

# ÍNDICES PARA DETECTAR EN TIEMPO REAL PROBLEMAS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

Indices for on-line detection of voltage stability problems

## RESUMEN

Este artículo presenta una taxonomía de los índices que han sido desarrollados para la detección en tiempo real de problemas de estabilidad de voltaje y los resultados de un estudio comparativo de tres índices calculados con fasores locales. De los resultados de este estudio se recomienda: *i.* No utilizar la magnitud del voltaje en barras ni la cargabilidad de los componentes como únicos criterios para valorar la estabilidad de voltaje. *ii.* Utilizar una combinación de dos tipos de índices basados en fasores locales, uno para barras y otro para componentes.

**PALABRAS CLAVES:** Estabilidad de voltaje, planeamiento de sistemas de potencia, seguridad de sistemas de potencia.

## ABSTRACT

*This paper presents a taxonomy of the indexes that have been developed for the on line detection of voltage stability problems and the results of a comparative study of three indexes calculated from local phasors. From results of this study it is recommended: 1. Not to use the busbar voltage magnitude neither the component loadability as the only criteria to assess the system voltage stability. 2. To use a combination of two types of indexes based on local phasors, one for busbars and another one for components.*

**KEYWORDS:** Voltage stability, power system planning, power system security.

CARLOS J. ZAPATA

Ingeniero Electricista, Ph.D (C)  
 Profesor Asociado  
 Universidad Tecnológica de Pereira  
[cjzapata@utp.edu.co](mailto:cjzapata@utp.edu.co)

MARIO A. RÍOS

Ingeniero Electricista, Ph.D  
 Profesor Asociado  
 Universidad de los Andes  
[mrios@uniandes.edu.co](mailto:mrios@uniandes.edu.co)

JORGE M. ARIAS

Ingeniero Electricista, M.Sc (C)  
 Asistente de Investigación  
 Universidad Tecnológica de Pereira  
[jorgeutp@gmail.com](mailto:jorgeutp@gmail.com)

## 1. INTRODUCCIÓN

Actualmente, los problemas de estabilidad de voltaje representan el mayor riesgo para la seguridad operativa de los grandes sistemas de potencia. En los apagones registrados en diversas partes del mundo, se ha detectado que la situación final, luego de la cascada de eventos conducente al apagón, ha sido el colapso de voltaje. Por esta razón, es importante que los operadores de los sistemas de potencia cuenten con indicadores que los alerten sobre la presencia de problemas de estabilidad de voltaje y de cercanía al colapso.

La seguridad operativa valora la habilidad del sistema eléctrico de potencia para conservar la estabilidad ante diversas perturbaciones. Estos estudios se realizan para el muy corto plazo, sea fuera de línea un día antes ó en tiempo real, tal como se muestra en la Fig. 1.

Para la operación en tiempo real, un grupo de trabajo de CIGRE [1] indica que el cálculo de índices de seguridad debe hacerse en tiempos menores a 15 minutos, de tal manera que, si se requiere, los operadores puedan aplicar a tiempo medidas correctivas que salvaguarden la estabilidad del sistema.

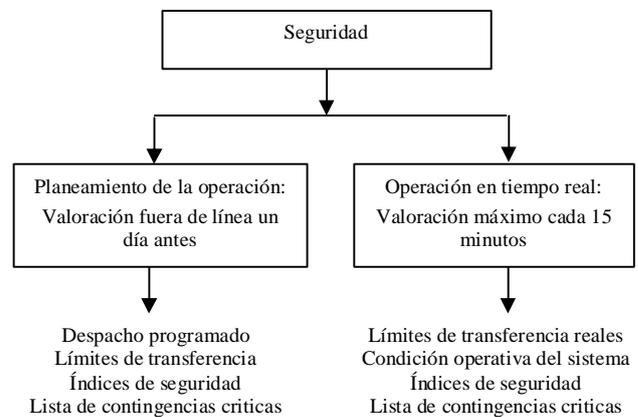


Figura 1. Tipos de estudios de seguridad operativa

Sin embargo, la mayoría de índices propuestos para este propósito se basan en los métodos de valoraciones fuera de línea, esto es, en simulaciones estáticas o dinámicas, las cuales requieren gran tiempo computacional.

