

Simulación de una turbina de viento basada en generador de imanes permanentes

Crescencio García, Pedro García, Claudia Torres y Juan García

C. García, P. García, C. Torres y J. García
Universidad Politécnica de Altamira, Carretera Tampico-Mante, Entronque con Libramiento Corredor Industrial km. 1.5, Altamira, Tams. C.P. 89600.
Universidad de Guanajuato, Carretera Salamanca-Valle de Santiago Km 3.5+1.8 Comunidad de Palo Blanco, Salamanca, Gto. C.P. 36885.
crescencio.garcia; pedro.garcia

M. Ramos., V.Aguilera., (eds.) .Ciencias de la Ingeniería y Tecnología, Handbook -©ECORFAN- Valle de Santiago, Guanajuato, 2014.

Abstract

This paper presents a synthesis of obtaining the dynamic model of the wind turbine is made. It is considered that the turbine is directly coupled to a permanent magnet synchronous generator. The dynamic model is obtained from aerodynamic and mechanical principles that determine the behavior of the turbine. We will show that the obtained model is nonlinear and serve as the basis for implementing a system that will emulate the dynamics of a wind turbine for experimentation.

13 Introducción

El uso de la energía del viento para generar electricidad es actualmente aceptado alrededor del mundo y se instalan miles de nuevas capacidades de generación en Megawatts cada año. Así mismo, surgen nuevos retos en el uso de la energía del viento. Desde el punto de vista de la energía, la principal desventaja del recurso del viento es su variabilidad. El viento es altamente variable geográficamente y temporalmente.

En el aspecto geográfico es claro que en algunas partes del mundo, el viento suele tener mayores velocidades que en otras, debido a las diferentes condiciones climáticas que existen. Inclusive dentro de una pequeña región con una condición climática en particular, el viento presenta variaciones debido a otros factores como pueden ser la presencia de montañas, la vegetación, la radiación solar, la temperatura, la humedad, entre muchos otros. En la ciudad, la velocidad del viento puede ser reducida por los obstáculos que se presentan como árboles o edificios.

En el aspecto temporal, se puede decir que es muy difícil predecir el comportamiento del viento. Por ejemplo, el comportamiento que se registre en un año puede variar severamente en el siguiente, inclusive si se habla en promedio entre una década y otra. El entendimiento y la predicción de estas variaciones se vuelven muy complicados de acuerdo al gran número de variables presentes en el análisis. Diversas técnicas han sido empleadas para encontrar la manera de hacer ligeras predicciones en cuanto a la velocidad del viento, éstas son consideradas en el diseño de turbinas y en la construcción de granjas que pueden contener cientos de aerogeneradores.

En cuanto a los sistemas de conversión de energía del viento pueden clasificarse según su velocidad, de este modo hay sistemas de velocidad fija y variable. Los sistemas de conversión de energía del viento de velocidad fija fueron los pioneros en la generación de energía a partir del viento, son simples, confiables y tienen un bajo costo en su sistema eléctrico. Sin embargo, solo pueden extraer una cantidad limitada de energía en comparación con los sistemas de velocidad variable.

Los sistemas de conversión de energía del viento de velocidad variable son actualmente los más utilizados. Tienen numerosas ventajas en comparación de los sistemas de velocidad fija. La ventaja más importante es que su desacoplamiento eléctrico entre el generador y la red eléctrica hace a los sistemas más flexibles en términos de control y permite una operación óptima. Mientras que los sistemas de velocidad fija están diseñados para optimizar la eficiencia aerodinámica a una cierta velocidad del viento, los sistemas de velocidad variable permiten optimizar la eficiencia aerodinámica en un amplio rango de velocidades del viento.

En este trabajo se tomará como referencia un sistema de conversión de energía del viento de velocidad variable. El sistema está basado en una turbina de viento de eje horizontal y un generador síncrono de imanes permanentes, tomando en cuenta que este sistema de conversión de energía del viento presenta grandes ventajas en el aprovechamiento de la misma.

13.1 Método

Potencia de Viento

La potencia del viento sobre un área está dada por la siguiente ecuación

$$P_t = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (13.1)$$

Donde ρ es la densidad del viento (1.225 kg/m³), A , es el área de barrido del rotor, mientras que v es la velocidad del viento. Por otra parte, la potencia de salida de una turbina está limitada por un coeficiente de potencia (C_p) que define la porción de energía disponible en el viento que es transformada a energía mecánica por la turbina. Tomando en cuenta este coeficiente, a partir de la ecuación (1), es posible obtener la ecuación (2).

$$P_w = \frac{1}{2} \rho C_p(\lambda) A v^3 \quad (13.2)$$

En la ecuación (2), el coeficiente de potencia C_p depende de λ , la cual define una relación entre la velocidad del rotor de la turbina y la velocidad libre del viento. El coeficiente de potencia tiene un valor teórico máximo llamado límite de Betz. La teoría señala que el valor máximo para el coeficiente de potencia posible es de 0.593. Sin embargo las turbinas de viento actuales son capaces de alcanzar un valor máximo para el coeficiente de potencia cercano a 0.45.

