



APLICACIÓN DE LA COMPUTACIÓN

Análisis preliminar del Límite de Potencia Eólica para grandes perturbaciones utilizando aerogeneradores de velocidad fija

Partial analysis of wind power limit for large disturbance using fixed speed wind turbine

Ariel - Santos Fuentefria
Daniel- Cairo Rodriguez
Juan Gualberto - Boza Valerino

Recibido: enero de 2013
Aprobado: noviembre de 2013

Resumen/ Abstract

El Límite de Potencia Eólica (LPE) es la cantidad de potencia eólica que permite un sistema sin perder la estabilidad y depende principalmente de las características de los generadores eólicos y de las características del sistema en términos de debilidad. Conocer el comportamiento del sistema en régimen transitorio es sumamente importante; entre las condiciones que generan mayores problemas se encuentran el cortocircuito en las líneas de mayor transferencia de potencia y la salida de algún generador del sistema. El LPE cambia para cada condición y conocer el LPE considerando estas condiciones permite aprovechar al máximo la energía del viento. En el presente trabajo se analiza el comportamiento de generadores eólicos de velocidad fija para diversas condiciones transitorias de la red, utilizándose el sistema de prueba de 14 nodos de la IEEE para verificar la metodología en uso para el análisis a través de simulaciones implementadas en el software libre PSAT.

Palabras clave: aerogeneradores de velocidad fija, estabilidad de la red, estado transitorio, límite de penetración eólica, PSAT.

The amount of wind power that allow an electric network without losing his stability as known as wind power limit. The wind power limit fundamentally depends on the wind turbine technology and the weakness level of the system. To know the system behaviors in dynamic performance having into account the worst disturbance is a very important matter, a short circuit in one of the most power transference line or the loss of a large generation unit was a large disturbance that can affect system stability. The wind power limit may change with the nature of the disturbance. To know the wind power limit considering this conditions allow use the wind at maximum level. In the present paper the behavior of fixed speed wind turbine for different fault types is analyzed, at those conditions, the wind power is increasing until the system become voltage unstable. For the analysis the IEEE 14 Bus Test Case is used. The Power System Analysis Toolbox (PSAT) package is used for the simulation.

Key Words: fixed speed wind turbine, network stability, dynamic performance, wind power limit, PSAT.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años la energía eólica ha ocupado el primer lugar como fuente principal de producción de electricidad dentro de la rama de las energías renovables, donde producto de los avances tecnológicos se ha incrementado a más de 6MW la potencia nominal de una turbina eólica.

Sin embargo la energía eólica tiene un problema fundamental, y es la variabilidad del viento, que provoca que tanto la potencia activa como reactiva generada por los aerogeneradores varíe, provocando a su vez una variación en el resto de los parámetros del sistema como la tensión y la frecuencia. A medida que aumenta la potencia eólica instalada en un determinado punto del sistema las afectaciones cercanas a ese punto serán mayores, hasta llegar a una pérdida de la estabilidad y un posible colapso del sistema completo o de una parte del mismo.

Lo expresado anteriormente hace que sea necesario saber cuál es el LPE que puede ser conectado al sistema manteniéndose todos los parámetros dentro de los límites establecidos por las normas y conservándose la estabilidad de tensión y de frecuencia, ya sea en estado estacionario o transitorio.

El LPE en un sistema desde el punto de vista técnico va a depender fundamentalmente de cuán débil sea el sistema y del tipo de aerogenerador utilizado. Los factores más importantes que afectan el LPE desde el punto de vista del sistema son la estabilidad de tensión y la de frecuencia. La creación de métodos de cálculo para hallar el LPE comenzó en la primera década de este siglo. Basados fundamentalmente en la estabilidad de tensión y/o de frecuencia y comprobados en sistemas reales o en aquellos validados por la IEEE. Debido al poco tiempo de investigación en este aspecto, los métodos no son abundantes en la bibliografía y solo algunos de ellos han sido utilizados por más de un autor.

En general los métodos pueden dividirse en dos grupos:

1. Métodos estacionarios (los cuales no se tratarán en el presente trabajo).
2. Métodos dinámicos.

Los métodos dinámicos son aquellos que analizan el comportamiento de las variables en el tiempo, ya sea en condiciones normales de operación o ante condiciones extremas de trabajo. Los métodos dinámicos más utilizados son:

- Simulaciones en el dominio del tiempo [1 - 3].
- Límite de Penetración Dinámico [4 - 5].
- Desviación de frecuencia [6 - 7].
- Métodos probabilísticos [8 - 10].