Excepción a esto, lo constituyen los índices calculados a partir de medidas sincronizadas tomadas por unidades de medida fasorial (PMU: Phasor Measurement Units) cuya alta velocidad de computo no puede ser igualada por

ninguno de los otros métodos. Este es el área más moderna y con más potencial para desarrollo de aplicaciones. Así, este artículo presenta una taxonomía de los índices que han sido desarrollados para valoración en tiempo real de la seguridad de voltaje y una comparación de tres índices calculados a partir de datos tomados por PMUs.

## 2. TAXONOMÍA DE LOS ÍNDICES

Los índices que han sido propuestos para valorar la seguridad de voltaje durante operación en tiempo real pueden clasificarse, según el método de cálculo, en las siguientes categorías:

### 1) Basados en flujos de carga

Es la categoría donde se encuentra la mayor cantidad de índices, pues se proponen indicadores similares a los utilizados para el planeamiento de largo plazo y de un día antes. Entre estos, se mencionan índices que utilizan una de las siguientes medidas o una función de ellas:

- La distancia al punto de colapso obtenida mediante el flujo de carga continuado [2].
- Los valores propios de la matriz Jacobiana reducida (análisis modal) [3].
- Índices de proximidad al colapso calculados a partir de las ecuaciones del flujo de carga o sus componentes, [4]-[7].
- La distancia al punto de colapso por medio de curvas P-V o V-Q [8]-[13].
- El discriminante de la ecuación de potencia de las líneas de transmisión [14].

La gran desventaja para la aplicación de estos índices es el gran tiempo computacional requerido para realizar los flujos de carga correspondientes a las contingencias consideradas más probables o más críticas para el sistema, las cuales son muchas en un sistema real. Esto lleva a simplificaciones en el número de casos a analizar para reducir el tiempo computacional de la valoración. Los métodos más populares son las curvas P-V o V-Q, el análisis modal y el flujo de carga continuado.

### 2) Basados en simulación quasi-estática

Este método se centra en el análisis de estabilidad de largo tiempo y reemplaza en las ecuaciones diferenciales que describen la dinámica del sistema la solución de equilibrio de los componentes dinámicos para reducir el tamaño del sistema de ecuaciones y facilitar su solución [15]-[17]. La gran desventaja para la aplicación de estos índices es el gran tiempo computacional requerido para

realizar las simulaciones.

### 3) Basados en simulación en el tiempo

Este método se basa en realizar simulaciones en el tiempo de estabilidad electromecánica. La gran desventaja de este método es que es aun más complejo y demorado que los flujos de carga. Para mitigar este problema, se han propuesto soluciones como determinar la región de estabilidad a partir de dos indicadores, uno para estabilidad estática y otro para la dinámica [18].

### 4) Basados en funciones de energía

Las funciones de energía son otro de los métodos de análisis de estabilidad y permiten una valoración en menos tiempo y con menos complejidad que las simulaciones en el tiempo [19]. Como en casi todos los métodos ya mencionados se requiere identificar un conjunto de contingencias creíbles, relevantes o más probables para las cuales se hace el análisis y se determinan las barras con menores valores del índice de energía.

### 5) Basados en métodos de computación blanda

Consiste en aplicar técnicas como las redes neuronales, la lógica difusa y los sistemas de inferencia neuronales-difusos para identificar la condición operativa del sistema [20]-[22]. A partir de estudios fuera de línea se estudian diversas condiciones de generación, demanda y se valora la estabilidad del sistema. Con esta información se entrena un sistema de redes neuronales o un sistema de inferencia neuro-difuso el cual en el ambiente de operación en tiempo real toma el estado del sistema y pronostica su condición operativa para las contingencias de interés. La mayor parte de este trabajo se basa en las redes neuronales.

### 6) Basados en medidas locales sincronizadas

Este método se basa en las medidas tomadas en tiempo real por las PMUs [23]-[32] las cuales se denominan fasores locales.

La premisa de estos métodos es que las medidas tomadas por las PMUs contienen suficiente información para determinar en tiempo real el estado dinámico del sistema.