La relación entre la velocidad del rotor de la turbina y la velocidad libre del viento (Tip Speed Ratio o TSR), está dada por

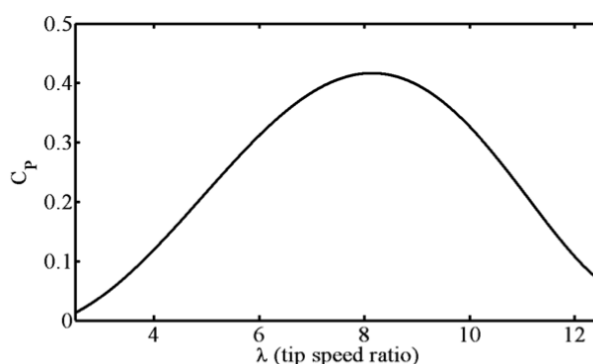
$$\lambda = \frac{R\omega_r}{v} \quad (13.3)$$

Donde R es el radio del área de barrido de la turbina y ω_r , es la velocidad del rotor de la turbina. En la ecuación (2) el coeficiente de potencia está en función del TSR. Comúnmente los fabricantes de turbinas de viento proporcionan las curvas características del coeficiente de potencia en función del TSR. Estas curvas dependen del diseño y de aspectos constructivos de la turbina de viento. En la figura 1 se muestra una curva típica de una turbina de viento de eje horizontal y tres aspas.

Es posible hacer una aproximación algebraica de la curva mostrada en la figura, de esta forma se puede obtener la función que define al coeficiente de potencia de la ecuación.

La función obtenida por el método de mínimos cuadrados para el coeficiente de potencia es:

$$C_p(\lambda) = 0.0000315103\lambda^5 - 0.000817922\lambda^4 + 0.004936512\lambda^3 + 0.0083054648\lambda^2 - 0.0432159872\lambda + 0.0205441851 \quad (13.4)$$

Gráfico 13 Curva característica de $C_p(\lambda)$ vs TSR

De este modo la ecuación que define la potencia de salida de la turbina de viento está completa. Se puede observar que la potencia varía dependiendo la velocidad del viento y el TSR definido en la ecuación (3), la cual depende también de la velocidad del rotor de la turbina. Más adelante se definirá el comportamiento dinámico de la velocidad del rotor, la cual también se ve afectada por la carga eléctrica del generador.

El par mecánico de la turbina puede obtenerse dividiendo directamente la ecuación entre la velocidad del rotor, esto es

$$T_w = \frac{P_w}{\omega_r} = \frac{1}{2\omega_r} \rho C_p(\lambda) A v^3 \quad (13.5)$$

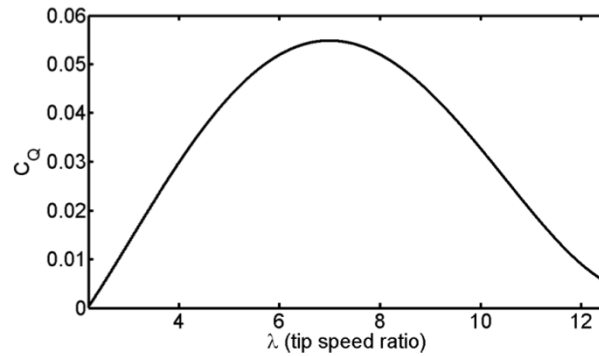
La ecuación (5) es válida para representar el valor instantáneo del par mecánico de la turbina de viento, sin embargo se puede apreciar que existe una singularidad cuando la velocidad del rotor es igual a cero.

Con fines de experimentación y de implementación de un sistema de generación de energía eléctrica a partir del viento, se puede utilizar la ecuación (5) procurando que la velocidad del rotor sea diferente de cero en todo momento.

También es posible utilizar una ecuación para el par mecánico que no requiera dividir la ecuación entre la velocidad del rotor. Existe un coeficiente de par que es usado comúnmente y que está relacionado con el coeficiente de potencia, el cual se define como

$$C_Q(\lambda) = \frac{C_p(\lambda)}{\lambda} \quad (13.6)$$

La figura 2, muestra la curva característica del coeficiente de par obtenida a partir de las ecuaciones (4) y (6).

Gráfico 13.1 Curva característica de $C_Q(\lambda)$ vs TSR

Si se consideran las ecuaciones (3), (6) y $A = \pi R^2$, la ecuación para el par mecánico definido en (5) puede reescribirse de la siguiente forma

$$T_w = \frac{1}{2} \rho C_Q(\lambda) R^3 v^2 \quad (13.7)$$

El coeficiente de par puede definirse como una función del TSR, como se hizo anteriormente con el coeficiente de potencia, de este modo se obtiene

$$C_Q(\lambda) = 2.5344 \times 10^{-7} \lambda^7 - 1.2602 \times 10^{-5} \lambda^6 + 0.00024821 \lambda^5 - 0.002408 \lambda^4 + 0.011408 \lambda^3 - 0.02199 \lambda^2 + 0.015255 \lambda + 0.0026427 \quad (13.8)$$

En este trabajo, se implementa un sistema de generación de energía a partir del viento utilizando un generador síncrono de imanes permanentes, como se muestra en la figura 3. Como se mencionó previamente, el generador de imanes permanentes se acopla directamente a la turbina, por lo tanto la velocidad del rotor de la turbina y del generador es siempre la misma. Se considerará a la velocidad del rotor como la única variable de estado de la turbina de viento y su comportamiento está determinado por la ecuación de aceleración del generador síncrono de imanes permanentes [6], la cual se define con

$$\frac{d}{dt} \omega_r = \left(\frac{P}{2} \right) \frac{T_w - T_e}{J} \quad (13.9)$$