Otro método para el análisis del LPE teniendo en cuenta el comportamiento de las variables del sistema en el tiempo se encuentra en [11].

La realización de simulaciones en el dominio del tiempo es una herramienta utilizada para analizar el comportamiento del sistema antes y después de la integración de aerogeneradores. Las simulaciones se realizan para las condiciones más críticas de trabajo a las que puede estar sometido el sistema, o sea, la ocurrencia de algún tipo de falla. Entonces se va incrementando la potencia eólica y se analiza la respuesta de la tensión en los nodos del sistema y la variación de la frecuencia de la red. Cuando se alcanza un estado de inestabilidad el valor anterior de potencia eólica es el límite permitido, en otras palabras, el LPE es el último valor donde después de realizar las simulaciones y someter al sistema bajo condiciones de falla, el sistema mantuvo su estabilidad.

El análisis sobre la penetración eólica es de suma importancia. Conocer el Límite de Potencia Eólica en un sistema eléctrico permite aprovechar al máximo la energía eólica, aumentando el ahorro de combustible, y reduciendo la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera. El análisis también permite conocer cómo influye la naturaleza de la perturbación en el LPE.

El presente trabajo se divide en cuatro partes, en la primera se explica brevemente cómo se comportan los aerogeneradores de velocidad fija ante las caídas de tensión, en la segunda parte se describe brevemente el sistema en el cual se realizan las simulaciones, en la tercera parte se explican cuáles fueron las simulaciones realizadas y se analizan los resultados obtenidos, y en la última y cuarta parte se plantean las conclusiones.

CAPACIDAD DE LOS AEROGENERADORES DE VELOCIDAD FIJA ANTE LAS CAIDAS BRUSCAS DE TENSION

En los sistemas eléctricos de potencia pueden ocurrir fenómenos indeseados, que son producidos por diversas causas y provocan caídas bruscas en la tensión; la característica típica de esta caída de tensión se muestra en la figura 1, [12 - 13].

La tensión disminuye hasta un valor determinado durante el tiempo de la falla, seguida por una rampa que aumenta hasta que en los terminales se recupera la tensión a su valor nominal; el ancho de la falla está determinado por el tiempo que está presente la misma y por el tiempo que las protecciones del sistema tardan en limpiarla. Sin embargo, la magnitud de la caída de tensión y el tiempo total hasta la recuperación del sistema están influenciados por varios factores, entre los que se encuentran las características del sistema, la ubicación y tipo de falla y las tecnologías de protección.

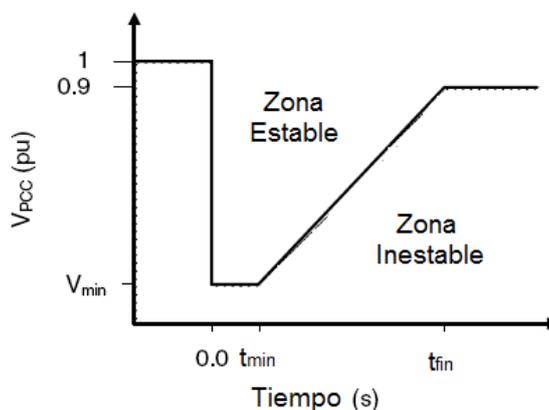


Fig. 1. Característica típica de la caída tensión.

El comportamiento de la turbina eólica difiere según el tipo de tecnología utilizada. En los aerogeneradores de velocidad fija la caída en la tensión limita la capacidad del generador de inducción de suministrar potencia a la red; el resultado es la presencia de altos niveles de corriente debido al bajo valor de la tensión, los cuales pueden ser soportados por el generador durante un periodo corto de tiempo sin que la máquina tenga daños a largo plazo. Sin embargo, el desequilibrio entre las potencias mecánica y eléctrica hace que el generador se acelere y es posible que cuando el sistema limpia la falla el aerogenerador no puede desacelerar y tomar la velocidad de trabajo que tenía antes de la falla, y la protección correspondiente se dispara, se desconecta la turbina eólica de la red. Esto depende de la inercia del generador, su potencia nominal y la duración de la falla.

