uno, así como la comunicación entre ellos. Primero se expone un diagrama con los elementos necesarios para implementar la solución adoptada y seguidamente se desarrollan las características de cada uno de los elementos elegidos para implementar la solución adoptada.

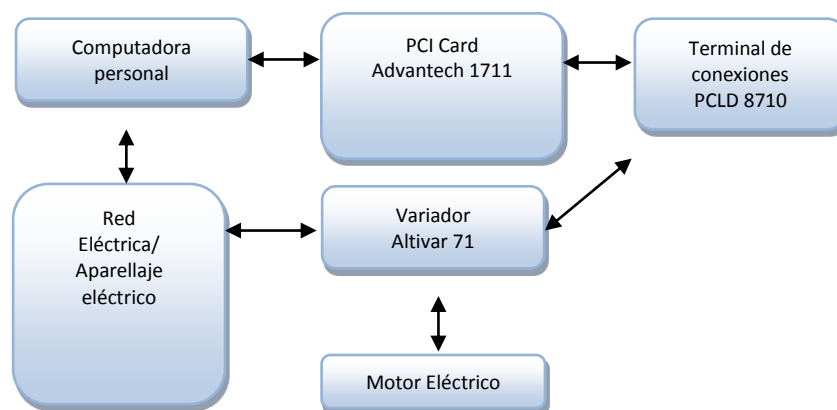


Figura 17. Diagrama de bloques de los elementos físicos

Características del motor de corriente alterna asíncrono trifásico CIME MS 112L-4polos B5 5.5 KW/50 Hz/Y 11.16 A

| | |
|---|---|
| Rendimiento (η) (Determinación indirecta) | 85.7% |
| Deslizamiento (rpm) | $\pm 20\%$ para $PN \geq 1 \text{ kW}$ $\pm 30\%$ para $PN < 1 \text{ kW}$ |
| Intensidad de arranque (IA) | + 20% (sin límite inferior) |
| Par de arranque (MA) | -15% a +25% |
| Par nominal máximo(MK) -10% (con este valor MK/Mn deberá ser como mínimo de 1,6) | |
| Par mínimo (MS) | -15% |
| Momento de inercia (J) | $\pm 10\%$ |
| Nivel sonoro (presión sonora) | 68 dB (A) |
| Potencia nominal | 5.5kW |
| Velocidad de sincronismo | 1440 rpm |
| Intensidad nominal a 400V | 11.16A |
| Relación I_a/I_n | 7 |
| Factor de potencia $\text{Cos } \varphi$ | 0.83 |
| Relación M_A/M_N | 2.2 |
| M_S/M_N | 1.4 |
| M_K/M_N | 2.2 |
| Masa | 34.8 kg |

Tabla 1. Características motor eléctrico

Características del Variador de velocidad ALTIVAR 71 ATV71HU55N4 para una Tensión de alimentación trifásica 380V 50Hz con un motor trifásico 380V 5.5 KW

| | |
|---|---------|
| Corriente de línea máxima (entrada) | 20.3A |
| Icc de línea estimada máxima (entrada) | 22A |
| Potencia aparente (entrada) | 13.7kVA |
| Corriente de conexión máxima (entrada) | 46.7A |
| Corriente nominal máxima disponible (salida) | 14.3A |
| Corriente transitoria máxima (salida) durante 2 segundos | 23.6A |
| Corriente transitoria máxima (salida) durante 60 segundos | 21.5A |

Tabla 2. Características variador de velocidad

Tarjeta de adquisición de datos: Advantech PCI-1711

| |
|--|
| 16 canales entrada Single-Ended A/D |
| 12 bit A/D conversión hasta 100kHz de frecuencia de muestreo |
| 16 canales de entrada digital |
| 16 canales de salida digital |
| 2 canales salida D/A |
| Programable contador/timer |
| Ganancia automática de canal |

Tabla 3. Características tarjeta adquisición de datos

Terminal de conexiones Advantech PCLD 8710 SCSI-68 w/CJC, DIN-rail con cable apantallado PCL-10168-1 SCSI-68 1 m

Sistema informático

Entre los recursos que disponemos en el laboratorio, se elige una computadora con la siguiente configuración de Hardware, que supera los requisitos mínimos necesarios:

| |
|---|
| Intel® Pentium® D CPU 3.00GHz |
| RAM 2 GB |
| Microsoft Windows XP Profesional V 2002 Service Pack 3 |
| Tarjeta Gráfica NVIDIA GeForce 210 |
| Tarjeta de red Realtek RTL8169/8110 Family Gigabit Ethernet NIC |
| Disco duro ST3160811AS |
| DVD-ROM HL-DT-ST GDR8164B |
| Placa base MSI N1996 |
| Monitor DGM L-2041-W LCD 20" |
| Ratón y teclado estándar. |

Tabla 4. Características Sistema Informático

Características de la red eléctrica y aparellaje eléctrico

| |
|--|
| Conexión monofásica 16A/230V, para la computadora, monitor y el osciloscopio |
| Conexión trifásica 32A/400V para el convertidor de frecuencias y el motor eléctrico. |
| Interruptor magneto térmico Merlin Gerin 32A/400V ref.24365, como interruptor principal del montaje. |
| Manguera trifásica tipo 5G4 3P+N+Earth 4mm ² , 6 m. |
| Conector 3P+N+Earth 32A/415V quick connect plug macho. |
| Bastidor metálico para realizar el montaje de todos los componentes. |
| Terminal de bornes 4mm ² , 4 unidades. |
| Carril DIN 35mm, 2 m. |
| 26 tornillos métrica 6x16mm. |
| 26 tuercas métrica 6. |
| 26 arandelas métrica 6. |
| Canaleta ranura abierta 30x30 mm 2m. |
| Canaleta ranura abierta 40x40 mm 1m. |
| Cable conductor de cobre negro 4mm ² 3 m. |
| Cable conductor de cobre gris 4mm ² 3 m. |
| Cable conductor de cobre marrón 4mm ² 3 m. |
| Cable conductor de cobre amarillo/verde 4mm ² 3 m. |
| Cable coaxial RG 58, 5m. |

Tabla 5. Características elementos auxiliares

Se adjunta el plano del aparellaje eléctrico en el capítulo 12 Planos.

3.1.2. Software

El software de programación de la solución adoptada es el entorno de desarrollo MatLab/Simulink/Real Time Windows Target, que anteriormente se ha justificado su elección, en base a criterios de disponibilidad, abaratamiento de costes y compatibilidad con un entorno en tiempo real.

El software Real-Time Windows Target, requiere que tengamos instalados una serie de productos software en nuestra computadora, para una ejecución adecuada:

| |
|---|
| Microsoft Windows XP 32-bit or Microsoft Windows Vista 32-bit |
| MATLAB 7.9 |
| MATLAB Coder |
| Simulink 7.4 |
| Simulink Coder |
| Real-Time Workshop 7.4 |
| Real-Time Windows Target 3.4 |

Tabla 6. Características software

3.1.3. Estructura del modelo del emulador eólico

El modelo elegido para la simulación mediante programación contiene cuatro bloques principales, el modelo aerodinámico, donde se transforma la energía del viento en energía mecánica de rotación, el modelo mecánico donde esta energía sufre una serie de pérdidas y transformaciones dinámicas, el modelo del generador, donde la energía mecánica se transforma en energía eléctrica y el modelo del control donde estas energías se optimizan, para el mejor aprovechamiento de los recursos.

El modelo del emulador, calcula la señal de la velocidad angular del eje de alta velocidad, a partir de un archivo de datos reales de velocidad de viento. Esta señal de velocidad, será la señal de consigna, que se enviará al variador de velocidad, para que el eje del motor, emule el movimiento de una turbina real. Se ha optado por esta salida y no una de Par, porque con el motor conectado en vacío, no se tiene un Par contrario para compensar el Par aplicado. No obstante, cuando se conecte el emulador a un generador, se podrá configurar fácilmente para que la señal de consigna sea de Par. Para lo que se refiere a este proyecto, el objetivo, será emular la velocidad de giro de las turbinas eólicas.

En el siguiente diagrama se expone la estructura de bloques del emulador.

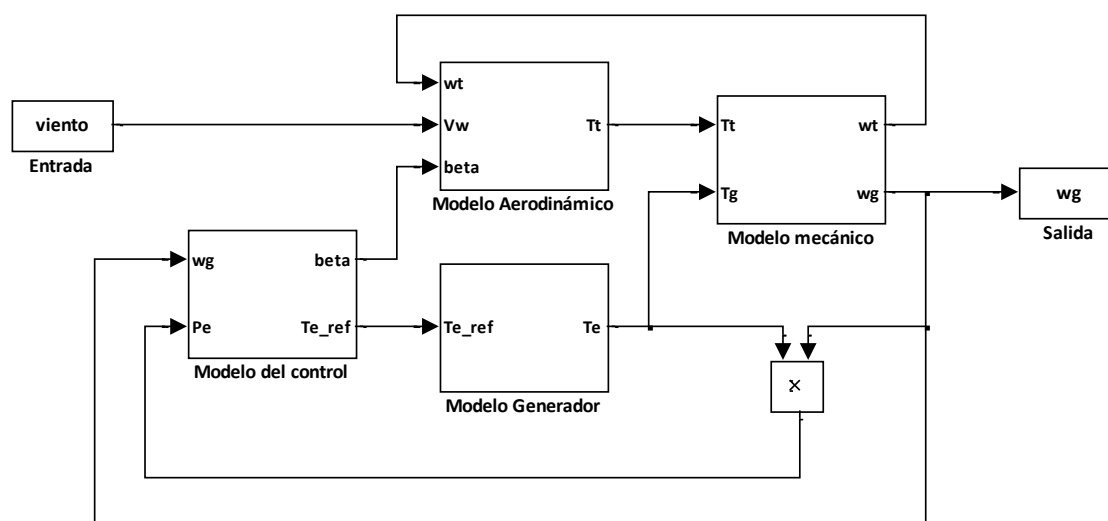


Figura 18. Diagrama de bloques del modelo del aerogenerador

El modelo propuesto, simulará el comportamiento de los rotores aerodinámicos tripala que existen en la actualidad en las explotaciones eólicas, ofreciendo la posibilidad, de simular cualquiera de estos rotores, simplemente cambiando los parámetros de diseño y dimensionamiento necesarios, como por ejemplo, la potencia nominal, la velocidad de rotación nominal de generador, la velocidad de rotación del rotor, las constantes de inercia, el radio de las palas, el coeficiente de potencia, etc. Se elige este tipo específico de aerogeneradores, por ser los que se han impuesto en la mayoría de explotaciones eólicas.

Como existe una gran variedad de aerogeneradores tripala, de distintas potencias, dimensionamiento y características, en este proyecto se debe elegir un modelo en concreto, para que el emulador aquí propuesto, sea lo más parecido posible a los aerogeneradores comerciales existentes en la actualidad. Así en el presente proyecto, los parámetros elegidos para el modelo, están basados en el aerogenerador de General Electric 1.5 MW SLE, por ser el más representativo de los aerogeneradores instalados actualmente. Además, se dispone del informe bastante detallado sobre el modelado de las unidades de General Electric en la versión

4.5 (Clark et al, 2010 (3)), que contiene las características necesarias para desarrollar este proyecto. Hay que remarcar, que en el informe de Clark, el modelo aerodinámico propuesto es propio y no está basado en ninguna referencia anterior.

Aunque en este proyecto se reflejen los datos específicos de la turbina de General Electric propuesta, se tendrá la posibilidad de emular otras turbinas, ya que el modelo debe ofrecer la posibilidad al usuario de cambiar los parámetros característicos de cualquier aerogenerador, independientemente de las dimensiones, potencia nominal y comportamiento.

3.2. Modelo aerodinámico

El modelo aerodinámico, simulará el comportamiento del rotor, que a partir de una señal de excitación de viento, ofrecerá la potencia mecánica extraída de la potencia del viento disponible, este modelo no sólo debe representar la conversión de la energía eólica en mecánica, también debe representar el control mecánico que ejerce la variación del ángulo del paso de pala, ya sea pitch control o active-stall. Dependiendo de los objetivos de la simulación, el rotor de la turbina se puede modelar de diferentes formas, dependiendo de las consideraciones y detalles tenidos en cuenta.

Existen numerosos fenómenos de inestabilidad aerodinámica, que causan un flujo de viento inestable de entrada, el cual causa oscilaciones en la potencia mecánica. Las oscilaciones causadas por la variación de paso de pala debido a los cambios bruscos en el ángulo de las palas, el efecto de las turbulencias en la estela de la turbina, el efecto vórtice en las puntas, cambios bruscos en la orientación de la góndola, la sombra de la torre, que hace que cada vez que pasa una pala sobre la torre, se produzca una caída de par mecánico al interrumpirse el flujo de aire. Los modelos que representan estos transitorios en régimen inestable, son llamados de fenómeno de flujo inestable de entrada.

Hay modelos que tienen en cuenta la elasticidad y deformación de las palas, deformación de la torre y la cimentación de la turbina, debido a que las fuerzas aerodinámicas cambian con estas deformaciones de forma no lineal. También hay simplificaciones de los anteriores modelos llamados AEC (Aerolastic Code), como son los modelos Aero elásticos reducidos, pues suponen la torre y los cimientos rígidos y sólo contemplan la deformación de las palas, estos son bastante precisos en el comportamiento dinámico y no utilizan mucho cálculo computacional.

En la mayoría de las investigaciones, el objetivo es estudiar los transitorios en la estabilidad del voltaje y frecuencia de la red. Para estos estudios, es suficiente con un modelo aerodinámico, que represente el estado estacionario de la turbina. Para alcanzar este objetivo, supondremos que las palas y la torre, no sufren deformaciones, también supondremos que el flujo que atraviesa la turbina es laminar y constante y que los cambios en pitch y orientación de la torre, están limitados en una relación en el tiempo.

El modelo elegido para nuestros objetivos de simulación, está basado en las curvas que representan el coeficiente de potencia C_p , β , λ , donde se representa el valor del coeficiente, para un número específico de valores β y λ , estas curvas representan los puntos de equilibrio, el comportamiento de la turbina en estado estacionario. Se asume, que la turbina transita de un punto de equilibrio a otro punto de equilibrio.

3.2.1. Explicación teórica

El rotor del aerogenerador, es el encargado de extraer la energía del viento en energía mecánica, esto es un proceso aerodinámico complejo, que requiere la teoría del elemento de pala (BEM, Blade Element Momentum) para modelarse y una cantidad de datos geométricos y de diseño que complicarían en gran medida el modelado aerodinámico del rotor, para propósitos de comportamiento eléctrico del sistema, se hace una aproximación simplificada del modelo, asumiendo una relación algebraica entre la velocidad del viento y la potencia mecánica, como se ha expuesto en el capítulo 1.2.1.1 sobre la tecnología de los aerogeneradores, esta relación queda reflejada en la expresión [6], donde el coeficiente de potencia depende de dos parámetros, λ que es la relación entre la velocidad del rotor y la punta de las palas y β que es el ángulo de paso de pala.

$$[6] \quad P_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_p(\lambda, \beta)$$

Para representar la transformación de la energía del viento en energía mecánica, se requiere una aproximación numérica, del cálculo del coeficiente de potencia, a partir de valores típicos de λ y β . Como son funciones no lineales, usualmente esto se hace tomando datos reales y haciendo después una aproximación, ya sea a través de la descomposición en serie de Fourier, que representa la dependencia angular de la turbina, ya sea con aproximaciones polinómicas, o con otros métodos de aproximación numérica.

Para las turbinas más simples, sin variación del paso de pala, el problema es de dos dimensiones, ya que el ángulo de las palas es constante $C_p = f(\lambda)$, nos basta con una simple curva que represente la potencia mecánica en función de la velocidad del viento.

Para las turbinas con control del ángulo de pala (velocidad fija o variable), el problema es tridimensional $C_p = f(\beta, \lambda)$, existen modelos, propuestos por varios autores (4), (5), software de simulación de sistemas de potencia, etc.), que son funciones analíticas con varios coeficientes, básicamente todos los autores coinciden en la formulación, diferenciándose en la elección de los coeficientes, la forma básica de estas funciones es:

$$C_p(\beta, \lambda) = c_0 \lambda + c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) e^{-\frac{c_7}{\lambda_i}}$$

Donde:

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + c_8 \beta} - \frac{c_9}{\beta^3 + 1}}$$

Por ejemplo, para los coeficientes de Sloopweg, tenemos la siguiente familia de gráficas con β entre 0° y 27°:

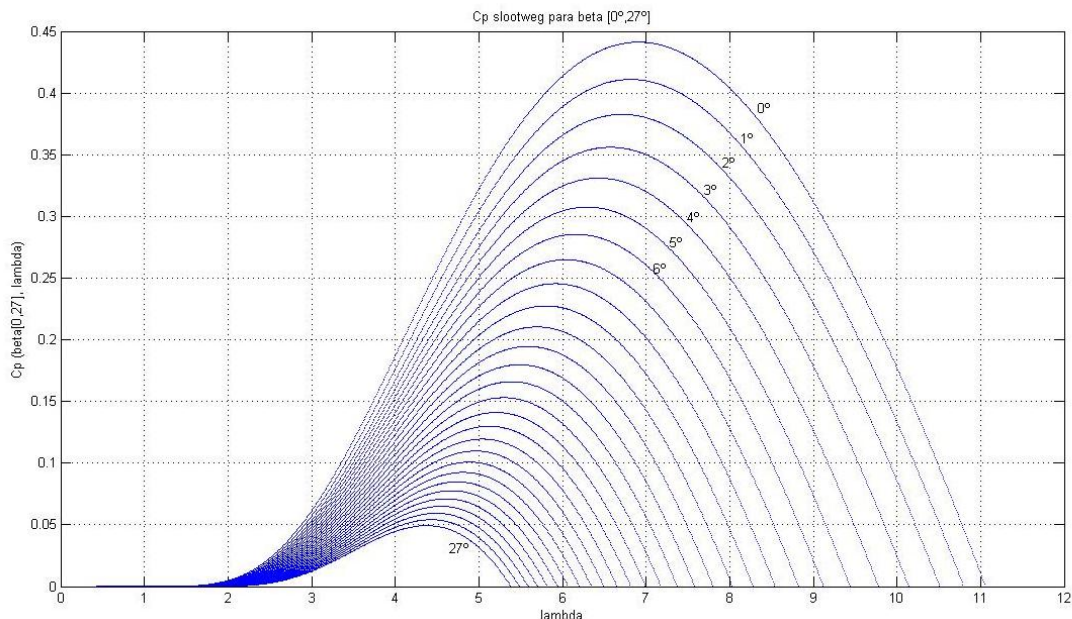


Figura 19. Cp Sloopweg para \$\beta\$ entre \$0^\circ\$ y \$27^\circ\$. Los coeficientes para representar estas gráficas son:

$$c_0 = 0, c_1 = 0.73, c_2 = 151, c_3 = 0.58, c_4 = 0.002, c_5 = 2.14, c_6 = 13.2, c_7 = 18.4, \\ c_8 = -0.02, c_9 = 0.003$$

La mayoría de publicaciones científicas al respecto utiliza una variante del anterior polinomio, en (3), se propone otro tipo de función diferente, basada en las curvas representativas de la turbina de General Electric 1.5 SLE, que es la que se utilizará en este proyecto, ya que es una de las más utilizadas en España y la formulación que nos proporciona el fabricante, está basada en una turbina real.

$$C_p(\beta, \lambda) = \sum_{i=0}^4 \sum_{j=0}^4 \alpha_{ij} \beta^i \lambda^j$$

Los coeficientes \$\alpha_{ij}\$, vienen indicados en la siguiente matriz de \$i\$ filas por \$j\$ columnas:

$$A = [-4.1909e-001, 2.1808e-001, -1.2406e-002, -1.3365e-004, 1.1524e-005; \\ -6.7606e-002, 6.0405e-002, -1.3934e-002, 1.0683e-003, -2.3895e-005; \\ 1.5727e-002, -1.0996e-002, 2.1495e-003, -1.4855e-004, 2.7937e-006; \\ -8.6018e-004, 5.7051e-004, -1.0479e-004, 5.9924e-006, -8.9194e-008; \\ 1.4787e-005, -9.4839e-006, 1.6167e-006, -7.1535e-008, 4.9686e-010;]$$

Hay que tener en cuenta, que esta curva es una buena aproximación para valores de \$\lambda\$ entre 3 y 15 pero, para valores fuera de este rango, obtienen valores que no son reales, haciendo imposible la simulación del modelo, sobre todo cuando \$\lambda\$ tiende a cero, ya que en el comportamiento real, al disminuir \$\lambda\$, todas las curvas convergen a cero. Como vemos en la siguiente gráfica, esto no es así. Para valores de operación normales, esta aproximación es válida, ya que valores de \$\lambda\$, fuera de este rango, representan velocidades de viento muy altas o muy bajas, que están muy alejadas de las condiciones normales de funcionamiento.

