

## ANÁLISIS DE MÉTODOS PARA PREDICCIONES DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN

Jorge W. González<sup>\*†</sup>, David E. Serna<sup>\*\*</sup>, Gabriel J. López<sup>\*</sup>, Hugo A. Cardona<sup>\*</sup>, Idi A. Isaac,  
Jairo A. Lopera<sup>\*</sup>

<sup>\*</sup>Universidad Pontificia Bolivariana, Cq. 1 #70-01, of. 11-259, Medellín, Colombia.

<sup>\*\*</sup>XM S.A. E.S.P., Calle 12 Sur No. 18 – 168, B2, Medellín, Colombia.

Recibido 07 Junio 2013; aceptado 28 Junio 2013

Disponible en línea: 15 Julio 2013

**Resumen:** Este artículo está relacionado con el análisis de indicadores para estabilidad de tensión. En la actualidad hay diversas propuestas para dichos análisis, algunas de ellas utilizan métodos diferentes a los indicadores, lo cual cuestiona la pertinencia actual de este tipo de estudios. El objetivo de este trabajo fue evaluar las características y la importancia del análisis de la estabilidad de tensión con indicadores de acuerdo con la práctica mundial. Otro objetivo es evaluar el desempeño de una herramienta para análisis eléctrico desarrollada en la UPB, en especial para estudios de estabilidad de tensión. Al final se concluye que sí es adecuado contar con indicadores para estudios de estabilidad de tensión y que la herramienta desarrollada opera satisfactoriamente.

**Palabras Clave:** Estabilidad de voltaje, Indicadores de estabilidad, Herramientas de análisis de sistemas de potencia, Colapso de voltaje.

**Abstract:** This paper is related to the analysis of voltage stability indices. At present, there are various proposals for such studies; some of them use different methods to indicators, which question the relevance of this type of analysis. The aim of this study was to evaluate the characteristics and importance of the analysis of voltage stability indices according to the global practice. Another objective is to evaluate the performance of a power analysis tool developed by UPB, especially for voltage stability studies. It is concluded that it is appropriate to have indices for voltage stability studies and that the developed tool operates satisfactorily.

**Keywords:** Voltage stability, Stability indices, Power system analysis tools, Voltage collapse.

### 1. INTRODUCCIÓN

Cuando se habla de estabilidad en un sistema de potencia se hace referencia a la capacidad de mantener la tensión en rangos apropiados durante toda la evolución del sistema, incluso después de una perturbación, dada una condición inicial de

operación ([Kundur, 1994](#); [Taylor, 1994](#); [Cutsem y Vournas, 1998](#)).

Actualmente, los sistemas eléctricos de potencia operan bajo un esquema de crecimiento de la demanda cada vez más exigente. Debido a que la infraestructura de transporte de la energía tiene una velocidad de crecimiento baja, la habilidad de

---

<sup>†</sup> Autor al que se le dirige la correspondencia:  
Tel. (+57 4) 4488388 ext 14130, fax 4118779.  
E-mail: [jorgew.gonzalez@upb.edu.co](mailto:jorgew.gonzalez@upb.edu.co) (Jorge W. Gonzalez).

estos sistemas para mantener la estabilidad de tensión se convierte en un problema cada vez mayor ([Taylor, 1994](#); [Leonardi, 2011](#)).

Ante estas exigencias, las empresas de energía deben redoblar esfuerzos para mantener la estabilidad de tensión debiendo incrementar los estudios y simulaciones digitales de posibles perturbaciones que puedan ocurrir para prevenir comportamientos anormales que puedan desencadenar en colapsos de tensión ([US-Canada, 2004](#)). A partir de los resultados de las simulaciones se podrían tomar las medidas preventivas y correctivas para mantener el funcionamiento en estado normal.