SISTEMA DE PRUEBAS DE 14 NODOS DE LA IEEE

El sistema eléctrico de pruebas de 14 nodos de la IEEE representa una pequeña porción del SEP de los Estados Unidos (en la región centro occidental del sistema), dicha configuración fue tomada en el año 1962 por IrajDabbagchi y entrada en el formato de la IEEE en 1993 por el profesor de la Universidad de Washington Rich Christie. El monolineal del sistema eléctrico se muestra en la figura 2. El sistema está conformado por 16 líneas de transmisión, 4 transformadores, 5 generadores y 11 cargas [14].

El sistema eléctrico analizado es un sistema de distribución, que trabaja a 60 Hz con dos niveles de tensión fundamentales, 69 (barras en color rojo) y 13,8 kV (barras en color azul). La demanda total del sistema es de 259 MW; siendo la generación total necesaria para suplir toda la demanda de 272 MW; las pérdidas totales de potencia activa en las líneas de trasmisión son de 13 MW, que representan el 4,8 % con respecto a la generación total. Las tensiones en los nodos se encuentran lejos del mínimo permitido (todas se encuentran por encima de 1 pu), esto es debido a la buena capacidad para controlar la tensión en los nodos, la posibilidad de transferencia de potencia por las líneas y la capacidad de entregar potencia reactiva por parte de los generadores del sistema.

El generador ubicado en el nodo 01 fue el escogido como nodo de balance, debido a su capacidad nominal y a los límites de reactivo es considerado como una barra infinita, aportando casi toda la potencia activa necesaria para cubrir la demanda. El otro generador que aporta potencia activa al sistema es el ubicado en el nodo 02 (con 40 MW). El resto de los generadores trabajan entregando solamente potencia reactiva, donde el generador ubicado en el nodo 06 es el que más influencia posee sobre la tensión en todas las cargas de 13,8 kV. El primer paso en el análisis del sistema eléctrico de la IEEE después de montado el monolineal en el PSAT, es comprobar a través de un flujo de carga que los valores de tensión en los nodos, los valores de potencia activa y reactiva de las cargas y de los generadores coinciden con los resultados dados en la página oficial de la IEEE (de donde se escogieron los datos para la conformación del sistema eléctrico).

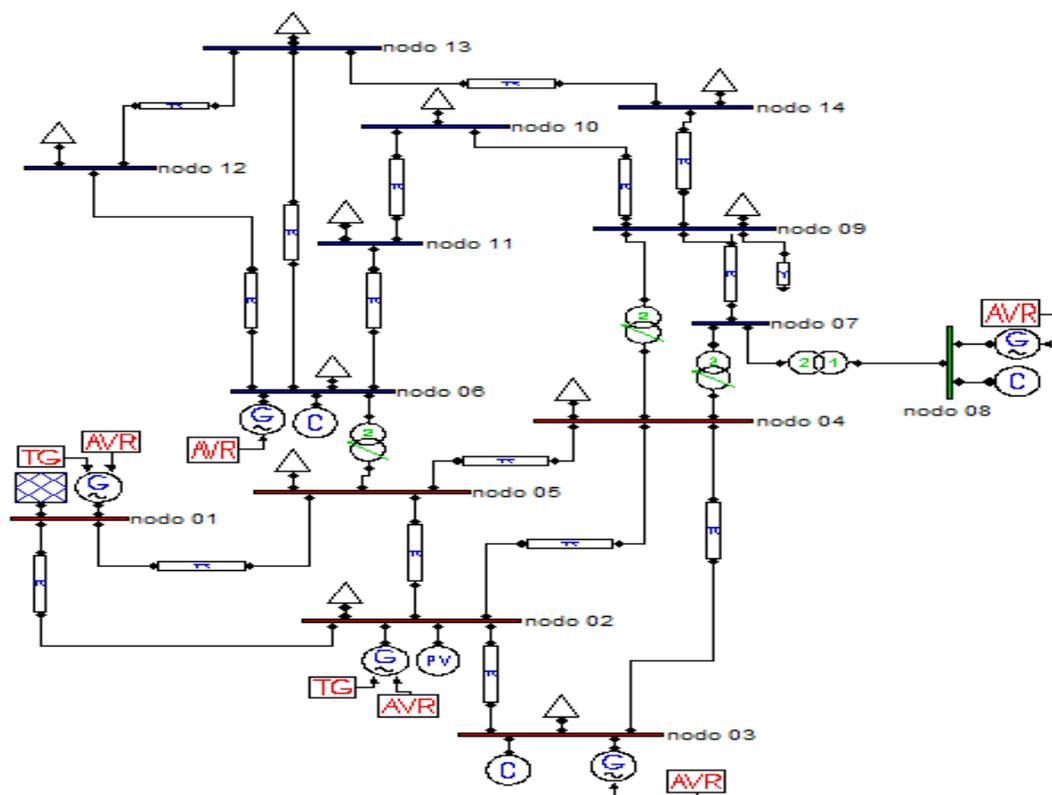


Fig. 2. Monolineal del sistema de prueba de 14 nodos de la IEEE.