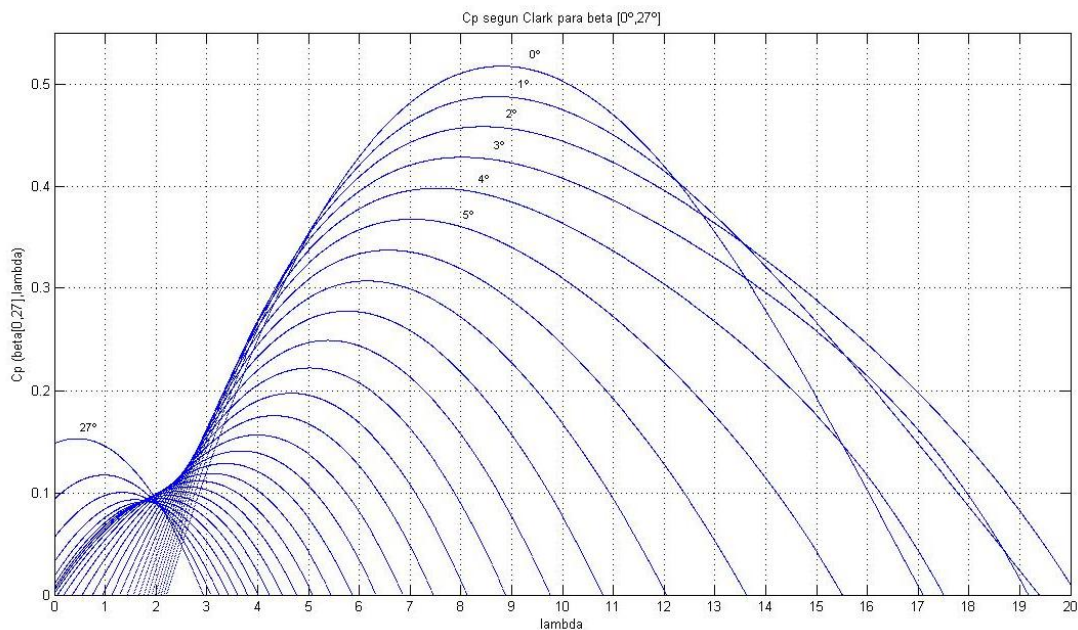


Figura 20. Cp Clark para β entre 0° y 27°

Para calcular el coeficiente de potencia, primero debemos calcular lambda, según la ecuación:

$$[7] \quad \lambda = \frac{v_{tip\ speed}}{v} = \frac{\omega_t \cdot R}{v}$$

Según el informe de General Electric, donde la velocidad de la turbina ω_{t_pu} , esta expresada en partes por unidad (pu).

$$[8] \quad \lambda = K_b \frac{\omega_{t_pu}}{v}$$

$$\omega_{t_pu} = \frac{\omega_t}{\omega_{t,base}}$$

Donde ω_t (rad/s) es la velocidad angular de la turbina y $\omega_{t,base}$ (rad/s) es la velocidad angular base de la turbina. Sustituyendo [8] en [7].

$$\lambda = \omega_{t,base} R \frac{\omega_{t_pu}}{v}$$

Por lo tanto

$$K_b = \omega_{t,base} R$$

$$K_b = 56.6$$

$$R = 38.5 \text{ (m)}$$

De la anterior relación se obtiene que el valor de $\omega_{t,base} = 1.470 \left(\frac{rad}{s}\right)$

En el informe, se indican los valores máximo y mínimo de $\beta \in [0; 27]$ (grados sexagesimales).

La potencia calculada, se debe expresar en partes por unidad, referenciada a la potencia base de la turbina, que es la potencia nominal del generador, $P_{t,base} = P_{g,base} = 1.5e^6 \text{ (W)}$ ya que la potencia mecánica base, es la potencia que genera la potencia eléctrica base.

$$P_{t_pu} = \frac{P_t}{P_{t,base}}$$

Para calcular el Par mecánico, se divide la potencia por la velocidad angular.

$$T_{t_pu} = \frac{P_{t_pu}}{\omega_{t_pu}}$$

El bloque del modelo aerodinámico, tiene como entradas la velocidad del viento, el ángulo de pitch y la velocidad de la turbina que vendrá realimentada del sistema mecánico en partes por unidad. La salida es el par mecánico aplicado al bloque mecánico en partes por unidad.

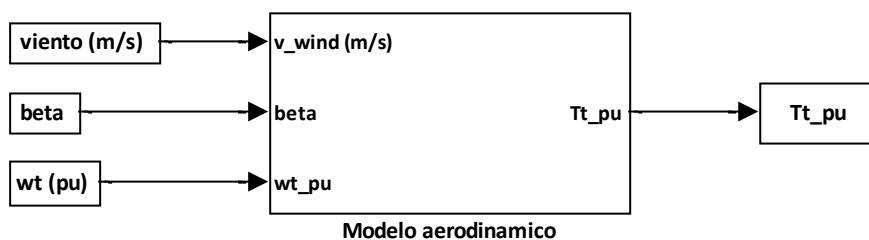


Figura 21. Modelo aerodinámico

La expresión [6], queda implementada en la programación gráfica de simulación, de la forma siguiente.

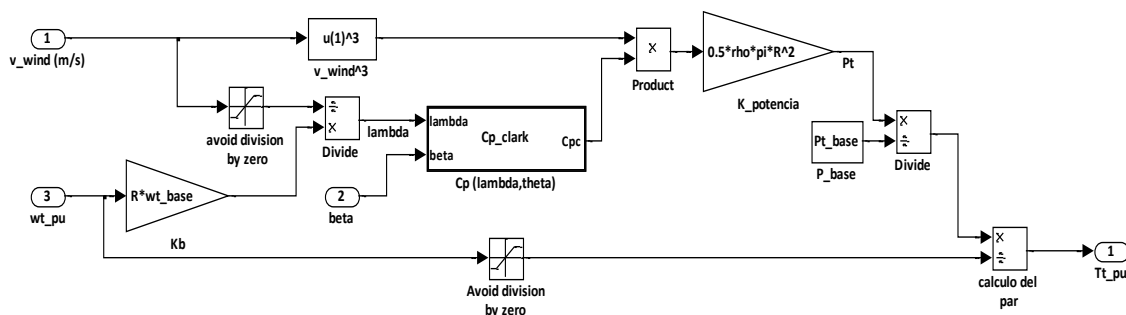


Figura 22. Bloques del modelo aerodinámico en detalle

3.3. Modelo mecánico del rotor

El modelo mecánico, simulará el comportamiento inercial de las masas de las palas, el buje, el sistema de transmisión (el eje de la turbina, el eje del generador, un posible sistema de engranajes y el acoplamiento entre los ejes del rotor y el generador eléctrico) y el rotor del generador. Las mayores fuentes de inercia sobre el sistema son la turbina y el rotor del generador, la inercia de los engranajes se desprecia y sólo se incluye la relación de transformación.

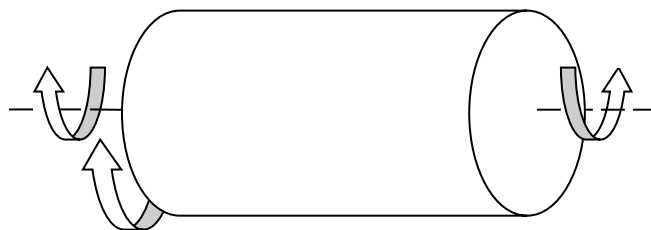
Si se supone el sistema suficientemente rígido, tenemos el modelo de una masa, donde se agrupa toda la masa en una sola, despreciando la rigidez y el amortiguamiento del acoplamiento y los ejes. Si se tiene en cuenta el acoplamiento entre ejes, nuestro sistema

mecánico será el modelo de dos masas, que es una representación más precisa de la dinámica del sistema mecánico.

Las oscilaciones torsionales sufridas por los ejes, se convierten en oscilaciones eléctricas, que se transmiten a la red de suministro, esto es verdad cuando los sistemas mecánico y eléctrico, se encuentran fuertemente acoplados, como es el caso de los aerogeneradores de velocidad fija. En el caso de los aerogeneradores de velocidad variable, los sistemas mecánico y eléctrico, están desacoplados, por los convertidores electrónicos del generador, por lo que estas oscilaciones, se pueden despreciar. Así, según (6), si la rigidez del eje es menor a 3.0 pu/rad, se debe utilizar el modelo de dos masas y si es menor se puede despreciar y utilizar el de una masa.

3.3.1. Modelo de una masa

Como se ha indicado anteriormente, en las ocasiones en las que se pueda simplificar el modelo a efectos de simulación, se supondrá una sola masa que contiene toda la energía cinética acumulada, como si las dos masas estuvieran fuertemente acopladas. Se considera que el sistema es lo suficientemente rígido y se desprecia la amortiguación del sistema. La



constante de rigidez será la suma de las constantes de la turbina y el eje respectivamente.

Figura 23. Modelo del sistema mecánico de una masa (lumped mass)

La ecuación que representa la dinámica de este sistema acoplado es la siguiente.

$$2H \frac{d\omega}{dt} = T_t - T_e$$

T_t = Par mecánico de la turbina (pu)

T_e = Par eléctrico del generador (pu)

H = Constante de inercia del sistema acoplado (s)

ω = Velocidad angular del sistema (pu)

Hay que tener en cuenta, que todos los parámetros, están expresados en partes por unidad, referidos a la potencia y velocidad nominal del generador y que el momento de inercia H_L representa la inercia del conjunto mecánico incluyendo la turbina, los ejes y rotor del generador. Las constantes de inercia en el sistema de unidades expresado en partes por unidad, se obtienen de la siguiente expresión:

$$H = \frac{1}{2} \frac{J \omega_{base}^2}{P_{base}} \text{ (s)}$$

La cual expresa la relación entre la energía almacenada por el elemento en rotación y la potencia del generador. Su valor en segundos, representa el tiempo durante el cual el generador podría generar su potencia nominal teniendo como única fuente de energía disponible la cinética almacenada en sus masas en rotación.

Para deducir las velocidades de cada eje, a partir de la velocidad del sistema acoplado en partes por unidad, basta con multiplicar por la velocidad angular base del generador y de la turbina respectivamente.

$$\omega_g \frac{rad}{s} = \omega_{pu} \cdot \omega_{g,base} \left(\frac{rad}{s} \right)$$

$$\omega_t \frac{rad}{s} = \omega_{pu} \cdot \omega_{t,base} \left(\frac{rad}{s} \right)$$

La velocidad base de un generador corresponde con su velocidad de sincronismo.

$$\omega_{g,base} = \frac{2\pi f_{red}}{p} \left(\frac{rad}{s} \right)$$

f_{red} = Frecuencia de la red (Hz)

p = Número de pares de polos

La velocidad base de la turbina, se corresponde con la misma relación anterior, pero añadiéndole la relación de transformación producida por la caja multiplicadora.

$$\omega_{g,base} = \frac{2\pi f_{red}}{p \cdot n}$$

n = Relación de transmisión de la caja multiplicadora

Para el cálculo de los pares se definen los pares base para cada eje

$$T_{g,base} = \frac{P_{base}}{\omega_{g,base}}$$

$$T_{t,base} = \frac{P_{base}}{\omega_{t,base}}$$

Las entradas de nuestro modelo son $T_{t,pu}$ y $T_{e,pu}$ que vienen respectivamente del modelo aerodinámico y del modelo del generador y tiene como única salida la velocidad del sistema acoplado.

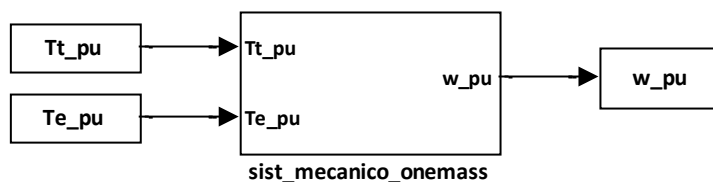


Figura 24. Bloque del modelo mecánico una masa

La implementación de las ecuaciones dinámicas del modelo de una masa, en Simulink queda de la siguiente forma.

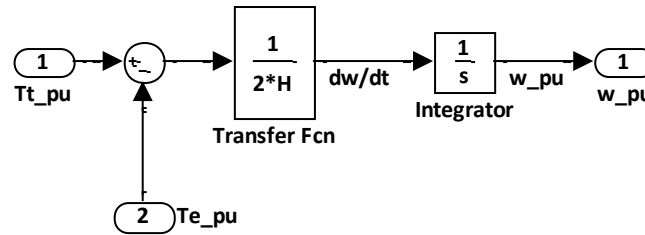


Figura 25. Sistema de bloques del modelo mecánico una masa

Los parámetros del modelo, según Clark 2010, para el GE 1.5 MW de 50 Hz.

$$H = 5.29 \text{ s}$$

3.3.2. Modelo de dos masas.

Se ha modelado el sistema, con un modelo simplificado de dos masas, que consta de dos masas, unidas mediante un eje conjunto, con unos determinados coeficientes de rigidez y amortiguamiento.

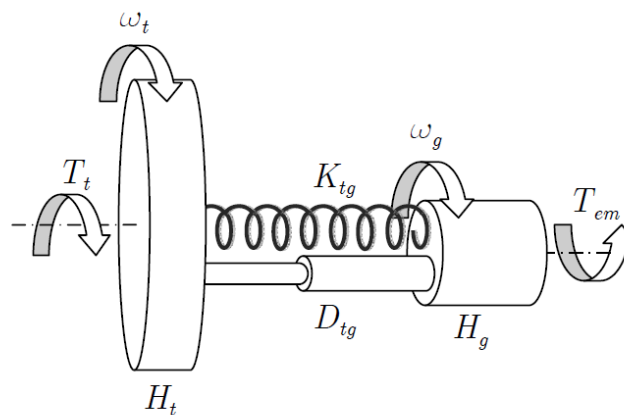


Figura 26. Modelo del sistema mecánico de dos masas¹³

En este modelo, la constante de inercia H_t , representa las palas, el buje y el eje lento, mientras que la constante H_g representa el eje rápido, que es que es el rotor del generador unido mediante un acoplamiento elástico. El coeficiente de amortiguamiento D_{tg} representa el conjunto resultante de todos los mecanismos que atenúan las vibraciones. El coeficiente de rigidez K_{tg} , representa la rigidez total del eje que une las dos masas.

Las ecuaciones diferenciales que modelan el sistema son las siguientes:

$$2H_t \frac{d\omega_t}{dt} = T_t - D_{tg}(\omega_g - \omega_t) - K_{tg} \omega_{g,base} \int (\omega_g - \omega_t) dt$$

$$2H_g \frac{d\omega_g}{dt} = D_{tg}(\omega_g - \omega_t) + K_{tg} \omega_{g,base} \int (\omega_g - \omega_t) dt - T_e$$

Cambiando el orden de los incrementos de velocidad:

¹³ Imagen tomada de (25)

$$2H_t \frac{d\omega_t}{dt} = T_t + D_{tg}(\omega_t - \omega_g) + K_{tg}\omega_{g,base} \int (\omega_t - \omega_g) dt$$

$$2H_g \frac{d\omega_g}{dt} = -D_{tg}(\omega_t - \omega_g) - K_{tg}\omega_{g,base} \int (\omega_t - \omega_g) dt - T_e$$

Donde:

H_t = Constante de inercia de las masas que representan la turbina (s)

H_g = Constante de inercia de las masas que representan el generador (s)

D_{tg} = Coeficiente de amortiguamiento de la unión turbina generador (pu)

K_{tg} = Coeficiente de rigidez de la unión turbina generador (pu/rad)

ω_t = Velocidad angular de la turbina (pu)

ω_g = Velocidad angular del generador (pu)

T_t = Par de la turbina (pu)

T_e = Par eléctrico del generador (pu)

$\omega_{g,base}$ = Velocidad angular base del generador (rad/s)

Como el coeficiente de rigidez, se da en partes por unidad por ángulo girado, debemos multiplicarlo por la velocidad angular base del eje al cual va referenciado, en este caso el eje del generador.

Las entradas de nuestro modelo son T_{t_pu} y T_{e_pu} , que vienen respectivamente del modelo aerodinámico y del modelo del generador y las salidas son las velocidades de la turbina y del generador, respectivamente.

