

WAMS-Based Voltage Stability Indicator Considering Real Time Operation

D. Arias IEEE Member, L. Vargas, *Senior Member, IEEE* and C. Rahmann, *Member, IEEE*

Abstract— In this work, a WAMS-Based Voltage Stability Indicator considering real time operation conditions is proposed. The indicator considers operational limits, such as reactive power reserves, transmission constraints, generating capacity, and voltage limits. The proposed indicator is based on a combination of the reactive margin and the actual demand at each busbar of the system. The reactive margins are obtained from an optimization problem. Applications on a test system show that the indicator is able to identify the proximity to voltage collapse, successfully. It also provides a reliable measure to assess the system security of real time operation in power grids.

Keywords— Voltage stability, WAMS, PMU, Real-Time Analysis.

I. INTRODUCCIÓN

EN la actualidad los sistemas eléctricos de potencia se caracterizan por operar constantemente bajo condiciones de alto estrés, satisfaciendo una demanda cada vez mayor con un sistema de transmisión cada vez más ajustado. Esto ha estimulado la proliferación de equipos de reforzamiento de red, así como al uso de nuevas metodologías de análisis y herramientas computacionales que permitan utilizar en forma eficiente los recursos del sistema.

Por otro lado, desde hace ya varios años, la estabilidad de tensión tiene un papel clave dentro de los fenómenos dinámicos que ponen en riesgo la seguridad de los sistemas eléctricos de potencia [1]–[3]. En este contexto, diversos trabajos han mostrado las ventajas del uso de índices que alerten de manera temprana sobre la posible ocurrencia de fenómenos que pudiesen llevar a colapsos de tensión en la red [4]–[11]. Uno de los avances tecnológicos con mayor proyección en este campo son los llamados *Wide Area Measurement Systems* (WAMS), los cuales, mediante mediciones sincronizadas del sistema en tiempo real, permiten la cuantificación en tiempo real de esos índices.

Una revisión del estado del arte en relación a los índices de estabilidad de tensión en tiempo real, muestra que la mayoría de los trabajos realizados a la fecha proponen índices determinando la distancia al punto teórico de máxima transferencia de potencia del sistema. Así, esos indicadores se basan en la evaluación de los márgenes de estabilidad de tensión con respecto al punto crítico de la curva PV (denominada genéricamente “punta de la curva nariz”). es decir, así por ejemplo, en [4]–[8] los autores predicen la estabilidad de voltaje de manera local en las barras de carga en base al cálculo del circuito equivalente de Thévenin del

sistema en tiempo real. De esta manera, cuando la impedancia de la carga llega a ser igual a la impedancia equivalente, se llega a la máxima transferencia de potencia en esa barra y ocurre el colapso de voltaje. Cada autor propone un método de identificación de parámetros para obtener el equivalente de Thévenin. Los autores en [4] proponen un indicador de tensión local usando el teorema de Tellegen, la cual determina los parámetros de Thévenin mediante dos mediciones consecutivas de voltaje y corriente en la barra de carga local. En [6] los autores presentan un índice de estabilidad de tensión basado en un método para predecir la máxima transferencia de potencia en cada barra de carga. Para ello utilizan un equivalente del sistema de potencia basado en el método WARD extendido, el cual suprime barras mediante la eliminación Gaussiana en la matriz de admitancias del sistema externo [12]. En [9] el autor propone un índice de estabilidad de voltaje en base a la máxima transferencia de potencia aparente y el voltaje de Thévenin.

La experiencia muestra que los índices calculados en base a la curva de la nariz pueden llevar a análisis incorrectos ya que en el punto de máxima transferencia los niveles de voltaje llegan a valores muy inferiores a los límites operacionales reales de los sistemas de potencia [13]. De esta forma, en la práctica, se podrían tener situaciones de inestabilidad de tensión no detectadas por estos indicadores.

El presente trabajo propone un índice de estabilidad de voltaje para condiciones normales de operación (*VSI_NOC*) basado en un monitoreo en tiempo real del sistema de potencia. El indicador es calculado considerando límites reales de operación del sistema incluyendo reservas de potencia reactiva, restricciones de flujos de potencia, límites de las unidades generadoras y límites de tensión en las barras.

En la Sección II se presenta un estado de los sistemas de monitoreo de área extendida (WAMS) y sus aplicaciones a índices de estabilidad de tensión. En la Sección III se analiza el uso del margen de potencia reactiva de un sistema eléctrico para estudios de estabilidad de tensión. En la Sección IV se presenta la metodología propuesta para la obtención del indicador propuesto. La Sección V muestra el desempeño del indicador en base a un sistema ilustrativo y a aplicaciones en un sistema eléctrico real. Finalmente las conclusiones son presentadas en la Sección VI.

II. WAMS E INDICADORES DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN

A. Sistema de Monitoreo de Área Extendida

Los WAMS han sido utilizados desde de los inicios de los sistemas de potencia mediante los bien conocidos SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos). Sin embargo, las desventajas de los SCADA en cuanto a los tiempos de muestreo (mayores a 1 segundo) así como la falta de sincronismo en las medidas generan errores en la estimación

D. Arias, Department of Electrical Engineering, Universidad de Chile, Chile, diego_ariasc@hotmail.com

L. Vargas, Department of Electrical Engineering, Universidad de Chile, Chile, lvargasd@ing.uchile.cl

C. Rahmann, Department of Electrical Engineering, Universidad de Chile, Chile, crahmann@ing.uchile.cl

de estado del sistema pudiendo llevar a los operadores de red a decisiones equivocadas[14]. Los sistemas de monitoreo de área extendida WAMS se basan en datos obtenidos a partir de unidades de PMU eliminando las desventajas de los clásicos SCADA al tener tiempos de muestreo superiores y sincronización en las medidas, permitiendo por ende una mejor estimación de variables de operación del sistema. En la Figura 1 se muestran los componentes principales de un WAMS: unidades PMU de medición de fasores (por sus siglas en inglés Phasor Measurement Unit), un PDC (por sus siglas en inglés Phasor Data Concentrator), y un GPS (por sus siglas en inglés Global Positioning Satellite) [15]–[17].

