

ESTUDIOS ELÉCTRICOS REQUERIDOS PARA UNA INTERCONEXIÓN SEGURA ENTRE EL SISTEMA ELÉCTRICO Y SISTEMAS DE GENERACIÓN EÓLICA

JUAN CARLOS PEQUEÑA SUNI^{1,2}, LARISSA SOUZA PEREIRA¹, JORGE ARAGUNDI RODRÍGUEZ^{2,3}, ERNESTO RUPPERT²

¹Universidade Federal do Ceará - UFC

Bloco I - Campus Sobral - Mucambinho, Rua Estanislau Frota S/N, 62.010-560, Centro, Sobral - CE, Brasil

²Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Cidade Universitária Zeferino Vaz - Av. A. Einstein, 400 - 13083-852, Barão Geraldo, Campinas - SP, Brasil

³Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)

Km 30., Vía Perimetral 5, Guayaquil, Ecuador

jcarlosp@dsce.fee.unicamp.br, laris.sal@hotmail.com, aragundi@fiec.espol.edu.ec, ruppert@fee.unicamp.br

Abstract— There are several studies required for a safe interconnection between the power system and a wind farm, in this paper only are made studies of transient stability and of voltage profile at the connection bus, two models of wind turbines are studied through a comparative analysis of dynamic performance system (speed and angle), the reference system of 14 bus of IEEE is used as base system, the studies are conducted replacing conventional generation (synchronous generation) by wind farms composed by wind turbine technology of type A (fixed speed), squirrel cage induction generator or SCIG, and type C (variable speed), doubly fed induction generator or DFIG. Using Power System Analysis Toolbox (PSAT) and Matlab software for numerical simulation and calculations of CCT (critical clearing time) for the dynamic analysis it is considered a three-phase fault and in all studies the wind is considered constant, ending the comments and conclusions are shown.

Keywords— Electrical fault, Matlab, PSAT, stability, wind generation, wind turbine.

Resumen— Existen varios estudios requeridos para una interconexión segura entre el sistema eléctrico de potencia y un parque eólico, en este trabajo solo se realizan estudios de estabilidad transitoria y de perfil de tensión en la barra de conexión, dos modelos de aerogeneradores son estudiados mediante un análisis comparativo del desempeño dinámico del sistema (velocidad y ángulo), el sistema de referencia de 14 barras de la IEEE es utilizado como sistema base, los estudios son realizados reemplazando la generación convencional (generación síncrona) por parques eólicos compuestos por aerogeneradores del tipo tecnológico A (velocidad fija), generador de inducción de jaula de ardilla o SCIG, Squirrel Cage Induction Generator, y C (velocidad variable) generador de inducción con rotor bobinado doblemente alimentado o DFIG, Doubly Fed Induction Generator. Utilizando Power System Analysis ToolBox (PSAT), y el software Matlab para la simulación numérica y cálculos del tiempo crítico de liberación de falla o CCT, critical clearing time, para el análisis dinámico se considera una falla trifásica y en todos los estudios el viento es considerado constante, para finalizar se muestran los comentarios y conclusiones.

Palabras-clave— Aerogenerador, estabilidad, falla eléctrica, generación eólica, Matlab, PSAT.

1 Introducción

El uso de energías renovables viene aumentando año tras año y dentro de esta perspectiva la utilización de energía eólica es una alternativa muy atractiva, tanto en términos financieros y cuanto a su reducido impacto ambiental. Esta generación eólica puede ser aprovechada a través de líneas de transmisión en el caso de parques eólicos offshore, estudios indican que sistemas de alta tensión en corriente continua, HVDC, High Voltage Direct Current, son los mejores sistemas para conectar grandes parques eólicos a la red eléctrica (S. Wang, 2012), (L. Livermore, 2010); o conectada directamente para las líneas o alimentadores de distribución en el caso de parques eólicos onshore.

Dentro de este contexto existen varias opciones cuando se habla de generadores y turbinas eólicas. A pesar de que la máquina síncrona de imán permanente está surgiendo como una alternativa (BTM Consult ApS, 2008), la alternativa utilizada por la mayoría de las empresas fabricantes de generadores eólicos es la configuración con generadores de inducción de doble alimentación (DFIG), visto que este presenta algunas

ventajas con relación al generador de inducción de jaula de ardilla (SCIG).