Estudios recientes sobre la operación y planificación de los sistemas eléctricos de potencia muestran que la estabilidad de tensión es una de las principales problemáticas que se deben tener en cuenta cuando se requiere mantener la seguridad de un sistema ([Kundur et al., 2004](#); [Giri et al., 2012](#); [Leonardi, 2013](#)). Los métodos de solución a este inconveniente pueden dividirse en dos categorías principales. Como primera opción, está realizar un análisis preventivo y conocer los límites en que el sistema puede mantenerse en un normal y continuo funcionamiento. Como segunda opción, está conocer los controles correctivos que se pueden realizar con el fin de regresar el sistema a su normalidad, luego que una perturbación ha ocasionado que su comportamiento sea inestable.

Otra propuesta de solución que se ofrece al control de estabilidad de tensión es garantizar la generación de reactivos como un margen de reserva en aquellos puntos de la red más débiles, donde se estime que un aumento en la carga reactiva pueda causar inestabilidades de tensión ([Bao, 2003](#); [Leonardi, 2011](#)).

El análisis de estabilidad de tensión se le puede clasificar de dos maneras, que pueden ser a corto plazo y a largo plazo. Para el corto plazo se realiza un estudio luego de los primeros segundos después de una falla, por ejemplo, por alguna pérdida de generación en el sistema. Para el largo plazo, se analiza el comportamiento del sistema durante varios minutos; frente a lo que puede ser un aumento progresivo y considerable en la demanda de la carga y esto puede poner en peligro el mantener la tensión de la red dentro del intervalo establecido de estabilidad; o propiamente debido al aumento del consumo de

reactivos por parte de los equipos del sistema de potencia, incluyendo generadores asincrónicos en una barra determinada.

Hay varios estudios que permiten medir y predecir las condiciones del sistema con respecto a la estabilidad de la tensión y a condiciones óptimas de control ([Leonardi, 2013](#); [Bao, 2003](#)). Esto se realiza con el fin de evitar colapsos en los sistemas de potencia por falta de estabilidad después que se presenta una perturbación. Para mitigar los eventos indeseables de inestabilidad de tensión se usan medidas directas sobre estas estimaciones. En la actualidad se pretende usar monitoreo en línea de la estabilidad de tensión ([Karki, 2009](#)).

Los métodos de monitoreo en línea consisten en un proceso de obtener información de estabilidad de tensión en un escenario debidamente seleccionado, con la idea de procesar la información sobre todos los controles lo más rápido y efectivamente posible, y poder ser enviados al sistema de monitoreo ([Karki, 2009](#); [Leonardi, 2011](#); [Leonardi, 2013](#)). Existen varias propuestas para analizar este monitoreo, como lo son: los árboles de decisión, el método k-nearest neighbor, y métodos relacionados con equivalentes de Thévenin, reservas de potencia reactiva, sistemas fasoriales, entre otros ([Karki, 2009](#)). Estos métodos actualmente están siendo propuestos pero no se soportan precisamente en indicadores de estabilidad de tensión.

El objetivo de este trabajo es evaluar las características y la pertinencia del análisis de la estabilidad de tensión con indicadores de acuerdo con la práctica mundial. Otro objetivo es evaluar el desempeño de una herramienta para análisis eléctrico desarrollada en la UPB, en especial para estudios de estabilidad de tensión.

## 2. MÉTODOS PARA ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN

Cuando se presenta una inestabilidad en el sistema de potencia, en sus inicios la red se comporta de manera irregular. El índice que se pretende estudiar debe ser capturado desde la red e interpretarlo en términos de un número y dar una idea de la distancia que se encuentra el sistema del punto de funcionamiento normal y predecir si se va a presentar una posible inestabilidad. Los índices se pueden utilizar para realizar una tarea de rutina de control sobre la red.

Algunos de los ejemplos de características del sistema que informan sobre problemas de estabilidad son por ejemplo, la singularidad del Jacobiano, los generadores al llegar a sus límites de potencia reactiva y los equivalentes de Thévenin sobre impedancias de carga ([Kundur, 1994](#); [Taylor, 1994](#); [Cutsem y Vournas, 1998](#); [Karki, 2009](#)).