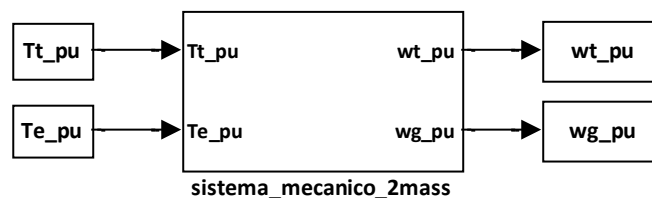


Figura 27. Bloque del modelo mecánico una masa

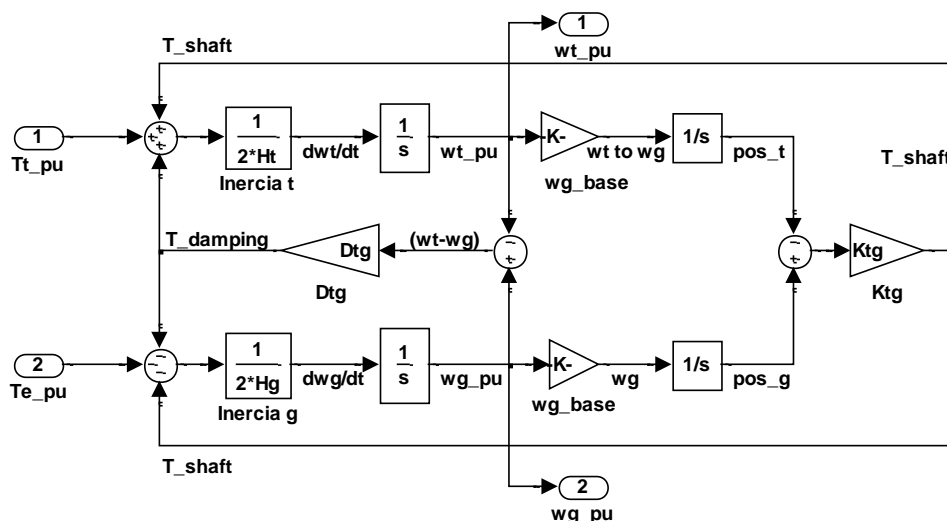


Figura 28. Sistema de bloques del modelo mecánico de dos masas

Los parámetros del modelo, según Clark 2010, para el GE 1.5 MW de 50 Hz.

$$H_t = 4,33 \text{ s}$$

$$H_g = 0,96 \text{ s}$$

$$D_{tg} = 2,3 \text{ pu}$$

$$K_{tg} = 1,39 \frac{\text{pu}}{\text{rad}}$$

$$\omega_{g,base} = 157,08 \frac{\text{rad}}{\text{s}}$$

3.4. Modelo del generador

El modelo del generador debe simular, a partir de las señales provenientes del modelo mecánico, el comportamiento dinámico de un generador tipo. Aunque el objetivo del emulador aquí desarrollado, en un futuro se interconecte con el control de un generador real, para llevar a cabo este proyecto, se necesita de un modelo propio que de forma autónoma, sin tener que depender de las señales provenientes de un generador real, pueda funcionar independientemente.

Para representar la dinámica del generador, se introduce una constante de tiempo entre la referencia de par electromagnético proporcionada por el control de velocidad y su valor real, con una ganancia unitaria, esto representa el comportamiento de la máquina eléctrica y los convertidores electrónicos conectados en el rotor.

Para los propósitos de este proyecto, es suficiente con un sistema de primer orden, ya que no es necesario conocer con detalle la máquina eléctrica y los convertidores electrónicos, pues no se quieren conocer ni las tensiones a las que están conectados ni las corrientes que circulan por ellos, ni la potencia reactiva que intercambian, sólo basta con conocer la transformación que estos sistemas tienen sobre el par electromagnético, se considera que el Par exigido, se alcanza en el entrehierro sin grandes retrasos, se ha elegido una constante de tiempo típica de los controles de corriente, de convertidores electrónicos similares a los empleados en los aerogeneradores, de 0.05s.

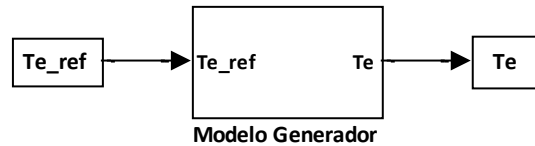


Figura 29. Bloque del modelo de Generador

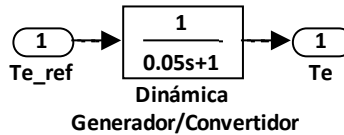


Figura 30. Sistema de bloques del modelo del generador

3.5. Modelo del control

En el modelo del control, se desarrollará el comportamiento dinámico de los sistemas mecánicos y electrónicos de control del aerogenerador, como son los actuadores de paso variable de las palas, así como el control de par entregado por el generador, simulando el efecto de estos sistemas en la turbina eólica.

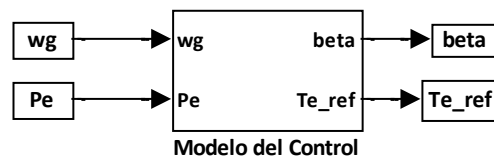


Figura 31. Entradas y salidas del modelo del control

El modelo del control de la turbina eólica, consta de dos bloques, el bloque que controla el pitch de las palas y el bloque que controla el par del generador.

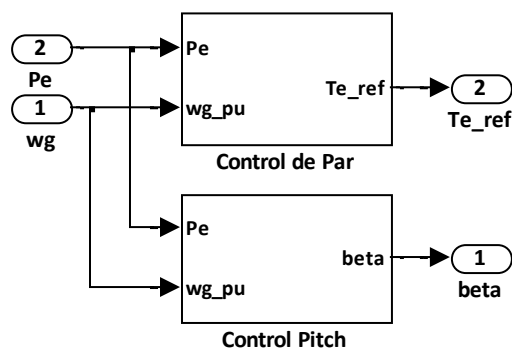


Figura 32. Bloques principales del modelo del control

3.5.1. Control de pitch

Este control se encarga de variar el ángulo de las palas, para controlar la velocidad de giro del rotor, según los objetivos de diseño. El objetivo principal es controlar la potencia extraída del viento, de forma que, cuando la potencia del viento aumenta por encima de los límites soportados por el aerogenerador, se aumenta el ángulo de paso de las palas, limitando la potencia mecánica entregada por el eje al equipo. Cuando la potencia disponible del viento, está por debajo de los límites, las palas se orientan con el ángulo mínimo de pitch, para maximizar la potencia mecánica capturada.

Con la referencia de velocidad, se controla que la velocidad generada, no supere los límites del generador y con la referencia de potencia, nos aseguramos, que no se exceden los límites de la potencia nominal.

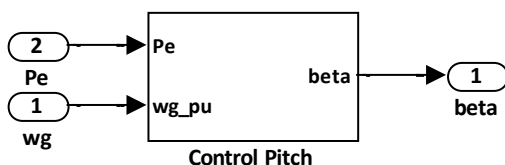


Figura 33. Entradas y salidas del control de pitch

Para los propósitos de la simulación, el control de pitch es un control en bucle cerrado, con una referencia de velocidad angular, proporcional a la potencia eléctrica, entregada por el generador.

La dinámica del control de pitch es bastante rápida y puede tener un impacto significativo en los resultados de la simulación, por este motivo, se añade un filtro de primer orden, que suaviza la respuesta del control, que simula la dinámica de los actuadores de paso de las palas con una constante de tiempo típica de 0.3 segundos.

El control consiste en un control proporcional integral, que es una función del ángulo β , al que se le ha dotado con filtro anti-windup. También se le han añadido los límites mecánicos del ángulo β , así como los límites de variación en el tiempo, de esta forma se simulan los elementos mecánicos reales de variación de paso de pala.

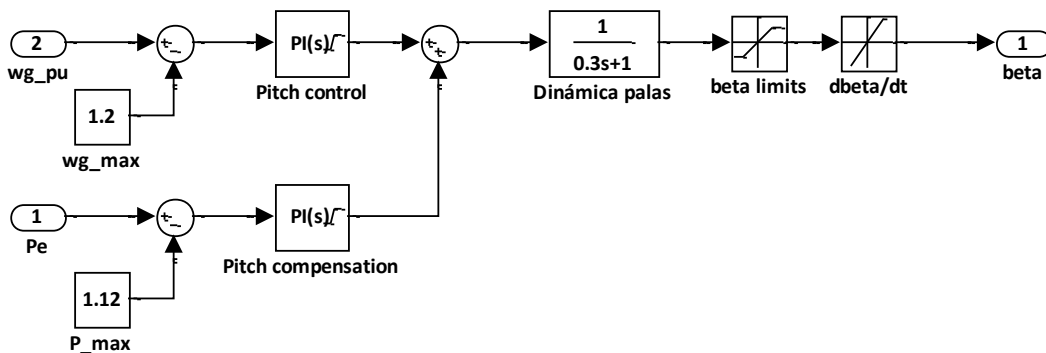


Figura 34. Sistema de bloques del modelo del control de pitch

El control de pitch es un control proporcional integral, que sigue la referencia de velocidad máxima, de forma que nunca se supere la referencia de 1.2 partes por unidad.

La compensación de pitch, no es más que un control proporcional integral, que actúa en el caso que se supere la potencia máxima, que es 1.12 partes por unidad de la potencia nominal del generador, de esta forma se controla que la potencia no supere nunca sus límites. La acción correctora se añade a la acción del control de pitch, se ha añadido anti-windup y los límites de acción de β .

En la siguiente tabla, se encuentran los parámetros utilizados en el control de pitch, que son los mismos valores, que se proponen en (3).

| Parámetro | Nombre de la variable | Valor |
|--|-------------------------|-------|
| Ganancia proporcional pitch | K_{PP} | 150 |
| Ganancia integral pitch | K_{IP} | 25 |
| Cte. tiempo dinámica palas (s) | T_p | 0.3 |
| Angulo beta máximo (deg) | β_{max} | 27 |
| Angulo beta mínimo (deg) | β_{min} | 0 |
| Variación beta máxima(deg/s) | $\frac{d\beta}{dt} max$ | 10 |
| Variación beta mínima (deg) | $\frac{d\beta}{dt} min$ | -10 |
| Ganancia proporcional compensación pitch | K_{PC} | 3 |
| Ganancia integral compensación pitch | K_{IC} | 30 |

Tabla 7. Parámetros del modelo del control de pitch

3.5.2. Control de Par

A grandes rasgos, este control se encarga de generar una referencia de par, según la potencia demandada. Como se ha explicado anteriormente, para el propósito de este proyecto, no es necesario saber los datos electromagnéticos del generador y sus convertidores electrónicos, ni los flujos de potencias activa y reactiva intercambiados por estos.

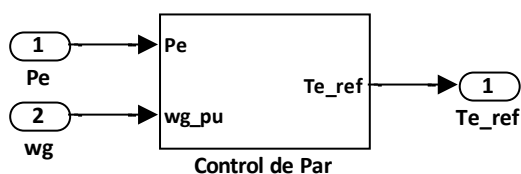


Figura 35. Entradas y salidas del control de par

Cuando la potencia generada, se encuentra por debajo de un umbral determinado por el usuario, en el caso de General Electric se toma el 46% de la potencia, la turbina, para extraer la

máxima potencia disponible, debe de optimizar el coeficiente de potencia, adaptando la velocidad de giro de la turbina a la velocidad del viento disponible en cada momento. El coeficiente de potencia depende de lambda y de beta, entonces si conseguimos hacer lambda optimo para una determinada velocidad de viento y beta mínimo, obtendremos la máxima potencia, para ese viento.

$$C_{p,max} = C_p \lambda_{opt}, \beta_{min}$$

Para hacer lambda optima, debemos variar la velocidad de giro de la turbina.

$$[9] \quad \lambda_{opt} = R \frac{\omega_{opt}}{v}$$

Y la potencia optima, será por tanto una función de $C_{p,max}$

$$[10] \quad P_{opt} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_{p,max} v^3$$

Despejando la velocidad del viento en [9] y sustituyendo en [10], nos queda la siguiente expresión de la potencia optimizada.

$$P_{opt} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_{p,max} R \frac{\omega_{opt}}{\lambda_{opt}}^3 = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_{p,max}}{(\lambda_{opt})^3} \omega_{opt}^3$$

Como el coeficiente de potencia máximo y lambda óptimo es conocido, agrupando constantes nos queda que la potencia óptima es una función que depende de la velocidad de giro de la turbina. Para la turbina que sirve como referencia en este proyecto $\lambda_{opt} = 8.8046$ y $C_{p,max} = 0.5173$.

$$P_{opt} = K_{opt} \omega_{opt}^3$$

$$K_{opt} = 123359.3$$

Hay que tener en cuenta, que esta expresión, está en función de la velocidad de giro de la turbina y lo que se pretende es obtener una referencia de velocidad, para el generador.

Tenemos que la velocidad óptima, se puede calcular a partir de una potencia capturada, utilizando este valor como referencia de velocidad, cuando se desee optimizar la velocidad de la turbina, para aprovechar los vientos más flojos. Así el controlador del generador, seguirá esta referencia de velocidad, haciendo que el eje gire a la velocidad deseada y que la turbina optimice la potencia extraída del viento. Se han propuesto expresiones cuadráticas que modelan este comportamiento, para fijar la velocidad de referencia del generador, en función de la potencia eólica, en este modelo, se supone que la potencia eólica es igual a la eléctrica.

$$\omega_{opt} = a \cdot P_e^2 + b \cdot P_e + c$$

En nuestro modelo, utilizaremos la expresión que proporciona el fabricante General Electric (3), para sus turbinas, haciendo que la simulación sea lo más realista posible, la ecuación cuadrática es la siguiente.

$$[11] \quad \omega_{opt} = 0.75 \cdot P_e^2 + 1.59 \cdot P_e + 0.63$$

De esta forma, nuestra referencia de velocidad, sigue una función a trozos, según los límites de la velocidad de giro del generador, ω_{gmin} y ω_{gmax} .

- Cuando la potencia eléctrica es menor a 0.07, la referencia de velocidad del generador es $\omega_{gmin} = 0.7$

- Cuando la potencia está entre 0.07 y 0.46, la referencia de velocidad, sigue la expresión [11].
- Cuando la potencia eléctrica es mayor a 0.46, la referencia de velocidad del generador es $\omega_{gmax.} = 1.2$.

El bloque speed setpoint, representa la función cuadrática, el bloque de saturación, representa los límites de la velocidad de giro del generador. Después se ha añadido un filtro de primer orden, que simula el retardo del generador en seguir la velocidad de referencia, este retardo se introduce, para que las variaciones de corriente no sean muy bruscas. El sumador, compara la señal proveniente del generador con la referencia y genera la señal de error.

Esta referencia, se introduce en un PI, que genera una referencia de par electromagnético, la cual será la referencia a seguir por el generador, para optimizar la potencia capturada.

El control proporcional integral, tiene anti windups en los límites de Par fijados por el usuario, como protección del sistema, así como una protección a las variaciones bruscas de par en el tiempo.

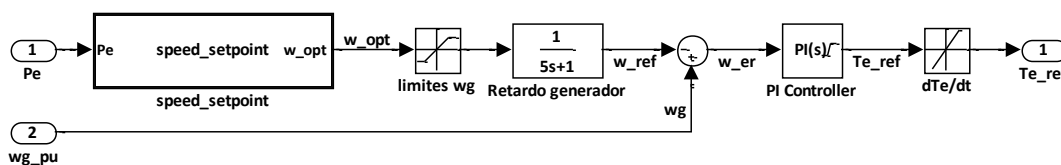


Figura 36. Sistema de bloques del modelo del control de par

En el sistema de bloques de la anterior figura, se muestra el funcionamiento del control de par, ante las entradas de potencia eléctrica y velocidad de giro del generador, se genera la señal de referencia de Par electromagnético

En la siguiente tabla, se encuentran los parámetros utilizados en el control de par, que son los mismos valores, que se proponen en (3).

| Parámetro | Nombre de la variable | valor |
|------------------------------------|-------------------------|-------|
| Ganancia proporcional par | K_{PP} | 3 |
| Ganancia integral par | K_{IP} | 0.6 |
| Cte. tiempo dinámica generador (s) | T_p | 5 |
| Par máximo (pu) | $T_{e_{max}}$ | 1 |
| Par mínimo (pu) | $T_{e_{min}}$ | 0.05 |
| Variación par máxima (pu/s) | $\frac{dT_e}{dt}_{max}$ | 0.45 |
| Variación par mínima (pu/s) | $\frac{dT_e}{dt}_{min}$ | -0.45 |
| $\omega_{gmax.}$ (pu) | | 1.2 |
| ω_{gmin} (pu) | | 0.7 |

Tabla 8. Parámetros del modelo del control de par

4. Análisis de resultados

En esta sección, se validará el modelo y los resultados de la emulación de la turbina realizados por el motor eléctrico. Como no se disponen de archivos de datos del aerogenerador real, en el que se basa este proyecto, no se puede realizar una validación de forma cualitativa, para esto, deberíamos disponer de archivos de potencia y velocidad reales, así como su correspondiente entrada de viento real, de esta forma se podría comparar como de preciso es el emulador aquí propuesto.

Así pues, para validar el modelo, se hará de forma cuantitativa, comparando el comportamiento de éste con los resultados que ofrece la literatura general sobre aerogeneradores.

4.1. Resultados de la simulación

El modelo aquí expuesto, no sirve, para simular las condiciones de puesta en marcha o de paro, por lo tanto, se partirá siempre de unas condiciones iniciales, para la simulación.

Tampoco se han modelado, los sistemas de emergencia y seguridad de los aerogeneradores, el objetivo aquí propuesto se centra en el funcionamiento a régimen normal del aerogenerador.

Como se han simulado dos modelos mecánicos diferentes, se expondrán las diferencias que hay entre ambos, así como su campo de aplicación según los objetivos que se persigan en la simulación, de forma simplificada, un modelo será más conveniente que otro según el grado de comportamiento dinámico, que se necesite en una aplicación dada.

4.1.1. Simulación del modelo aerodinámico

Para analizar el comportamiento del modelo aerodinámico, se ha realizado la gráfica siguiente, utilizando como entrada al modelo, una rampa de viento con una pendiente muy suave, para asegurarnos que el sistema alcanza las condiciones de funcionamiento en régimen permanente. Se ha medido la potencia que genera la turbina, en la salida del modelo aerodinámico, que es la que se captura del viento y también se ha añadido la potencia eólica máxima, que se puede extraer del viento con la turbina modelada, que es cuando el coeficiente de potencia es el máximo con un ángulo de pitch nulo, para comparar el comportamiento global del sistema se gráfica también la curva de la velocidad de giro del generador. Como condiciones iniciales la velocidad de giro en el modelo mecánico es igual a una parte por unidad y beta igual a cero.

Se ha utilizado el modelo mecánico de una massa, ya que para validar el modelo, no se requiere el comportamiento en detalle de la carga conectada al modelo aerodinámico.