Los tradicionales aerogeneradores de velocidad fija (SCIG) son conectados directamente a la red, con la velocidad del generador sostenida por la velocidad angular del sistema, debido a la operación en velocidades fijas, las fluctuaciones de la velocidad del viento son convertidas en fluctuaciones en el torque mecánico y con esto, transmitidas a la red eléctrica. Las fluctuaciones en potencia eléctrica causan fluctuaciones en la tensión y pérdidas en las líneas, además debido a la falta de control sobre las potencias activa y reactiva, el uso de este tipo de aerogenerador de velocidad fija (SCIG) está siendo substituido por el de velocidad variable (DFIG) (Ch. Eping, 2005).

El concepto de aerogeneradores de velocidad variable (DFIG), solo fue posible con el empleo de convertidores electrónicos de potencia cc/ca/cc. Los convertidores electrónicos controlan la velocidad del generador, desacoplando la frecuencia (velocidad angular) del sistema o red eléctrica de la frecuencia (velocidad) mecánica del rotor, de esta manera el rotor puede girar a velocidades diferentes de la frecuencia angular del sistema. En este escenario es posible adaptar continuamente, acelerando o desacelerando la velocidad girante del aerogenerador, con la

velocidad del viento, de modo que la velocidad específica sea mantenida en el valor correspondiente a la máxima eficiencia aerodinámica de la turbina. Podemos decir entonces que las tecnologías de aerogeneradores de velocidad variable dominan el actual escenario de generación eólica (H. Li, 2008), (A. Cagnano, 2012).

Cuando nos referimos al desempeño dinámico de un sistema nos referimos al análisis de la estabilidad angular y de frecuencia de la generación del sistema la cual es determinada por su correspondiente tiempo crítico de liberación de la falla (CCT) (Saffet Aysun, 2006), (Salman S. K., 2002).

2 Objetivos y Organización del Artículo

Este artículo tiene como objetivo presentar estudios eléctricos para evaluar el comportamiento eléctrico del sistema con la nueva incorporación y verificar que la misma no introduce perturbaciones o degrada la calidad de servicio del sistema.

Los estudios comprenden evaluaciones mediante simulaciones del comportamiento estacionario y transitorio del sistema con la incorporación del parque eólico, verificando la capacidad de las instalaciones mediante el análisis de:

- Análisis de estabilidad transitoria
- Análisis de perfil de tensión en la barra de conexión.

En el caso del análisis de estabilidad transitoria se analiza el efecto de la potencia eólica durante una falla trifásica transitoria en una barra de la zona de influencia del parque eólico del sistema base, mediante el reemplazo de potencia generada comparando los dos principales tipos de turbinas que utilizan tecnologías basadas en generadores de inducción de velocidad fija conocidos como generadores de inducción de jaula de ardilla (SCIG) y los generadores de inducción de velocidad variable o doblemente alimentados (DFIG).

También se calcula el tiempo crítico de estabilidad o de liberación de falla (CCT) en todos los casos simulados. Este análisis fue realizado utilizando el sistema de referencia de 14 barras de la IEEE, modelado en PSAT/Matlab (F. Milano, 2005), el cual nos brinda una amplia librería de elementos de un sistema eléctrico de potencia y los principales modelos de turbina eólica como SCIG y DFIG. La estructura de este artículo es la siguiente, en la sección 3 el modelo de los aerogeneradores SCIG y DFIG es descrito, algunos conceptos sobre las tecnologías de turbinas eólicas también son mencionados. Luego el sistema utilizado es presentado en la sección 4. En la sección 5 se presentan las simulaciones realizadas y el análisis respectivo, la oscilación de un grupo de generadores durante una falta es analizada observando el comportamiento dinámico para las diferentes tecnologías de generadores y el análisis de perfil de tensión tam-

bién es mostrado. Finalizando con la sección 6 de conclusiones y bibliografía utilizada a lo largo de este trabajo.