Conocer el comportamiento del sistema eléctrico cuando es sometido a diversas perturbaciones sin la presencia de aerogeneradores es un asunto de vital importancia, pues se comprueba la habilidad del sistema para mantener la estabilidad de tensión después de la ocurrencia de alguna perturbación, estableciéndose como caso base, para la posterior comparación con el sistema cuando se introducen aerogeneradores al mismo.

Para comprobar la estabilidad de tensión del sistema ante grandes perturbaciones se realizarán varias simulaciones, estas son:

1. La aplicación de un cortocircuito trifásico en cada una de las 5 líneas de mayor transferencia de potencia con el respectivo trabajo de las protecciones.
2. La salida de una de las líneas de mayor transferencia de potencia (las mismas líneas de la primera simulación).
3. La salida de una unidad generadora (todas menos el generador ubicado en el nodo 01).

Las líneas de mayor transferencia son las que se encuentran a 69 kV, por las que pasa la potencia activa desde el nodo 01 (nodo de balance) y el nodo 02, donde están ubicados los únicos generadores que entregan potencia activa al sistema. Una vez identificadas las líneas de mayor transferencia se comienza el análisis de la estabilidad de tensión del sistema, para lo que se aplicó

un cortocircuito trifásico en la línea que conecta el nodo 01 con el nodo 05 con una duración de 200 ms, donde las protecciones correspondientes abren el circuito, cerrándolo nuevamente 300 ms más tarde, se considera que en ese tiempo el sistema fue capaz de limpiar la falla. Los resultados para las tres barras más críticas después de la contingencia se muestran en la figura 3. Como se observa en la figura 3, después de ocurrida la falla el sistema logra estabilizar la tensión en los nodos, luego de un pequeño pico en la tensión y unas leves oscilaciones. La tensión se estabiliza en el mismo valor que tenía antes de ocurrir la perturbación. Para el resto de las perturbaciones analizadas el sistema de prueba de 14 nodos de la IEEE logra mantener la estabilidad de tensión, manteniéndose estable para todos los casos analizados.

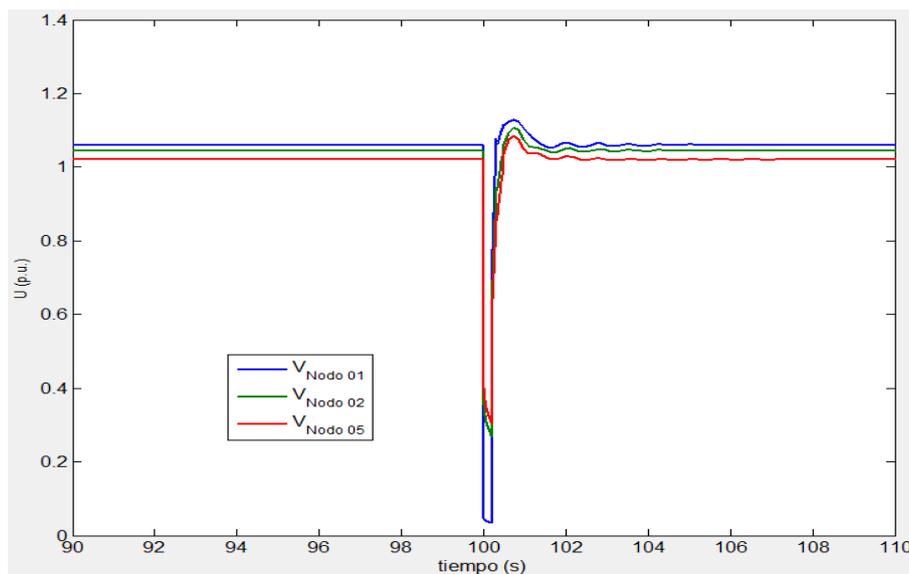


Fig. 3. Representación gráfica de un cortocircuito en la línea que conecta el nodo 01 con el 05.