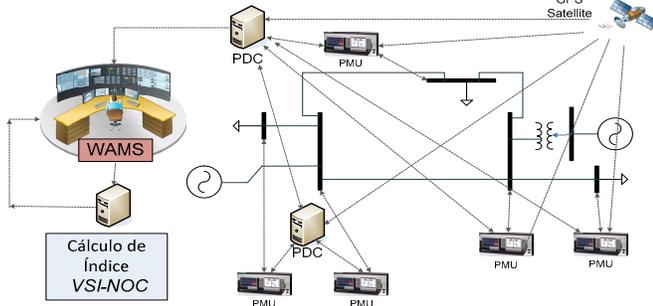


Figura 1. Sistema de monitoreo de área extendida.

Las unidades PMU ofrecen medición en tiempo real de los fasores de tensión y corriente de secuencia positiva de un sistema eléctrico. Una de sus características principales es que estas mediciones se encuentran sincronizadas y disponen de una “estampa de tiempo” (time-stamp en inglés) con alta precisión (dentro de un microsegundo) [15][16]. Todas las mediciones con la misma estampa de tiempo son utilizadas para definir el estado del sistema de potencia en el instante señalado. Los datos de las PMU podrían llegar a una ubicación central en diferentes momentos dependiendo de los retardos de propagación del canal de comunicación en uso, y utilizando estampas de tiempo asociadas con los datos fasoriales proporcionan una herramienta de indexación que ayuda a crear una imagen coherente del sistema de potencia. El GPS es la tecnología elegida para proporcionar el estampe de tiempo de las mediciones PMU. Finalmente, la función del PDC es reunir los datos de las unidades de PMU, filtrar datos incorrectos, alinear las marcas de tiempo y crear un registro coherente de datos registrados simultáneamente en un sistema eléctrico de área amplia[18]–[20].

En el presente trabajo se asume disponibilidad de las mediciones sincronizadas en un sistema de monitoreo WAMS las que son utilizadas como dato de entrada para el índice de estabilidad de voltaje VSI_NOC .

B. Índices de Estabilidad de Tensión

La mayoría de los índices de estabilidad de tensión propuestos en la literatura tienen como objetivo la medición de la distancia entre el punto de operación actual y un punto crítico, generalmente dado por el límite de estabilidad, considerando o no límites de operación [21][22]. Así, estos índices proporcionan una medida de la seguridad del sistema y se expresan en términos de parámetros que el operador pueda observar o controlar.

La principal causa de inestabilidades de tensión en los sistemas de potencia es la falta de potencia reactiva y además el colapso de voltaje usualmente ocurre en sistemas altamente cargados que no tienen suficiente reservas de potencia reactiva local y por ende no pueden mantener los perfiles de voltaje dentro de los límites de operación. Adicionalmente, la situación se puede volver aún más crítica cuando se superan los límites de excitación en las unidades generación, pues se pierde la capacidad para controlar tensión en bornes de las máquinas [23]–[28]. Lo anterior ha llevado a que el margen de potencia reactiva sea utilizado como un indicador de la estabilidad de tensión del sistema de potencia y a su vez como base para la generación de indicadores de estabilidad [29]. En este trabajo se propone un indicador basado en este mismo principio utilizando datos del sistema de monitoreo WAMS.

III. MARGEN DE POTENCIA REACTIVA

El margen de potencia reactiva refleja el stress del sistema impuesto por las transferencias de potencia activa [21],[22]. En el presente trabajo, el margen de potencia reactiva se define como la diferencia entre la carga máxima reactiva que puede ser consumida en una zona determinada (respetando los límites de operación normal), y la carga correspondiente al punto de operación. El lado derecho de la Figura 2 muestra en línea punteada la potencia máxima de una barra de carga considerando las restricciones operativas del sistema, mientras que la línea continua representa el límite teórico sin considerar dichas restricciones. Así, para una condición de operación en que la demanda de potencia activa es P_0 y la reactiva es q , el margen con restricciones operativas es $M=Q_{lim}-q$, mientras que el margen teórico es $M_T=Q^*-q$. En el lado izquierdo de la Figura 2 se muestra el diagrama Q-V correspondiente donde V^0 indica la tensión en la barra para el estado de operación actual, V_{min} el límite operacional de la tensión y V^* es la tensión en el punto teórico de máxima transferencia sin restricciones de operación.

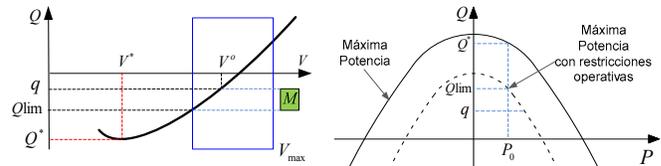


Figura 2. Curvas Q-V y P-Q de una barra de carga típica.

Para obtener el margen de potencia reactiva en la barra se vincula la potencia activa y reactiva en una única expresión matemática. Con lo anterior es posible formular un problema de optimización que contemple todos los parámetros y variables de las ecuaciones de flujo potencia que intervienen en el fenómeno de colapso de tensión [22]. Considérese el sistema de la Figura 3, y su equivalente π mostrado en la Figura 4.

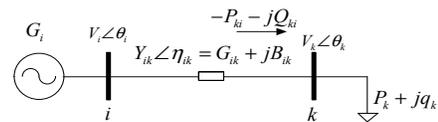


Figura 3. Sistema de 2 barras.

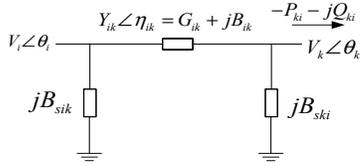


Figura 4. Equivalente π .