Donde P es el número de pares de polos del generador, T_w es el valor instantáneo del par mecánico definido en la ecuación (7), T_e es el valor instantáneo del par eléctrico del generador mientras que J es la inercia total del sistema de generación, es decir la suma de la inercia de la turbina y la del generador. A su vez el par eléctrico esta dado por [6],

$$T_e = \left(\frac{P}{2} \right) \left\{ \frac{L_{md} - L_{mq}}{3} \left[\left(i_{as}^2 - \frac{1}{2} i_{bs}^2 - \frac{1}{2} i_{cs}^2 - i_{as} i_{bs} - i_{as} i_{cs} + 2 i_{bs} i_{cs} \right) \sin 2\theta_r + \frac{\sqrt{3}}{2} (i_{as}^2 i_{cs}^2 - 2 i_{as} i_{bs} + 2 i_{as} i_{cs}) \cos 2\theta_r \right] + \lambda_m \left[\left(i_{as} - \frac{1}{2} i_{bs} - \frac{1}{2} i_{cs} \right) \cos \theta_r + \frac{\sqrt{3}}{2} (i_{bs} - i_{cs}) \sin \theta_r \right] \right\} \quad (13.10)$$

Donde L_{md} y L_{mq} son las inductancias en los ejes q y d del generador respectivamente. Las corrientes en las fases son expresadas como i_{as} , i_{bs} , i_{cs} . La variable λ_m está relacionada a la magnitud del flujo magnético de los imanes permanentes del generador y θ_r es la posición del rotor.

La principal desventaja para la medición del par eléctrico del generador utilizando la ecuación (10), además de su complejidad, está en la necesidad de conocer la posición del rotor. Además, es necesario conocer los parámetros del generador.

En [6], se muestra una fórmula para el par eléctrico de una máquina síncrona de imanes permanentes bajo un marco de referencia estacionario, esta es

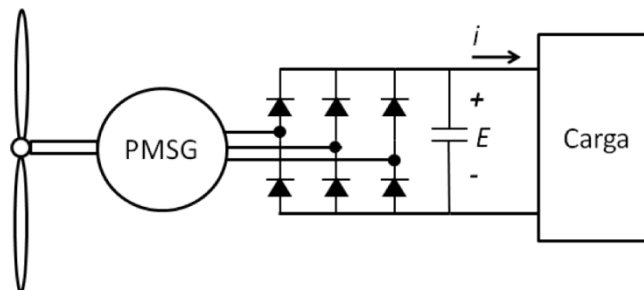
$$T_e = \frac{3P}{2} \left[\frac{e_\alpha}{\omega_r} i_\alpha + \frac{e_\beta}{\omega_r} i_\beta \right] \quad (13.11)$$

Donde e_α y e_β son los voltajes de fase del generador de imanes permanentes con respecto a tierra o neutro transformados a un marco de referencia estacionario. De igual forma, i_α y i_β son las corrientes en los ejes q y d del generador bajo un marco de referencia estacionario, mientras que ω_r es la velocidad del rotor. Es posible notar que $e_\alpha i_\alpha + e_\beta i_\beta$ es igual a la potencia eléctrica instantánea del generador síncrono de imanes permanentes bajo un marco de referencia estacionario. Debido a que la potencia eléctrica es la misma bajo cualquier marco de referencia, es posible deducir la siguiente ecuación válida para coordenadas de fase

$$T_e = \frac{3P}{2} \left[\frac{P_e}{\omega_r} \right] \quad (13.12)$$

En la figura se muestra un esquemático del sistema de generación de energía a partir del viento empleando con carga conectada.

Figura 13 Conexión para un generador síncrono



En base a la figura, se puede deducir que despreciando las caídas de voltaje en los diodos, la potencia eléctrica del generador está dada por la siguiente ecuación

$$P_e = Ei \quad (13.13)$$

Donde E es el voltaje de CD en el capacitor previamente cargado, mientras que i es la corriente que alimenta a la carga. Es claro que si se mide el voltaje y la corriente de CD así como la velocidad del rotor, se puede determinar el par eléctrico del generador. De este modo se obtiene el modelo que define el comportamiento dinámico de la turbina de viento.

Modelo dinámico de la turbina de viento

La dinámica de la velocidad del rotor de la turbina de viento está dada por la siguiente ecuación estado

$$\frac{d}{dt}\omega_r = \left(\frac{P}{2}\right) \left[\frac{0.5\rho C_Q(\lambda)R^3V^2 - T_e}{J} \right]$$

$$y = \omega_r \quad (13.14)$$

Donde T_e puede considerarse como un parámetro variante en el tiempo, el cual es medido según se describe en las ecuaciones (11) y (12). Debido a que C_Q es una función polinomial de λ la cual depende de la velocidad del rotor ω_r , el modelo dinámico que define la aceleración de la turbina de viento presentado en la ecuación (9), es no lineal donde la salida del sistema es claramente la velocidad del rotor.

Este modelo dinámico será frecuentemente utilizado posteriormente para diversos propósitos. Principalmente será utilizado para llevar a cabo la emulación de una turbina de viento basado en un motor de inducción acoplado directamente al generador síncrono de imanes permanentes. Esto permitirá llevar a cabo la experimentación y validación de los resultados obtenidos.

Simulación

Para la realización de la simulación se utilizó la información proporcionada en los temas anteriores a fin de proponer un diseño que permita observar el comportamiento de una turbina eólica con los principios básicos. Para la simulación del modelo de la turbina eólica se utilizó el software de Simulink 7.7 de Matlab 2011, específicamente el módulo de SymPowerSystem. Tomando como base la descripción realizada en los puntos anteriores se propone realizar la simulación de la turbina eólica en primera instancia utilizando la máquina síncrona de imanes permanentes que con las especificaciones mostradas en la figura 4.