3 Modelos de los Aerogeneradores

Desde el punto de vista de un aerogenerador conectado a la red, estos se clasifican como de velocidad fija y velocidad variable. Los de velocidad fija son generalmente los generadores de inducción jaula de ardilla (SCIG), conocido como de tipo A. Entre los generadores de velocidad variable se clasifican en 3 tipos B, C y D. Los generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG) forman parte del tipo C (Ackermann, 2005).

3.1 Generador Eólico SCIG.

Los aerogeneradores de velocidad constante son diseñados de tal forma que los cambios en la velocidad del viento no alteren la velocidad de rotación del generador, manteniéndolo fijo y determinado por la frecuencia de la red eléctrica, el número de polos del generador, la relación de la caja de engranajes y la aerodinámica de las aspas de la turbina. El sistema de generación eléctrica a partir de energía eólica basada en el SCIG está representado en la figura 1. Las ecuaciones del SCIG son desarrolladas con respecto al eje real (r) y al eje imaginario (m) en términos del ángulo de referencia de la red (D. Rakesh, 2014), (Ackermann, 2005), (F. Milano, 2005).

3.2 Generador Eólico DFIG.

El sistema de generación eléctrica a partir de energía eólica basada en el DFIG está representado en la Figura 2. Este tipo de aerogeneradores ajustan la velocidad de rotación de la turbina en un amplio rango de velocidades de viento, con el objetivo de extraer el máximo potencial del viento en cualquier momento (F. Milano, 2005), (Ackermann, 2005).

En este sistema, el eje del rotor del generador es acoplado a la turbina eólica a través de un multiplicador de velocidad (caja de engranajes) responsable por la amplificación de la baja velocidad de la turbina a una mayor velocidad de operación del DFIG. El circuito del estator es ligado directamente a la red eléctrica de tensión y frecuencia fija.

El devanado del rotor es conectado directamente a la red eléctrica a través de un convertor de frecuencia bidireccional en potencia compuesto por dos convertidores electrónicos acoplados vía barras CC. Los dos convertidores son denominados convertidor del lado del rotor del generador y convertidor del lado de la red eléctrica (D. Rakesh, 2014), (Ackermann, 2005), (F. Milano, 2005).

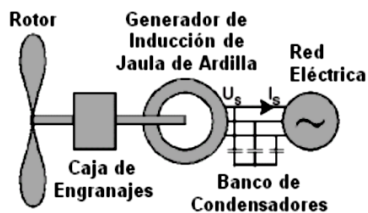


Figura 1 – Turbina eólica con generador de inducción de jaula de ardilla.

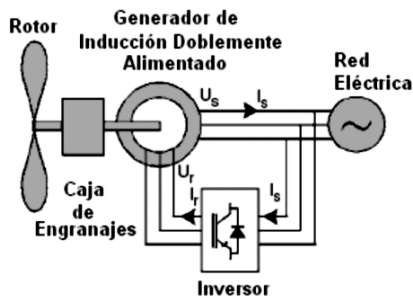


Figura 2 – Turbina eólica con generador de inducción doblemente alimentado.

4 Sistema Base Utilizado

El sistema analizado para este estudio es presentado en la figura 3, el cual es un sistema de referencia de 14 barras de la IEEE; este sistema consiste en 14 barras, 5 generadores síncronos convencionales, 11 cargas y sus derivaciones. Los transformadores que conectan los generadores para la red son ajustados adecuadamente. Las turbinas eólicas utilizadas son de 2 MVA por unidad y fueron descritas en la sección anterior.