Utilizando las ecuaciones de flujo de potencia se define la potencia reactiva inyectada a la barra “ k ” y potencia activa transmitida.

$$-P_{ki} = G_{ik}V_k^2 - V_iV_kY_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k - \eta_{ik}) \quad (1)$$

$$-Q_{ki} = -B_{siki}V_k^2 - B_{ik}V_k^2 - V_iV_kY_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k - \eta_{ik}) \quad (2)$$

A partir de la identidad:

$$\sin(\theta_i - \theta_k - \eta_{ik}) = \sqrt{1 - \cos^2(\theta_i - \theta_k - \eta_{ik})} \quad (3)$$

y usando las ecuaciones (1) y (2) se obtiene:

$$\sin(\theta_i - \theta_k - \eta_{ik}) = \pm \frac{\sqrt{Y_{ik}^2V_i^2V_k^2 - (G_{ik}V_i^2 - P_{ki})^2}}{Y_{ik}V_iV_k} \quad (4)$$

Al sustituir (4) en (2) se obtiene la potencia reactiva en la barra “ k ” en función de la potencia activa inyectada en la barra “ k ”, P_{ki} y el voltaje en la misma barra²:

$$Q_k(V) = -Q_{ki} = -(B_{siki} + B_{ik})V_k^2 - \sqrt{Y_{ik}^2V_i^2V_k^2 - (G_{ik}V_i^2 - P_{ki})^2} \quad (5)$$

Para obtener los valores de potencia activa P_{ki} en todas las barras del sistema se utilizan las medidas obtenidas a partir de los WAMS.

El margen de potencia reactiva M_k asociado a la barra de carga “ k ” se determina maximizando el valor de la potencia reactiva en dicha barra en función de las tensiones, manteniendo el valor de la potencia activa constante. De esta forma se tiene el siguiente problema de optimización:

$$M_k = \text{Max}\{Q_k(V_i, V_k)\} - q_k \quad (6)$$

Donde Q_k es el flujo de potencia reactiva inyectada en la barra k , q_k es la carga reactiva y M_k es el margen de reactivos de la barra k . El problema de optimización maximiza el margen de reactivos en cada barra del sistema, es decir, maximiza los márgenes de potencia reactiva $\{M_k\}_{k=1}^N$ donde N es el número de barras de carga del sistema.

En términos formales el problema de optimización queda definido por:

$$F.O. \quad \max_V M_k \quad k = 1, \dots, N \quad (7)$$

$$s.a.: \quad Q_k(V) - q_k - M_k = 0 \quad k = 1, \dots, N \quad (8)$$

$$Q_{in}(V) - Q_{out}(V) = 0 \quad (9)$$

$$(Q_g(V), V_g) \leq 0 \quad (10)$$

$$E_g^{\min} \leq E \leq E_g^{\max} \quad (11)$$

$$V^{\min} \leq V \leq V^{\max} \quad (12)$$

² En el caso general, en barras con más ramales, se tendrá: $Q_k(V) = -\sum_{i=1}^{n_k} Q_{ki}$ donde n_k representa el número de elementos conectados a la barra k .

El problema de optimización tiene una función objetivo lineal con restricciones no lineales. La Ecuación (7) representa la función objetivo que consiste en la maximización del margen de reactivos en cada barra de carga del sistema. La ecuación (8) muestra las restricciones de igualdad considerando el balance de potencia reactiva y el margen de potencia reactiva disponible en las barras de carga. Las restricciones de igualdad definidas en la ecuación (9) expresan el balance de reactivos que debe cumplirse en barras intermedias –sin carga– utilizando la ecuación (5) para los flujos que entran y salen. Los límites para las corrientes del estator de los generadores están definidos en la ecuación (10) donde “ g ” es el número de generador. La ecuación (11) limita las tensiones internas (E) de generación mientras que los voltajes (V) en barras del sistema eléctrico están limitados por la ecuación (12). Las tensiones en las barras “ V ” y las tensiones internas de generación “ E ” son variables del programa de optimización.

IV. ÍNDICE DE ESTABILIDAD PROPUESTO: VSI_NOC

El índice de estabilidad de voltaje propuesto para monitorear la estabilidad de la barra k del sistema se define de acuerdo a:

$$VSI_NOC_k = \frac{M_k}{M_k + q_k} \quad (13)$$

Así, un valor de VSI_NOC cercano a cero indica que la barra de carga k está cerca de su límite de estabilidad de tensión mientras que un valor cercano a 1 representa un buen margen de estabilidad.

Es interesante notar que a pesar de que una barra posea un margen de reactivos pequeño (M_k), si la carga es comparativamente muy baja (q_k), ello también conduce a un indicador cercano a la unidad.

El índice VSI_NOC se calcula para cada barra de carga del sistema. En base a dichos valores, el margen de estabilidad del sistema corresponde al mínimo valor del índice VSI_NOC entre todas las barras del sistema eléctrico. De esta forma, el margen de estabilidad del sistema queda definido como:

$$VSI_NOC_{system} = \min\{VSI_NOC_k\} \quad (14)$$

Debido a que la estabilidad de tensión es de carácter local, el índice en (14) es capaz de identificar el lugar donde puede surgir la inestabilidad de tensión, o áreas críticas de control de voltaje, y de esta manera, saber las deficiencias de reserva de potencia reactiva en esas áreas, asegurando el funcionamiento seguro del sistema.

A. Procedimiento para cálculo de VSI_NOC

El procedimiento para la simulación y cálculo del índice VSI_NOC en sistemas de potencia reales se presenta en forma ilustrativa en la Figura 5.

Se utiliza los software’s de simulación: Digsilent y Matlab. Para la simulación de flujo de potencia en el dominio del tiempo se utiliza Digsilent. Matlab es utilizado para el cálculo del índice VSI_NOC .

El optimizador trabaja con las mediciones sincronizadas tomadas de los WAMS. Los datos requeridos de los WAMS son: flujos de potencia por líneas y transformadores, potencia reactiva de generadores, ángulos y voltaje de generadores PV. Se toma los datos sincronizados en cada etapa de optimización con el software Matlab. Luego, se define condiciones iniciales

del problema que son realimentadas en cada proceso de optimización para mantenerse en la vecindad del óptimo. Se utiliza estos datos en el optimizador no lineal Knitro de Ziena para el cálculo del margen de reactivos (mediante el uso de un procesamiento en paralelo se logra obtener el margen de reactivos en todas las barras de carga en el mismo instante).