SIMULACIONES Y RESULTADOS

Con el objetivo de realizar las simulaciones en el dominio del tiempo para el cálculo del LPE y comprobando la estabilidad de tensión del sistema ante grandes perturbaciones considerando la integración de un Parque Eólico (PE) compuesto por aerogeneradores de velocidad fija, se somete el sistema de pruebas de la IEEE de 14 nodos a las mismas perturbaciones vistas en el acápite anterior, agregando la siguiente perturbación:

4. Cortocircuito en el punto de conexión del PE con la red. Llevar a cabo la simulación de esta perturbación permite analizar de forma más directa el comportamiento del PE, teniendo en cuenta el modelo dinámico del aerogenerador y su comportamiento antes, durante y después de la contingencia. En este caso se aplicará un cortocircuito de 200 ms en el Punto de Conexión Común (PCC) sin tener en cuenta el trabajo de las protecciones, ya que la falla se limpia sola.

El sistema será sometido a un total de 15 perturbaciones. Para la realización de las simulaciones se siguieron los pasos mostrados en el diagrama en bloque de la figura 4.

Algunos aspectos importantes son:

1. El sistema se somete solamente a una perturbación a la vez.
2. Cada aumento de la potencia eólica trae consigo la necesidad de realizar un flujo de carga antes de realizar el análisis dinámico, para comprobar que todos los parámetros del sistema se encuentran dentro de los límites establecidos por las normas y así garantizar que el sistema se comporta de forma estable antes de la simulación en el dominio del tiempo.

3. Se modificó el valor de la tensión en las unidades generadoras para controlar la potencia reactiva y asegurar la estabilidad de la tensión.
4. Para una misma perturbación se aumenta la generación de PE hasta que el sistema se hace inestable.
5. Cada aerogenerador tiene una capacidad de 2 MVA, lo que significa, que el paso incremental entre una simulación y otra es de 2MVA.
6. Se escoge el viento correspondiente a la potencia nominal del aerogenerador de velocidad fija, para el modelo obtenido del PSAT este valor es de 11 m/s.
7. Se considera la carga como impedancia constante.

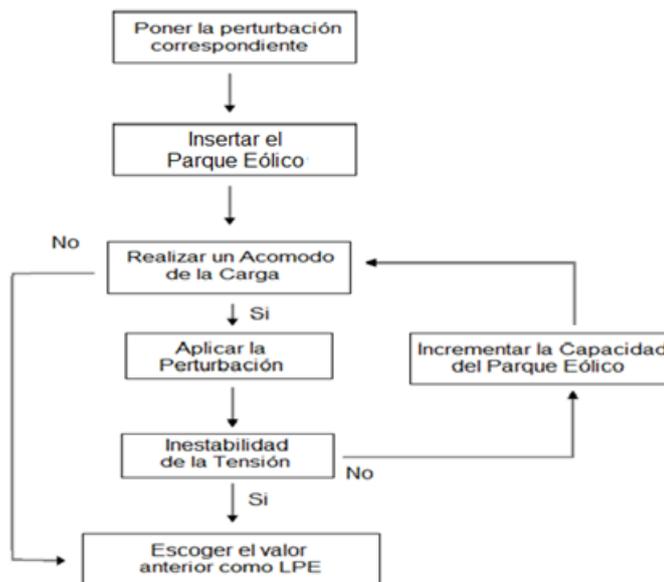


Fig. 4. Pasos a seguir para realizar las simulaciones.

Para establecer el punto de conexión del PE con el sistema se escogieron los nodos 11, 12 y 14. Estos nodos fueron escogidos por dos criterios fundamentales:

- Por encontrarse en la red de distribución a 13,8 kV.
- Por presentar diferentes niveles de potencia de cortocircuito (Sc), siendo el nodo 14 el de menor valor en todo el sistema.

Estos criterios se tomaron para analizar el comportamiento del PE en las redes de distribución y para diferentes niveles de debilidad del punto de conexión, los datos para los nodos escogidos se muestran en la tabla 1, [15].

Nodo	11	12	14
Tensión nominal (kV)	13,8	13,8	13,8
Sc (MVA)	380	340	295

Siguiendo los pasos vistos en el diagrama en bloques de la figura 4, se halló el LPE para cada perturbación en los tres nodos escogidos, cabe destacar que el comportamiento del sistema varía con la naturaleza de la perturbación y con la cantidad de energía eólica introducida al sistema.

En la figura 5, se muestra para diferentes valores de potencia eólica el comportamiento del sistema cuando es sometido a un cortocircuito en el punto de conexión del PE con la red, en este caso el nodo 11.