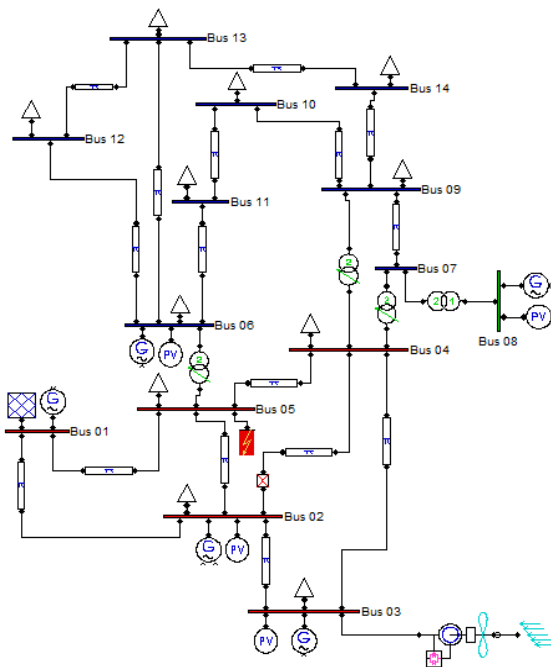


Figura 3 - Sistema base 14 barras-IEEE con generación eólica

Debido a la complejidad de un sistema de potencia cualquier disturbio que eventualmente pudiera aparecer lo vuelve vulnerable, por ejemplo un corto circuito trifásico transitorio (Sun T., 2003). Estos disturbios pueden ocasionar una oscilación en la velocidad rotacional de los generadores y consecuentemente en el flujo de potencia del sistema.

Cabe resaltar que el generador síncrono convencional utilizado en el sistema no representa a una sola máquina sino a un grupo de generadores fuertemente acoplados, datos de las barras con generadores síncronos en régimen permanente calculados mediante flujo de potencia para el caso base son mostrados en la tabla 1.

Tabla 1.- Flujo de potencia para el caso base

Barra	P_{LIQ} (MW)	Q_{LIQ} (MVAR)	V (P.U.)
1	139.59	-0.16	1.06
2	9.62	18.16	1.04
3	-81.88	0.02	1.01
6	54.32	14.75	1.07
8	70	33.41	1.09

De acuerdo a la tabla 1 vemos que la potencia activa líquida en la barra 3 es negativa, esto indica que la potencia activa de la carga es mayor que la potencia generada, consideraremos el sistema estable con un perfil de tensión ligeramente fuera de los límites aceptables ($0.95 \leq V \leq 1.05$) en algunas barras. Completando los datos del caso base tenemos una generación total de 369.59 MW y 121.04 MVAR y con carga total de 362.6 MW y 113.96 MVAR. En este sistema base será introducido un parque eólico, no estamos considerando los transformadores elevadores, sistema colector ni las líneas de transmisión del parque eólico, conectaremos directamente a la barra 3 reemplazando toda la potencia del generador síncrono convencional conectado a esa barra. El parque eólico es compuesto por 30 unidades de 2 MVA cada una para ambos tipos de aerogeneradores (SCIG e DFIG). Un corto circuito trifásico franco es aplicado para cada simulación en la barra 5, el PSAT utiliza los datos de flujo de potencia como condiciones iniciales para las simulaciones dinámicas, para el flujo de potencia se utiliza el método de Newton-Raphson y para las simulaciones dinámicas se utiliza el método de integración trapezoidal.

5 Resultados y Análisis

5.1 Sistema base sin energía eólica

El caso base representa la operación normal del sistema sin ninguna energía eólica conectada al sistema, tratándose de generadores síncronos, la estabilidad transitoria puede ser definida como la habilidad que el sistema tiene en mantener el sincronismo de los generadores cuando sujetos a severas perturbaciones (A. Cagnano, 2012). El tiempo crítico de

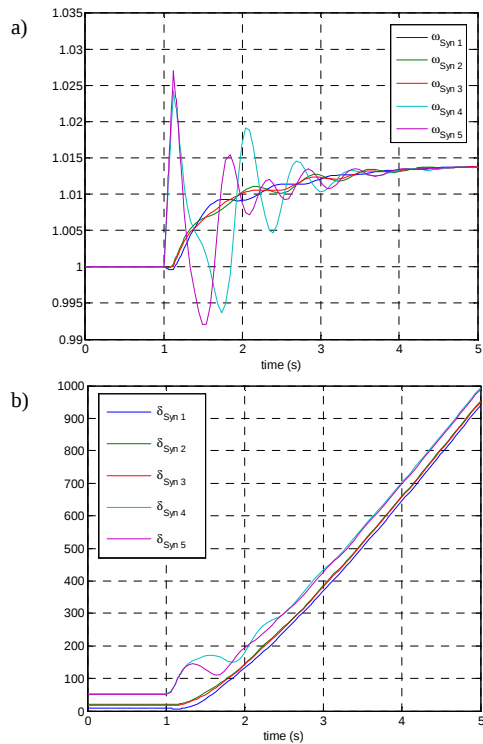


Figura 4 - Caso base sin generación eólica, $t = 120$ ms. a) Velocidad del rotor de los generadores síncronos en p.u. b) Angulo de los generadores síncronos en grados.

