

Modelos de generadores asíncronos para la evaluación de perturbaciones emitidas por parques eólicos

A. Feijóo, J. Cidrás y C. Carrillo

Universidade de Vigo

Departamento de Enxeñería Eléctrica

Campus Universitario de Lagoas, Vigo

Tel.: 986 81 39 11 Fax: 986 81 21 73 Email: afeijoo@uvigo.es

Resumen: En este artículo se hace un estudio comparativo de la utilización de dos modelos de máquinas asíncronas en la simulación de perturbaciones debidas a parques eólicos conectados a la red eléctrica. Se lleva a cabo bajo la consideración de que tales perturbaciones proceden, o bien de la conexión de los aerogeneradores, o bien de variaciones de potencia generada, y en este último caso son debidas básicamente a dos posibles fenómenos: variación de la velocidad media del viento y efecto combinado de sombra de torre, cortadura y turbulencias. El interés del estudio de este tipo de perturbaciones reside en que pueden tener como consecuencia variaciones lentas de tensión y aparición del fenómeno de parpadeo o flicker. Todo ello se realiza con el objetivo de establecer las características que ha de tener la red en el punto de conexión para la limitación los efectos de las perturbaciones.

Palabras clave: energía eólica, calidad de onda, generador asíncrono.

1. Introducción

La conexión de generadores eólicos a la red eléctrica puede causar variaciones de tensión sobre su valor nominal, cuya duración puede ser de algunos segundos. Dada la importancia que está adquiriendo en los últimos tiempos la utilización de la energía eólica en la generación eléctrica y, por tanto, dado que la instalación de este tipo de máquinas se incrementa continuamente, los procesos de conexión de parques eólicos pueden entrañar un riesgo para la calidad de onda de la red eléctrica.

Por otra parte, las fluctuaciones mecánicas en los generadores eólicos no son producidas únicamente por las fluctuaciones en la velocidad media del viento. Aun siendo esta velocidad constante, pueden existir fluctuaciones mecánicas debidas a otra serie de fenómenos tales como la sombra de torre, combinada con la cortadura o las turbulencias.

Desde el punto de vista eléctrico, este tipo de fluctuaciones, una vez convertida la potencia mecánica en potencia eléctrica que se inyecta en la red, significan fluctuaciones de la misma frecuencia

de las variables eléctricas, tales como tensión en el punto de conexión, intensidad inyectada en la red y, obviamente, potencias activa y reactiva de intercambio entre el parque eólico y la red.

En la mayor parte de los aerogeneradores comerciales, este tipo de fenómenos se produce en el margen de frecuencias en el que es posible la percepción del fenómeno del parpadeo o flicker. Por ello, los generadores eólicos pueden considerarse dispositivos con gran potencialidad de afectar a la calidad de onda de la red, y es desde esta perspectiva desde la que se pretende simular su comportamiento en la red eléctrica.

2. Modelos utilizados

En este apartado se describen los modelos utilizados para la simulación de la red eléctrica y de los generadores asíncronos.

2.1. Modelo de la red eléctrica

La red eléctrica se representará mediante un modelo sencillo, asumiendo que es equilibrada, y estará, por tanto, representada por su equivalente Thevenin. Esto implica que su modelo consistirá en un circuito eléctrico formado por una fuente de tensión, relacionada con la tensión nominal, detrás de una impedancia, relacionada con la potencia de cortocircuito de la red en el punto de conexión.

Se denominará E_g a la tensión del equivalente Thevenin.

La impedancia de cortocircuito estará definida por su módulo, dependiente de la potencia de cortocircuito, y por su ángulo. Esta impedancia estará representada, por tanto, del modo siguiente:

$$Z_{cc} = R + jX \quad (1)$$

2.2. Modelos del generador asíncrono

Los modelos del generador asíncrono cuya comparación se establecerá son:

- **Modelo PQ:** modelo que representa al

generador mediante una fuente de potencia.

- **Modelo dinámico:** modelo basado en el comportamiento dinámico del generador.

Modelo PQ

El modelo PQ propuesto está basado en que la potencia reactiva consumida por un generador asíncrono puede relacionarse con la potencia activa generada mediante la ecuación siguiente [1, 2]:

$$Q = \frac{V^2 - \sqrt{V^4 - 4P^2(X_s + X_R)^2}}{2(X_s + X_R)} \quad (2)$$

En la ecuación (2), P es la potencia activa entregada por el generador, Q es la potencia reactiva consumida, X_s y X_R son sus reactancias de dispersión de rotor y estátor, y se ha asumido que la reactancia magnetizante se encuentra en los terminales del estátor y está completamente compensada por un condensador.