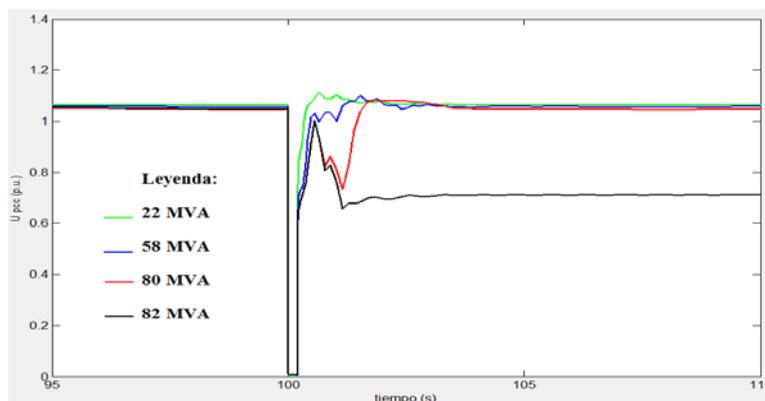


Fig. 5. Análisis de la tensión en el PCC para diferentes valores de potencia eólica.

Para un valor de potencia eólica de 22 MVA (línea de color verde), después de ocurrida la falla el sistema logra estabilizar la tensión en el punto de conexión después de un pequeño pico en la tensión y unas leves oscilaciones, ocurriendo la mayor caída de tensión en el PCC. Para un valor del PE de 58 MVA (línea de color azul) después de ocurrida la falla el sistema logra estabilizarse, el pico en la tensión es menor pero aumentan un poco más las oscilaciones antes de llegar a un estado estable. Cuando se incrementa la potencia eólica hasta llegar a su valor límite de 80 MVA (línea de color rojo), el sistema logra estabilizar la tensión en el punto de conexión común después de ocurrida la falla, tal y como se observa en la figura 5, en un primer momento el sistema trata de estabilizar pero no puede, bajando momentáneamente a 0,72 pu; no obstante, logra recuperarse y se estabiliza 4 s después de aplicado el cc al mismo valor de tensión que tenía antes de la ocurrencia de la falla.

En el último valor de potencia eólica analizado, valor de 82 MVA (línea de color negro) que se encuentra por encima del límite, después de ocurrida la falla los aerogeneradores necesitan una gran cantidad de corriente de excitación, ya que los generadores jaula de ardilla se quedaron trabajando sin carga, y necesitan de esta corriente para asumir la carga nuevamente. Además, se encuentran trabajando a potencia nominal (producto del viento), por lo que la corriente demandada es mucho mayor que la que demandan para bajas velocidades del viento, en este caso esa corriente se traduce en potencia reactiva que consumen de la red eléctrica, al no poder la red transferir esa potencia reactiva en el tiempo necesario los aerogeneradores se desconectan provocando una caída de tensión por debajo de los límites permisibles, haciendo que el sistema se haga inestable por tensión y colapse.

La figura 6, muestra cómo se comporta el LPE en los tres nodos analizados para cada una de las perturbaciones a las que se somete el sistema, donde se puede observar que los casos más críticos son los cortocircuitos en el PCC, y en una de las líneas de mayor transferencia (línea 02-04). El comportamiento es de manera general el mismo para los tres nodos, siendo las peores perturbaciones los cortocircuitos, después la salida de las unidades generadoras y por último la pérdida de una línea.

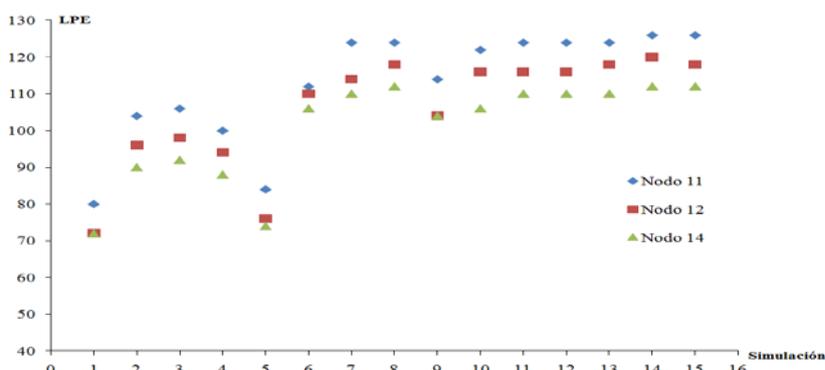


Fig. 6. Comportamiento del LPE para cada una de las perturbaciones a las que se somete el sistema.