Figura 13.1 Parámetros de la Máquina síncrona de imanes permanentes

Parameter	Value
Stator phase resistance R_s (ohm):	0.9585
Armature inductance (H):	0.00525
Specify:	Flux linkage established by magnets (V.s)
Flux linkage established by magnets (V.s):	0.1827
Voltage Constant (V_peak L-L / krpm):	132.5525
Torque Constant (N.m / A_peak):	1.0962

Se implementó la ecuación 7, para el cálculo del par, el cual será aplicado a la máquina síncrona.

Los parámetros de la ecuación son:

$$T_w = \frac{1}{2} \rho C_Q(\lambda) R^3 v^2 \tag{13.15}$$

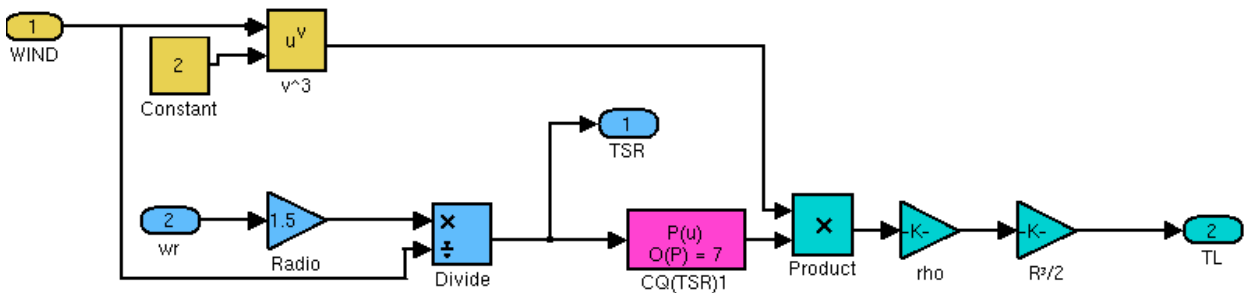
$\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$

$C_Q(\lambda)$ = Coeficiente de par en función de TSR, ecuación 8.

$R = 1.5 \text{ m}$

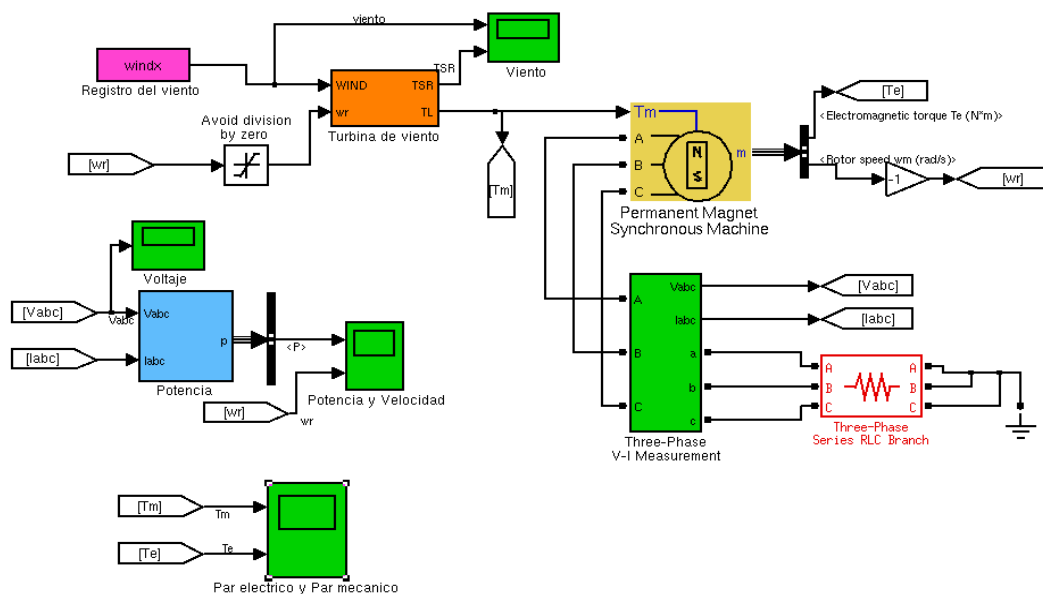
v = Grabación de viento durante 140 segundos

Figura 13.2 Implementación del par mecánico generado por la turbina de viento



La figura, muestra la implementación de la ecuación del par mecánico. La máquina síncrona recibe el par mecánico como entrada y genera voltaje trifásico en sus terminales el cual es aplicado en principio a una carga resistiva trifásica y en una segunda simulación el voltaje es rectificado y aplicado también a una carga resistiva. Se mide el par eléctrico y la velocidad, la velocidad es una de las entradas para el cálculo del par. La figura siguiente muestra el diagrama general de esta implementación.

Figura 13.3 Diagrama de simulación de la turbina eólica aplicando el voltaje generado a una carga resistiva trifásica



13.2 Resultados

Las siguientes figuras muestran los valores de potencia, velocidad, par eléctrico y mecánico, así como el voltaje generado.