A continuación se nombran los métodos de estabilidad de tensión que fueron analizados durante el proyecto. Se realizará un comentario en cuanto a si el método se considera basado en indicadores o no.

### 2.1. Curvas PV

La [Fig. 1](#) ilustra la curva PV típica en un sistema de potencia, en donde el eje vertical representa la magnitud de la tensión en una barra determinada, y el eje horizontal denota la potencia real inyectada en la correspondiente barra. En esta figura se representan dos curvas: la primera que está en línea continua representa la curva PV de la red sobre la barra, mientras que la curva punteada en forma de parábola representa la característica tensión-potencia de la carga conectada en dicha barra (posee una forma cuadrática como es de esperarse). El punto de operación del sistema es hallado mediante la intersección de las dos curvas en la parte superior.

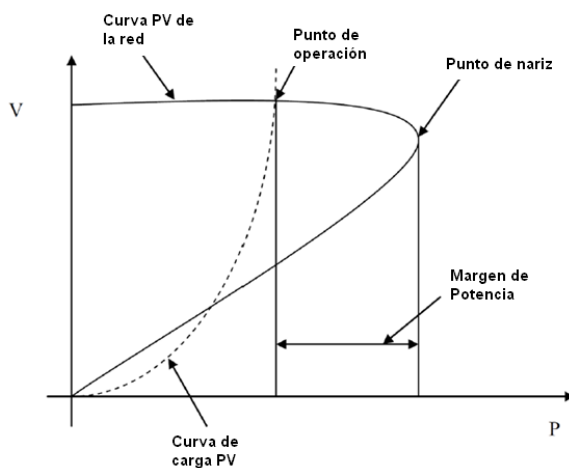


Fig 1. Curvas PV de la red y de la carga.

La curva punteada de carga muestra la variación de potencia consumida de la carga en la barra con respecto a la variación de tensión aplicada sobre la carga que depende de sus propias características.

La parte superior de la curva PV se presenta cuando el sistema actúa en condiciones normales, mientras que la parte inferior de la curva representa inestabilidad del sistema debido a sobrecorrientes o caídas de tensión que se presentan durante el proceso sobre el sistema de potencia.

También se halla un punto en el máximo extremo a la derecha de la curva que es llamado punto crítico, punto de “nariz” o punto de máxima transferencia de potencia (ver [Fig. 1](#)). Hay varios factores que pueden afectar la distancia entre el punto de operación y este punto crítico: contingencias, limitación del generador para producir energía reactiva y las cargas dinámicas entre otras ([Taylor, 1994](#)). La idea principal de todo sistema de potencia es mantener distantes el punto de operación en condiciones normales y el punto límite o crítico que define la máxima transferencia de potencia disponible para que el sistema permanezca estable. Este comentario no es nada menos que lo relacionado con el Margen de Estabilidad o distancia al colapso de tensión, el cual es un indicador bien importante para juzgar la estabilidad de tensión.

Este indicador presenta buenos resultados trabajando de manera fuera de línea ya que una predicción en línea sería lenta debido a su ejecución computacional. Do otro lado, generar la curva PV produce indicadores clásicos que relacionan los cambios de tensión con la potencia reactiva. Incluso se pueden extraer elementos del Jacobiano del flujo de cargas y desarrollar múltiples indicadores. Este es un método clásico ([Kundur, 1994](#); [Ajarapu y Christy, 1992](#); [Gao Gao et al., 1992](#)).

Las metodologías basadas en las curvas PV son probablemente las más utilizadas actualmente. Estas curvas son eficientes para informar sobre los índices de proximidad de estabilidad de tensión en cuanto a la cercanía del punto de máxima transferencia de carga o punto de nariz.

