

Identificación de Áreas de Control de Voltaje en el Sistema Nacional Interconectado de Ecuador utilizando Minería de Datos

D.E. Echeverría¹ V.M. Flores¹ W.M. Villa² J.C. Cepeda¹

¹Operador Nacional de Electricidad - CENACE

E-mail: decheverria@cenace.org.ec, vflores@cenace.org.ec, jcepeda@cenace.org.ec

²Universidad de Antioquia, GIMEL, Medellín, Colombia

E-mail: walter.villa@udea.edu.co

Resumen

Este trabajo presenta una nueva metodología para identificar las Áreas de Control de Voltaje ACV en un sistema de potencia. Cada ACV está constituido por un grupo de barras del sistema que exhiben patrones de comportamiento de voltaje similares cuando el sistema de potencia está sometido a perturbaciones que podrían originar problemas de inestabilidad de voltaje. Una vez identificadas las ACV, el operador del sistema puede realizar un control coordinado y establecer estrategias de supervisión con el fin de mejorar el comportamiento del voltaje en estas barras. En este sentido, el concepto de distancia eléctrica ha sido usado para identificar las ACV utilizando una nueva metodología basada en minería de datos. La metodología ha sido aplicada para identificar las ACV del Sistema Nacional Interconectado SNI de Ecuador, lo que permitirá a futuro establecer estrategias de supervisión y control por parte del Operador Nacional de Electricidad CENACE en el SNI y mejorar la seguridad del sistema.

Palabras clave— Áreas de Control de Voltaje, Estabilidad de Voltaje, Distancia Eléctrica, Minería de Datos.

Abstract

This paper presents a new methodology in order to identify the Voltage Control Areas VCA in a power system. Each VCA is constituted by a group of system buses exhibiting similar voltage behavior patterns when the power system is subjected to perturbations that could originate voltage instability problems. Once identified the VCA, the system operator can perform proper coordinated control and supervisory strategies in order to improve the voltage behavior in these buses. In this sense, the electrical distance concept has been used in order to identify the VCA using a new methodology based on data mining. The methodology has been applied in order to identify the VCA of the National Interconnected System of Ecuador SNI; this will establish the monitoring and control strategies by the National Electricity Operator CENACE in the SNI and improve the system security.

Index terms— Voltage Control Areas, Voltage Stability, Electrical Distance, Data Mining.

Recibido: 12-09-2016, Aprobado tras revisión: 09-12-2016

Forma sugerida de citación: Echeverría D., Flores V., Villa W., Cepeda J., (2017). "Identificación de las Áreas de Control de Voltaje en el Sistema Nacional Interconectado utilizando Minería de Datos". Revista Técnica "energía". No. 13, Pp. 70-78

ISSN 1390-5074.

1. INTRODUCCIÓN

La estabilidad de voltaje en los sistemas de potencia eléctrica se ha convertido en un fenómeno de gran importancia para garantizar la operación segura y confiable, esta estabilidad está íntimamente relacionada con la disponibilidad de potencia reactiva que permiten mantener los niveles de voltaje adecuados en el sistema. En la evaluación de estabilidad de voltaje, es de particular interés determinar las áreas críticas del sistema eléctrico de potencia, que están expuestas a un déficit de potencia reactiva bajo ciertas condiciones de operación. Esta deficiencia resultante da lugar a un desequilibrio de la potencia reactiva, lo cual puede causar problemas de estabilidad de voltaje en algunas áreas del sistema [1].

Se ha propuesto dividir el sistema de potencia en zonas que son propensas a los problemas de inestabilidad de voltaje, se han denominado como Áreas de Control de Voltaje (ACV), éstas son conformadas por un grupo de barras del sistema de potencia que presentan patrones de comportamiento de voltaje similares cuando el sistema está sometido a perturbaciones que podrían originar problemas de estabilidad de voltaje. A este conjunto formado por las barras de generación y carga que tienen alta participación en los fenómenos de estabilidad de voltaje subyacentes se ha denominado como grupo de barras coherentes. Las barras que pueden alcanzar su límite de capacidad para inyectar potencia reactiva en la red debido a los incrementos de carga se consideran como barras de generación o fuentes de potencia reactiva del área, tales como: generadores síncronos, compensadores síncronos, los dispositivos de compensación de potencia reactiva SVC, entre otros [2]–[4].

Las barras de generación en cada ACV forman la Reserva Base de Reactiva (RBR) para esta área, la mayor parte de los incrementos de carga de potencia reactiva dentro de una ACV es suministrada por la RBR, por lo que la RBR desempeña un papel muy importante en la determinación del límite de carga reactiva de cada barra de carga y la reserva de potencia reactiva en cada área [4].

Con esta información es posible identificar las barras de carga más propensas a la inestabilidad de voltaje, como también las fuentes de potencia reactiva relacionadas con estas barras, esto le permite al operador del sistema realizar un control coordinado y establecer estrategias de supervisión con el fin de mejorar el comportamiento del voltaje en estas barras [4].