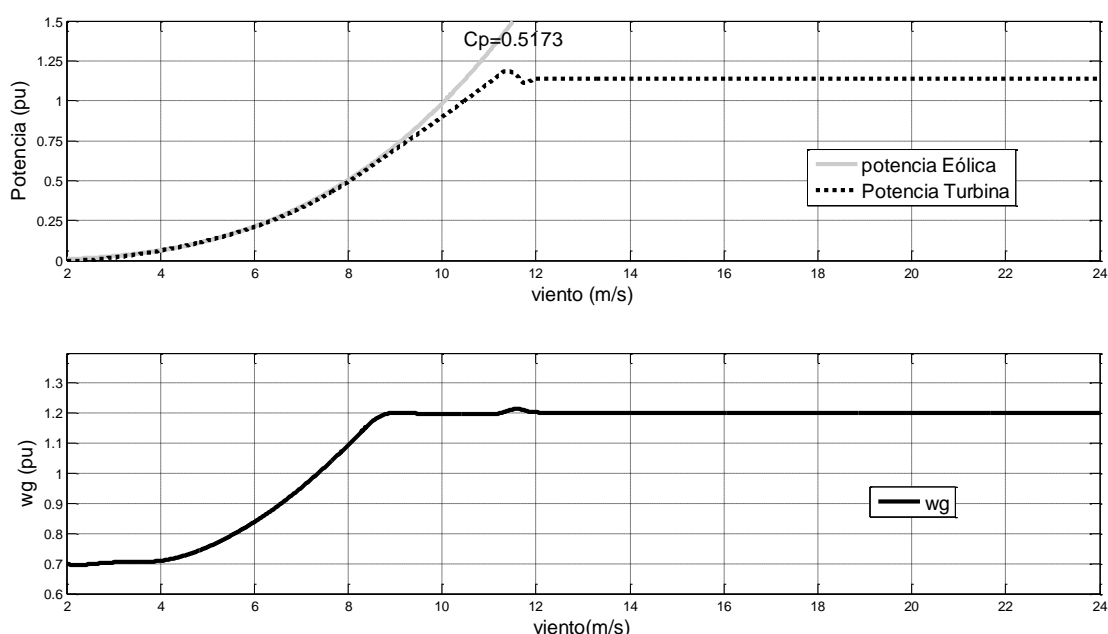


Figura 37. Simulación modelo aerodinámico

La parte que hay entre cero y el punto donde la potencia alcanza aproximadamente el 60%, la turbina se encuentra en la zona de optimización, que se sitúa entre los límites máximo y mínimo de la velocidad de giro del generador, en esta zona la turbina desarrolla el máximo de su potencia, igualandose la curva a la potencia del viento que se obtiene con el coeficiente máximo de potencia de la turbina simulada, $C_{pmax} = 0.5173$, este resultado, se obtiene gracias al control de par realizado por el generador. A partir de aquí, la turbina limita su velocidad a la máxima velocidad de giro, hasta que se alcanza la máxima potencia fijada 1.12.

En esta segunda zona, el sistema sigue la referencia de velocidad máxima de 1.2 pu, aquí la turbina mantiene la velocidad máxima, la velocidad del viento sigue aumentando hasta que se supera el límite de potencia, donde empieza a actuar la compensación de pitch, para evitar que se supere la máxima potencia permitida por el generador. A partir de aquí, el control mantiene la potencia en su límite, hasta que se alcanza la velocidad máxima de viento permitida por la turbina (25 m/s), en este punto, el sistema de seguridad de la turbina real, bloquea el giro del rotor, para evitar daños en la estructura.

En lo que respecta a este proyecto, estos sistemas de seguridad, no se han implementado, ya que no se pretende simular condiciones extremas de funcionamiento.

En lo que respecta al comportamiento del modelo aerodinámico, el modelo simula perfectamente las condiciones que se expresan en el informe de General Electric, en que se basa nuestro modelo.

4.1.2. Simulación del modelo mecánico

Aquí se compararán ambos modelos mecánicos propuestos en este proyecto, el modelo mecánico de una massa, en las gráficas one mass y el modelo mecánico de dos masas, en las gráficas , two mass.

Como entrada al sistema, se introduce un archivo real de datos de viento, que contiene tres muestras por segundo, los primeros 10 segundos son debidos a la transición del modelo hasta las condiciones de funcionamiento normales.

En las gráficas, se han tomado 300 segundos con ambos modelos, tomando los datos de velocidad del generador y potencia eléctrica. También se ha graficado la variación de beta, para observar la actuación del control.

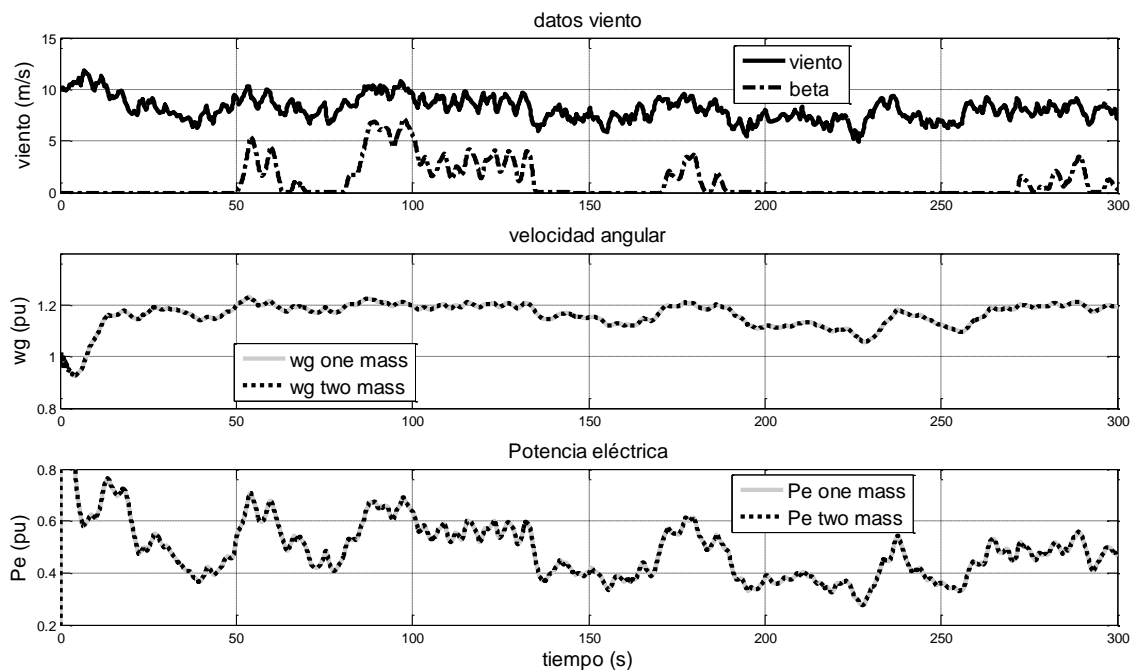


Figura 38. Comparación modelos mecánicos

Como se puede apreciar, en régimen normal de funcionamiento, no existen diferencias sustanciales de la respuesta entre ambos modelos, como en las gráficas no se puede apreciar la diferencia, se calcula el error por mínimos cuadrados medio, el error acumulado y la desviación típica entre los dos modelos mecánicos, dando los siguientes resultados:

Respecto a la potencia eléctrica:

- desviación típica = 0.0012658
- error medio = 1.6023e-006
- error medio acumulado = 0.0048068
- número de muestras = 3001

Respecto a la velocidad del generador:

- desviación típica = 0.0012748
- error medio = 1.625e-006
- error medio acumulado = 0.004875
- número de muestras = 3001

Estos resultados, nos demuestran, que para el régimen de funcionamiento estacionario, no existen diferencias significativas, a la hora de utilizar uno u otro modelo.

Para comprobar las diferencias entre los dos modelos mecánicos, en los siguientes apartados, se hace un análisis dinámico.

4.1.1.1. Simulación del modelo de una masa.

La siguiente simulación, se lleva a cabo con un escalón de entrada, desde una posición estable de funcionamiento, primero se deja que el sistema se estabilice en régimen permanente y se le introduce un escalón desde 10 m/s hasta 16 m/s, este escalón es bastante crítico, donde se puede apreciar el comportamiento del control de pitch, la potencia y velocidad de giro.

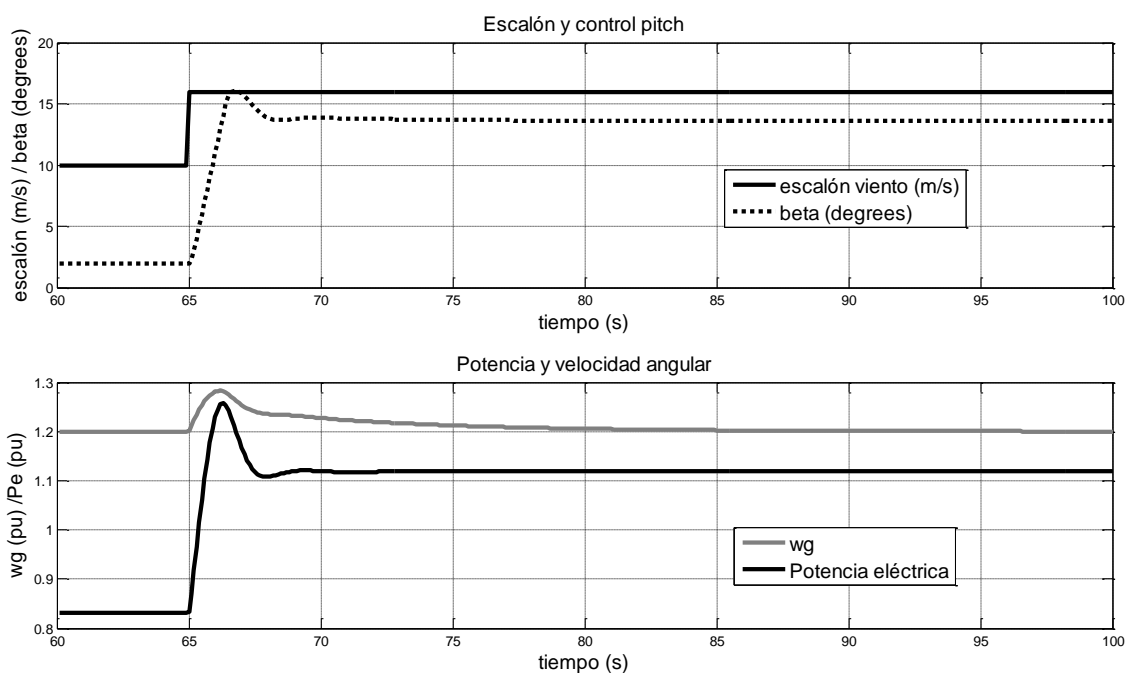


Figura 39. Simulación del modelo de una masa

Aquí se puede apreciar, la actuación del control de pitch, que mantiene la potencia y la velocidad de giro en sus límites, después del escalón.

4.1.1.2. Simulación del modelo de dos masas.

Esta simulación, se realiza en las mismas condiciones que el modelo de una masa, para comparar el comportamiento dinámico entre ambos modelos.

Como se puede apreciar en las gráficas, en el comportamiento transitorio, si existen diferencias, se observa una oscilación más pronunciada en el modelo de dos masas, que no

presenta el modelo de una masa, esto es debido al amortiguamiento y la flexibilidad del eje, que si están representados en este modelo.

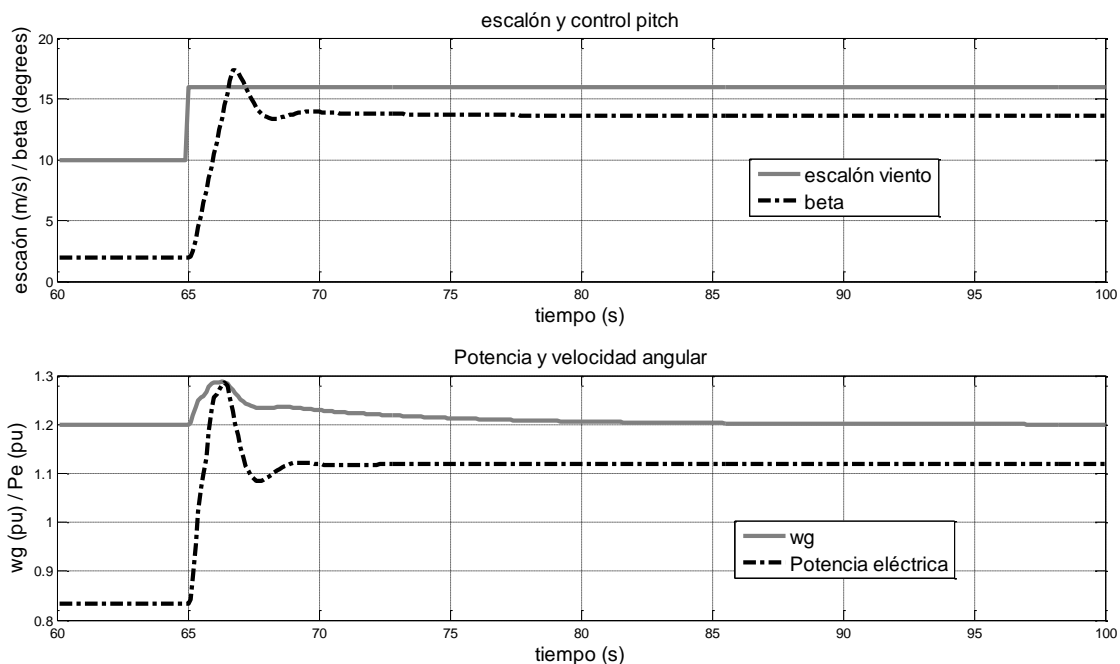


Figura 40. Simulación del modelo de dos masas

Según sean los objetivos de análisis que se pretendan realizar con el emulador, habrá que utilizar un modelo u otro, o dicho de otro modo, según la exactitud que se necesite del modelo, para emular el comportamiento real.

En la siguiente gráfica, se han superpuesto los resultados anteriores, con el objetivo de comparar las dos respuestas con más detenimiento.

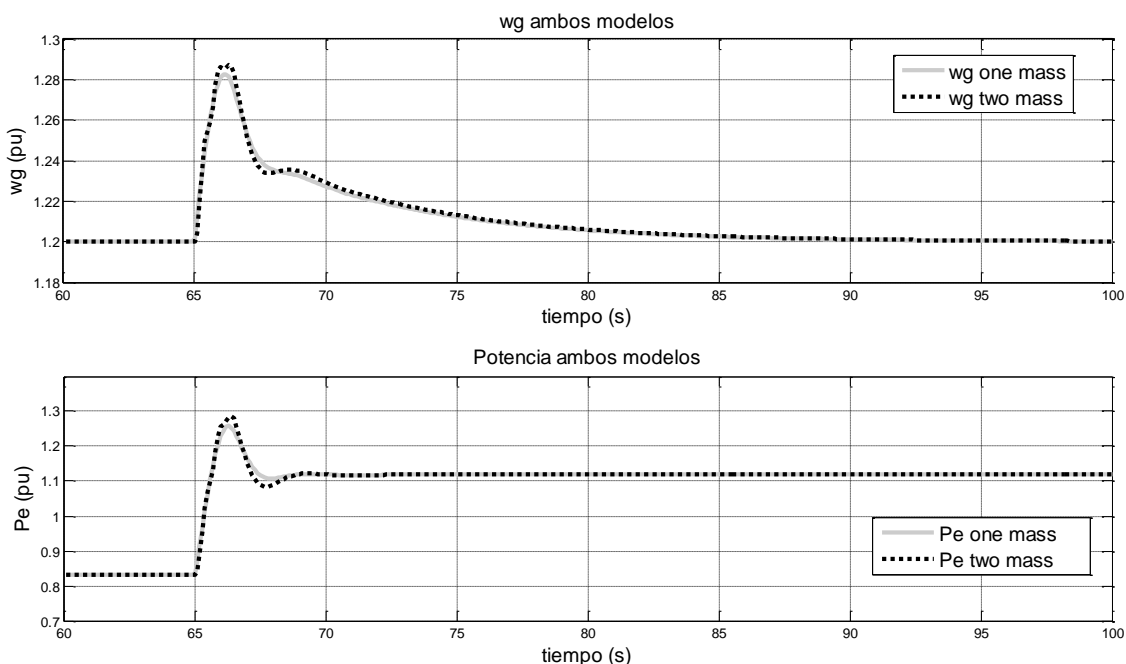


Figura 41. Comparación de los modelos mecánicos

4.1.3. Simulación del generador.

Para comprobar el modelo del generador, se ha obtenido la curva característica de potencia, obteniendo una curva parecida a los generadores reales, salvo para el tramo entre 0.7 pu a 0.45 pu de potencia, que es donde actúa el control de par implementado en el modelo, validándose así el modelo de generador, ya que cumple con los resultados esperados.

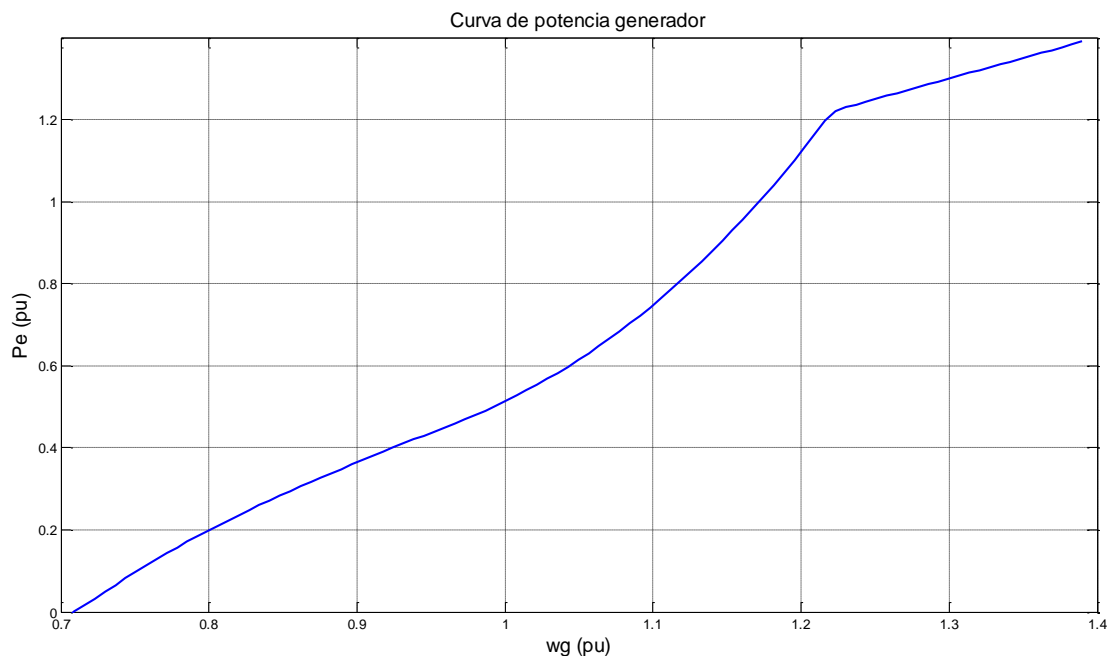


Figura 42. Curva de potencia del generador

4.1.4. Resultados de la emulación.

En esta sección se analiza el resultado global del emulador, que es el conjunto del modelo simulado más el comportamiento de los componentes físicos y electrónicos que componen el sistema.

Para analizar la respuesta dinámica, se ha generado una señal escalón a través de la tarjeta de adquisición de datos y se ha enviado esta al variador, obteniéndose la respuesta del motor con el retorno de los datos reales de giro del motor, que envía el variador hacia la tarjeta. Los resultados de este análisis se pueden ver en la siguiente gráfica.