### 2.2. Mínimo Eigenvalor

Se aplica del estudio de análisis modal tratando de identificar el mínimo valor propio o *eigenvalor* del sistema. Entre más pequeño sea este valor, más aproximado está el sistema de colapsar por problemas de tensión. En otras palabras, siendo  $\lambda_i$  el valor propio mínimo obtenido con un análisis modal, se dice que:

Si  $\lambda_i > 0$  el sistema es estable.

Si  $\lambda_i < 0$  el sistema es inestable.

Algunas características de este indicador son:

- No puede detectar fallas que puedan ocurrir sobre posibles inestabilidades en las máquinas sincrónicas y sus características de control.
- El valor mínimo que se está buscando no necesariamente es el más sensible, e incluso otros eigenvalores pueden acercarse a la singularidad de forma más rápida. Pero esto también podría ser más crítico a la hora de encontrar un eigenvalor que dé una correcta predicción ([Kundur, 1994](#); [González, 2008](#)).
- Se dice que cuando se acerca al punto de nariz, el método se vuelve un poco inestable.

### 2.3. Mediciones Fasoriales

Mediante Unidades de Medición Fasorial (PMU del inglés *Phasor Measurement Unit*) se consigue una medida de corriente y tensión de forma instantánea cuando la información es extraída directamente de la red ([IEEE, 2011](#)). Estas mediciones fasoriales son utilizadas mediante una serie de ecuaciones matriciales para hallar, a través de métodos matemáticos algunos índices y otras variables que permiten evaluar la estabilidad del sistema.

Este método puede estar basado en indicadores, pero aún se encuentra en desarrollo ([Leonardi, 2013](#)).

### 2.4. Árboles de Decisión

Este método, como muchos otros, requiere de una gran cantidad de datos, además de que la mayoría de métodos cuentan con una buena precisión y velocidad a la hora de medir variables para el análisis de estabilidad de tensión. Todos los datos obtenidos de estos análisis se identifican por ser una gran fuente potencial de información para aplicaciones de seguimiento del comportamiento del sistema antes y después que se presenten eventos inesperados, indicando si se presentaron inestabilidades de tensión o inestabilidades angulares ([Voumvoulakis y Hatziargyriou, 2008](#); [Karki, 2009](#)).

La aplicación de árboles de decisión es adecuada para análisis en línea de estabilidad de tensión sobre un sistema estudiado, y aunque muchos de los cálculos realizados por este método se hacen fuera de línea, éste arroja valores casi instantáneos. Los árboles de decisión son métodos transparentes en comparación con otros, ya que permiten obtener un resultado claro y a la vez se puede tener un total conocimiento sobre todo el sistema. Por ejemplo, al conocer el atributo para partir de un árbol de decisión, se puede monitorear una región asociada con este atributo y hacer un análisis de estabilidad y control sobre esta región.

La información sobre las sensibilidades en los atributos se obtiene a partir del vector tangente para la estabilidad de tensión. Los elementos del vector tangente son los cambios diferenciales en los ángulos ( $d\delta_i$ ) y magnitudes de tensión ( $dV_i$ ) con respecto al cambio diferencial de la carga, lo que quiere decir que cuando se presenten grandes cambios en la magnitud o tensión de una barra hay grandes posibilidades de que ocurra una inestabilidad.

Se aprecia que no es un método propiamente basado en indicadores, a pesar que los diferenciales de ángulos y de magnitudes de tensión podrían identificarse como indicadores internos del método.

### 2.5. *K* – Nearest Neighbor

Para este método se selecciona un radio dentro de la zona que se desee estudiar, para luego empezar a seleccionar parejas de puntos y evaluar si éstas se encuentran sobre dicho radio. Se deben tomar varios datos para poder evaluar el sistema y decir si la zona de estudio que se encuentra sobre el radio es estable o no, teniendo previamente todos los datos que se hayan tomado anteriormente mediante un sistema de votación.