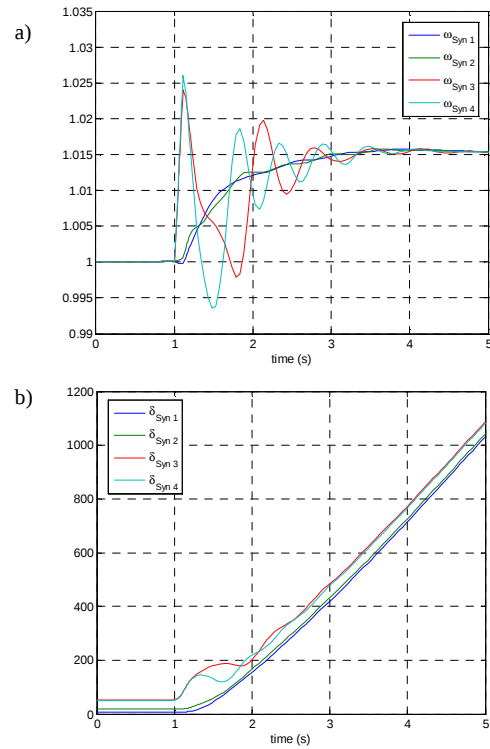


Figura 6 - Caso con parque eólico SCIG, $t = 114$ ms. a) Velocidad del rotor de los generadores síncronos en p.u. b) Angulo de los generadores síncronos en grados.

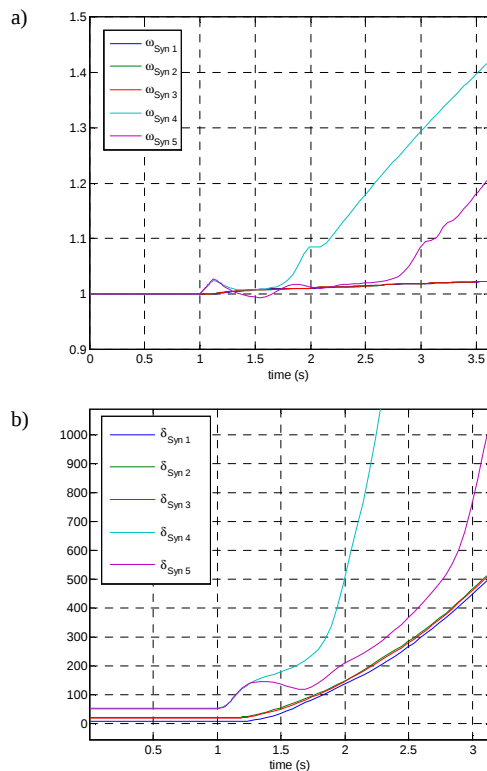


Figura 5 - Caso base sin generación eólica $t = 121$ ms. a) Velocidad del rotor de los generadores en p.u. b) Angulo de los generadores síncronos en grados.

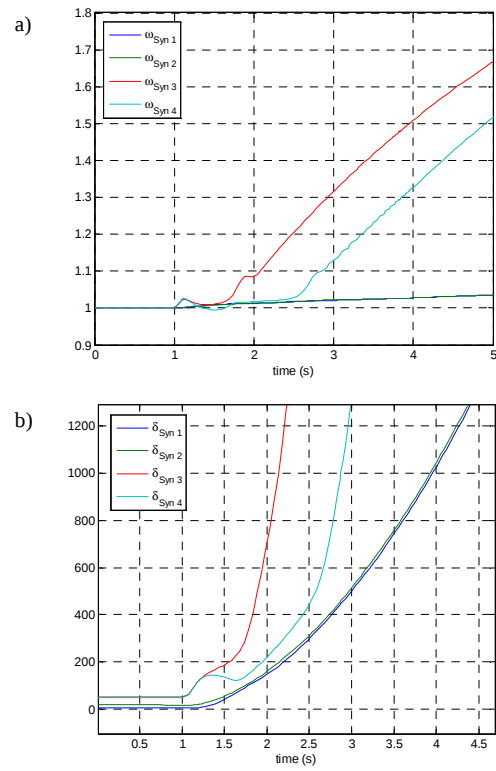


Figura 7 - Caso con parque eólico SCIG, $t = 115$ ms. a) Velocidad del rotor de los generadores síncronos en p.u. b) Angulo de los generadores síncronos en grados.