Una vez que el programa calcula el margen de reactivos en cada barra, se procede al cálculo del índice de estabilidad *VSI-NOC*, luego vuelve a tomar datos del sistema para un nuevo proceso de cálculo.

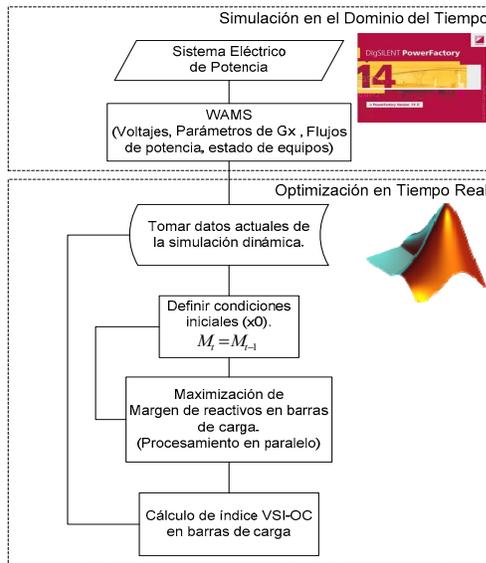


Figura 5. Metodología para el cálculo del VSI-OC

B. Observaciones

- En el caso de indicadores basados en la distancia al punto teórico de colapso, la convergencia de los algoritmos de optimización puede presentar problemas debido a que se trabaja en zonas próximas a la singularidad del Jacobiano lo que a su vez puede llevar a tiempos de convergencia mayores [22]. En el método propuesto nunca se llega al punto del colapso debido a que el problema de optimización tiene como restricción los límites operacionales del sistema. De esta forma no surgen problemas de convergencia y los tiempos de procesamiento son menores.
- Por tratarse de una aplicación en tiempo real, para disminuir el tiempo de convergencia, las condiciones iniciales del problema son actualizadas en cada iteración del proceso de optimización usando los resultados de los márgenes de potencia reactiva de las barras de carga calculados en la iteración anterior. Asimismo, dado que los tiempos computacionales asociados a la maximización son muy altos (el tiempo total de cómputo es la suma del tiempo necesario para cada barra de carga), en este trabajo se realiza un procesamiento en paralelo de manera tal que la maximización de reactivos en cada barra del sistema se calcula en forma simultánea, reduciendo así los tiempos de cálculo involucrados y permitiendo una aplicación en tiempo real.

V. DESEMPEÑO DEL INDICADOR PROPUESTO

En esta sección se realizan diferentes pruebas para analizar el desempeño del índice *VSI-NOC* propuesto. En primer lugar se presentan los resultados en un sistema de prueba obtenido de la literatura [22] y luego se aplica a un sistema real.

A. Sistema de prueba

1) Comparación de resultados con Índice VSI

Se comparan los resultados del indicador propuesto con aquellos obtenidos en [6] donde el índice de estabilidad usado (*VSI*) se basa en el método de máxima transferencia de potencia. Este indicador analiza la estabilidad de tensión en base a las potencias activas, reactivas y aparentes máximas en cada barra (P_{max} , Q_{max} , S_{max}).

Debido a que el índice propuesto (*VSI-NOC*) considera el margen de potencia reactiva en la ecuación 5 para la evaluación de estabilidad, en esta sección para la comparación de resultados se utiliza únicamente la ecuación de máxima transferencia de potencia reactiva Q_{max} del índice *VSI*, y esta potencia está definida por la ecuación 15:

$$Q_{max} = \frac{V_s^2}{4X} - \frac{P^2 X}{V_s^2} \quad (15)$$

Para el cálculo de índice *VSI*, se calcula el margen de potencia reactiva en la barra analizada.

$$Q_{margin} = Q_{max} - Q \quad (16)$$

El índice *VSI* basado en la predicción de los márgenes de potencia, y se calcula con la expresión mostrada en la ecuación (17):

$$VSI = \frac{Q_{margin}}{Q_{max}} \quad (17)$$

Pequeños valores de *VSI* indican que la barra de carga está cerca al punto de colapso de voltaje. Una vez que la barra de carga ha llegado a un punto de colapso su *VSI* será igual a cero.

2) Resultados de Simulaciones

Para las simulaciones se utiliza el sistema de cinco barras mostrado en la Figura 6. El sistema consta de 2 barras de carga y 2 barras con control de tensión. Mayores detalles acerca del sistema se pueden encontrar en [22] al cual se aumentó una barra de carga para poder evaluar el desempeño del índice de estabilidad. Las restricciones operacionales del sistema se detallan en la TABLA I.

TABLA I. LÍMITES USADOS EN PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN.

| | | | |
|---------------------------|---------------------------|---|--------------------|
| Límites de voltaje | $0.93 \leq V_B \leq 1.07$ | Restricciones de potencia reactiva | $Q_A - 1.8 \leq 0$ |
| | $0.93 \leq V_C \leq 1.07$ | | $Q_A + 0.9 \geq 0$ |
| | $0.93 \leq V_E \leq 1.07$ | | $Q_D - 2.4 \leq 0$ |
| | $0.15 \leq E_A \leq 3$ | | $Q_D + 1.2 \geq 0$ |
| | $0.15 \leq E_D \leq 3$ | | |

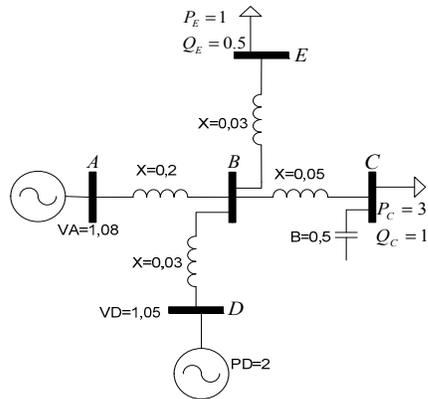


Figura 6. Sistema ilustrativo de 5 barras.