Es un indicador estadístico, y en algunas ocasiones requiere de implementar factores de participación sobre la red para simplificar las posibles variables a estudiar ([Karki, 2009](#)).

### 2.6. Límites de *Q*

La salida máxima de potencia reactiva de un generador se establece mediante un limitador, significando que el generador corta su suministro

de energía reactiva cuando éste llega a su límite de excitación, lo que puede presentar inestabilidad de tensión a largo plazo.

Si el generador llega a su límite de capacidad de entrega de potencia reactiva no es posible que él mismo pueda entregar más, viéndose reflejado en las curvas PV como grandes discontinuidades. Desde el punto de vista de las técnicas del flujo de cargas, la barra del generador pasa a ser del tipo carga (PQ).

En realidad este método está basado en índices. Por ejemplo, el índice que informa sobre las reservas de potencia reactiva de generadores.

### 2.7. Comentarios

Los métodos para el análisis de estabilidad basados en indicadores son los más empleados en la actualidad. Sin embargo, debido a alternativas de cálculo, entre otros motivos por las exigencias computacionales y sus retardos, van surgiendo propuestas de metodologías novedosas. Estas metodologías aún están en fases experimentales y de concepción metodológica, pero son promisorias para juzgar la estabilidad de tensión.

## 3. VALIDACIÓN PROGRAMA ASPUPB2 MEDIANTE DIGSILENT

A continuación se realizará una validación de una herramienta de simulación digital para estudios eléctricos. Debido a la temática que se presenta en este trabajo, se realizarán simulaciones de estabilidad de tensión. Se utilizará el programa ASPUPB2 desarrollado por el Grupo de Investigación en TyD a través de varios trabajos de grado y otros esfuerzos de estudiantes e investigadores durante varios años (se omite la citación individual debido a la alta cantidad de personas que han participado y al riesgo de omitir algún esfuerzo).

La validación será con el DIGSILENT PF (DIGSILENT, 2011) y será muy simple. Se analizan varios elementos sobre el sistema IEEE de 9 barras en ambos programas para verificar que coincidan mutuamente. ASPUPB2 permite correr flujos de cargas en sistemas IEEE seleccionados, ya sea de 3, 4, 9, 14, 30, 39, 43, 118, 162, 300 barras, etc. Luego de ingresar los datos y ejecutar el flujo de cargas sobre el

sistema, se corre en ASPUPB2 un flujo continuado para realizar el análisis de estabilidad de tensión sobre una barra seleccionada específicamente. Sobre esta barra se pueden detallar algunas gráficas e indicadores como lo son PV, VQ, mínimo valor propio o eigenvalor, factores de participación, indicadores, entre otros.

ASPUPB2 fue validado con el DIGSILENT PF realizando ambos programas y haciendo una comparación en el sistema IEEE 9 barras (Anderson y Fouad, 2002) mediante un análisis de curvas PV sobre las barras 5, 6 y 8, las cuales tienen una carga asociada a la barra.

A manera de ejemplo se mostrarán los resultados obtenidos en la barra 6 del sistema IEEE 9 barras en ambos programas.

A continuación se presenta la simulación en DIGSILENT (ver Fig 2) y la simulación en ASPUPB2 (ver Fig 3). Ambas gráficas presentan las curvas PV para la barra 6. En DIGSILENT el eje horizontal está representado en unidades de MW mientras que en ASPUPB2 se representa en p.u. Ambas gráficas muestran su eje vertical en p.u. de la tensión. Se nota que en ambas el punto de la nariz o el punto de máxima transferencia de potencia se encuentra en 0,74 p.u. en el eje vertical y en 2,15 p.u. en el eje horizontal teniendo en cuenta que la base que se utiliza para pasar de sistema internacional a por unidad es 100MVA, lo que valida este sistema en ASPUPB2.