liberación de falla (CCT) se puede determinar utilizando simulaciones transitorias (Salman S. K., 2002). Para este caso, el resultado es de CCT = 120 ms, en la figura 4 se muestra el sincronismo entre los generadores síncronos. En la figura 5, la falla introducida en la barra 5 tiene una duración de $t = 121$ ms, exce-

diendo el límite de estabilidad.

5.2 Integración de la energía eólica

Ahora, un parque eólico compuesto por 30 aerogeneradores SCIG de 2 MVA cada uno, está conectado al sistema directamente en la barra 3, reempla-

zando al grupo de generadores síncronos convencionales conectados a la misma barra, para evaluar su efecto en la estabilidad transitoria del sistema. En comparación con el caso anterior en el que no se conecta fuente eólica, la integración de la fuente eólica ha disminuido la estabilidad transitoria en esta barra, con un CCT = 114 ms, como mostrados en la figura 6, en la figura 7 se muestra la inestabilidad del sistema con un CCT = 115 ms.

5.3 Efecto del tipo de tecnología DFIG del aerogenerador

El parque eólico con tecnología SCIG ahora es reemplazado por DFIGs de la misma potencia 60 MVA. El análisis de los resultados del CCT nos permite ver que el límite de estabilidad á aumentado en comparación al caso anterior donde el parque tenia aerogeneradores SCIGs. El tiempo aumenta a CCT = 119 ms, como se muestra en la figura 8.

Podemos decir entonces que la estabilidad transitoria del sistema mejora cuando turbinas con DFIG están conectadas en lugar de las que usan generadores de velocidad fija SCIG. En las figuras 9 se muestra la inestabilidad del sistema con un CCT = 120 ms.

5.4 Curva de requerimiento para la permanencia de turbinas eólicas frente a huecos de tensión (LVRT).

La figura 10 muestra el perfil de tensión para el caso con CCT del sistema transitoriamente estable comparando ambas tecnologías de los parques eólicos utilizados. La curva de requerimiento para la permanencia frente a huecos de tensión, Low Voltage Ride Through (LVRT), es uno de los más importantes requerimientos mencionados en los códigos de red eléctrica. Este requerimiento es usualmente diferente de un país a otro ya que depende de las características específicas de cada sistema de potencia y el sistema de protección utilizado. Básicamente norma la capacidad de los parques eólicos de permanecer conectados a la red cuando sometidos a huecos de tensión de hasta 20% de tensión nominal (IEC 61400-21 Wind turbines, 2008), (Q/GDW 392, 2009).

En la figura 10 la curva LVRT sigue el padrón determinado por el operador nacional del sistema eléctrico ONS de Brasil (ONS, 2010). Se puede observar que el parque eólico SCIG viola los límites de la curva LVRT, de este modo el mismo será desconectado del sistema, esto se debe a la caída inmediata de la potencia reactiva proporcionada, en el caso del parque eólico DFIG vemos que éste consigue mantener la tensión en niveles aceptables. En las figuras 7 y 9 se muestran las pérdidas de sincronismo de ambos parques eólicos, y en la figura 11 se muestran que ambos parques eólicos no encuentran un punto de operación estable de tensión después de la eliminación de la falla cuando se supera el tiempo crítico de estabilidad. Para estos casos los aerogeneradores no operan más de forma estable. En la tabla 2, se resumen los CCT de las simulaciones realizadas.