Aunque desde mediados de los años 80 los investigadores desarrollaron índices de seguridad de voltaje calculados a partir de datos tomados en tiempo real, como por ejemplo, el índice  $L$  presentado en 1986 por Kessel y Glavitsch [33], el cual fue modificado posteriormente por investigadores franceses para su aplicación en un sistema centralizado de deslastre de carga ante eventos de inestabilidad de voltaje [34], para esta época el desarrollo de PMUs apenas empezaba, por lo cual, estos índices no fueron desarrollados específicamente para calcularse a

partir de datos tomados por PMUs. Los índices de seguridad de voltaje desarrollados específicamente para calcularse a partir de datos tomados por PMUs aparecen a partir del año 1994 y actualmente constituyen el área con mas potencial de desarrollo ya que a partir de las PMUs se pueden implementar sistemas de monitoreo, protección y control de amplia área (WAMPCs: Wide Area Monitoring, Protection and Control Systems).

Aunque estos índices se denominan “locales”, su implementación puede estar orientada a una aplicación local en un relé de subestación o en un centro de control.

### 3. ÍNDICES BASADOS EN MEDIDAS DE PMUS

En el año 1995, Gubina y Strmcnik desarrollaron un primer índice de seguridad de voltaje llamado TPSI [23], Sin embargo, este índice solo tuvo buenos resultados para sistemas radiales [24]. Este índice se establece de la relación entre voltajes de un punto de envío y otro de recibo cuando se establece la condición de máxima transferencia de potencia.

En el año 2000, Gubina y Verbic presentaron el índice SDI [25], el cual analiza la estabilidad de voltaje mirando lo que sucede con la potencia en cada una de las líneas de transmisión de un sistema ante eventos de inestabilidad de voltaje. Este índice es presentado de nuevo por estos autores en artículos del año 2002, 2003 y 2004 [26-29], pero a partir del año 2003 es reorganizada su forma de cálculo y se rebautiza como SDC.

De otra parte, en el año 1999, Vu, Begovic, Novosel y Mohan [30], presentaron el desarrollo de un relé que analiza la estabilidad de voltaje bajo el concepto de monitorear la relación entre la impedancia de la carga y la impedancia Thévenin del sistema equivalente vista desde su punto de ubicación; sin embargo, este documento no da detalles del algoritmo implementado. Bajo este mismo concepto, en el año 2006 Gubina, Verbic y Smon [31], presentaron el índice de seguridad ISI el cual se establece de la relación entre estas dos impedancias, las cuales se obtienen aplicando el concepto de circuito adjunto del teorema de Tellegen.

En el año 2004, Milosevic y Begovic [32] presentaron el índice de seguridad VSLBI, el cual se calcula a partir de medidas de voltaje y aplicando el teorema de la máxima transferencia de potencia.

#### 1) Índices SDI y SDC

Los índices SDI (S Difference Indicator) y SDC (S Difference Criterion) están basados en dos medidas consecutivas de voltaje y corriente tomadas en un extremo de un componente de transmisión con las cuales se mide la potencia aparente (S) que fluye por éste.

Para un componente de transmisión conectado entre los

extremos  $i$  y  $j$ , el incremento en la potencia aparente medida en el extremo  $j$  luego de dos medidas consecutivas  $k$  y  $(k+1)$  se expresa como la suma de los fasores  $F_1$  y  $F_2$ :

$$\Delta S^{(k+1)\varphi} = \Delta U_j^{(k+1)\varphi} I_j^{(k+1)\varphi} + U_j^{(k)\varphi} \Delta I_j^{(k+1)\varphi} = \Delta U_j^{(k+1)\varphi} I_j^{(k+1)\varphi} + U_j^{(k)\varphi} \Delta I_j^{(k+1)\varphi} \quad (1)$$

El incremento en la potencia aparente es cero cuando:

1. Las variables medidas no cambian significativamente, esto es cuando  $\Delta U_j^{(k+1)\varphi} = 0$  y  $\Delta I_j^{(k+1)\varphi} = 0$ , que corresponde al caso de operación normal.
2. Cuando  $m = \frac{F_1}{F_2} = 1.0$  y  $\varphi = \angle F_1 - \angle F_2 = \pi$

Así, el índice SDI se define como:

$$SDI = 1 + m \cdot \cos(\varphi) \quad (2)$$

Este índice toma valores en el intervalo  $[0.0 - 2.0]$ , pero en la mayoría de los casos esta por debajo de 1.0. En el punto de colapso de voltaje  $SDI = 0$ .