La diferencia entre la peor condición (perturbación 1) y la condición con mayor LPE (perturbaciones 8 y 15) es de 46 MVA para los nodos 11 y 12; y de 40 MVA para el nodo 14, apreciándose una gran diferencia entre un LPE y otro, por lo que escoger la peor perturbación a la que puede estar sometido el sistema es un aspecto muy importante. En la tabla 2, se muestra el menor LPE para cada tipo de perturbación.

Se puede observar que la perturbación más fuerte se encuentra en la Condición 4 (cortocircuito en el PCC) donde solamente es posible entregar al sistema una potencia eólica de 72 MVA. Para la condición 1 (en este caso, perturbación 5) el LPE fue de 76 MVA, solamente 4 MVA de diferencia con la condición 4, no siendo así para las otras dos condiciones (104 y 116 MVA respectivamente), de las cuales la perturbación perteneciente a la tercera condición es la más leve ya que permite que pueda ser entregada al sistema una potencia eólica de 116 MVA, es decir el PE estará compuesto por 22 aerogeneradores por encima de la condición más débil. Por lo que la perturbación que va a definir el LPE en este caso será el cortocircuito en el PCC.

Condiciones	Condición 1	Condición 2	Condición 3	Condición 4
Tipo de perturbación	cortocircuito en la línea 04-05	Salida Generador nodo 06	Salida línea 01-02	cortocircuito en el PCC
Potencia eólica	76 MVA	104 MVA	116 MVA	72 MVA
Cantidad de aerogeneradores que representa	38	52	58	36

Los valores más críticos de potencia eólica en cada nodo, la cantidad de aerogeneradores correspondiente para cada LPE así como la potencia de cortocircuito (Scc) de cada uno de los nodos se muestran en la tabla 3.

Perturbación 1: cc en el PCC			
NODOS	Nodo 11	Nodo 12	Nodo 14
LPE	80 MVA	72 MVA	72 MVA
Cantidad de aerogeneradores	40	36	36
Scc	380 MVA	340 MVA	295 MVA

Se puede observar que de los tres nodos el que mejor se comporta ante la perturbación más crítica es el Nodo 11, que presenta el mayor LPE (80 MVA), es además el de mayor Scc, permitiendo incorporar la mayor cantidad de aerogeneradores al sistema con un total de 40. Para poder establecer entre los nodos 12 y 14 cuál presenta el comportamiento más crítico debido a que ambos poseen el mismo del LPE para el cc en el PCC, se procederá a comparar las dos perturbaciones restantes que se consideraron entre las más críticas. La tabla 4, muestra los valores de LPE para las perturbaciones 4 y 5, y la cantidad de aerogeneradores correspondientes para cada LPE.

Perturbación	Nodos	LPE	Cantidad de aerogeneradores que representa
4 (cc en línea 02-04)	12	94 MVA	47
	14	88 MVA	44
5 (cc en línea 04-05)	12	76 MVA	38
	14	74 MVA	37

Como se puede observar para ambas perturbaciones el Nodo 14 presenta los menores valores de potencia eólica, además tanto en la perturbación del cc en la línea 05-04 como en la del cc en la línea 02-04 el PE puede estar integrado por (2 y 3) aerogeneradores menos que en el caso del Nodo 12, lo que representa una disminución en la capacidad a instalar de 4 y 6 MVA respectivamente. Aunque no existe una gran diferencia entre el Nodo 14 y el 12 respecto al LPE (2,6 % para el cc en línea 05-04 y 6,4 % cc de diferencia en línea 02-04), teniendo en cuenta las perturbaciones analizadas, se puede definir cuál de los dos nodos presenta el comportamiento más crítico, acorde a sus valores de Scc y a la debilidad de cada nodo. Teniendo en cuenta el análisis de los resultados anteriores el Nodo 14 (considerado el más débil del sistema) presenta el peor comportamiento ante las perturbaciones a las que fue sometido el sistema, y por ende el LPE más bajo de los nodos analizados.

CONCLUSIONES

Las simulaciones en el dominio del tiempo permiten conocer el Límite de Potencia Eólica en un sistema de distribución aislado, con gran aporte de generación distribuida y teniendo en cuenta la debilidad del PCC. La peor condición para hallar el LPE es un cortocircuito en el PCC, siendo el aerogenerador de velocidad fija quien impone el límite. El LPE se encuentra estrechamente relacionado con la debilidad del sistema y con la debilidad en la Scc del PCC, donde el LPE según la debilidad del PCC se reduce entre el nodo más fuerte y el más débil en un 10 %.