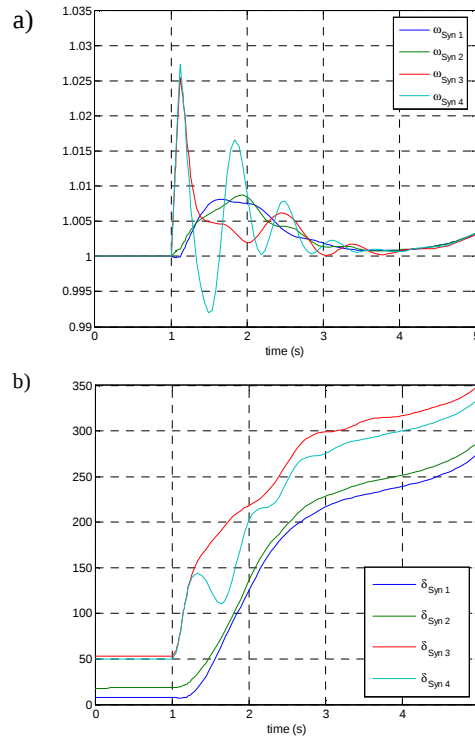


Figura 8 - caso con parque eólico DFIG, $t = 119$ ms. a) Velocidad del rotor de los generadores síncronos en p.u. b) Angulo de los generadores síncronos en grados.

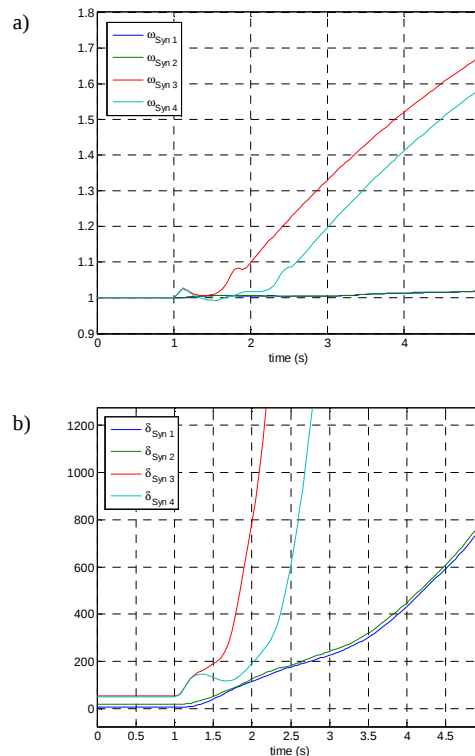


Figura 9 - Caso con parque eólico DFIG, $t = 120$ ms. a) Velocidad del rotor de los generadores síncronos en p.u. b) Angulo de los generadores síncronos en grados.

Tabla 2 - Comparación entre CCTs

Barra	SCIG	DFIG	GS
3	114 ms	119 ms	120 ms

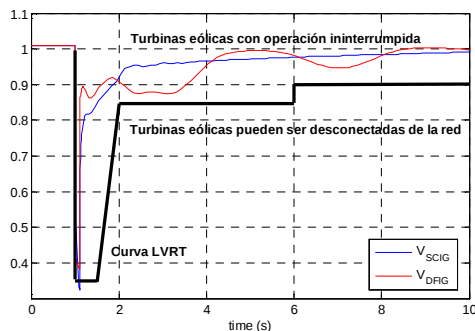


Figura 10 - Tensiones terminales barra 3 en p.u., parque eólico DFIG, $t = 119$ ms. y parque eólico SCIG, $t = 114$ ms.

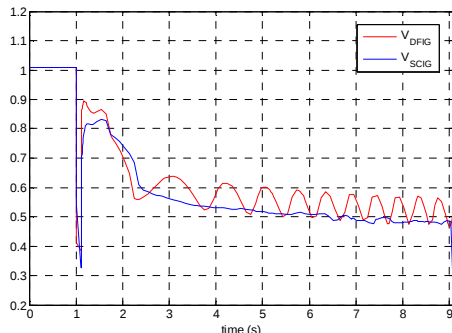


Figura 11 - Tensiones terminales barra 3 en p.u., parque eólico DFIG, $t = 120$ ms. y parque eólico SCIG, $t = 115$ ms.