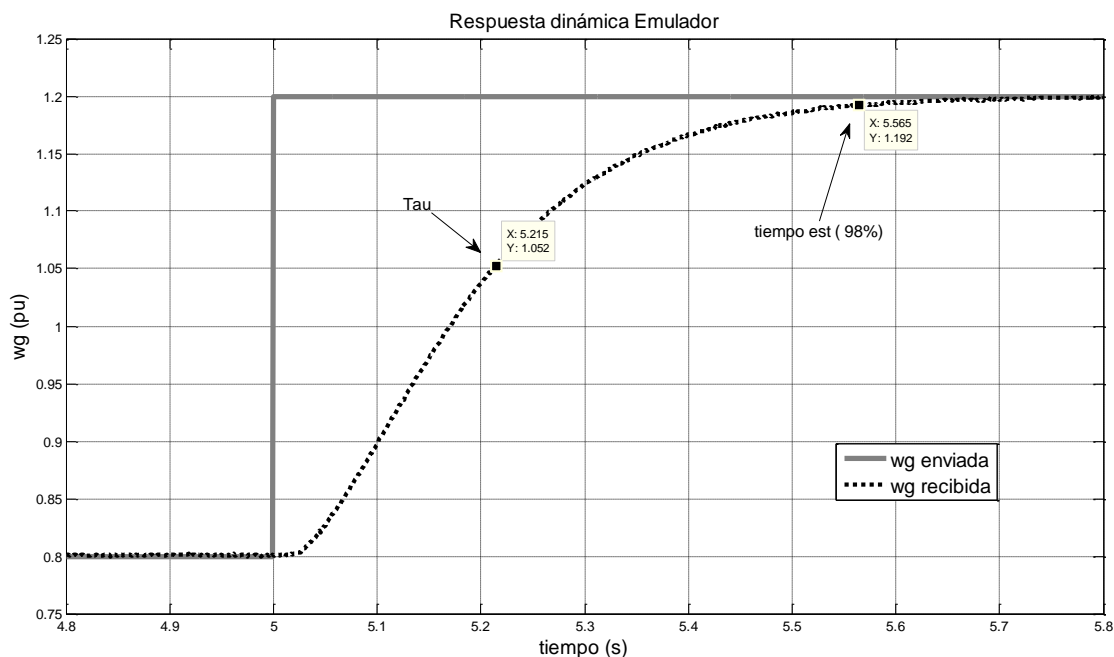


Figura 43. Respuesta dinámica del emulador

Para realizar el experimento, se ha utilizado un periodo de muestreo elevado ($T=0.001s$), para eliminar el retardo lo máximo posible y que no afecte al resultado dinámico.

Previamente se han calibrado las entradas y salidas analógicas de la tarjeta, para aumentar la fiabilidad de las medidas, ver manual adjunto en anexo 4.8, para este propósito.

Hay que tener en cuenta también, que hay que configurar el ajuste de la rampa de aceleración /deceleración del variador a sus valores mínimos, que son de (0.01s/0.01s).

Como resultado de la prueba, se obtiene un tiempo de establecimiento al 98% de $t_e = 0.565 (s)$ y una constante de tiempo de $\tau = 0.215 (s)$.

Estos valores, corresponden a la dinámica del motor eléctrico más los convertidores electrónicos del variador, debido a que los datos de viento tienen un periodo de muestreo de $T_w = 0.48 (s)$ que es el doble de la constante de tiempo, está dinámica no va a influir decisivamente en el comportamiento del emulador.

Respecto a la respuesta dinámica, se han realizado dos pruebas, una para el modelo de una masa y otra para el modelo de dos masas, sin presentar apenas diferencias.

Estas pruebas se han realizado con un periodo de muestreo de $T_{mod} = 0.1 (s)$, durante diez minutos, con el archivo de viento real.

Estas pruebas se realizan con el sistema completo del emulador, tal como muestra la figura 43. Antes de la salida analógica, se ha conectado un bloque de ganancia, para adecuar la señal de consigna al variador, así como en la entrada analógica, para convertir la señal recibida del variador a los parámetros del modelo en (pu).

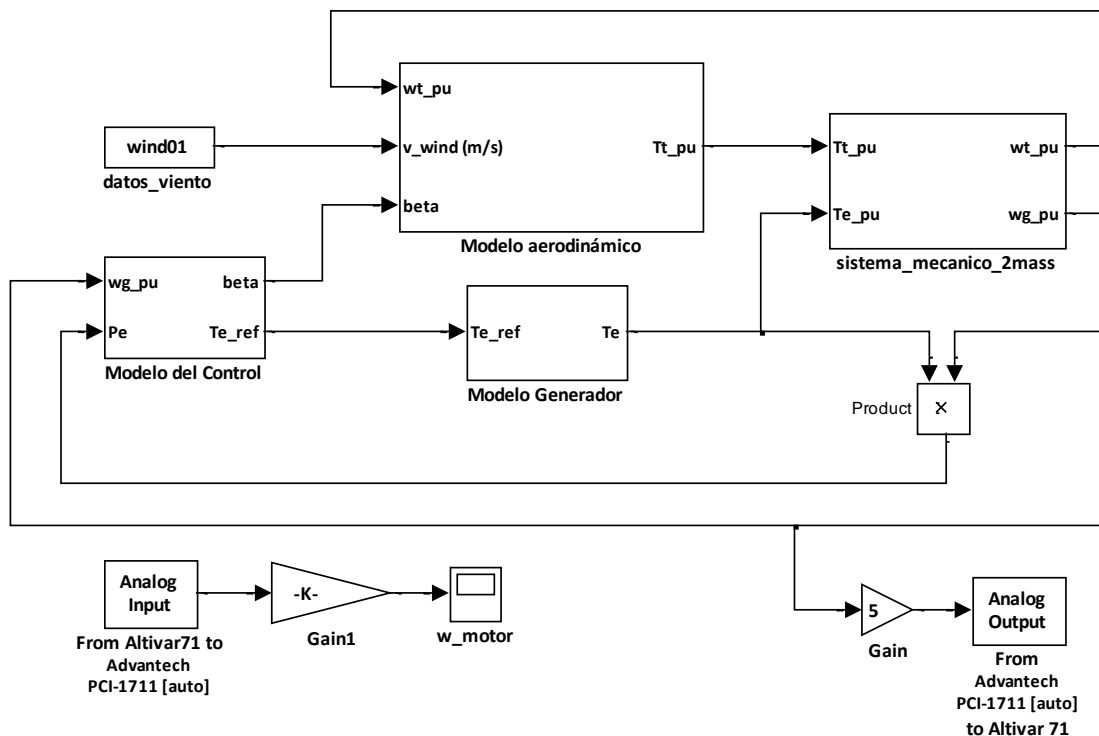


Figura 44. Sistema completo conectado

Como resultado de la prueba con el modelo de una masa, se obtienen las siguientes gráficas, que comparan la señal de velocidad enviada por el modelo al motor con la señal real entregada por el motor, también se incluye el resultado del comportamiento del sistema de control de pitch (beta).

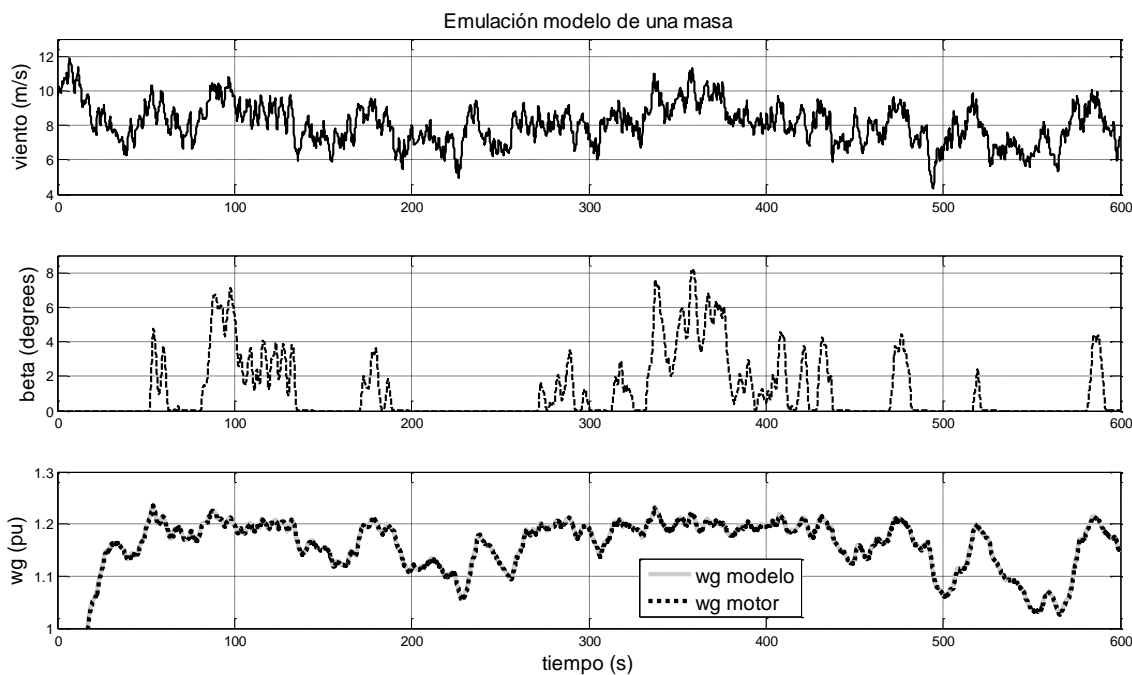


Figura 45. Resultado emulación modelo de una masa

Analizando los datos obtenidos se obtienen los siguientes errores:

- desviación típica = 0.010414
- error medio = 0.00010843
- error medio acumulado = 0.65069
- número de muestras = 6001
- valor medio x = 1.1463
- valor medio y = 1.1447

Para el modelo de dos masas, se realiza la prueba con las mismas condiciones, obteniéndose unas gráficas prácticamente iguales.

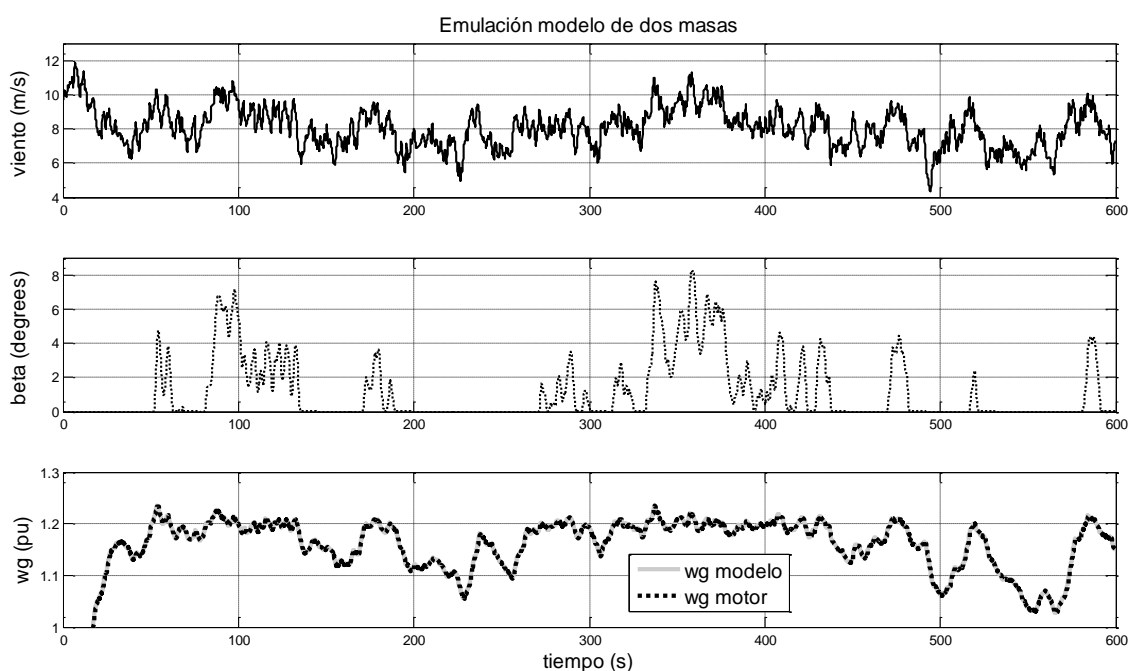


Figura 46. Resultado emulación modelo de dos masas

Haciendo los mismos cálculos estimativos que en el caso anterior, obtenemos los siguientes resultados:

- desviación típica = 0.010199
- error medio = 0.000104
- error medio acumulado = 0.62403
- número de muestras = 6000
- valor medio x = 1.1463
- valor medio y = 1.1453

Como se puede apreciar en los resultados, se obtiene un error muy pequeño, que nos indica, que el emulador se comporta con una gran precisión, realizando lo que el modelo le indica, la pequeña desviación que se obtiene, no es más que ruido de los cables y circuitos, unido a la resolución de la medida de la velocidad real que nos devuelve el variador.

5. Planificación y programación

En este apartado, se establecen unas fases de ejecución del proyecto y se distribuyen en el tiempo, para poder anticiparnos a posibles retrasos y hacer ajustes adecuados en la planificación del proyecto, para que este se lleve a cabo en los plazos previamente establecidos. De esta forma, el proyecto se divide en seis fases de ejecución, que vamos a definir aquí.

- Sistema Informático
- Compra de materiales
- Montaje de componentes
- Pruebas Intercomunicaciones
- Diseño del modelo
- Análisis de resultado

Sistema Informático

Esta fase corresponde, a la instalación y configuración del sistema informático y la tarjeta de adquisición de datos. Para ello, se debe instalar el paquete de desarrollo MatLab/Simulink/Real time Windows target en la computadora y los drivers de la tarjeta de adquisición de datos, que se ejecutan sobre Windows XP.

Para configurar el sistema, hay que configurar Matlab, para trabajar a tiempo real, instalando el núcleo Real Time Windows Target Kernel y asignar un compilador de C/C++, para la generación de código.

También hay que configurar los bloques de entrada y salida analógica en la herramienta de simulink Real Time Windows Target, para que este reconozca la tarjeta de adquisición de datos. Asimismo, se deben calibrar las entradas y salidas analógicas de la tarjeta.

Aunque en un principio esta fase, se puede realizar en una semana, hay que tener en cuenta los problemas que surgen, con las instalaciones y configuraciones informáticas, que son fuente frecuente de grandes retrasos, por este motivo, se planifica un periodo de 23 días, para instalar, familiarizarse y comprobar el sistema informático.

Compra de material

Como su nombre indica en esta fase se procederá al encargo y recepción del material necesario para el montaje de componentes en el bastidor. Esta fase, puede comenzar simultáneamente a la anterior. En un principio, no debe presentar problemas de retraso, aunque si hubiera que encargar alguna pieza especial, por ejemplo el bastidor o el soporte del motor, podría presentar retrasos considerables. Se le asigna un plazo de 23 días.

Montaje de componentes

Aquí, se montarán todos los componentes en el bastidor y se cableará el aparellaje eléctrico, que une el motor con el variador de frecuencia y sus correspondientes dispositivos de seguridad y protección.

Esta fase, se puede acortar bastante, pues el montaje en sí no debería llevar más de una semana, pero depende de la fase anterior de compra de materiales, por este motivo, si hay que ajustar tiempos, contamos con la holgura considerable de la suma de ambos procesos, que en el peor de los casos, no superarán los 43 días.

Pruebas Intercomunicaciones

Este proceso corresponde a las pruebas necesarias, para que el motor responda a nuestra consigna de velocidad adecuadamente, así como a que el sistema informático, sea capaz de recibir la señal que nos indica a qué velocidad real está girando.

Aquí, se deben configurar las entradas y salidas analógicas del variador de frecuencia, para comunicarse con el sistema informático y configurar también el software del variador, para que este responda a los parámetros de repuesta adecuados, como por ejemplo las rampas de aceleración y deceleración.

Esta etapa, depende de las anteriores, ya que no es posible realizarla, sin haber finalizado las anteriores actividades, por este motivo, cualquier imprevisto previo afectará a esta fase, para anticiparnos a este efecto, se ha tomado un margen bastante amplio de 30 días.

Diseño del modelo

Esta etapa es la más larga e impredecible, ya que se deben tomar decisiones de diseño e hipótesis, que nos permitan simplificar el modelo a implementar. Se diseñarán cuatro modelos, el modelo aerodinámico, el modelo mecánico, el modelo del generador y el modelo de control. Se implementarán y comprobarán los cuatro modelos en el software de emulación, hasta tener un modelo completo de turbina adecuado, comprobando el funcionamiento del sistema completo. Se le asigna un tiempo de 70 días.

Análisis de resultados

En el análisis de resultados se harán las pruebas necesarias para la validación del modelo y se calcularán los errores de estimación. Se le asigna un tiempo de 20 días.

La siguiente tabla muestra como están relacionadas las tareas entre ellas, pues la mayoría de las tareas dependen de otras. Se muestra la dependencia con los antecesores inmediatos de cada fase. Se ha añadido en las fechas un superíndice que muestra estas dependencias, así por ejemplo, en el tiempo de inicio temprano (**T.I.Te**) de las pruebas de intercomunicaciones, que se establece el 17/07/11, los superíndices (1) y (3), hacen referencia al tiempo de finalización temprana (**T.F.Te**) del sistema informático y del montaje de componentes, indicando que el proceso de pruebas de intercomunicaciones depende de los dos anteriores y como mucho en el mejor de los casos se podría anticipar a la fecha de finalización temprana de los dos antecesores inmediatos, que en este caso sería la del proceso de montaje de componentes, que es la más desfavorable de las dos.

En la tabla, los sigloides (**T.I.Ta**) y (**T.F.Ta**) significan tiempo de inicio tardío y tiempo de finalización tardía, respectivamente.

| Proceso | Duración (días) | Antecesor Inmediato | T.I.Te | T.I.Ta | T.F.Te | T.F.Ta |
|-----------------------------|-----------------|---|----------------------------|----------|-------------------------|----------|
| Sistema Informático | 23 | | 01/06/11 | 01/06/11 | 19/06/11 ⁽¹⁾ | 02/07/11 |
| Compra materiales | 23 | | 01/06/11 | 01/06/11 | 19/06/11 ⁽²⁾ | 02/07/11 |
| Montaje Componentes | 20 | Compra materiales | 19/06/11 ⁽²⁾ | 04/07/11 | 17/07/11 ⁽³⁾ | 30/07/11 |
| Pruebas Intercomunicaciones | 30 | Sistema Informático Montaje de Componentes | 17/07/11 ⁽¹⁾⁽³⁾ | 01/08/11 | 21/08/11 ⁽⁴⁾ | 12/09/11 |
| Diseño Modelo | 70 | | 19/06/11 ⁽¹⁾ | 01/08/11 | 21/08/11 ⁽⁵⁾ | 07/11/11 |
| Análisis Resultados | 20 | | 21/08/11 ⁽⁴⁾⁽⁵⁾ | 07/11/11 | 18/09/11 | 03/12/11 |

Tabla 9. Tabla de planificación y programación cronológica

Para poder ver mejor este tipo de interdependencias, reflejamos la tabla en un diagrama de Pert, que nos ofrece una visión más intuitiva del proceso.