Se han realizado diferentes investigaciones para establecer métodos que permitan dividir el sistema en ACV. Algunas de las metodologías propuesta se basan en la condición de operación actual, sin considerar salidas de elementos en el sistema, tales como: líneas, generadores y dispositivos de compensación de potencia reactiva [2]–[9]. En la referencia [4], se presenta un método de identificación de ACV usando análisis de la Curva QV, con el problema que el cálculo es intensivo ya que se debe realizar este análisis a cada barra de carga del sistema. Se plantea un método sistemático que plantea método efectivo para determinar las ACV para sistema de potencia en Francia [5]. En este artículo por primera vez se propone el concepto de “Distancia Eléctrica” entre las barras del sistema, además un método de análisis topológico.

En la referencia [6] se ha usado la distancia eléctrica para analizar los problemas de estabilidad de voltaje local como también la seguridad de voltaje del sistema; por otra parte, en las referencias [7], [8] se propone una algoritmo de clasificación jerárquica para identificar las ACV usando el concepto de distancia eléctrica.

En este trabajo se presenta una nueva metodología para la identificación de ACV en sistemas de potencia eléctrica. En la metodología propuesta se hace uso de la matriz de distancia eléctrica, análisis topológico y herramientas de minerías de datos; propiamente, la matriz de similitud, coordenadas principales y herramientas de agrupamiento de datos (Clustering). La metodología propuesta para identificación de ACV fue aplicada al Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Ecuador considerando diferentes escenarios de generación y carga, así como también se ha considerado las nuevas instalaciones que están en construcción, como por ejemplo el sistema de transmisión de 500 kV y la central de generación hidroeléctrica Coca Codo Sinclair de 1500 MW.

2. METODOLOGÍA PARA IDENTIFICAR LAS DE ÁREAS DE CONTROL DE VOLTAJE

Un conjunto de barras en el sistema de potencia puede ser clasificado como un área de control de voltaje si las barras son suficientemente desacopladas eléctricamente, desde sus áreas vecinas. Y la potencia reactiva controlable en el área debe ser suficiente para soportar los cambios de voltaje en las barras de la zona. Un criterio para la definición de las áreas de control de voltaje, según [10], es que el perfil de voltaje de un área de control es principalmente dominado por las fuentes de potencia reactiva en esa zona, y los controles dentro del área tienen mucha menos influencia de otras áreas.

En el presente trabajo, se propone una nueva metodología para la identificación de las áreas de control de voltaje de un sistema de potencia. La metodología se divide en dos etapas:

- a) Calcular la distancia eléctrica entre todos los nodos en el sistema de potencia.
- b) Calcular las áreas de control de voltaje utilizando minería de datos usando la matriz de las distancias eléctricas entre barras. Además del análisis topológico de conectividad de las barras en cada ACV.

En la Fig. 1 se presenta un diagrama de flujo de la metodología desarrollada en este trabajo.

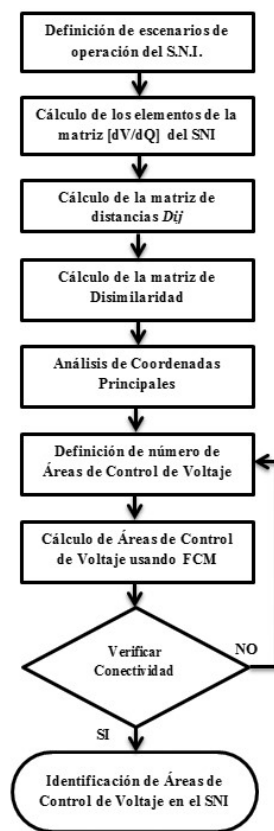


Figura 1: Diagrama de Flujo de la Metodología

2.1. Distancia eléctrica de un sistema de potencia

El concepto de distancia eléctrica envuelve la matriz $[\partial Q / \partial V]$, misma que es parte de la matriz Jacobiana J , y su inversa $[\partial V / \partial Q]$, llamada como matriz de sensibilidad, ambas matrices son reales y no simétricas [5].

Los elementos de $[\partial V / \partial Q]$ reflejan la propagación de la variación del voltaje después de la inyección de potencia reactiva en una barra, la magnitud de acoplamiento de voltaje entre dos barras puede ser cuantificada por la atenuación máxima

de variación de voltaje entre estas dos barras. Estas atenuaciones se obtienen a partir de la matriz $[\partial V / \partial Q]$, mediante la división de los elementos de cada columna por el término diagonal de la matriz. Con esta información se dispone de una matriz de atenuaciones entre todas las barras del sistema de potencia, cuyos términos son escritos como α_{ij} . Por lo tanto se tiene:

$$\Delta V_i = \alpha_{ij} \Delta V_j \quad (1)$$

Donde:

$$\alpha_{ij} = \left(\frac{\partial V_i}{\partial Q_j} \right) / \left(\frac{\partial V_j}{\partial Q_j} \right) \quad (2)$$