Para un sistema con  $n$  componentes de transmisión, el índice se define como:

$$SDI = \min(SDI_k) \quad (3)$$

Dividiendo (1) por  $F_2$  se obtiene:

$$\Delta S^{(k+1)\varphi} = \frac{\Delta U_j^{(k+1)\varphi} I_j^{(k+1)\varphi}}{U_j^{(k)\varphi} \Delta I_j^{(k+1)\varphi}} + a \cdot e^{j\varphi} \quad (4)$$

Ahora, el incremento en la potencia aparente es cero cuando:

1.  $\Delta U_j^{(k+1)\varphi} = 0$  y  $\Delta I_j^{(k+1)\varphi} = 0$
2. Cuando  $a = 1.0$  y  $\varphi = \pm\pi$

El índice SDC se define como:

$$SDC = \left| 1 + a \cdot e^{j\varphi} \right| = \left| 1 + \frac{\Delta U_j^{(k+1)\varphi} I_j^{(k+1)\varphi}}{U_j^{(k)\varphi} \Delta I_j^{(k+1)\varphi}} \right| \quad (5)$$

Bajo condiciones operativas normales  $SDC \approx 1.0$  y en el punto de colapso de voltaje  $SDC = 0.0$ .

#### 2) Índice ISI

El índice ISI (Impedance Stability Index) esta basado en dos medidas consecutivas de voltaje y corriente tomadas en una subestación en dos instantes  $t_k$  y  $t_{k+1}$  con las

cuales se hace la comparación entre las magnitudes de la impedancia de la carga en la subestación y la impedancia Thévenin equivalente del sistema vista desde esta subestación. Para una subestación  $j$ , este índice se define como:

$$|S| = 1 + \frac{\Delta U_j^{(k)}}{U_j^{(k)}} \frac{Z_{Th}^{(k)}}{Z_{Lj}^{(k)}} \quad (6)$$

Bajo condiciones operativas normales  $|S| \approx 1.0$  y a partir del punto de máxima transferencia de potencia (inestabilidad de voltaje)  $|S| \approx 0.0$ .

3) Índice VSLBI

El índice VSLBI (Voltaje Stability Load Bus Index) esta basado en medidas consecutivas de voltaje tomadas en una subestación con las cuales se hace la comparación entre las magnitudes de la impedancia de la carga en la subestación y la impedancia Thévenin equivalente del sistema vista desde esta subestación aplicando el teorema de la máxima transferencia de potencia. Para una subestación  $j$ , este índice se define como:

$$VSLBI = \frac{U_j^{(k)}}{\Delta U_j^{(k)}} \frac{Z_{Th}^{(k)}}{2U_j^{(k)} \cos(\theta_j)} \quad (7)$$

Donde  $\theta$  es el ángulo de fase del voltaje  $U$  y  $k$  es una medida tomada en un instante  $t_k$ .

Bajo condiciones de cercanía al colapso de voltaje  $VSLBI \approx 1.0$ , de lo contrario su valor esta en el rango (1.5 a 5.0). El índice para un sistema con  $n$  barrajes consiste en el menor valor obtenido de VSLBI:

$$VSLBI = \min(VSLBI_i) \quad (8)$$

4. METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

Con el objetivo de comparar el desempeño de los índices SDC, ISI y VSLBI para su futura implementación en un centro de control, se realizó el procedimiento de tres etapas de contingencias descrito a continuación:

1. Para la condición de demanda máxima realizar el despacho óptimo.
2. Se realiza el flujo de carga AC para todas las contingencias sencillas y de modo común en los componentes de transmisión.
3. Se toman del flujo de carga los valores de voltaje en barras y corrientes en los componentes para el cálculo de los índices.

4. Identificar las contingencias que producen los peores valores de los índices en esta primera etapa.
5. Manteniendo la peor contingencia del punto 4 realizar una segunda etapa de contingencias sencillas y de modo común y obtener el valor de los índices.
6. Manteniendo la peor contingencia del punto 5 realizar una tercera etapa de contingencias sencillas y de modo común y obtener el valor de los índices.