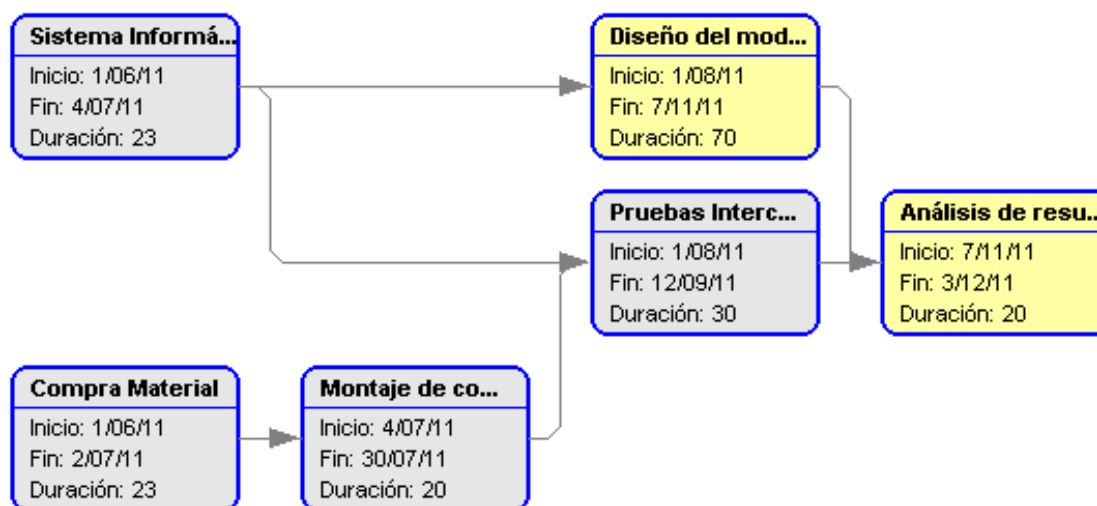


Figura 47. Diagrama de Pert

Aquí se aprecia claramente que la fase final, depende de la fase de diseño del modelo y de la fase de pruebas de Intercomunicaciones que son paralelas, aunque hayan procesos que se pueden ejecutar paralelamente, hay que tener en cuenta que dependen de una sola persona, por lo tanto, sólo podremos beneficiarnos de esta característica de los procesos, cuando estemos obligados a tomar una espera por algún motivo en una tarea, tomando el proceso paralelo, para adelantar objetivos. El proceso sistema informático, también es paralelo a los procesos de compra de materiales y de montaje de componentes. Esto se aprecia mejor en la gráfica de Gantt.

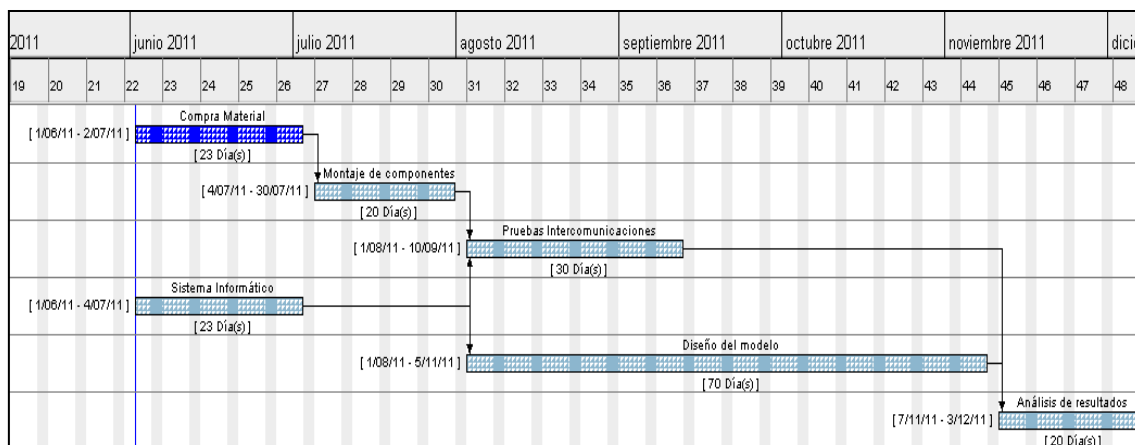


Figura 48. Gráfica de Gantt

En el caso más favorable, el proyecto terminaría el 18/09/11, si se cumplieran todos los tiempos de finalización tempranos y en el caso desfavorable, terminaría el 3/12/11, cumpliendo los tiempos de finalización tardíos.

6. Conclusiones y recomendaciones

En este proyecto, se ofrece una visión general sobre el modelado de las turbinas eólicas y su simulación por ordenador. También muestra un resumen de la tecnología empleada en los aerogeneradores actuales, así como los diferentes fenómenos físicos que influyen en el diseño de estos. Se analizan las diferentes partes de un aerogenerador, analizando el grado de precisión requerido e indicando las simplificaciones posibles del modelo, dando una solución al modelado genérico de las turbinas y sus diferentes elementos independientes.

Para el modelo aerodinámico, se ofrecen varias posibilidades de representar las propiedades físicas de una turbina eólica en diferentes modelos matemáticos.

Se desarrolla el modelado específico con los datos reales de una turbina contemporánea analizando los resultados obtenidos y comparando las diferencias entre dos tipos distintos de modelo mecánico, que se escogerán en función del grado de complejidad requerido para el estudio de los fenómenos específicos de estudio.

Se hace una clasificación de los diferentes tipos de simulación usados, para estudiar los fenómenos específicos de determinados objetivos.

Después de analizar las posibles alternativas a la realización física de un emulador de turbina eólica, finalmente se propone una solución y se demuestra su correcto funcionamiento, según las características deseadas.

También se analizan las posibles soluciones de simulación a tiempo real, ofreciendo una solución al problema.

Los resultados del proyecto demuestran, que es posible desarrollar e implementar con herramientas de simulación, modelos dinámicos de turbinas eólicas, con suficiente precisión y complejidad y emular su comportamiento mediante el control de un motor eléctrico.

Sería conveniente, disponer de datos reales de entrada/salida, de varias turbinas actuales, de esta forma, se podría comprobar y adecuar el modelo, para que su comportamiento siga nuestras directivas de una forma precisa, realizando la emulación de cualquier tipo de turbina, sean cual sean sus dimensiones.

7. Bibliografía

1. *Motores neumáticos Neumac, folleto general*. **NEUMAC.S.A.** Diciembre 2004.
2. **Ackermann, Thomas**. *Wind power in Power Systems*. Stockholm, Sweden : Wiley, 2005. ISBN 0-470-85508-8.
3. **Clark K., Miller N. , Sanchez-Gasca J.** *Modeling of GE Wind Turbine Generators for Grid Studies*. New York : General Electric International, 2010.
4. **Slootweg J, polinder H, Kling W.** *Initialization of wind turbine models in power system dynamic simulations*. Porto : Porto power tech conference, 2001.
5. **Heier S.** *Grid Integration of wind energy conversion systems*. England : John Wiley & sons, 2006.
6. **Akhmatov, Vladimir.** *variable Wind speed turbines with doubly-fed Induction generator*. s.l. : Wind Engineering, 2003. 27.
7. **González Lopera, Alexander M.** *Estado del arte del control de la potencia en generadores eólicos*. medellín, Colombia : Universidad pontificia Bolivariana, 2008. Revista Investigaciones Aplicadas.
8. **S, Øye.** *Tjaereborg wind turbine: first dynamic inflow measurement*. s.l. : Department of Fluid mechanics, Technical University of Denmark, 1992.
9. **Snel H, Schepers JG,.** *Joint Investigation of dynamic inflow effects and implementation of an engineering method*. s.l. : Netherlands Energy Research Foundation, 1995.
10. **Sorensen JN, Myken A,.** *Unsteady actuator disk model for horizontal axis wind turbines*. s.l. : Journal of wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 1992.
11. **Borja M.A, González R, Mejía F, Huacuz J, medrano C y Saldaña R.** *Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloeléctrica*. Méjico : Instituto de investigaciones electricas, 1999.
12. **Álvarez, Clemente.** *Energía eólica*. Madrid : IDAE, septiembre de 2006.
13. **Jianzhong Zhang, Ming Cheng, Zhe Chen, Xiaofan Fu.** *Pitch Angle Control for Variable Speed Wind Turbines*. Nanjing China : s.n., April 2008.
14. **BOLIK, SIGRID M.** *Modelling and Analysis of Variable Speed Wind Turbines with Induction Generator during Grid Fault*. Denmark : Institute of Energy Technology Aalborg University, October 2004.
15. **Berthold Schlecht, Sascha Gutt.** *Multibody-System-Simulation of Drive Trains of Wind Turbines*. Dresden, Germany : Institute of Machine Elements and Machine Design Dresden University of Technology, 2002.
16. **PERDANA, ABRAM.** *Dynamic Models of Wind Turbines A Contribution towards the Establishment of Standardized Models of Wind Turbines for Power System Stability Studies*. Goteborg, Sweden : Chalmers University of Technology, 2008. ISBN 978-91-7385-226-5.
17. **Akhmatov, Vladislav.** *Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amount of wind power*. Lyngby, Denmark : Technical University of Denmark, April 2003. ISBN 87-91184-18-5.
18. **Christian Masson, Arezki Smaili and Christophe Leclerc.** *Aerodynamic Analysis of HAWTs Operating in Unsteady Conditions*. Montréal, Québec, : John Wiley & Sons, 2001. WIND ENERGY.

19. **SEBASTIAN, THOMAS.** *UNDERSTANDING THE UNSTEADY AERODYNAMICS AND NEAR WAKE OF AN OFFSHORE FLOATING HORIZONTAL AXIS WIND TURBINE.* Massachusetts : University of Massachusetts, May 2011.
20. **Torben J. Larsen, Morten Hartvig Hansen, Florin Iov.** *Generator Dynamics in Aeroelastic Analysis and Simulations.* Roskilde, Denmark : Risø National Laboratory, July 2003.
21. **Wright, Alan D.** *Modern Control Design for Flexible Wind Turbines.* Colorado : National Renewable Energy Laboratory, July 2004.
22. **Perdana A., Carlson O., Persson J.** *Dynamic Response of Grid-Connected Wind Turbine with Doubly Fed Induction Generator during Disturbances.* TRONDHEIM : NORDIC WORKSHOP ON POWER AND INDUSTRIAL ELECTRONICS., 2004.
23. **SNEL H., SCHEPERS J. G.** *ENGINEERING MODELS FOR DYNAMIC INFLOW PHENOMENA.* AMSTERDAM : s.n., JUNE 1991. PROCEEDINGS OF THE EUROPEAN WIND ENERGY CONFERENCE 1991.
24. **Lazcano Ibáñez, Jesús Alberto.** *Energía eólica offshore.* Madrid : s.n., octubre de 2006. XLV Sesiones Técnicas de Ingeniería Naval.
25. **Aparicio Marín, Néstor.** *Nuevas estrategias para la contribución de los parques eólicos al control de frecuencia de los sistemas eléctricos.* Valencia : Universidad Politécnica de Valencia, julio de 2011. Tesis Doctoral.
26. **Blasco-Gimenez Ramón, Año-Villalba Salvador, Rodríguez-D'Herlé Johel, Bernal-Perez Soledad, Morant Francisco.** *Diode-Based HVdc Link for the Connection of Large Offshore Wind Farms.* 2011. Vol. VOL. 26. IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION.
27. **Franquesa Voneschen, Manuel.** *Traducción del libro "Kleine Windräder : Berechnung u. Konstruktion".* Wiesbaden ; Berlin ; Bauverlag : s.n., 1989. ISBN 3-7625-2700-8.
28. <http://es.wikipedia.org/wiki/Wikipedia:Portada>.
29. <http://www.mcgraw-hill.es/bcv/guide/capitulo/8448173104.pdf>.
30. *Wind Dynamic Models.* **Ellis, Abraham.** Slat Lake City, Utah : s.n., June 22, 2011. 2011 WECC Modeling Workshop.
31. **Desconocido.** *Motores eléctricos.* s.l. : <http://www.mcgraw-hill.es/bcv/guide/capitulo/8448173104.pdf>.
32. **Velar Gerrero, Victor.** *Incorporación parques eólicos a la red: Estudios de conexión y códigos eléctricos.* Santiago, Chile : Ingendesa, Junio 2010.

8. Índice de figuras

| | |
|--|----|
| Figura 1. Emulador Aerogenerador | 10 |
| Figura 2. Componentes físicos del emulador de turbina eólica | 11 |
| Figura 3. Distribución de la potencia a lo largo de la longitud de las palas | 13 |
| Figura 4. Flujo de aire a través de una turbina | 13 |
| Figura 5. Comparativa de la potencia desarrollada por diferentes tipos de turbinas..... | 15 |
| Figura 6. Descomposición de la fuerza aerodinámica que actúa sobre el ala en las componentes de sustentación y de resistencia..... | 15 |
| Figura 7. Influencia de la rugosidad con la fineza de un perfil | 16 |
| Figura 8. Perfil pala | 19 |
| Figura 9. Lambda óptimo | 19 |
| Figura 10. Gráficas de potencia de diferentes controles de velocidad | 21 |
| Figura 11. WTG con motor de inducción con rotor de jaula de ardilla (SCIG) | 22 |
| Figura 12. WTG con motor de inducción con rotor bobinado (WRIG)..... | 22 |
| Figura 13. WTG con motor de inducción doblemente alimentado | 23 |
| Figura 14. WTG con motor síncrono de imanes permanentes | 23 |
| Figura 15. Curva de potencia motor neumático Neumac CR 6.5 CR-30..... | 26 |
| Figura 16. Esquema de las tres posibles soluciones..... | 28 |
| Figura 17. Diagrama de bloques de los elementos físicos | 37 |
| Figura 18. Diagrama de bloques del modelo del aerogenerador | 40 |
| Figura 19. C_p Sloopweg para β entre 0° y 27° | 43 |
| Figura 20. C_p Clark para β entre 0° y 27° | 44 |
| Figura 21. Modelo aerodinámico | 45 |
| Figura 22. Bloques del modelo aerodinámico en detalle..... | 45 |
| Figura 23. Modelo del sistema mecánico de una masa (lumped mass) | 46 |
| Figura 24. Bloque del modelo mecánico una masa | 47 |
| Figura 25. Sistema de bloques del modelo mecánico una masa | 48 |
| Figura 26. Modelo del sistema mecánico de dos masas | 48 |
| Figura 27. Bloque del modelo mecánico una masa | 49 |

Figura 28. Sistema de bloques del modelo mecánico de dos masas 50

Figura 29. Bloque del modelo de Generador..... 51

Figura 30. Sistema de bloques del modelo del generador 51

Figura 31. Entradas y salidas del modelo del control 51

Figura 32. Bloques principales del modelo del control 51

Figura 33. Entradas y salidas del control de pitch..... 52

Figura 34. Sistema de bloques del modelo del control de pitch 52

Figura 35. Entradas y salidas del control de par 53

Figura 36. Sistema de bloques del modelo del control de par 55

Figura 37. Simulación modelo aerodinámico 57

Figura 38. Comparación modelos mecánicos 58

Figura 39. Simulación del modelo de una masa 59

Figura 40. Simulación del modelo de dos masas 60

Figura 41. Comparación de los modelos mecánicos 60

Figura 42. Curva de potencia del generador..... 61

Figura 43. Respuesta dinámica del emulador..... 62

Figura 44. Sistema completo conectado 63

Figura 45. Resultado emulación modelo de una masa 63

Figura 46. Resultado emulación modelo de dos masas 64

Figura 47. Diagrama de Pert..... 67

Figura 48. Gráfica de Gantt 68

Figura 49. Partes de un generador eólico 77

9. Índice de tablas

| | |
|--|----|
| Tabla 1. Características motor eléctrico | 37 |
| Tabla 2. Características variador de velocidad | 38 |
| Tabla 3. Características tarjeta adquisición de datos | 38 |
| Tabla 4. Características Sistema Informático..... | 38 |
| Tabla 5. Características elementos auxiliares..... | 39 |
| Tabla 6. Características software | 39 |
| Tabla 7. Parámetros del modelo del control de pitch..... | 53 |
| Tabla 8. Parámetros del modelo del control de par | 56 |
| Tabla 9. Tabla de planificación y programación cronológica | 67 |

10. Pliego de condiciones

En carpeta aparte

11. Presupuesto

En carpeta aparte

12. Planos

En carpeta aparte

13. Anexos.

4.1. Anexo 1: Definiciones principales

Un generador eólico o aerogenerador es un equipo que capta la energía cinética del viento convirtiéndola en energía eléctrica. A continuación se describen las partes más importantes de un SCEE. Algunas de las definiciones son tomadas de (7).

Rotor. Es el que transforma la energía cinética del viento en la energía mecánica que se utiliza para impulsar el generador eléctrico. Se compone de las aspas o palas (*blades*), el buje (*hub*) en donde se ensamblan las aspas, y la nariz, que es la punta frontal en forma de cono, y que se utiliza para evitar turbulencias en el centro del rotor. Cuanto mayor sea el área barrida del rotor mayor será la producción. Los rotores pueden ser de paso variable (que permiten girar sobre sí mismas a las palas) o de paso fijo (en el que no pueden girar). También puede ser de velocidad variable (cuando la velocidad de giro del rotor es variable) o constante.

Las palas: Las palas de un aerogenerador son muy similares a las alas de un avión. Hoy en día, la mayoría de las turbinas cuentan con tres palas. Y suelen ser de poliéster o epoxi reforzado con fibra de vidrio.

Sistema de transmisión mecánica. Está compuesto del eje principal o eje de baja velocidad, la caja de engranajes, y el eje de alta velocidad. El eje principal es el que transmite el torque aerodinámico del rotor al sistema del generador. La caja de engranajes, (*gear box*) es la que convierte la velocidad del rotor que es baja, a una velocidad alta para que un generador convencional pueda producir electricidad. El eje de alta velocidad es el que le entrega la potencia mecánica al generador directamente.

Generador eléctrico. Transforma la energía mecánica en energía eléctrica, tal y como hace la dinamo de una bicicleta, aunque generando normalmente corriente alterna. El alternador puede ser síncrono o asíncrono. El primero suministra una energía de mayor calidad, pero es más caro y complejo. Esta es la razón por la que el asíncrono es el más extendido de los dos.

Sistema de orientación. Los aerogeneradores disponen de un sistema de orientación que, con ayuda de los datos recogidos por la veleta, coloca siempre el rotor de manera perpendicular al viento.

Sistema de control. Está compuesto por sensores, actuadores y un controlador principal que tiene diferentes funciones: regulación de potencia, control de la velocidad, control del voltaje, arranque y paro de la máquina, orientación de la turbina, control de otras variables como son temperatura y vibración.

Sistema de seguridad. El sistema de seguridad generalmente tiene como función llevar al aerogenerador a una condición segura y estable, para las personas y para el mismo equipo. Se compone de los sistemas de frenado, sistemas de detección de altas temperaturas, presiones y vibraciones.

Góndola (nacelle). Es la cápsula o encerramiento que protege al generador, a los sistemas de transmisión y orientación y a otros componentes. Se acopla a la torre y al rotor. Además, en su exterior cuentan con un anemómetro y una veleta que facilitan información continua a todo el sistema para su control.