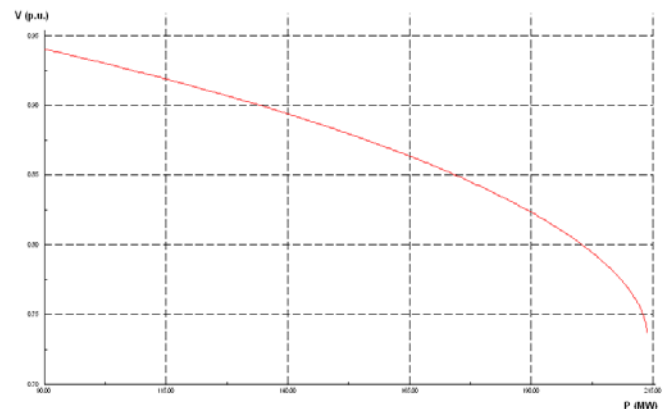


Fig 2. Curvas PV para la barra 6 en DIGSILENT.



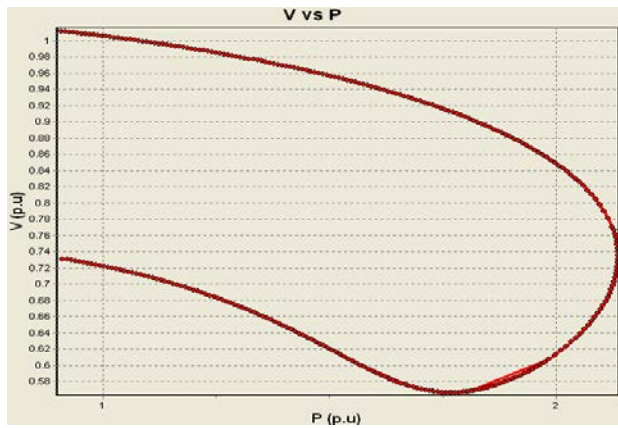


Fig 3. Curvas PV para la barra 6 en ASPUPB2.

#### 4. ANÁLISIS DEL SISTEMA IEEE DE 14 BARRAS INCLUYENDO LÍMITES DE GENERACIÓN

El programa ASPUPB2 también tiene la posibilidad de analizar estabilidad de tensión considerando los límites de potencia reactiva de los generadores. Como fue explicado anteriormente, al momento de realizar un análisis de estabilidad de tensión, la salida máxima de potencia reactiva de un generador se establece mediante un limitador de potencia reactiva, lo que quiere decir que el generador congela el suministro de energía reactiva cuando éste llega a su límite de excitación (ya no permite incrementos adicionales en de la corriente del campo), lo que puede presentar inestabilidad de tensión a largo plazo. Si el generador llega a su límite de capacidad de entrega de potencia reactiva no es posible que él mismo pueda entregar más, viéndose reflejado en las curvas PV como grandes discontinuidades al perder el control de su tensión, y por lo tanto se modifica el límite máximo de cargabilidad en la red (también conocido como el factor Lambda).

A continuación se muestra la diferencia en el programa ASPUPB2 que modela primeramente el sistema IEEE de 14 barras sin considerar límites de potencia reactiva de los generadores, arrojando así un Lambda máximo, el cual ahora será diferente al considerar los límites de excitación del generador. El límite se ve influenciado considerablemente, y Lambda presenta un valor menor que no considera límites de reactiva. Se analiza el indicador del mínimo valor propio o eigenvalor vs Lambda para poder notar las

discontinuidades de las que habla la teoría (ver Fig 4 y 5) (Kundur, 1994; Gao et al., 1992).