Gráfico 13.2 Gráfica de la grabación de viento (140 seg) y del TSR (Tip Speed Ratio)

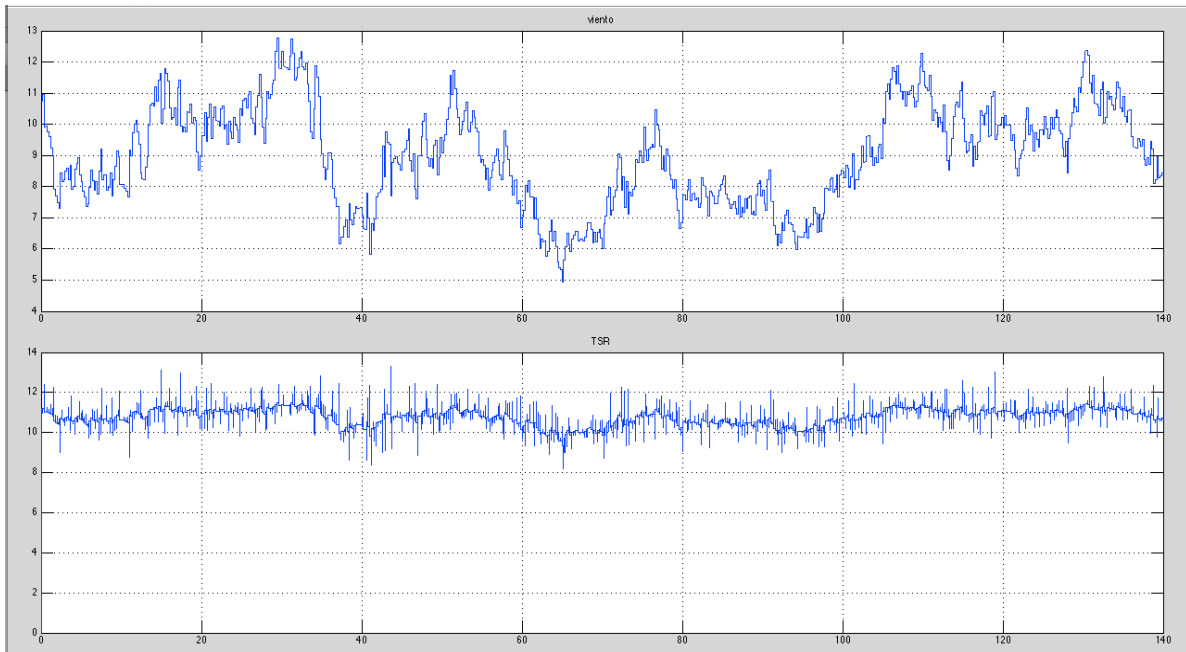


Gráfico 13.3 Gráfica de la Potencia (W) y velocidad (rad/seg) generado por la máquina síncrona

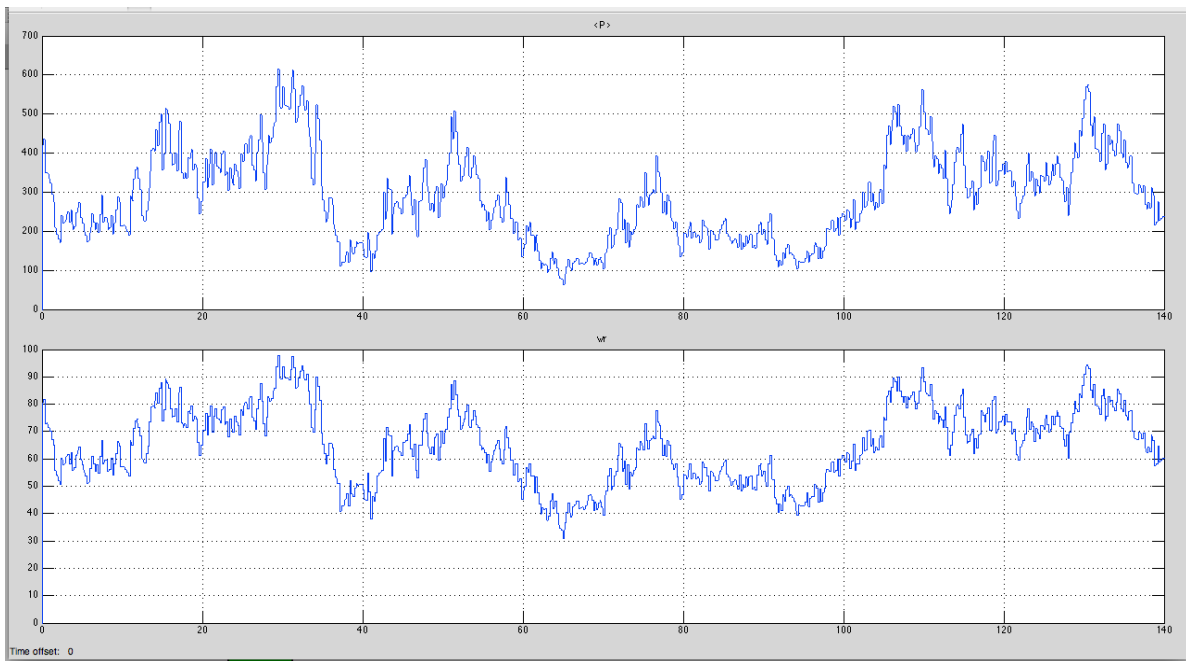
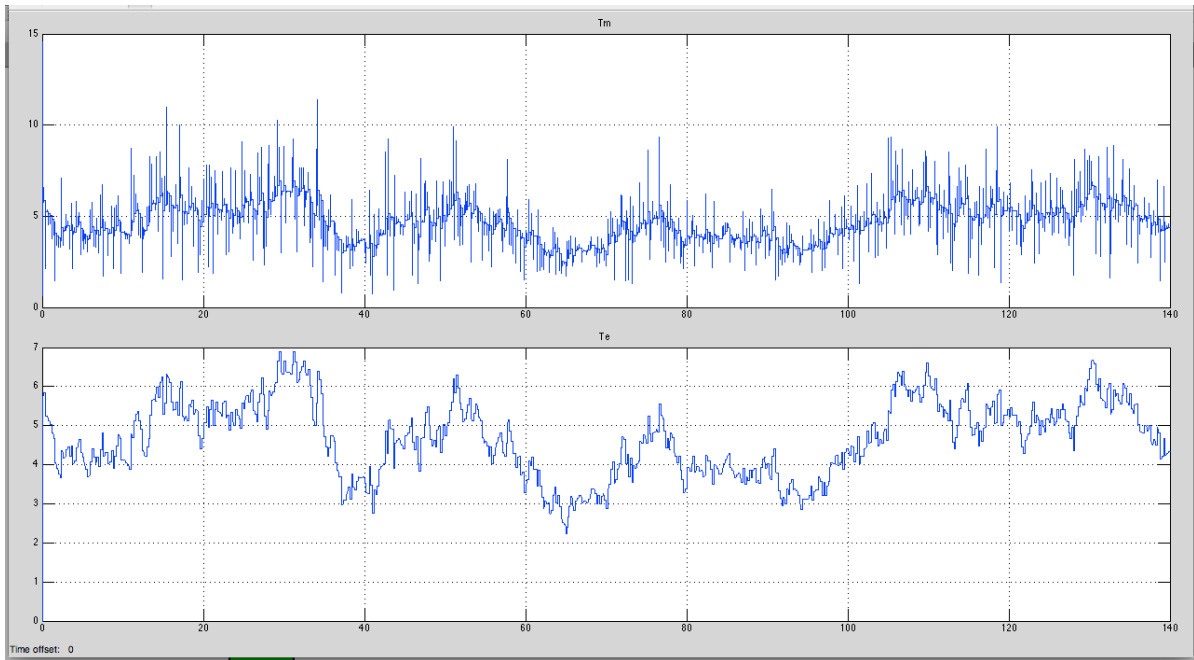