La Tabla II compara el índice VSI con el nuevo indicador VSI_NOC propuesto en este trabajo.

TABLA II. COMPARACIÓN DE RESULTADOS.

| Indicadores | Barra C | | Barra E | |
|-------------|----------------------------|-----------------------|----------------------------|-----------------------|
| | Margen de reactivos (p.u.) | Índice de estabilidad | Margen de reactivos (p.u.) | Índice de estabilidad |
| VSI NOC | 0,304 | 0,23 | 0,560 | 0,53 |
| VSI | 1,970 | 0,66 | 3,630 | 0,88 |

De la Tabla II se puede apreciar que el margen de reactivos calculado con el método propuesto es menor que los obtenidos usando el método asociado al VSI. Esto se debe a que al maximizar los reactivos en la Barra E, se llega al límite de reactivos del generador D. En cambio al maximizar los reactivos en la barra “C” se llega al límite inferior del voltaje en esta barra. Así, mientras el VSI trabaja en relación al punto extremo de la curva nariz, el método VSI_NOC lo hace en relación a la activación de las restricciones operacionales, por lo que el margen de potencia reactiva resulta ser menor, pero más cercano a la situación real.

Con el objeto de ver el desempeño del indicador propuesto ante una situación de contingencia, se aplica un incremento intempestivo de carga activa y reactiva a las barras C y E a los 2 y 6 segundos, respectivamente. La Figura 7 muestra la evolución del margen de reactivos en esas dos barras calculado con el método propuesto aplicando restricciones operacionales (Tabla I), y también se muestra el margen de reactivos calculado sin restricciones (Método VSI [6]).

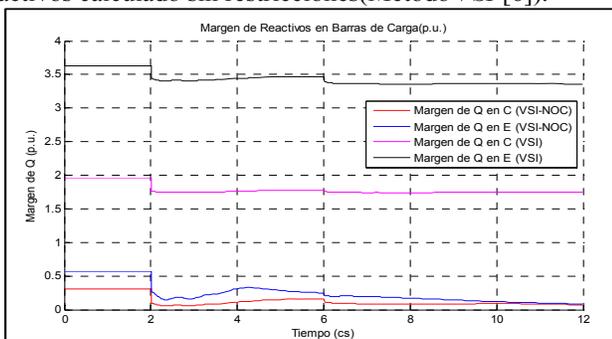


Figura 7. Margen de reactivos en barras de carga calculado con y sin Restricciones.

En la Fig. 7 se aprecia que se dispone de mayor margen de reactivos cuando no se aplica restricciones al cálculo.

En la Figura 8 se muestra la evolución del indicador VSI_NOC y del indicador VSI propuesto en [6].

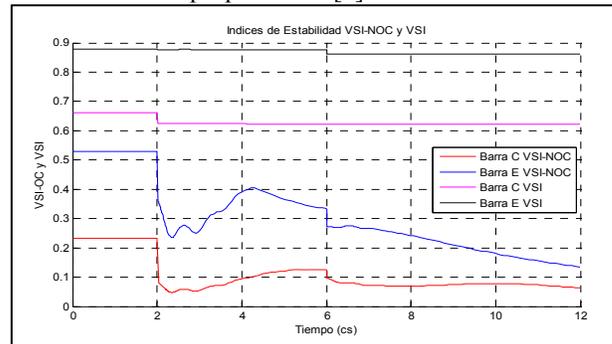


Figura 8. Índice VSI_NOC y VSI.

A partir de las Figura 7 y Figura 8 se observa que los índices de estabilidad son directamente proporcionales al margen de reactivos. Más aún, el índice VSI_NOC reacciona de manera eficiente indicando para cada barra de carga la disminución del margen de estabilidad considerando apropiadamente los límites de voltaje y generación en el sistema. El Índice VSI dispone de valores más altos debido a que es calculado con valores de márgenes de reactivos mayores sin considerar restricciones operacionales e su cálculo.

B. Aplicaciones en Sistema Interconectado Central de Chile

En esta sección se presentan simulaciones realizadas en el Sistema Interconectado Central (SIC) chileno. El sistema es un ejemplo de sistema de potencia aislado caracterizado por largas distancias entre los principales centros de carga y las zonas de generación. Las líneas de transmisión cubren una distancia cercana a los 2,200 km. entre un extremo y otro de la red. Las tensiones del sistema están en el rango 110 kV a 500 kV. La capacidad instalada del sistema está compuesto por centrales hidroeléctricas (50%) y térmicas centrales (50%). En la optimización se utiliza una versión reducida del sistema de 114 barras con 49 barras de carga, en las cuales se analiza el margen de reactivos. Los elementos constitutivos del sistema son:

TABLA III. ELEMENTOS DEL SISTEMA.

| Descripción | Total |
|-----------------|-------|
| Generadores | 116 |
| Barras totales | 114 |
| Líneas | 187 |
| Transformadores | 75 |
| SVS | 5 |
| Condensadores | 22 |
| Barras de carga | 49 |
| Barras PV | 33 |

Para el sistema modelado el problema de optimización tiene 180 variables, 114 restricciones de igualdad y 66 de desigualdad. Los límites operacionales considerados en la optimización son los límites existentes en la normativa Chilena vigente [30] mostrados en la TABLA IV.

TABLA IV. EXIGENCIAS OPERATIVAS.

| Rangos de Tensión de Servicio [p.u.] | Nivel de Tensión |
|--------------------------------------|--|
| 0,97 y 1,03 | Para instalaciones del sistema de transmisión con tensión nominal V talque $V \geq 500$ kV. |
| 0,95 y 1,05 | Para instalaciones del sistema de transmisión con tensión nominal V talque $200 \leq V \leq 500$ kV. |
| 0,93 y 1,07 | Para instalaciones del sistema de transmisión con tensión nominal V talque $V \leq 200$ kV. |

Para resolver el problema de optimización se requiere los valores de las mediciones en tiempo real del sistema WAMS mostrados en la TABLA V.