De acuerdo a la tabla 2, podemos ver que el CCT del SCIG empeora el nivel de estabilidad esto debido a la falta de capacidad de control de la potencia reactiva durante la falta ya esto no sucede con DFIG ya que los sistemas eólicos de velocidad variable poseen esta capacidad lo cual torna al sistema menos susceptible a inestabilidades. Cabe aclarar que los generadores síncronos en este trabajo no presentan reguladores de tensión y de velocidad lo cual los vuelve más sensibles a inestabilidades.

6 Conclusiones

El efecto del tipo de la tecnología de generador en la estabilidad transitoria es muy significativo y el generador DFIG presenta más eficiencia que un generador de inducción de velocidad fija (SCIG), lo que concluiría el impacto positivo de estos en estabilizar el sistema debido a sus controles de potencia activa y reactiva durante la falla. Si los modelos de los generadores síncronos presentasen reguladores de tensión y velocidad el tiempo crítico de estabilidad (CCT) aumentaría.

En todos los casos simulados la perdida de sincronismo de los generadores síncronos provoca oscilaciones en el sistema de esta manera impide el funcionamiento estable de los aerogeneradores.

Un alto nivel de penetración de energía eólica utilizando solamente SCIG desestabilizaría el sistema de potencia o si gran parte de generación síncrona es reemplazada por este tipo de energía eólica, debido a que el SCIG utiliza capacitores de valores fijos los cuales no podrían ser suficientes para suministrar

potencia reactiva para el sistema cuando sea necesario, ya el parque eólico DFIG debido a su control de energía activa y reactiva basado en electrónica de potencia tiene un mejor desempeño en estos casos de este modo puede mejorar la estabilidad del sistema, garantizando a interconexión mas segura.

Refer ncias Bibliográficas

- A. Cagnano, M. Dicorato, G. Forte, M. Trovato e E. De Tuglie (2012). Power System Stability Analysis in the Presence of Variable Speed Wind Generator, IEEE Power and Energy Engineering Conference, Shanghai, China, p. 1-4.
- Ackermann, Thomas (2005). Wind Power in Power Systems. Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden.
- BTM Consult ApS (2008). International Wind Energy Development World Market Update 2007:Forecast 2008-2012. Denmark, mar.
- Ch. Eping, J. Stenzel, M. Poller, and H. Muller (2005). "Impact of Large Scale Wind Power on Power System Stability". DigSILENT GmbH, Germany, Apr.
- D. Rakesh, M. S. Kumari, M Sydulu, F. Grimaccia, M. Mussetta, S. Leva, M. Q. Duong (2014). "Impact of SCIG, DFIG Wind Power Plant on IEEE 14 Bus System with Small Signal Stability Assesment". IEEE India Conference (INDICON).
- F. Milano (2005). "Power System Analysis Toolbox," Version 1.3.4, Software and Documentation, July 14.
- H. li e Z. Chen (2008). Overview of different wind generator systems and their comparisons, IET Renewable Power Generation, v. 2, p. 123-138.
- IEC 61400-21 (2008) Wind turbines - Part 21 Measurement and assessment of power quality characteristic of grid connected wind turbines.
- L. Livermore, J. Ekanayake (2010). Mtdc vsc technology and its applications for wind power. 45th International Universities Power Engineering Conference (UPEC). p. 1-6, set.
- ONS (2010). Procedimientos de rede - Subm dulo 3.6. rev. 1.1.
- Q/GDW 392 (2009), Technical Rule for connecting wind farm into power grid.
- S. Wang, J. Liang e J. Ekanayake. "Optimised topology design and comparison for offshore transmission". 47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC). p. 1-6, set, 2012.
- Saffet Ayasun, Yiqiao Liang, Chika O. Nwankpa, A sensitivity approach for computation of the probability density function of critical clearing time and probability of stability in power system transient stability analysis, Applied Mathematics and Computation, 2006, p. 563.
- Salman S. K., Teo A. L. I., Investigation into the Estimation of the Critical Clearing Time of a Grid Connected Wind Power Based Embedded Generator, Proceedings of the IEEE/PES transmission and distribution Conference and exhibition 2002, Asia Pacific Pucific, Vol. 11, 2002, p. 975-980.
- Sun T., Chen Z., Blaabjerg F., Voltage recovery of grid-connected wind turbines after a short-circuit fault, Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Virginia, USA, 2003.