Gráfico 13.4 Gráfica del par mecánico aplicado a la máquina síncrona y del par eléctrico generado dicha máquina



Las siguientes gráficas muestran los resultados de la simulación empleando un rectificador trifásico de onda completa y aplicando el voltaje a una carga resistiva.

Figura 13.4 Diagrama de simulación de la turbina eólica aplicando el voltaje generado a una a un rectificador trifásico que alimenta a una carga resistiva

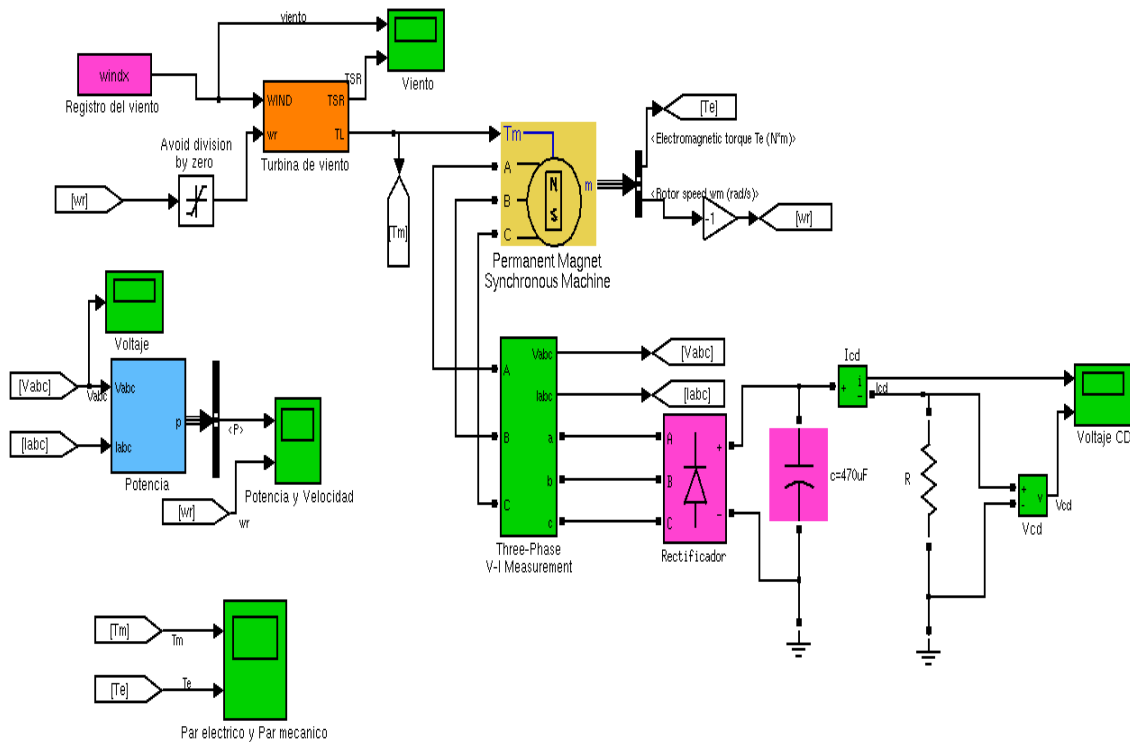


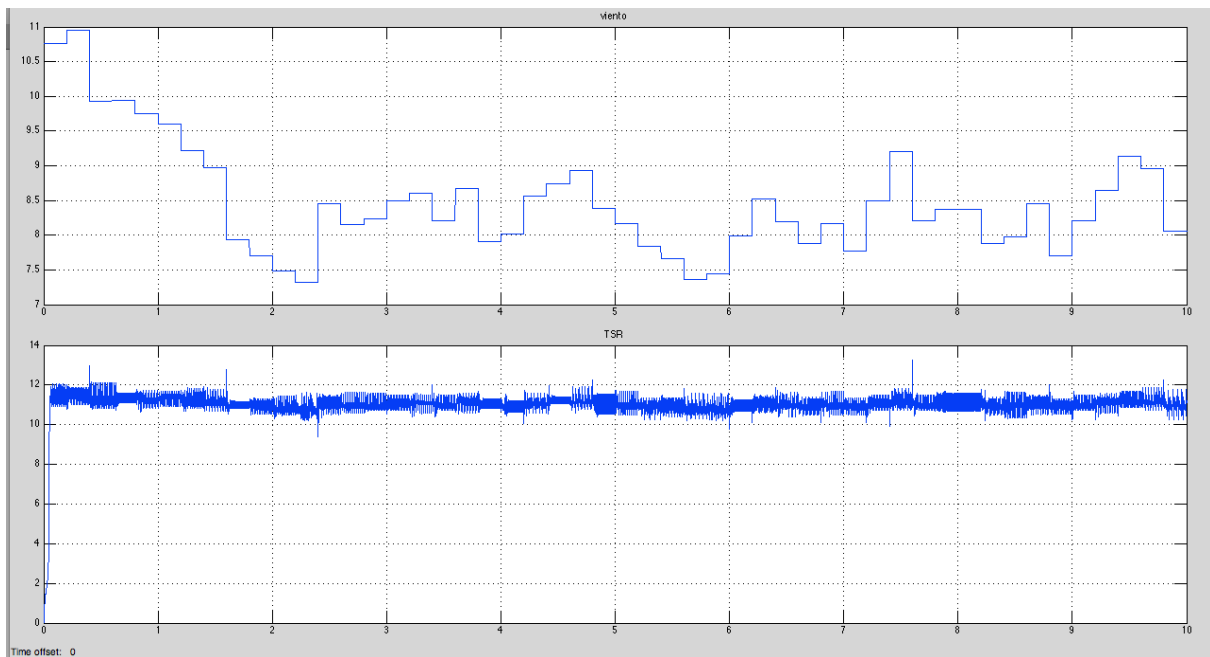
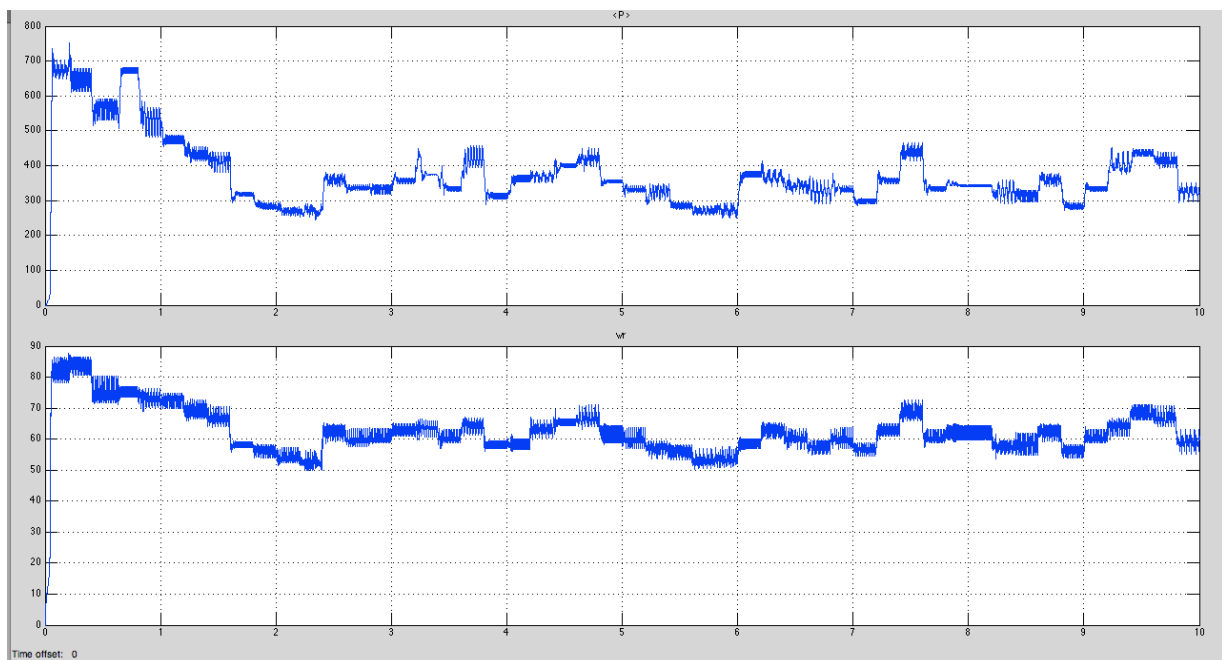
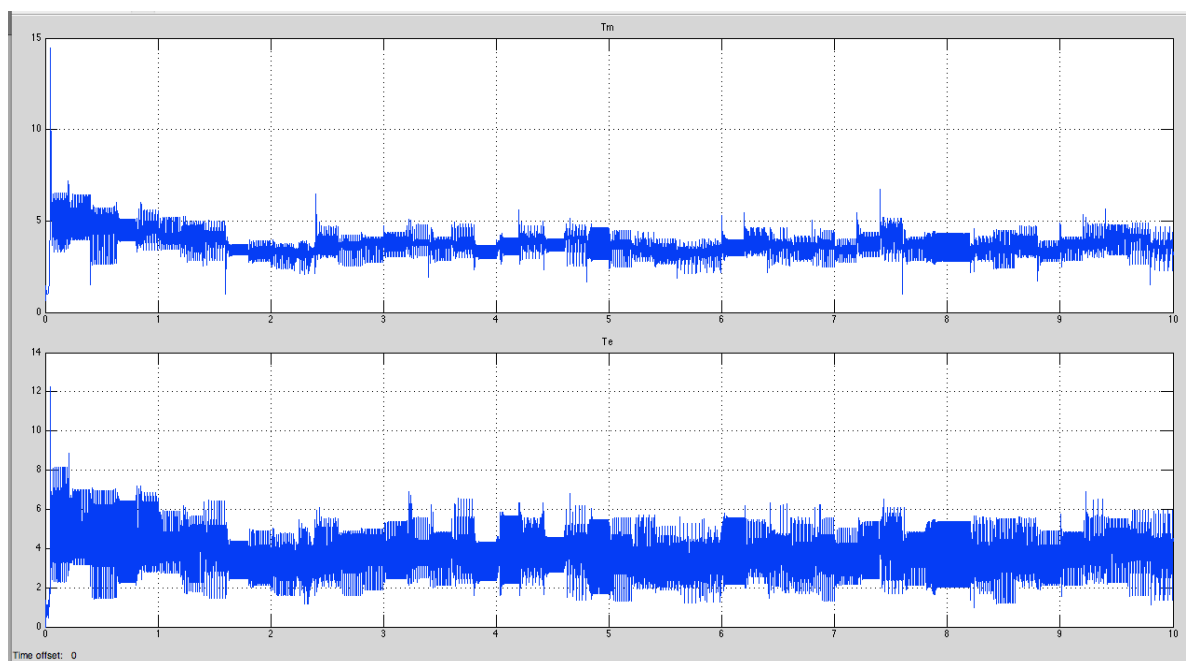
Gráfico 13.5 Gráfica del viento durante los primeros 10 segundos y del TSR generado**Gráfico 13.6** Gráfica de la Potencia (W) y velocidad (rad/seg) generado por la máquina síncrona durante los primeros 10 segundos, debido al par aplicado por la turbina