TABLA V. DATOS REQUERIDOS DE LOS WAMS.

| Equipo eléctrico | Mediciones |
|-----------------------|---------------|
| Líneas de Transmisión | P_i, P_j |
| Transformadores | P_i, P_j |
| Generadores PQ | Q |
| Generadores PV | Angulo ϕ |
| Barras PV | V |
| Capacitores | X_c |
| Cargas | Q |
| SVS | - |

1) Zona sur del SIC

La primera prueba consiste en la apertura de líneas de transmisión de circuitos paralelos en la zona sur del SIC tal como se indica en la Figura 9. En el instante $t=0,25$ segundos de simulación se abre simultáneamente una línea entre las subestaciones Valdivia 220 kV y Cautín 220 kV, y otra entre las subestaciones Cautín 220 kV y Puerto Montt 220 kV, (en rojo en la Figura 9).

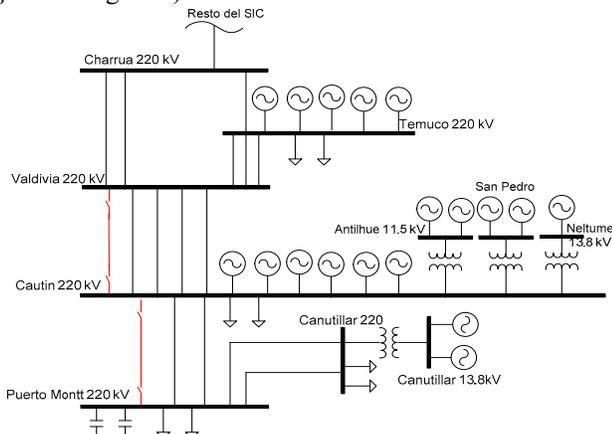


Figura 9. Esquemático del Sur del SIC Chile.

En la Figura 10 se muestra la evolución del margen de reactivos. Tal como era de esperar, se experimenta una disminución del margen de reactivos en las barras vecinas a la contingencia debido a una menor capacidad de inyección de reactivos. La barra Charrúa 220 kV y Temuco 220 kV (ubicadas aguas arriba de la contingencia), se ven menos afectadas en cuanto al margen de reactivos, lo que captura apropiadamente el carácter local de los problemas de reactivos.

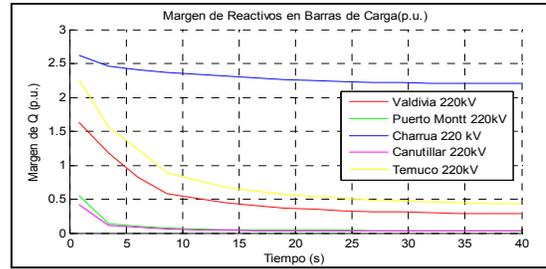


Figura 10. Margen de Reactivos en barras cercanas a la Contingencia .

Los índices de estabilidad VSI_{NOC} para cada una de las barras del sistema se muestran en la Figura 11. Se observa que los índices bajan su valor debido a la disminución de los márgenes de potencia reactiva en cada barra.

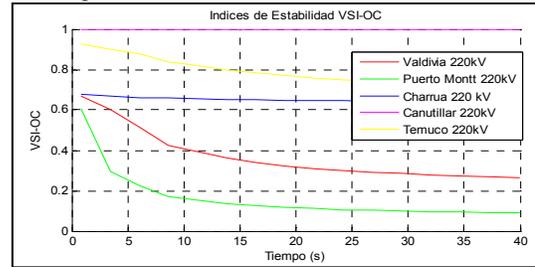


Figura 11. Índice VSI_{NOC} .

La barra de carga de Puerto Montt es la más afectada por la contingencia, lo cual se refleja adecuadamente en su índice VSI_{NOC} , el cual presenta valores muy cercanos a cero llegando, por ende, muy cerca del límite de estabilidad. Este desempeño del indicador es coherente con la severidad de la contingencia, ya que deja a esta barra con un suministro de reactivos muy reducido.

Es interesante notar además que en la barra Canutillar 220 kV el indicador muestra un valor cercano a la unidad, lo que refleja la robustez de esta barra de generación, la cual posee una carga muy baja en relación a su capacidad de generación de reactivos.

2) Zona Centro-Sur del SIC

El segundo caso de análisis es la desconexión de un generador de la zona Centro-Sur del sistema (ver Figura 12). En este escenario se simula la salida intempestiva de la unidad “El Toro 3” (destacada en rojo en la Figura 12), con una inyección de 100 MW y 30 MVAR al momento de la contingencia.

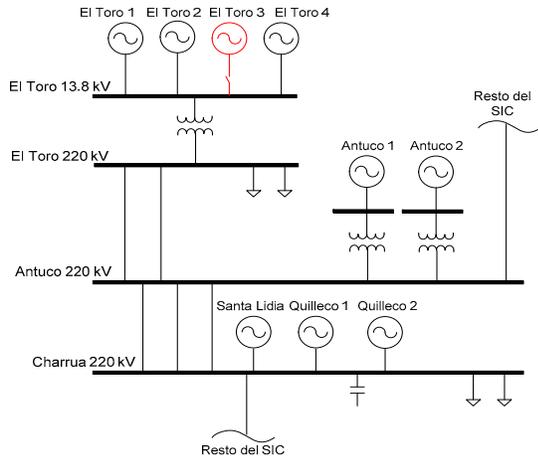


Figura 12. Esquemático zona centro del SIC.

En la Figura 13 se muestra el margen de reactivos en las barras cercanas a la contingencia. Se puede apreciar que el margen de reactivos en la barra Charrúa 220 kV disminuye considerablemente, ya que se disminuye mucho la capacidad de generación de reactivos de la Central El Toro. Asimismo, se puede inferir que el margen de reactivos en la barra el Toro 220 kV no experimenta mayores cambios.