Torre. Es el soporte de la góndola y del rotor, es de diseño robusto para soportar toda la dinámica de la turbina eólica. Hoy en día suelen ser tubulares de acero. Las de celosía (perfiles de acero soldados) son más económicas, pero han dejado de usarse por estética y por ser más

incómodas e inseguras para los trabajadores. En terrenos rugosos, las torres más altas captarán vientos de mayor velocidad.

Los componentes principales de un generador eólico se muestran a continuación en la figura.

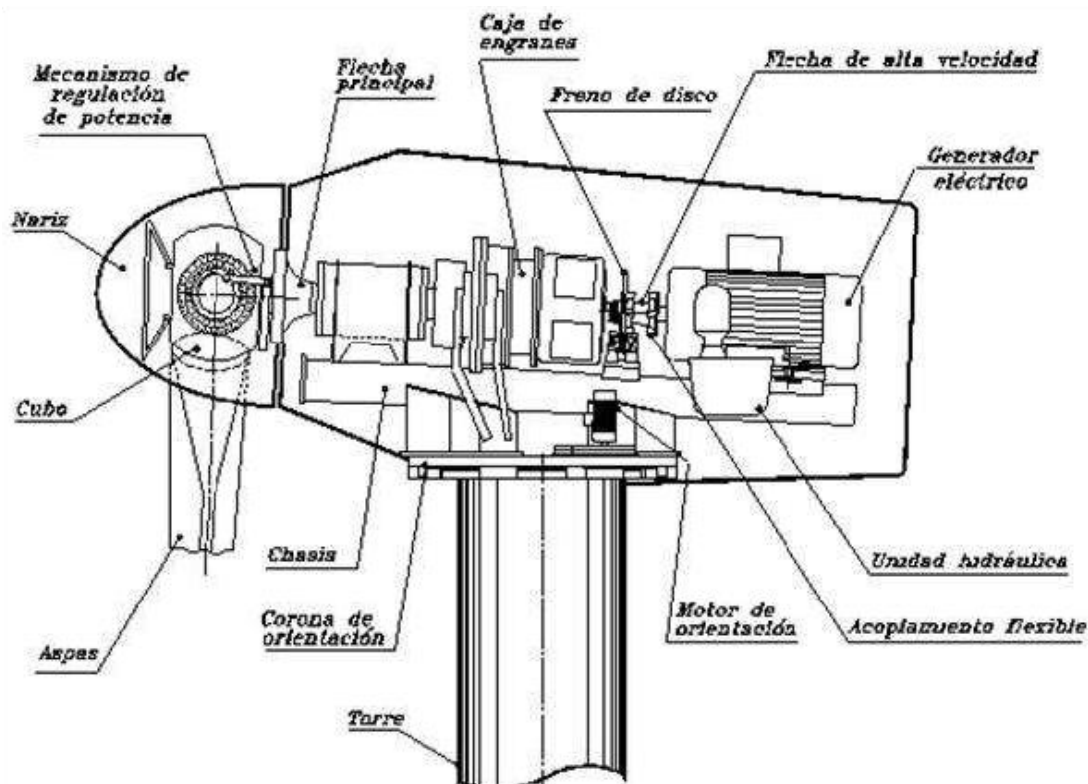


Figura 49. Partes de un generador eólico¹⁴

Angulo de paso (pitch angle). Es el ángulo que se forma entre el plano de rotación del rotor y la cuerda del perfil aerodinámico del asa.

Angulo de ataque (attack angle). Es el ángulo que se forma entre la línea que lleva la dirección de la velocidad relativa del viento y la cuerda del perfil aerodinámico del asa.

Coefficiente de potencia. Es la relación entre la potencia mecánica extraída del aire y la potencia eólica disponible.

Cuerda del perfil aerodinámico. Es la línea recta que une el borde de salida del perfil con el punto más lejano a éste en el borde de ataque del asa.

Relación de velocidad de punta (Tip speed ratio). Es la relación entre la velocidad lineal en la punta del asa y la velocidad del viento perpendicular al plano de rotación en el centro del rotor.

Sustentación (lift). Es un concepto aerodinámico que describe la fuerza que sostiene en vuelo a las aeronaves y que se representa cuando el flujo del aire, o viento para los SCEE, es laminar y se adhiere tanto a la capa superior como a la inferior del perfil aerodinámico.

¹⁴ Tomada de (7)

Pérdida de sustentación (stall). Se da cuando el flujo de aire o viento en el perfil aerodinámico deja de ser laminar al aumentar el ángulo de ataque, disminuyendo la potencia del rotor.

Aerogeneradores eléctricos de velocidad constante. Son las máquinas que tienen generadores conectados directamente a la red eléctrica y por tanto la frecuencia de la red limita su velocidad de rotación. Generan cargas dinámicas robustas.

Aerogeneradores eléctricos de velocidad variable. En los sistemas de velocidad variable, la velocidad de rotación de la turbina cambia continuamente con la velocidad del viento y requiere un convertidor electrónico de potencia para convertir la potencia de frecuencia variable a la frecuencia constante de la red eléctrica.

4.2. Anexo 2: Glosario, abreviaturas y simbología

ai2 Instituto de automática e Informática Industrial

UPV Universidad Politécnica de Valencia

HVDC High Voltage Direct Current

SCIG Squirell Cage Induction Generator

WRIG Wound Rotor Induction Generator

DFIG Double Fed Induction Generator

WRSG Wound Rotor Synchronous Generator

PMSG Permanent magnet Synchronous Generator

DAQ Digital AcQuisition

DSP Digital Signal Procesor

RTOS Real Time Operation System

CACSDS Computer Aided Control System Design

AEC Aerolastic Code

BEM Blade Element Momentum

WTG wind turbine generator

SCSI Small Computer System Interface.

CJC Cold Junction Compensation.

SCEE Sistemas de Conversión de Energía Eólica.

SVC Static Var Compensator

VSC Voltage Sourced Converters

4.3. Anexo 3: Recursos disponibles

- Mesa y silla de escritorio.
- fotocopiadoras en red: HP Color Laser Jet 2820 PS y HP Laser Jet 4250 PCL 6.
- Computador personal del laboratorio nombre: ai2-labsdf10.upvnet.upv.es. Intel® Pentium® D CPU 3.00GHz 6. Intel® Pentium® D CPU 3.00GHz 2.GB de RAM.
- Sistema operativo: Microsoft Windows XP, Profesional Version 2002 Service Pack 3.
- Tarjeta de adquisición de datos Adlink PCI-9112 con módulo de conexión ACLD-9188.
- Tarjeta de adquisición de datos Advantech PCI-1711, con módulo de conexión PCLD-8710.
- Conexión a internet, mediante la intranet de la universidad Politécnica de Valencia.
- Monitor LCD 20' marca: DGM, modelo: L-2041 w. Teclado y ratón estándar.
- Osciloscopio HAMEG 20MHz HM 203-6.
- Osciloscopio MTX 3354 150Mhz.
- Sondas de medida.
- Multímetro Agilent U1242A.
- Variador de velocidad Altivar ATV 71 HU55N4, 5.5 kw/7.5 HP, versión software v2.7.
- Motor asíncrono CIME MS 112L-4B5, 5.5kw-50Hz.
- Interruptor termo-magnético Merlin Gerin C32a 380V 4 polos.
- Borneros diversos.
- Cableado de distintas secciones y tipos.
- Rack de montaje, canaletas, tornillería diversa.
- Herramientas de laboratorio de automática y electrónica.
- Toma trifásica de red.
- Toma de suministro de aire comprimido.

4.4. Anexo 4: Tarjetas soportadas por Real Time Windows Target

| Manufacturer | Board Name | Bus Type | A/D Channels | D/A Channels | Digital I/O | First Available In |
|---------------------------------------|---------------------------------|----------|--------------|--------------|-------------|--------------------|
| Advantech | PCI-1710 | PCI | 16 | 2 | 16 | R12.1 |
| Advantech | PCI-1710HG | PCI | 16 | 2 | 16 | R12.1 |
| Advantech | PCI-1711 | PCI | 16 | 2 | 16 | R12.1 |
| Advantech | PCI-1716 | PCI | 16 | 2 | 16 | R14sp3 |
| Advantech | PCI-1720 | PCI | 0 | 4 | 0 | R12.1 |
| Humusoft | AD612 | PCI | 8 | 4 | 8 | R14 |
| Humusoft | AD622 | PCI | 8 | 8 | 8 | R2006b |
| Humusoft | MF614 | PCI | 8 | 4 | 8 | R14 |
| Humusoft | MF624 | PCI | 8 | 8 | 8 | R2006b |
| Measurement Computing | PCI-DAS1000 | PCI | 16 | 2 | 24 | R12.1 |
| Measurement Computing | PCI-DAS1001 | PCI | 16 | 2 | 24 | R12.1 |
| Measurement Computing | PCI-DAS1002 | PCI | 16 | 2 | 24 | R12.1 |
| Measurement Computing | PCI-DAS1200 | PCI | 16 | 2 | 24 | R12.1 |
| Measurement Computing | PCI-DAS1602-12 | PCI | 16 | 2 | 24 | R12.1 |
| Measurement Computing | PCI-DAS1602-16 | PCI | 16 | 2 | 24 | R12.1 |
| Measurement Computing | PCI-DAS6014 | PCI | 16 | 2 | 8 | R2007a |
| Measurement Computing | PCI-DAS6025 | PCI | 16 | 2 | 32 | R2007a |
| Measurement Computing | PCI-DAS6030 | PCI | 16 | 2 | 8 | R2007a |
| Measurement Computing | PCI-DAS6031 | PCI | 64 | 2 | 8 | R2007a |
| Measurement Computing | PCI-DAS6035 | PCI | 16 | 2 | 8 | R2007a |
| Measurement Computing | PCI-DAS6036 | PCI | 16 | 2 | 8 | R2007a |
| Measurement Computing | PCI-DAS6040 | PCI | 16 | 2 | 8 | R2007a |
| Measurement Computing | PCI-DAS6052 | PCI | 16 | 2 | 8 | R2007a |
| Measurement Computing | PCI-DAS6070 | PCI | 16 | 2 | 8 | R2007a |
| Measurement Computing | PCI-DAS6071 | PCI | 64 | 2 | 8 | R2007a |
| Measurement Computing | PCI-DAS6402-12 | PCI | 64 | 2 | 28 | R2007a |
| Measurement Computing | PCI-DAS6402-16 | PCI | 64 | 2 | 28 | R2007a |
| Measurement Computing | PCI-DDA02-12 | PCI | 0 | 2 | 48 | R2008a |
| Measurement Computing | PCI-DDA02-16 | PCI | 0 | 2 | 48 | R2008a |
| Measurement Computing | PCI-DDA04-12 | PCI | 0 | 4 | 48 | R2008a |
| Measurement Computing | PCI-DDA04-16 | PCI | 0 | 4 | 48 | R2008a |
| Measurement Computing | PCI-DDA08-12 | PCI | 0 | 8 | 48 | R2008a |
| Measurement Computing | PCI-DDA08-16 | PCI | 0 | 8 | 48 | R2008a |
| Measurement Computing | PCIDAS64-M1-16 | PCI | 64 | 2 | 28 | R2007a |
| Measurement Computing | PCIDAS64-M2-16 | PCI | 64 | 2 | 28 | R2007a |
| Measurement Computing | PCIDAS64-M3-16 | PCI | 64 | 2 | 28 | R2007a |
| Measurement Computing | PCIM-DAS1602-16 | PCI | 16 | 2 | 24 | R2009a |
| Measurement Computing | PCIM-DDA06-16 | PCI | 0 | 6 | 24 | R12.1 |
| Meilhaus Electronic | ME-2600 | PCI | 16 | 4 | 32 | R13sp1 |
| National Instruments | PCI-1200 | PCI | 8 | 2 | 24 | R12.1 |
| National Instruments | PCI-6014 | PCI | 16 | 2 | 8 | R13sp1 |
| National Instruments | PCI-6024E | PCI | 16 | 2 | 8 | R12.1 |
| National Instruments | PCI-6025E | PCI | 16 | 2 | 32 | R12.1 |
| National Instruments | PCI-6031E | PCI | 64 | 2 | 8 | R12.1 |
| National Instruments | PCI-6035E | PCI | 16 | 2 | 8 | R12.1 |
| National Instruments | PCI-6036E | PCI | 16 | 2 | 8 | R13sp1 |
| National Instruments | PCI-6052E | PCI | 16 | 2 | 8 | R12.1 |
| National Instruments | PCI-6071E | PCI | 64 | 2 | 8 | R12.1 |
| National Instruments | PCI-6221 | PCI | 16 | 2 | 48 | R2006b |
| National Instruments | PCI-6221 37-pin | PCI | 16 | 2 | 48 | R2006b |
| National Instruments | PCI-6225 | PCI | 80 | 2 | 48 | R2006b |
| National Instruments | PCI-6229 | PCI | 32 | 4 | 48 | R2006b |
| National Instruments | PCI-6251 | PCI | 16 | 2 | 48 | R2006b |
| National Instruments | PCI-6255 | PCI | 80 | 2 | 48 | R2009a |
| National Instruments | PCI-6259 | PCI | 32 | 4 | 48 | R2006b |

| | | | | | | |
|--------------------------------------|---------------------------------|-----|----|----|----|--------|
| National Instruments | PCI-6281 | PCI | 16 | 2 | 48 | R2006b |
| National Instruments | PCI-6289 | PCI | 32 | 4 | 48 | R2006b |
| National Instruments | PCI-6703 | PCI | 0 | 16 | 8 | R13sp1 |
| National Instruments | PCI-6704 | PCI | 0 | 32 | 8 | R13sp1 |
| National Instruments | PCI-6711 | PCI | 0 | 4 | 8 | R14sp1 |
| National Instruments | PCI-6713 | PCI | 0 | 8 | 8 | R14sp1 |
| National Instruments | PCI-6731 | PCI | 0 | 4 | 8 | R14sp1 |
| National Instruments | PCI-6733 | PCI | 0 | 8 | 8 | R14sp1 |
| National Instruments | PCI-MIO-16E-1 | PCI | 16 | 2 | 8 | R12.1 |
| National Instruments | PCI-MIO-16E-4 | PCI | 16 | 2 | 8 | R12.1 |
| National Instruments | PCI-MIO-16XE-10 | PCI | 16 | 2 | 8 | R12.1 |
| National Instruments | PCI-MIO-16XE-50 | PCI | 16 | 2 | 8 | R12.1 |
| Quanser | MultiQ-PCI | PCI | 16 | 4 | 48 | R13sp1 |
| Sensoray | Model 626 | PCI | 16 | 4 | 48 | R13sp1 |

4.5. Anexo 5: Código fuente

En carpeta aparte.

4.6. Anexo 6: Hojas de características (Datasheets)

En carpeta aparte.

4.7. Anexo 7: Diagrama de bloques de Simulink

En carpeta aparte.

4.8. Anexo 8: Manual del usuario

En carpeta aparte.



UNIVERSIDAD
POLITECNICA
DE VALENCIA

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL
DISEÑO**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE
VALENCIA**

PROYECTO FIN DE CARRERA

EMULADOR DE TURBINAS EÓLICAS

PLIEGO DE CONDICIONES

Autor: José Arocas Pérez

Director: Ramón Blasco Giménez

Ingeniería Técnica Industrial Especialidad Electrónica

Valencia, Diciembre 2011

Emulador de turbinas eólicas

PROYECTO FIN DE CARRERA EMULADOR DE TURBINAS EÓLICAS

Autor: José Arocas Pérez

Director: Ramón Blasco Giménez



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA**

©2011, José Arocas Pérez. Reservados todos los derechos

En los contenidos que no son originales del autor, se indica su procedencia con referencias a la bibliografía.

**Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño
Universidad Politécnica de Valencia
Valencia, Diciembre 2011**

ÍNDICE DE CONTENIDOS

| | |
|--|-----------|
| 1. Objeto | 7 |
| 2. Campo de aplicación | 7 |
| 3. Condiciones Generales | 7 |
| 3.1. Condiciones legales y administrativas | 7 |
| 3.2. Normativa de obligado cumplimiento..... | 8 |
| 3.3. Legislación internacional y europea respecto a la energía eólica.... | 8 |
| 4. Condiciones técnicas de materiales y equipos | 8 |
| 4.1. Especificaciones de los materiales | 9 |
| 5. Condiciones de ejecución | 9 |
| 6. Prueba de servicio..... | 10 |

1. Objeto

El presente proyecto se diseñará y programará el emulador de aeroturbinas y se procederá al montaje físico de todos sus componentes.

El proyecto se desarrollará en el laboratorio de diagnóstico de fallos del instituto de automática e informática industrial de la Universidad politécnica de Valencia, situado en el edificio 8G, acceso D, planta primera, sala oeste de la citada universidad.

2. Campo de aplicación

Este proyecto tiene como única finalidad la investigación y el desarrollo de parques eólicos offshore, amparado en el marco del proyecto "Control de grandes parques eólicos off-shore conectados mediante enlaces HVDC multipunto con rectificadores no controlados" (DPI2010-16714) financiado por el Ministerio De Ciencia e Innovación de España. No tiene ninguna finalidad comercial y sólo se desarrolla con propósitos educativos y de investigación.

Para la programación del software de simulación, se tomarán los datos reales del aerogenerador GE 1.5 SLE de la marca General Electric, tomando como fuente de los datos el informe **K. Clark, N. Miller, J. Sanchez-Gasca. Modeling of GE Wind Turbine Generators for Grid Studies.** New York de General Electric International, 2010.

El montaje de los componentes físicos se realizará en un bastidor metálico, con las debidas canalizaciones de los conductores y sus sistemas de protección.

3. Condiciones Generales

Este apartado, abarca una serie de condiciones importantes tales como: las legales y administrativas, la normativa general y la legislación internacional y europea.

3.1. Condiciones legales y administrativas

Todos los objetivos a desarrollar en el proyecto se ejecutarán cumpliendo la normativa UNE referente a todas las partes implicadas y específicas en el apartado "31 Electrónica" del catálogo de la asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR).

A su vez se han de cumplir los aspectos técnicos de instalación que afecten directa o indirectamente al presente trabajo, incluidos en los Reglamentos Electrotécnicos de BAJA TENSIÓN. A continuación se citan las instrucciones complementarias más importantes del reglamento electrotécnico para baja tensión, instrucciones MIBT:

- 0.17 Instalaciones interiores o receptoras. Prescripciones de carácter general.
- 0.21 Instalaciones interiores o receptoras, protecciones contra sobre intensidades y sobretensiones.
- 029 Instalaciones a pequeñas tensiones.
- 030 Instalaciones a tensiones especiales.
- 031 Receptores. Prescripciones generales.
- 035 Receptores. Transformadores y auto-transformadores. Reactancias y rectificadores. Condensadores.
- 044 Normas LINE de obligado cumplimiento publicadas por el Instituto de
- Racionalización y Normalización (IRANOR).

Finalmente, se ajustará a la reglamentación de la Administración local que corresponda.