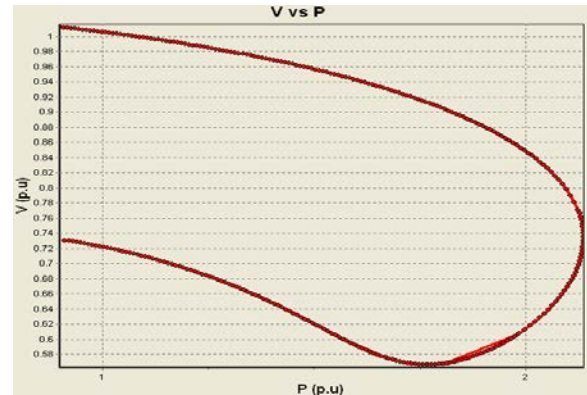


Fig 4. Programa ASPUPB2. Sistema IEEE 14 barras sin considerar límites de energía reactiva de los generadores.

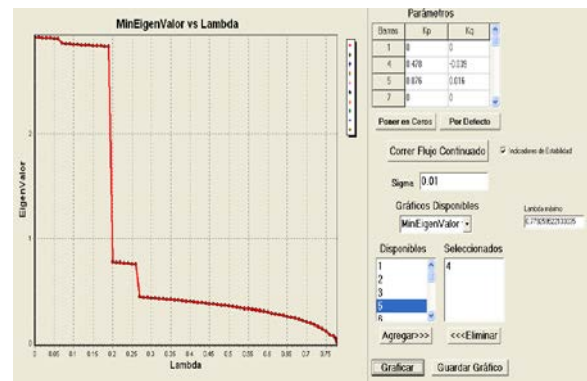


Fig 5. Programa ASPUPB2, Sistema IEEE 14 barras considerando límites de energía reactiva de los generadores.

#### 5. CONCLUSIONES

Los métodos para el análisis de estabilidad basados en indicadores son muy empleados en la actualidad.

Tal vez por razones de exigencias computacionales y sus retardos, van surgiendo propuestas de metodologías novedosas. Estas metodologías aún están en fases experimentales y de concepción, pero son promisorias para juzgar la estabilidad de tensión.

Aún no se puede llegar a la conclusión de postular e indicar cuál es el mejor método para la valoración de estabilidad de tensión en línea, ya

que éste debe ser bastante rápido y robusto con respecto a las propiedades de la convergencia del algoritmo y fácil en su aplicación. Sin embargo, se trató de proponer los mejores métodos y los que se encuentran actualmente en estudios para poder postular posibles candidatos en un futuro y profundizar sus estudios sobre ellos.

Una de las metodologías que probablemente será de las más utilizadas es el de flujo de carga continuado ya que es eficaz en relación con los índices de proximidad de estabilidad de tensión en cuanto a la cercanía del punto de máxima transferencia de carga o punto de nariz. Los algoritmos de este método son fáciles de llevar a cabo, ya que están basados en las ecuaciones de flujo de cargas y están altamente relacionados con las curvas PV y complementadas con el análisis modal.

De acuerdo con las comprobaciones realizadas, la herramienta ASPUPB2 se desempeña de manera adecuada para análisis de estabilidad de tensión. Permite estudios con y sin tener en cuenta los límites de potencia reactiva.

#### AGRADECIMIENTOS

Se agradece a Carlos E. Restrepo, Andrés Eusse, Camilo Villarreal, Jorge Lara, Juan José Gómez, Oswaldo Arenas, y muy especialmente a todas las personas que han aportado al desarrollo de los programas de análisis eléctricos de UPB.

#### REFERENCIAS

Ajjarapu, V., y C. Christy (1992). The continuation power flow: A tool for steady state voltage stability analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, **7**: 416-423.

Anderson, P.M. y A.A. Fouad (2002). *Power System Control and Stability*. IEEE Press. 2nd ed., New Jersey, USA.

Bao, L., Z. Huang y W. Xu (2003). Online voltage stability monitoring using VAR reserves. *IEEE Transactions on Power Systems*, **18**: 1461-1469.

DIGSILENT GmbH (2011). *DIGSILENT Power Factory Version 14.1 Manual*. DIGSILENT GmbH. Vol 2. Gomariningen, Germany. 2011

Gao, B., K. Morison y P. Kundur (1992). Voltage stability evaluation using modal analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, **7**: 1529-1542.