Si se asume lo explicado hasta aquí, el cálculo de la tensión en el punto de conexión puede realizarse mediante la ecuación siguiente:

$$V = \sqrt{a + \sqrt{a^2 - b}} \quad (3)$$

donde:

$$a = \frac{E_g^2}{2} - PR - QX \quad (4)$$

$$b = Z_{cc}^2 (P^2 + Q^2) \quad (5)$$

La observación de las ecuaciones 2 y 3 permite ver cómo el cálculo de la potencia reactiva Q depende de la tensión V, mientras que el cálculo de V depende de Q. Con el fin de evitar un proceso iterativo se hará la aproximación consistente en que el cálculo de Q se hará con el valor $V=1$ p.u., y a partir de ahí se utilizará el valor de Q para calcular el valor de V. El valor de P será el dato en este proceso.

Modelo dinámico

El modelo dinámico [3] del generador asíncrono fue propuesto en el año 1957 por Brereton et al. y permite representar al generador mediante un circuito eléctrico compuesto por una fuente de tensión transitoria detrás de una impedancia según la figura siguiente:

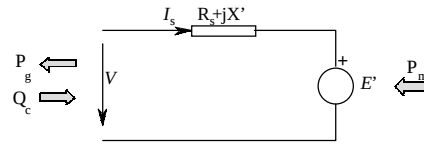


Figura 1: Modelo dinámico del generador asíncrono

En este modelo, R_s es la resistencia del estátor, X' la reactancia transitoria que posteriormente se definirá, y la fuente de tensión E' se rige mediante la ecuación diferencial siguiente:

$$\frac{dE'}{dt} = -j2\pi f_0 s E' - \frac{1}{T'_0} (E' - j(X - X')I_s) \quad (6)$$

donde f_0 es la frecuencia eléctrica de la red, s el deslizamiento del generador e I_s la intensidad que circula por el circuito del estátor. En la ecuación anterior aparecen las siguientes constantes:

$$X' = X_s + \frac{X_R X_m}{X_R + X_m} \quad (7)$$

$$T'_0 = \frac{X_R + X_m}{2\pi f_0 R_R} \quad (8)$$

$$X = X_s + X_m \quad (9)$$

siendo a su vez X_m la reactancia magnetizante del generador y R_R su resistencia del rotor.

Las ecuaciones que completan este modelo son las siguientes:

$$I_s = \frac{V - E'}{R_s + jX'} \quad (10)$$

$$\frac{P_m}{1-s} - P_E = -2H \frac{ds}{dt} \quad (11)$$

donde H es la constante de inercia, definida como la relación entre la energía cinética del generador a la velocidad de sincronismo y la potencia base, y la potencia eléctrica P_E puede calcularse según la ecuación siguiente:

$$P_E = -\text{Re}\{VI_s^*\} \quad (12)$$

3. Casos estudiados

Se estudiará la respuesta de las variables eléctricas de la red ante dos casos: la conexión del

generador eólico y la aparición de perturbaciones en su potencia mecánica. En ambos casos se espera que aparezcan variaciones de la tensión de red sobre sus valores estacionarios.

Se simularán los mismos fenómenos con ambos modelos presentados con el fin de comparar los resultados obtenidos.

En el caso de la simulación de la conexión, se estudiará la diferencia porcentual de la tensión en los casos en los que el generador está y no está conectado. Esto se hará con redes de diversas características y posteriormente se establecerán las características de las redes que permitan que estas tensiones sean inferiores al 3%. La razón para la elección de esta cifra se encuentra en el hecho de que la norma IEC 60868 0 [4] establece que para variaciones lentas de tensión, el 3% es un umbral para la percepción de fenómenos que pueden resultar molestos a simple vista (parpadeo). La tabla ofrecida en la norma mencionada puede consultarse en el anexo.