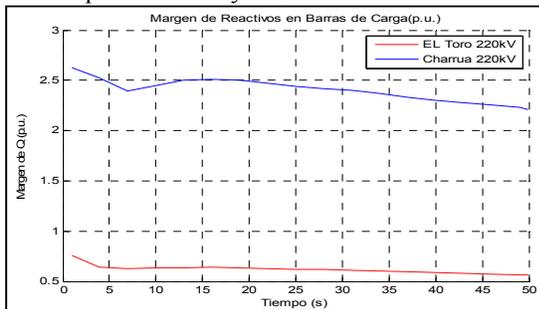


Figura 13. Margen de Reactivos en barras cercanas a la Contingencia.

En la Figura 14 se muestran los índices de estabilidad correspondientes.

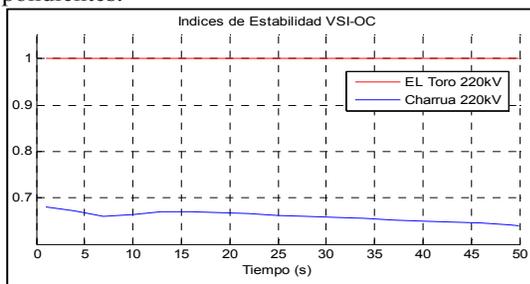


Figura 14. Índice VSI_{NOC}.

De la Figura 14 se observa un descenso en el índice *VSI_{NOC}* de la barra de carga Charrúa 220kV debido a la pérdida del aporte de reactivos de la central “El Toro 3”. El índice de la barra de carga El Toro 220kV se mantiene constante y en un valor alto (cercano a la unidad), lo que refleja que se trata de una barra fuerte. Esto se debe a que el tamaño de la carga reactiva de la barra El Toro 220kV es pequeña (46.23MW y 0,6539MVAR) y su margen de reactivos es alto en esa barra. (56,23MVAR al final de la

simulación), esto implica no tener ninguna variación en el índice de estabilidad de acuerdo al cálculo con la ecuación 13.

C. Tiempo de procesamiento y convergencia

El procesamiento paralelo para el cálculo del margen de potencia reactiva utiliza un procesador Intel(R) Core(TM) i7 (4 núcleos físicos), CPU 860 @ 2,86Ghz 2,66Ghz, memoria instalada (RAM) de 16GB y sistema operativo de 64bits.

En las simulaciones se obtienen mejores tiempos con respecto al optimizador no lineal de Matlab y se asegura convergencia con el algoritmo active-set de Knitro solver Ziena para optimización no-lineal [31]. En la TABLA VI se muestran los tiempos de convergencia obtenidos para diferentes casos.

De la TABLA VI se observa que al maximizar los reactivos en las 49 barras de carga toma un promedio de 16,5s, en el caso de utilizar 4 núcleos para el cálculo, y 1.2 s cuando se utilizan 49 núcleos. Por otra parte, al maximizar una sola barra de carga con un solo núcleo le toma 1,2 s.

Adicionalmente se observa que si se asigna un procesador por cada barra de carga, se obtienen un tiempo de procesamiento menor, ya que el procesador no se distrae en otras operaciones derivadas del manejo de más barras en forma simultánea.

TABLA VI. TIEMPOS DEL PROCESO DE OPTIMIZACIÓN.

| Número de barras de carga en cálculo de VSI _{NOC} | Distribución de núcleos | Tiempos (s.) |
|--|-------------------------|--------------|
| 1 | 1 | 1,2 |
| 49 | 1 | 50,73 |
| 49 | 2 | 26,7 |
| 1 | 4 | 0,67 |
| 49 | 4 | 16,5 |
| 49 | 49 | 1,2 |

De lo anterior se concluye que los tiempos de convergencia se pueden reducir fuertemente al incorporar mayor cantidad de procesadores (núcleos) en los cálculos. Para una implementación en tiempo real es necesario un servidor de procesadores dedicados a esta aplicación.

VI. CONCLUSIONES

En este trabajo se presenta un nuevo índice para monitorear la estabilidad de voltaje en sistemas de potencia en tiempo real en base a WAMS. El indicador considera límites operacionales tales como reserva de potencia reactiva, restricciones de transmisión, límites de capacidad de los generadores así como bandas de operación de voltajes. Los resultados del sistema de prueba indican que el indicador cumple con el objetivo propuesto, permitiendo identificar adecuadamente en tiempo real la proximidad de eventos que pueden llevar al sistema a los límites de estabilidad de tensión. De esta manera, el operador posee una herramienta que le permite gestionar recursos de potencia reactiva y tomar las acciones de control necesarias para mantener el sistema en condiciones de operación normal.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado por la Agencia de Cooperación Internacional de Chile, AGCI, y el Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería de Chile (ICM: P-05-004-F, CONICYT: FBO16).