González, J., I. Isaac, H. Cardona, G. López, (2008). Analysis of some Indexes to Assess Voltage Stability of ac/dc Transmission Systems. *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008 IEEE/PES*.

Giri, J., M. Parashar, T. Josh y M. Vahid (2012). The Situation Room: Control Center Analytics for Enhanced Situational Awareness. *IEEE Power and Energy Magazine*, **10**: 24-39.

IEEE (2011). *C37.118.1-2011 - IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems* IEEE.

Karki, M. (2009). *Methods for Online Voltage Stability Monitoring*. Trabajo de grado de maestría en ingeniería eléctrica. Ames, Iowa.

Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. McGraw Hill, New York.

Kundur, P.J., V. Paserba, G. Ajjarapu, A. Andersson, C. Bose, N. Canizares, D. Hatziargyriou, A. Hill, C. Stankovic, T. Van Cutsem y V. Vittal (2004). Definition and classification of power system stability. *IEEE Transactions on Power Systems*, **19**:1387-1401.

Leonardi, B. y V. Ajjarapu (2011). Development of multi-linear regression models for online voltage stability margin estimation. *IEEE Transactions on Power Systems*, **26**:374-383.

Leonardi, B. y V. Ajjarapu (2013). An Approach for Real Time Voltage Stability Margin Control via Reactive Power Reserve Sensitivities. *IEEE Transactions on Power Systems*, **28**:615-625.

Power World (2011). "Power World Simulator version 16". Power World. Illinois, USA. 2011.

Taylor, C.W. (1994). "Power System Voltage Stability". En: *EPRI Power System Engineering Series* (McGraw-Hill. (1)). ISBN: 0-07-035958-X, New York.

U.S.-Canada Power System Outage Task Force. (2004). August 14th Blackout: Causes and Recommendations. En línea en *U.S.-Canada Power System Outage Task Force*, [<https://reports.energy.gov/BlackoutFinal-web.pdf>], consultado en 2010-02-05

Van Cutsem, T. y C. Vournas. (1998). *Voltage Stability of Electric Power Systems*. Kluwer Academic Publishers, New York.

Voumvoulakis, E. y N. Hatziargyriou (2008). Decision Trees-Aided Self-Organized Maps for Corrective Dynamic Security. *IEEE Transactions on Power Systems*, **23**:622-630.

## SOBRE LOS AUTORES

### **Jorge Wilson González**

Ingeniero Electricista, MSc - PhD. Es Profesor Titular de tiempo completo e Investigador de la Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia. Laboró en HMV Ingenieros y en Siemens, Erlangen en PTD (FACTS y HVDC). Investigador invitado en la Univ. Kempten, Alemania y en el Power Systems Institute en Erlangen Univ. Alemania en el 2005.

### **David A. Serna**

Egresado de Ingeniería Eléctrica. Ha apoyado al grupo de investigación en TyD de la UPB. Desde el 2012 labora en XM S.A. E.S.P.

### **Hugo A. Cardona**

Ingeniero Electricista, MSc.y estudiante PhD. Es Profesor Titular de tiempo completo e Investigador de la Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia. Ha sido pasante investigador en XM S.A. E.S.P.

### **Idi A. Isaac**

Ingeniero Electricista, MSc - PhD. Es Profesor Titular de tiempo completo e Investigador de la Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia. Investigador invitado en la Univ. Kempten, Alemania y Univ. Comillas, España.

### **Gabriel J. López**

Ingeniero Electricista, MSc.y PhD. Es Profesor Asociado de tiempo completo e Investigador de la Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia. Investigador invitado en la Univ. Kempten, Alemania.

### **Jairo A. Lopera**

Ingeniero Electricista, MSc. Es Profesor Titular de tiempo completo e Investigador de la Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia. Investigador invitado en la Univ. Kempten, Alemania. Director Centro de Investigaciones UPB.