En el caso de la simulación de oscilaciones mecánicas, se producirán oscilaciones de amplitud igual al 20% de la potencia nominal y varias frecuencias. Se establecerá la diferencia porcentual en la tensión entre valores máximos y mínimos y se considerarán aquellas redes capaces de limitar las oscilaciones en la tensión. Esta limitación, de acuerdo con la norma IEC 60868 0, depende de la frecuencia de las fluctuaciones. Así, en el caso de fluctuaciones de frecuencia igual a 1 Hz, se establece el umbral en el valor porcentual de 0,7%. Sin embargo, este valor varía para otras frecuencias, como puede verse en el anexo.

3.1. Conexión de un generador a la red

En la simulación mediante el modelo estacionario PQ se ha llevado a cabo el proceso descrito anteriormente, buscando aquellas redes que limitan las variaciones de tensión a valores por debajo del 3%.

Posteriormente se ha hecho la misma simulación mediante el modelo dinámico. Los resultados pueden consultarse en la figura 2, en la que se refleja en el eje de abscisas la relación X/R de la red y en el eje de ordenadas la relación de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión con respecto a la potencia nominal del generador simulado. Las líneas del gráfico separan zonas en las que la diferencia de tensiones es superior o inferior al 3%.

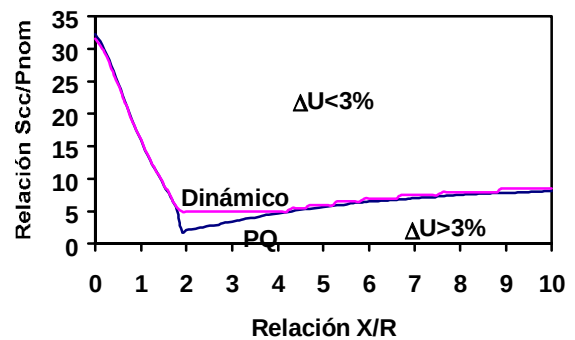


Figura 2 Resultados obtenidos para la conexión de generadores a la red

Puede observarse que se obtienen los mismos resultados con ambos modelos, salvo en la zona de relaciones X/R comprendidas entre los valores 2 y 4, donde las potencias de cortocircuito establecidas por el modelo dinámico son superiores. El motivo de esto no es otro sino el hecho de que para potencias de cortocircuito menores que las establecidas por la línea correspondiente al modelo dinámico, el sistema es inestable. Por tanto, la limitación dada por el modelo PQ no es válida.

4. Oscilaciones de potencia mecánica

En este segundo grupo de simulaciones se verá la influencia de las oscilaciones mecánicas sobre la tensión de la red en el punto de conexión.

El proceso ya ha sido descrito con anterioridad y lo que se busca son redes que limiten las oscilaciones relativas de la tensión. En un principio, se buscará el valor de la potencia de cortocircuito que limita las variaciones porcentuales de tensión al 0,7%, lo cual se hará con el modelo PQ, bajo la suposición de que las oscilaciones estarán en torno a 1 Hz. En la figura 3 puede verse el resultado obtenido con el modelo PQ.

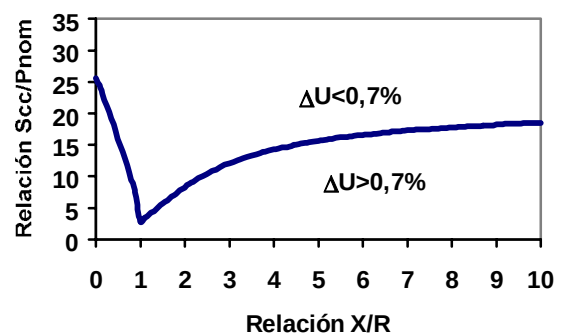


Figura 3: Resultados obtenidos con el modelo PQ para oscilaciones mecánicas

En cuanto a la utilización del modelo dinámico del generador, han de hacerse los siguientes comentarios. Puede comprobarse que la respuesta de la potencia eléctrica ante las variaciones de potencia mecánica depende de la frecuencia, de tal forma que para variaciones de igual amplitud en la potencia mecánica pero de diferentes frecuencias, las variaciones en la potencia eléctrica son de distinta amplitud. Por ello, con el modelo dinámico, se han hecho simulaciones para las frecuencias de 0,5, 1 y 1,5 Hz, frecuencias próximas a las que pueden esperarse en aerogeneradores de eje horizontal tripala. Los resultados pueden consultarse en la figura 4. En esta figura se observa que para diferentes frecuencias de oscilación de la potencia mecánica, la potencia de cortocircuito necesaria para la limitación de la misma perturbación es distinta. Esto se debe no sólo al hecho de que la respuesta eléctrica es distinta a distintas frecuencias, sino también al hecho de que a distintas frecuencias el umbral fijado por la norma IEC 60868 0 es distinto, lo cual puede verse en el gráfico presentado en el anexo.