Este análisis constituye la primera fase de estudio y permite identificar la secuencia de contingencias a estudiar en una segunda fase de análisis en el dominio del tiempo.

5. SISTEMA DE PRUEBA Y RESULTADOS

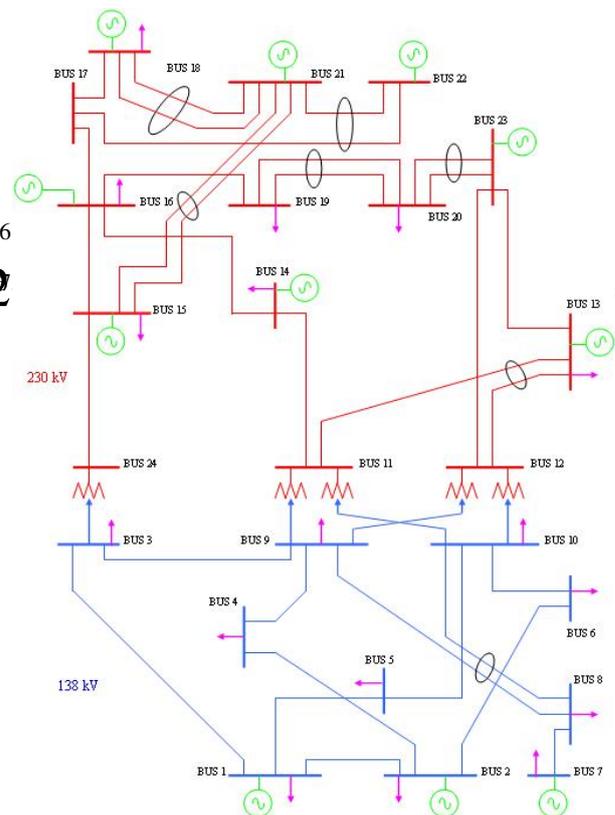


Fig. 2 Sistema IEEE RTS One Area

Como sistema de prueba se utiliza el IEEE RTS One Area mostrado en la Fig. 2 [35].

Las figuras 3 a 5 presentan los menores valores de los índices en cada una de las etapas de contingencias.

Las tablas 1 a 3 presentan el resumen de contingencias más críticas identificadas por los índices en cada una de las etapas. Debe recordarse aquí que mientras el índice SDC hace detección de problemas de estabilidad de voltaje a nivel de componentes, los índices ISI y VSLBI

44. 32

la hacen a nivel de barrajes.

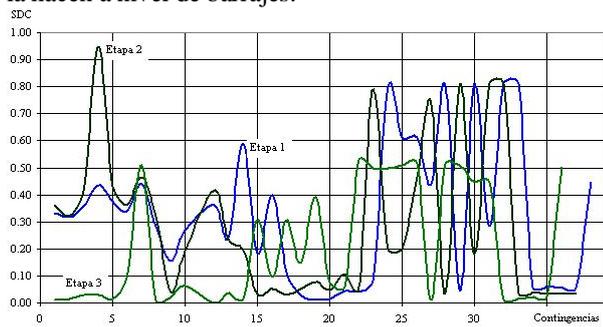


Fig. 3 Mínimo SDC en las tres etapas de contingencias

Etapas	Contingencia	Componente más crítico	SDC	S [p.u.]	S <sub>nominal</sub> [p.u.]
1	14-11	21-22	0.0116	1.5975	5.00
2	12-10	21-22	0.0292	1.5936	5.00
3	9-8	21-22	0.0016	1.5903	5.00

Tabla 1. Contingencias más severas según el índice SDC

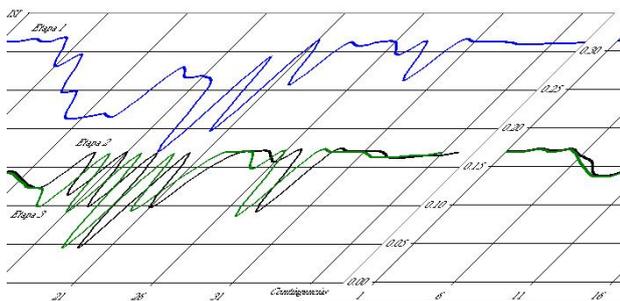


Fig. 4 Mínimo ISI en las tres etapas de contingencias

Etapas	Contingencia	Barraje más crítico	V <sub>nodo</sub> [p.u.]	ISI
1	13-11	8	0.9710	0.1700
2	12-10	5	0.9720	0.0994
3	15-24	3	0.9612	0.0858