REFERENCIAS

- [1]. MARGARIS, I.D.; *et al.*, "Methods for evaluating penetration levels of wind generation in autonomous systems". En: IEEE Bucharest Power Tech Conference, Bucharest, Romania, June 28th-July 2nd, 2009, p. 1-7.
- [2]. CHEN, Y.; LIU, Z., "The Static and Dynamic Analysis after the Integration of the Large Wind Farm". En: International Conference on Challenges in Environmental Science and Computer Engineering (CESCE), Wuhan, China, 2010, p. 69-72.
- [3]. NGUYEN, M.H.; SAHA, T.K., "Dynamic simulation for wind farm in a large power system". En: Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC '08, Sydney, NSW, 14-17 Dec. 2008, p. 1-6.
- [4]. PAPATHANASSIOUA, S.A.; BOULAXIS, N.G., "Power limitations and energy yield evaluation for wind farms operating in island systems". Renewable Energy, 2006, vol.31, n.4, p. 457- 479, Abril 2006, ISSN 0960-1481.
- [5]. JIN-WOO, P.; *et al.*, "Instantaneous wind power penetration in Jeju Island ". Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, IEEE 2008, July 2008, p. 1-7, ISSN 1932-5517.
- [6]. CHANGLING, L.; *et al.*, "Estimation of wind penetration as limited by frequency deviation". En: IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, Jun. 18-22, 2006, p. 1-8.
- [7]. CHANGLING, L.; *et al.*, "Estimation of Wind Penetration as Limited by Frequency Deviation". IEEE Transactions on Energy Conversion, September 2007, vol.22, n.3, p. 783-791, ISSN 0885-8969.
- [8]. HAN, X.; YAN, Y., "Wind power penetration limit calculation based on power system reliability". En: International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, SUPERGEN 2009, Nanjing, April 6-7, 2009, p. 1-4.
- [9]. VALLEE, F., *et al.*, "Classical and dynamical methods for the estimation of wind production". En: IEEE International Conference on Industrial Technology, Chengdu, 2008, p. 1-7.

[10]. QI, Y.; *et al.*, "A New Way of Maximum Injection Power Calculation of Wind Farms Connected to Power Systems". En: Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), IEEE 2010, Chengdu, 2010, p. 1-4.

[11]. de MOURA, A.P.; de MOURA, A.A.F., "Analysis of injected apparent power and flicker in a distribution network after wind power plant connection". Renewable Power Generation, IET, 2008, vol.2, n.2, p. 113-122, ISSN 1752-1416.

[12]. ABBEY, C.; JOOS, G., "Effect of Low Voltage Ride Through (LVRT) Characteristic on Voltage Stability". IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005, vol.2, p. 1901-1907, ISBN: 0780391578.

[13]. ULLAH, N., "Small scale integration of variable speed wind turbines into the local grid and its voltage stability aspects". En: International Conference on Future Power Systems, IEEE 2005, Amsterdam, 18 Nov, 2005, p. 1-8.

[14]. MILANO F., "Power System Analysis Toolbox". Documentación para el PSAT. Versión 2.0.0 β Marzo 8, 2007.

[15]. CAIRO D; "Análisis preliminar del Límite de Potencia Eólica para grandes perturbaciones en el sistema de prueba de 14 nodos de la IEEE utilizando aerogeneradores de velocidad fija". [Tesis de Diploma para optar por el título de Ingeniero Electricista dirigida por Ariel Santos Fuentefria], Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL), Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, La Habana, Cuba, 2012.

AUTORES

Ariel Santos Fuentefria

Ingeniero Electricista. Profesor Instructor, Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas, CIPEL, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, La Habana, Cuba.
e-mail: asfuentefria@electrica.cujae.edu.cu

Daniel Cairo Rodriguez

Ingeniero Electricista. Adiestrado, Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas, CIPEL, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, La Habana, Cuba.
e-mail: cairo@electrica.cujae.edu.cu

Juan Gualberto Boza Valerino

Ingeniero Electricista, Doctor en Ciencias Técnicas, Investigador Auxiliar, Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergética, CIPEL. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, La Habana, Cuba.
e-mail: jboza@electrica.cujae.edu.cu