Gráfico 13.7 Gráfica del par mecánico aplicado a la máquina síncrona y del par eléctrico generado dicha máquina, durante los primeros 10 segundos



13.3 Conclusiones

La realización de este trabajo permitió conocer el modelo general de una turbina eólica con una propuesta de coeficiente de par, sin embargo no es la única propuesta que se puede emplear, por lo que en caso de contar con alguna otra propuesta de coeficiente de par, se puede implementar en el mismo programa solo modificando dicha función.

Se observa en la ecuación 13, el modelo completo de la turbina, sin embargo no se implementó por el momento dicha ecuación por contar ya con la máquina síncrona con una medición de velocidad. Se puede implementar la ecuación diferencial, solo hay que tomar en cuenta la inercia de la máquina.

Para poder llegar a la obtención de los resultados se ajustó el Radio de la Pala y la carga resistiva a fin de que no generarán un par excesivo superior al que requiere para su diseño la máquina síncrona. La máquina opera a un par nominal de 8 Nm a 2000 rpm.

En las dos propuestas de simulación el comportamiento es muy similar dado que la carga es resistiva, sin embargo se aprecia más oscilación en el par eléctrico debido al uso del rectificador trifásico. Finalmente se observa en la gráficas de voltaje y potencia que no es constante, esto es producto de la variación del viento, lo mismo sucede con los pares eléctrico y mecánico. En esta propuesta no se ha incluido ningún tipo de controlador, por lo que los trabajos futuros se abocarán a considerar un control de voltaje a la salida del rectificador, tratando de mantener el voltaje constante e implementando el control por Maximum Power Point Tracking (MPPT). Estas primeras simulaciones brindan la pauta para empezar a seleccionar el equipo necesario para la construcción del emulador de la turbina eólica.

Referencias

Tony Burton, David Sharpe, Nick Jenkins, Ervin Bossanyi (2001) "Wind Energy Handbook." John Wiley & Sons LTD

Fernando D. Bianchi, Hernán De Battista, Ricardo J. Mantz (2007) "Wind Turbine Control Systems: Principles, Modelling and Gain Scheduling Design". Springer

Gabriela Michalke, Anca D. Hansen, Thomas Hartkopf (2007) "Control strategy of a variable speed wind turbine with multipole permanent magnet synchronous generator". European Wind Energy Conference & Exhibition

Iulian Munteanu, Antoneta Iuliana Bratcu, Nicolaos-Antonio, Cutululis, Emil Ceang, (2008) "Optimal Control of Wind Energy Systems". Springer.

P. C. Krause, O. Wasynczuk and S. D. Sudhoff (2004), "Analysis of Electrical Machinery and Drive Systems". John Wiley and Sons, IEEE Press Power Engineering.

R. Salas, et al, (2010). "On the real time estimation of the wind speed for wind energy conversion systems", CONIELECOMP

Mayo-Maldonado, J. C., et al. (2011). "Maximum Power Point Tracking Control for a DC-Generator/Multiplier-Converter Combination for Wind Energy Applications." Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science. Vol. 1.