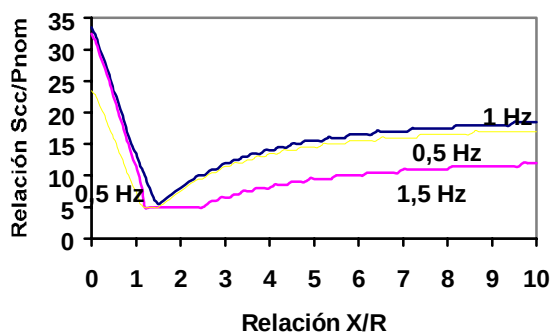


Figura 4: Resultados obtenidos con el modelo dinámico para oscilaciones mecánicas

5. Conclusiones

A lo largo de este artículo se presenta una forma de analizar las perturbaciones introducidas por generadores eólicos en la red eléctrica, tanto debidas a la conexión como al funcionamiento normal.

Para ello se compararon resultados obtenidos con dos modelos, el PQ y el dinámico.

El modelo PQ no establece diferencias entre variaciones de potencia de igual amplitud y diferente frecuencia. Por ello, para estudiar estas diferencias es preferible la utilización de un modelo dinámico.

Al comparar los resultados obtenidos con ambos modelos puede decirse lo siguiente:

1. Para relaciones X/R bajas la potencia de cortocircuito debe seleccionarse considerando variaciones estacionarias.
2. Para valores X/R elevados, resulta preferible el criterio de las variaciones del 20%.
3. Utilizando los criterios anteriores parece que pueden evitarse los problemas de estabilidad, detectables, por otra parte, sólo con la utilización del modelo estacionario.

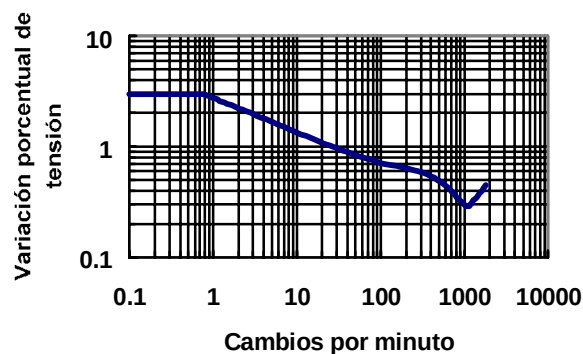
Referencias

- [1] A. Feijóo y J. Cidrás: "Analysis of slow voltage variations and flicker in asynchronous wecs", *European Wind Energy Conference*, Dublín, Irlanda, 1997.
- [2] A. Feijóo: "Influencia de los parques eólicos en la seguridad estacionaria y calidad de onda de redes eléctricas de gran dimensión". Tesis doctoral, *Departamento de Enxeñaría Eléctrica-Universidade de Vigo*, 1998.
- [3] D. S. Brereton et al. "Representation of induction motor loads during power system stability studies", *AIEE Trans.*, vol. 76, agosto 1957, pp. 451-461.
- [4] IEC 60868-0: "Flickermeter. Part 0: Evaluation of flicker severity".

Anexo

En este anexo se presenta la curva propuesta en la norma IEC 60868 0. En esta curva se representa en el eje de abscisas el número de cambios por minuto en la tensión y en el eje de ordenadas el valor la variación porcentual de tales cambios. La línea delimita dos zonas. En la parte superior se admite que las variaciones porcentuales de tensión pueden producir un índice P_{st} de severidad de parpadeo a corto plazo superior a 1, valor que se considera umbral para los efectos molestos sobre la visión. Las variaciones porcentuales de valores correspondientes a la zona inferior producen un índice de parpadeo inferior a 1.

El índice P_{st} de parpadeo se encuentra definido en la norma IEC 60868: Flickermeter, y es un indicador de la severidad del parpadeo, establecido sobre la base de criterios estadísticos.



*Figura 5: Variaciones porcentuales de tensión permitidas
por IEC 60868 0*