REFERENCIAS

- [1] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatzargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, and V. Vittal, "Definition and Classification of Power System Stability," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 1387–1401, 2004.
- [2] M. Arstenstein, S. Member, and P. Monzón, "Herramientas de Análisis del Colapso de Tensión y Aplicaciones," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 4, no. 3, pp. 219–225, 2006.
- [3] M. A. Rios and H. Amaranto, "Proyección diaria del riesgo de inestabilidad de voltaje por efecto probabilístico de la demanda," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 5, no. 8, pp. 611–615, 2007.
- [4] I. Smon, G. Verbic, and F. Gubina, "Local Voltage-Stability Index Using Tellegen's Theorem," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 3, pp. 1267–1275, 2006.
- [5] B. Milosevic and M. Begovic, "Voltage-Stability Protection and Control Using a Wide-Area Network of Phasor Measurements," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 1, pp. 121–127, 2003.
- [6] Y. Gong, N. Schulz, and A. Guzman, "Synchrophasor-Based Real-Time Voltage Stability Index," in *Proc. IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, Atlanta, GA*, 2006, pp. 1029–1036.
- [7] F. Gubina and B. Strmcnik, "A Simple Approach to Voltage Stability Assessment in Radial Networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, no. 3, pp. 1121–1128, 1997.
- [8] D. E. Julian, K. T. Vu, and W. H. Quaintance, "Quantifying Proximity To Voltage Collapse Using The Voltage Instability Predictor (VIP)," in *Proc. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Seattle, WA*, 2000, vol. 00, no. c, pp. 931–936.
- [9] M. Nizam, S. Member, A. Mohamed, S. Member, and A. Hussain, "Dynamic Voltage Collapse Prediction In Power Systems Using Power Transfer Stability Index," in *Proc. IEEE International Power and Energy Conference, Putra Jaya*, 2006, no. 2, pp. 246–250.
- [10] A. Fonseca, "Voltage stability analysis by monitoring voltage - Impedance Ratio applied to Ecuadorian power system," in *Proc. Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), Sixth IEEE/PES, Montevideo*, 2012, pp. 1–8.
- [11] B. Bartosz, R. Waldemar, and S. Janusz, "A new method of voltage stability margin estimation based on local measurements," in *Proc. The International Conference on Advanced Power System Automation and Protection, Beijing*, 2011, pp. 2443–2447.
- [12] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, *Análisis de Sistemas de Potencia*, McGraw-Hil. México, 1996, pp. 1–740, Page: 591.
- [13] Y. Kataoka, M. Watanabe, and S. Iwamoto, "A New Voltage Stability Index Considering Voltage Limits," in *Proc. IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE '06.*, 2006, pp. 1878–1883.
- [14] R. A. León, J. W. González, G. J. López, and I. I. Isaac, "Proposal for Online Voltage Stability Assessment using Phasor Measurement Units," in *Proc. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, Sao Paulo*, 2010, pp. 793–797.
- [15] A. Phadke and J. Thorp, *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*, Springer, 2008.
- [16] M. Begovic, D. Novosel, D. Karlsson, C. Henville, and G. Michel, "Wide-Area Protection and Emergency Control," *Proc. IEEE*, vol. 93, no. 5, pp. 876–891, 2005.
- [17] NASPI, "North American SynchroPhasor Initiative," www.naspi.org, 2012. [Online]. Available: www.naspi.org.
- [18] S. Corsi, "Wide area voltage protection," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 4, no. 10, pp. 1164–1179, 2010.
- [19] S. Phasor, M. Part, M. Glavic, S. Member, and T. Van Cutsem, "Wide-Area Detection of Voltage Instability From Synchronized Phasor Measurements. Part I: Principle," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1408–1416, 2009.
- [20] M. Glavic, S. Member, T. Van Cutsem, and A. T. System, "Wide-Area Detection of Voltage Instability From Synchronized Phasor Measurements. Part II: Simulation Results," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1417–1425, 2009.
- [21] T. Van Cutsem and C. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power Systems, Boston/London/Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, Ch.9*, 1998, p. 357.
- [22] T. Van Cutsem, "A method to compute reactive power margins with respect to voltage collapse," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, no. 1, pp. 145–156, 1991.
- [23] L. Bao, Z. Huang, and W. Xu, "Online Voltage Stability Monitoring Using Var Reserves," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 4, pp. 1461–1469, 2003.
- [24] F. Dong, B. H. Chowdhury, M. L. Crow, and L. Acar, "Improving Voltage Stability by Reactive Power Reserve Management," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 1, pp. 338–345, 2005.
- [25] P. A. Ruiz and P. W. Sauer, "Reactive Power Reserve Issues," in *Proceedings of the 38th North American Power Symposium, NAPS, Carbondale, IL*, 2006, pp. 439–445.
- [26] B. Leonardi and V. Ajjarapu, "Investigation of Various Generator Reactive Power Reserve (GRPR) Definitions for Online Voltage Stability / Security Assessment," in *Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Pittsburgh, PA.*, 2008, pp. 1–7.
- [27] L. Vargas and C. Cañizares, "Time Dependence of Controls to Avoid Voltage Collapse," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 4, pp. 1367–1375, 2000.
- [28] J. W. Gonzalez, I. A. Isaac, H. A. Cardona, and G. J. Lopez, "Analysis of some Indexes to Assess Voltage Stability of AC / DC Transmission Systems," in *Proc. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, Bogota*, 2008, vol. 0, no. 1, pp. 1–5.
- [29] R. Lis, G. Blajszczak, and M. Wasiluk-hassa, "Application of Voltage Control Area to Determine Reactive Power Requirements," in *Proceedings of the International Symposium, Modern Electric Power Systems (MEPS), Wroclaw*, 2010, pp. 1–7.
- [30] CNE, *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, Modif. Rex442, Santiago de Chile*. 2009.
- [31] Ziena Optimization, "<http://www.ziena.com>," 2012. .



Diego Arias was born Riobamba, Ecuador, on September 12, 1980 He received the Electromechanical Engineer degree from Army Polytechnic School, Ecuador. He received the M.Sc. degree in Electrical Engineering from the University of Chile, Chile. He is Assistant Professor in the career of Electrical Engineering at Salesian Polytechnic University, Quito-Ecuador. His research interests include WAMS, Voltage Stability, Power Systems Operation and Smart Grid.



Luis Vargas received the Electrical Engineer diploma and the M.Sc. degree from the Universidad de Chile, Santiago, in 1985 and 1987, respectively, and the Ph.D. degree in electrical engineering from the University of Waterloo, Waterloo, ON, Canada. Since 1994, he has worked at the Universidad de Chile, where currently he is an Associate Professor. He has been involved in applied projects for companies in Chile, and his main research activities are in the areas of voltage stability, security and deregulation of the electric utilities.



Claudia Rahmann was born in Santiago, Chile, on September 15, 1979. She received the degree in Electrical Engineering from Universidad de Chile, Santiago, in 2005. She obtained her Ph.D. degree at the Institute of Power Systems and Power Economics (IAEW), RWTH Aachen University, Aachen, Germany. Her main research interest areas are modeling of electrical power systems, power systems dynamics and stability, distributed generation, and integration of wind power into power networks.