3.2. Normativa de obligado cumplimiento

- UNE 20916: 1995: Estructuras mecánicas para equipos electrónicos. Terminología.
- UNE 21302-2: 1973: Vocabulario electrotécnico. Electrónica de potencia.
- UNE 21352: 1976: explicación de las cualidades y funcionamiento de equipos de media electrónicos.
- UNE-EN61000-4-3-1998: Compatibilidad electromagnética.
- Reglamento de Seguridad en Máquinas. Trasposición de Directiva Europea en el R.D. 1215 de 18.07.97

3.3. Legislación internacional y europea respecto a la energía eólica.

- Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.
- COM(97) 599 final, noviembre de 1997. "Energía para el futuro: fuentes de energía renovables. Libro Blanco para una estrategia y un plan de acción comunitarios".
- Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, del 11 de diciembre de 1999.
- Directiva 2004/101/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de octubre, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad con respecto a los mecanismos de proyectos del Protocolo de Kioto.
- COM(2005) 265 final, junio de 2005. Libro Verde sobre eficiencia energética o cómo hacer más con menos.
- COM(2005) 627 final, diciembre de 2005. Comunicación de la Comisión sobre el apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables.
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE nº 75, 27/03/04).
- Ley 6/2001, de 8 de mayo, de modificación del Real Decreto legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de Evaluación de Impacto Ambiental (BOE nº 111, 09/05/01).
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (BOE nº 310, 27/12/00).
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (BOE nº 285, 28/11/97).
- Decreto 584/1972, de 24 de febrero, de Servidumbres Aeronáuticas (BOE nº 69, 21/03/1972).

4. Condiciones técnicas de materiales y equipos

A continuación se van a expresar las condiciones que deben cumplir los componentes por adquirir, los componentes por fabricar, los materiales, las protecciones contra ruidos, las especificaciones del equipo, etc. Estas condiciones garantizan el cumplimiento de las normativas y reglamentaciones vigentes que puedan afectarles, ya expresadas en las condiciones generales.

Emulador de turbinas eólicas

En los anexos se especifican las hojas de características de los componentes electrónicos utilizados.

4.1. Especificaciones de los materiales

A continuación se especifican algunos de las características más destacables de los componentes del equipo.

Cableado. Los cables utilizados para la conducción eléctrica, serán de cobre electrolítico clase 5 flexible de 4 mm² de sección, según norma EN 60228, con aislamiento libre de halógenos LSZH (Low Smoke Zero Halogen) Tipo de aislamiento térmico EI5.

Los cables utilizados para el mando y control, será cable coaxial de calidad homologado. Normas militares (MIL/C17). Impedancia $50 \pm 2 \Omega$. Capacidad media 100pF/m. Velocidad de propagación 66,6%.

Conectores. Todas las conexiones de alimentación externas e internas entre tarjetas de circuito impreso se realizan con conectores, ya sean regletas, conectores con ala de seguridad (poste), o tipo IDC (bus). Para la conexión con el PC se utiliza un cable apantallado PCL-10168-1 SCSI-68 1 m.

Canaletas. Los cables de la instalación irán debidamente instalados en el interior de canaletas con ranura abierta que serán de 30x30 mm a los lados del carril DIN (horizontal) y de 40x40 en la distribución principal (vertical).

Bastidor. El bastidor principal, será de metal conductor y contendrá la toma de tierra principal, para el buen funcionamiento del interruptor diferencial de la instalación a la cual se conectará el emulador. Esta toma de tierra se conectará en estrella al resto de componentes de la instalación con riesgo de contacto directo.

Protecciones contra ruidos. En el diseño del hardware se ha seguido una serie de criterios para prevenir al máximo todo tipo de ruidos en el sistema y daños en los componentes de cada uno de los circuitos.

Los ruidos externos o interferencias pueden ser eléctricos, magnéticos y Electromagnéticos. Los eléctricos y magnéticos se producen a través de las capacidades parásitas e inductancias mutuas entre circuitos adyacentes. Cada una de dichas alimentaciones se ha procurado llevar lo más próximo que se pueda en las placas de los circuitos impresos a los pines de los integrados que necesiten suministro, uniendo las masas de las diferentes alimentaciones con un plano de masa, ya sean digitales o analógicos. Se debe evitar los lazos de masas uniendo siempre que se pueda, todas las masas en un punto común.

Los electromagnéticos se producen alrededor de los cables del equipo y pistas de los circuitos impresos, actuando éstos como antena. Aparte de lo expuesto anteriormente, se han utilizado para prevenir al máximo dicho ruido, conectores y cableado adecuado para cada tipo de señal.

El ruido interno o inherente es debido a fenómenos de agitación térmica de electrones en resistores y en la generación y recombinación aleatoria de pares de electrones-agujeros en los semiconductores.

5. Condiciones de ejecución

Indemnizaciones por daños y perjuicios. El cliente no tendrá derecho a indemnización por causas de pérdidas, averías o perjuicios ocasionados en el desarrollo del proyecto. Será de cuenta de la empresa contratista indemnizar a quien corresponda y cuando a ello hubiere lugar, de todos los daños y perjuicios que puedan causarse por las operaciones de desarrollo y

Emulador de turbinas eólicas

ejecución del proyecto. El contratista será el responsable de todos los accidentes que sobrevinieran durante la instalación del equipo electrónico, de cualquier avería o accidente.

Plazos de ejecución. Se indican en el contrato y empezarán a contar partir de la fecha en que se comunique a la empresa proyectista la adjudicación del proyecto. Los retrasos debidos a causas ajenas a la voluntad de ésta serán motivo de prórroga. El retraso en el pago de cualquier valoración superior a partir de la fecha de la misma, se considerará motivo de prórroga por igual plazo.

Periodo de garantía. Como garantía de la bondad de la obra se descontará a la empresa contratista la última liquidación, el 3% del importe total de la obra.

Seguridad y salud. En este aspecto se estará a lo dispuesto en el RD 1215/1997 de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo y la aplicación del RD 614/2001 de 8 de junio, para la evaluación y prevención del riesgo eléctrico.

6. Prueba de servicio

Una vez terminado el equipo electrónico en los quince días siguientes a la petición de la empresa proyectista se hará la recepción provisional del equipo por la empresa contratista, requiriendo para ello la presencia de una persona autorizada para cada empresa y levantándose por duplicado el acta correspondiente que firmarán las partes. Si se detectasen fallos de funcionamiento, la empresa contratista lo comunicará por escrito a la empresa proyectista para su reparación fijando un plazo prudencial.



UNIVERSIDAD
POLITECNICA
DE VALENCIA

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL
DISEÑO**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE
VALENCIA**

PROYECTO FIN DE CARRERA

EMULADOR DE TURBINAS EÓLICAS

PRESUPUESTO

Autor: José Arocas Pérez

Director: Ramón Blasco Giménez

Ingeniería Técnica Industrial Especialidad Electrónica

Valencia, Diciembre 2011

Emulador de turbinas eólicas

PROYECTO FIN DE CARRERA EMULADOR DE TURBINAS EÓLICAS

Autor: José Arocas Pérez

Director: Ramón Blasco Giménez



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA**

©2011, José Arocas Pérez. Reservados todos los derechos

En los contenidos que no son originales del autor, se indica su procedencia con referencias a la bibliografía.

**Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño
Universidad Politécnica de Valencia
Valencia, Diciembre 2011**

ÍNDICE DE CONTENIDOS

| | |
|---------------------------------------|-----------|
| 1. Cuadro de precios | 7 |
| 2. Presupuestos parciales..... | 9 |
| 3. Presupuesto general | 12 |

Emulador de turbinas eólicas

1. Cuadro de precios

1. EQUIPOS

| POSICION | UNIDADES | DESCRIPCIÓN | PRECIO (€) |
|----------|----------|--|------------|
| 1.01 | Ud | motor de corriente alterna asíncrono trifásico CIME MS 112L-4polos B5 5.5 KW/50 Hz/Y 11.16 A | 150 |
| 1.02 | Ud | tornillería para fijación de motor y bridas a la bancada | 20 |
| 1.03 | Ud | Bancada de acero inoxidable con patas para el motor | 250 |
| 1.04 | Ud | Variador de velocidad ALTIVAR 71 ATV71HU55N4 | 845 |
| 1.05 | Ud | Tarjeta de adquisición de datos: Advantech PCI-1711 con terminal de conexiones PCLD 8710 y cable PCL 10168-1 | 940 |
| 1.06 | Ud | ORDENADOR HP PAVILION P6-2004 CORE I3 2120 3.3GHZ/4GB DDR3/1000GB/W7 | 399,01 |
| 1.07 | Ud | MONITOR 18,5" SAMSUNG LS19A100NS 1366x768 LED NEGRO | 100,01 |
| 1.08 | Ud | RATON INNOBO OPTICO NEGRO USB IN108 | 5,99 |
| 1.09 | Ud | TECLADO INNOBO STANDARD NEGRO USB IN103 | 5,99 |

2.MATERIAL

| POSICION | UNIDADES | DESCRIPCIÓN | PRECIO (€) |
|----------|----------|--|------------|
| 2.01 | Ud | Interruptor magneto térmico Merlin Gerin 32A/400V ref.24365, como interruptor principal del montaje. | 43,42 |
| 2.02 | ml | Manguera trifásica tipo 5G4 3P+N+Earth 4mm ² , 6 m. | 2,93 |
| 2.03 | Ud | Conector 3P+N+Earth 32A/415V quick connect plug macho. | 15 |
| 2.04 | Ud | Bastidor metálico de chapa perforada con ruedas, para realizar el montaje de todos los componentes. | 360 |
| 2.05 | Ud | Terminal de bornes 4mm ² , 4 unidades. | 0,74 |
| 2.06 | Ud | Carril DIN 35mm, 2 m. | 4,825 |
| 2.07 | Ud | 26 tornillos métrica 6x16mm. | 0,1 |
| 2.08 | Ud | 26 tuercas métrica 6. | 0,1 |
| 2.09 | Ud | 26 arandelas métrica 6. | 0,1 |
| 2.10 | Ud | Canaleta ranura abierta 30x30 mm 2m. | 15 |
| 2.11 | Ud | Canaleta ranura abierta 40x40 mm 1m. | 15 |
| 2.12 | ml | Cable conductor de cobre negro 4mm ² 3 m. | 0,5 |
| 2.13 | ml | Cable conductor de cobre gris 4mm ² 3 m. | 0,5 |
| 2.14 | ml | Cable conductor de cobre marrón 4mm ² 3 m. | 0,5 |
| 2.15 | ml | Cable conductor de cobre amarillo/verde 4mm ² 3 m. | 0,5 |
| 2.16 | ml | Cable coaxial RG 58, 5m. | 0,6 |

3.SOFTWARE

| POSICION | UNIDADES | DESCRIPCIÓN | PRECIO (€) |
|----------|----------|---|------------|
| 3.01 | Ud | MATLAB 7.9 Licencia académica | 500 |
| 3.02 | Ud | MATLAB Coder Licencia académica | 500 |
| 3.03 | Ud | Simulink 7.4 Licencia académica | 500 |
| 3.04 | Ud | Simulink Coder Licencia académica | 500 |
| 3.05 | Ud | Real-Time Windows Target 3.4 Licencia académica | 500 |

4.RECURSOS AUXILIARES E INSTRUMENTACIÓN

| POSICION | UNIDADES | DESCRIPCIÓN | PRECIO (€) |
|----------|----------|--|------------|
| 4.01 | 10% | (%)Asignación al proyecto sobre el valor de; Herramientas de laboratorio de automática y electrónica | 60 |
| 4.02 | 10% | (%)Asignación al proyecto sobre el valor de; Osciloscopio MTX 3354 150Mhz. | 3500 |
| 4.03 | 10% | (%)Asignación al proyecto sobre el valor de; Sondas de medida. | 350 |
| 4.04 | 10% | (%)Asignación al proyecto sobre el valor de; Multímetro Agilent U1242A. | 230 |
| 4.05 | 10% | (%)Asignación al proyecto sobre el valor de; Mesa, silla de escritorio y mobiliario en general | 800 |

5. MANO DE OBRA

| POSICION | UNIDADES | DESCRIPCIÓN | PRECIO (€) |
|----------|----------|--|------------|
| 5.01 | Horas | Precio de la hora de trabajo realizado por el Ingeniero Técnico Industrial | 34 |

2. Presupuestos parciales

1. PRESUPUESTO EQUIPOS

| POSICION | CANTIDAD | DESCRIPCIÓN | PRECIO (€) | TOTAL (€) |
|-----------------|----------|--|---------------|--------------|
| 1.01 | 1 | motor de corriente alterna asíncrono trifásico CIME MS 112L-4polos B5 5.5 KW/50 Hz/Y 11.16 A | 150 | 150 |
| 1.02 | 1 | tornillería para fijación de motor y bridas a la bancada | 20 | 20 |
| 1.03 | 1 | Bancada de acero inoxidable con patas para el motor | 250 | 250 |
| 1.04 | 1 | Variador de velocidad ALTIVAR 71 ATV71HU55N4 | 845 | 845 |
| 1.05 | 1 | Tarjeta de adquisición de datos: Advantech PCI-1711 con terminal de conexiones PCLD 8710 y cable PCL 10168-1 | 940 | 940 |
| 1.06 | 1 | ORDENADOR HP PAVILION P6-2004 CORE I3 2120 3.3GHZ/4GB DDR3/1000GB/W7 | 399,01 | 399,01 |
| 1.07 | 1 | MONITOR 18,5" SAMSUNG LS19A100NS 1366x768 LED NEGRO | 100,01 | 100,01 |
| 1.08 | 1 | RATON INNOBO OPTICO NEGRO USB IN108 | 5,99 | 5,99 |
| 1.09 | 1 | TECLADO INNOBO STANDARD NEGRO USB IN103 | 5,99 | 5,99 |
| SUBTOTAL | | | | 2716 |
| 18% IVA | | | | 488,88 |
| TOTAL | | | | 3204,88 |

2. PRESUPUESTO MATERIAL

| POSICION | CANTIDAD | DESCRIPCIÓN | PRECIO (€) | TOTAL (€) |
|-----------------|-----------------|--|-----------------------|----------------------|
| 2.01 | 1 | Interruptor magneto térmico Merlin Gerin 32A/400V ref.24365, como interruptor principal del montaje. | 43,42 | 43,42 |
| 2.02 | 6 | Manguera trifásica tipo 5G4 3P+N+Earth 4mm ² , 6 m. | 2,93 | 17,58 |
| 2.03 | 1 | Conector 3P+N+Earth 32A/415V quick connect plug macho. | 15 | 15 |
| 2.04 | 1 | Bastidor metálico de chapa perforada con ruedas, para realizar el montaje de todos los componentes. | 360 | 360 |
| 2.05 | 4 | Terminal de bornes 4mm ² , 4 unidades. | 0,74 | 2,96 |
| 2.06 | 1 | Carril DIN 35mm, 2 m. | 4,825 | 4,825 |
| 2.07 | 26 | 26 tornillos métrica 6x16mm. | 0,1 | 2,6 |
| 2.08 | 26 | 26 tuercas métrica 6. | 0,1 | 2,6 |
| 2.09 | 26 | 26 arandelas métrica 6. | 0,1 | 2,6 |
| 2.10 | 1 | Canaleta ranura abierta 30x30 mm 2m. | 15 | 15 |
| 2.11 | 1 | Canaleta ranura abierta 40x40 mm 1m. | 15 | 15 |
| 2.12 | 3 | Cable conductor de cobre negro 4mm ² 3 m. | 0,5 | 1,5 |
| 2.13 | 3 | Cable conductor de cobre gris 4mm ² 3 m. | 0,5 | 1,5 |
| 2.14 | 3 | Cable conductor de cobre marrón 4mm ² 3 m. | 0,5 | 1,5 |
| 2.15 | 3 | Cable conductor de cobre amarillo/verde 4mm ² 3 m. | 0,5 | 1,5 |
| 2.16 | 5 | Cable coaxial RG 58, 5m. | 0,6 | 3 |
| SUBTOTAL | | | | 490,585 |
| 18% IVA | | | | 88,3053 |
| TOTAL | | | | 578,8903 |

3. PRESUPUESTO SOFTWARE

| POSICION | CANTIDAD | DESCRIPCIÓN | PRECIO (€) | TOTAL (€) |
|-----------------|-----------------|---|-----------------------|----------------------|
| 3.01 | 1 | MATLAB 7.9 Licencia académica | 500 | 500 |
| 3.02 | 1 | MATLAB Coder Licencia académica | 500 | 500 |
| 3.03 | 1 | Simulink 7.4 Licencia académica | 500 | 500 |
| 3.04 | 1 | Simulink Coder Licencia académica | 500 | 500 |
| 3.05 | 1 | Real-Time Windows Target 3.4 Licencia académica | 500 | 500 |
| SUBTOTAL | | | | 2500 |
| 18% IVA | | | | 450 |
| TOTAL | | | | 2950 |

4. PRESUPUESTO RECURSOS AUXILIARES E INSTRUMENTACIÓN

| POSICION | CANTIDAD | DESCRIPCIÓN | PRECIO (€) | TOTAL (€) |
|----------|----------|--|---------------|--------------|
| 4.01 | 1 | (%)Asignación al proyecto sobre el valor de; Herramientas de laboratorio de automática y electrónica | 60 | 6 |
| 4.02 | 1 | (%)Asignación al proyecto sobre el valor de; Osciloscopio MTX 3354 150Mhz. | 3500 | 350 |
| 4.03 | 2 | (%)Asignación al proyecto sobre el valor de; Sondas de medida. | 350 | 70 |
| 4.04 | 1 | (%)Asignación al proyecto sobre el valor de; Multímetro Agilent U1242A. | 230 | 23 |
| 4.05 | 1 | (%)Asignación al proyecto sobre el valor de; Mesa, silla de escritorio y mobiliario en general | 800 | 80 |
| | | SUBTOTAL | | 529 |
| | | 18% IVA | | 95,22 |
| | | TOTAL | | 624,22 |

5. PRESUPUESTO MANO DE OBRA

| POSICION | CANTIDAD | DESCRIPCIÓN | PRECIO (€) | TOTAL (€) |
|----------|----------|--|---------------|--------------|
| 5.01 | 400 | Precio de la hora de trabajo realizado por el Ingeniero Técnico Industrial | 34 | 13600 |
| | | SUBTOTAL | | 13600 |
| | | 18% IVA | | 2448 |
| | | TOTAL | | 16048 |

3. Presupuesto general

| | |
|---|--------------------|
| 1. PRESUPUESTO EQUIPOS | 2.716,00 € |
| 2. PRESUPUESTO MATERIAL | 490,59 € |
| 3. PRESUPUESTO SOFTWARE | 2.500,00 € |
| 4. PRESUPUESTO RECURSOS AUXILIARES E INSTRUMENTACIÓN | 529,00 € |
| 5. PRESUPUESTO MANO DE OBRA | 13.600,00 € |
| PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL (P.E.M.) | 19.835,59 € |
| BENEFICIO INDUSTRIAL (6% DEL P.E.M.) | 1.190,14 € |
| GASTOS GENERALES (15% DEL P.E.M.) | 2.975,34 € |
| PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN CONTRATO (P.E.C.) | 24.001,06 € |
| IVA (18%) | 4.320,19 € |
| PRESUPUESTO DE LICITACIÓN | 28.321,25 € |