Tabla 2. Contingencias más severas según el índice ISI

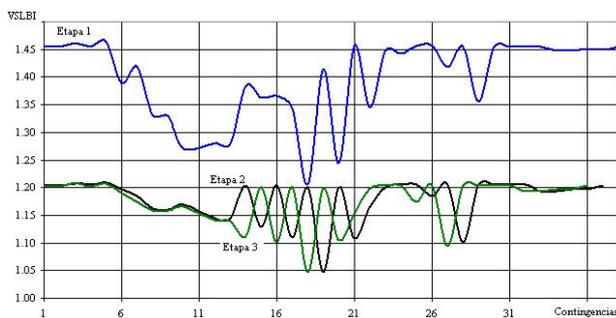


Fig. 5 Mínimo VSLBI en las tres etapas de contingencias

Etapas	Contingencia	Barraje más crítico	V <sub>nodo</sub> [p.u.]	VSLBI
1	13-11	8	0.9710	1.2048
2	12-10	5	0.9720	1.0477
3	15-24	3	0.9612	1.0939

Tabla 3. Contingencias más severas según el índice VSLBI

Estos resultados muestran que:

1. Los índices ISI y VSLBI detectan los mismos problemas de estabilidad de voltaje (los mismos barrajes críticos) pero con diferente escala de medida. Esto se debe a que para el desarrollo de ISI y VSI se parte de las mismas ecuaciones, las cuales se manipulan algebraicamente en forma diferente.
2. Un mal valor de los índices ISI o VSLBI no está necesariamente relacionado con una baja magnitud de tensión en el barraje donde son calculados.
3. Un mal valor del índice SDC no está necesariamente relacionado con una alta cargabilidad del componente para el cual es calculado.

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De los resultados de este estudio se recomienda:

1. No utilizar la magnitud del voltaje en barras ni la cargabilidad de los componentes de transmisión como únicos criterios para valorar la estabilidad de voltaje, puesto que un buen nivel de tensión o una baja cargabilidad no significan una buena seguridad de voltaje.
2. Utilizar una combinación de dos tipos de índices basados en medidas fasoriales sincronizadas: uno para barrajes y otro para componentes; así se combinan dos principios diferentes tipos de detección de los problemas de estabilidad de voltaje.

## 7. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen la financiación otorgada al proyecto de investigación “Proyección Operativa de Seguridad de Voltaje” por parte de COLCIENCIAS y XM S. A. E. S. P. provenientes del Convenio Interadministrativo de Cooperación Técnicas No. 055-SENA y 030-2005 COLCIENCIAS.

## 8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] CIGRE, *New trends and requirements for dynamic security assessment*, 1997.
- [2] Ajarapu V, Christy C, “The continuation power flow: A tool for steady state voltage stability

- analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Febrero, 1992.
- [3] Gao, B.; Morison, G.K.; Kundur, P, “Voltage stability evaluation using modal analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, noviembre, 1992.
- [4] Andrade A. C, Maciel-Barbosa F. P, “A new method for detecting the point of voltage collapse”, *IEEE Conference*, 2004.
- [5] Zhao J, Chiang H, “A enhanced contingency selection method with respect to multiple contingencies for on-line voltage stability assessment”, *IEEE International Conference on Power System Technology*, 2006.
- [6] Wang L, Girgis A. A, “On-line detection of power system small disturbance voltage stability”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Agosto, 1996.
- [7] Zambroni A, Stacchini J. C, Leite A. M, “On-line voltage stability monitoring”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Noviembre de 2000.
- [8] Jia C, Jeyasurya B, “Contingency ranking for on-line voltage stability assesment”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Agosto, 2000.
- [9] Vaahedi E, Fuchs C, Xu W, Mansour Y, Hamadanizadeh H, Morison G. K, “Voltaje stability contingency screening and ranking”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Febrero, 1999.
- [10] Yuan Y, Wen X, Quian K, “Preventive/corrective control for voltage stability based on primal-dual interior point method”, *IEEE International Conference on Power System Technology*, 2006.
- [11] Zhao J, Huang W, Fang Z, Chen F, Li K, Deng Y, “On-line voltage stability monitoring and control system in Fujian power grid”, *IEEE Conference*, 2007.
- [12] Esaka T, Kataoka Y, Ohtaka T, Iwamoto S, “Voltage stability preventive and emergency preventive control using VIPIt sensitivities”, *IEEE Conference*, 2004.
- [13] Esaka T, Kataoka Y, Ohtaka T, Iwamoto S, “Voltage stability preventive control using a new voltage stability index”, *IEEE International Conference on Power System Technology*, 2004.
- [14] Musirin I, Rahman T. K. A, “On-line voltage stability based contingency ranking using fast voltage stability indes”, *IEEE Conference*, 2002.
- [15] Native G, Jacquemart Y, Sermanson V, Nerin G, “Integrated framework for voltage security assesment”, *IEEE Transactions on Power Systems*, November, 2000.
- [16] Voumas C. D, Karystianos M, “On-line VSA and emergency controls for the Hellenic interconnected system”, *IEEE Conference*, 2003.
- [17] Voumas C. D, Manos G. A, Kabouris J, christoforidis G, Hasse G, Cutsem T. V, “On-line voltaje security assessment of the Hellenic inteconnected system”, *IEEE Power Tech Conference*, 2003.
- [18] Mercede F, Chow J-C, Yan H, Fischl R, “A framework to predict voltage collapse in power systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Noviembre, 1988.
- [19] Overbye T. J, “Use of energy methods for on-line assessment of power system voltage security”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Mayo, 1993.
- [20] Alves A. P, “Overcoming limitations of NNs for on-line DSA”, *IEEE Conference*, 2005.
- [21] Suthar B, Balasubramanian R, “A novel ANN bases method for online voltage stability assessment”, *IEEE Conference*, 2006.
- [22] El-Sharkawi M. A, “Neural networks’s power”, *IEEE Potentials*, 1996
- [23] F. Gubina, B. Strmcnik, “Voltage collapse proximity index determination using voltage phasors approach”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, Mayo, 1994.
- [24] F. Gubina, B. Strmcnik, “A simple approach to voltage stability assessment in radial systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 3, Agosto, 1997.
- [25] G. Verbic, F. Gubina, “A new concept of protection against voltage collapse based on local phasors”, *IEEE Conference*, 2000.
- [26] G. Verbic, F. Gubina, “A novel concept for voltage collapse protection based on local phasors”, *IEEE Conference*, 2002.
- [27] G. Verbic, F. Gubina, “Fast algorithm for voltage collapse protection based on local phasors”, *IEEE Conference*, 2002.
- [28] G. Verbic, F. Gubina, “Countermeasures against voltage collapse based on apparent-power losses and local phasors”, *IEEE Eurocon*, 2003.
- [29] G. Verbic, F. Gubina, “A new concept of voltage-collapse protection based on local phasors”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 19, No. 2, Abril, 2004.
- [30] K. Vu, M. Begovic, D. Novosel, M.M. Saha, “Use of local measurements to estimate voltage-stability margin”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Agosto, 1999.
- [31] I. Smon, G. Verbic, F. Gubina, “Local voltage-stability index using Tellegen’s theorem”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 3, Agosto, 2006.
- [32] B. Milosevic, M. Begovic, “Voltage-stability protection and control using a wide-area network of phasor measurements”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 1, Febrero, 2003.
- [33] P. Kessel, H. Glavitsch, “Estimating the voltage stability of a power system”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 1, No. 3, Julio, 1986.
- [34] T.Q. Tuan, J. Fandino, N. Hadjsaid, J.C. Sabannadiere, H. Vu, “Emergency load shedding to avoid risks of voltaje instability using indicators”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 1, Febrero, 1994.
- [35] IEEE Task Force, “The IEEE reliability test system-1996”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 3, August 1999.