Generalmente $\alpha_{ij} \neq \alpha_{ji}$. Con el fin de tener una propiedad simétrica en la distancia eléctrica, la siguiente formulación se utiliza para definir la distancia eléctrica entre dos nodos i y j [5].

$$D_{ij} = D_{ji} = -\text{Log}(\alpha_{ij} \cdot \alpha_{ji}) \quad (3)$$

D_{ij} es la distancia eléctrica entre los nodos i y j , cuyas propiedades son: positiva y simétrica. Esta distancia eléctrica representa el grado de influencia derivado de los cambios de voltaje en otras barras.

La metodología paso a paso para obtener las áreas de control de voltaje ACV se explica a continuación:

- a) Se calcula la matriz Jacobiana J para obtener la sub-matriz J_4 , donde $J_4 = [\partial Q / \partial V]$
- b) Se invierte la matriz J_4 . Se tiene, $B = (\partial V / \partial Q)$, y los elementos de la matriz B son escritos como b_{ij} , donde $b_{ij} = \partial V_i / \partial Q_j$
- c) Se obtiene la matriz de atenuación, α_{ij} , entre todos los nodos: $\alpha_{ij} = b_{ij} / b_{jj}$
- d) Se calcula la matriz de distancias D_{ij}
 $D_{ij} = D_{ji} = -\text{Log}(\alpha_{ij} \cdot \alpha_{ji})$
- e) Se normaliza las distancias eléctricas como sigue: $D_{ij} = D_{ij} / \text{Max}(D_{i1}, \dots, D_{iN})$

2.2. Identificación de áreas de control de voltaje

En esta sección se presenta una nueva metodología para la identificación de áreas de control de voltaje a partir de las distancias eléctricas utilizando minería de datos.

Una vez definida la matriz de distancia eléctrica D_{ij} , se procede a determinar las ACV a partir del uso de minería de datos, como se presenta a continuación.

Con la Matriz $D=D_{ij}$, se construye la correspondiente Matriz de Similitud (Q) a partir de , donde I es la matriz de identidad y $\mathbf{1}$ es el vector unitario [11], [12]. Estas matrices representan la variabilidad entre elementos (similar a las matrices de covarianza representando la variabilidad entre variables).

$$Q = -\frac{1}{2} \left[I - \frac{1}{n} \mathbf{1}\mathbf{1}' \right] D \left[I - \frac{1}{n} \mathbf{1}\mathbf{1}' \right] \quad (4)$$

Usando los autovalores (Λ_r) y autovectores (V_r) de la matriz Q , es posible calcular sus correspondientes coordenadas principales [11], [12], y escribir una matriz de datos espacial multidimensional (X), como se muestra en y . Y_r es una matriz que contiene las nuevas variables ortogonales que conservan las distancias originales (coordenadas principales) [11].

$$Y_r = V_r \Lambda_r^{1/2} \quad (5)$$

$$X = Y_r \quad (6)$$

Una vez que la matriz X es determinada, los puntos de datos multidimensionales son agrupados en conjuntos usando el algoritmo Fuzzy C-Means (FCM) [13]. Este algoritmo de clúster permite agrupar las barras del sistema de potencia en grupos de ACV.

El algoritmo FCM es un método que usa partición difusa, con el objetivo de encontrar grupos de datos (clúster), donde cada punto de dato (observación) pertenece a un clúster con cierto grado de pertenencia, por lo tanto, un punto de datos dado puede pertenecer a varios grupos con su propio grado de pertenencia entre 0 y 1, cuya formulación general se pueden encontrar en [13].

Dado que el algoritmo de FCM es una herramienta de análisis de datos, el mismo no considera la configuración natural de la red eléctrica, de hecho, los grupos de barras que resultan de la aplicación de la FCM no corresponden necesariamente a las áreas eléctricas reales, por lo que es necesario añadir una rutina adicional al algoritmo de agrupamiento que compruebe la conectividad de las barras.

En este sentido, con el objetivo de identificar la conectividad de las barras se utiliza un algoritmo que emplea la teoría de Goderya's [14] . A continuación se presenta un resumen del algoritmo.

2.2.1 Conectividad de las barras en la definición de las áreas de control de voltaje

Sea $A_r(m \times n)$ la matriz de incidencia (rama-nodo) de un área r del sistema, entonces la matriz de conectividad $C_r(n \times n)$ puede ser definida como sigue [15]:

$$C_r = A_r^T \cdot A_r \quad (7)$$

Donde m es el número de ramas (líneas o transformadores), y n es el número de barras pertenecientes al área r .

$Q_r(n \times n)$ y $R_r(n \times n)$ representan la descomposición ortogonal-triangular de la matriz C_r , por lo tanto:

$$C_r = Q_r \cdot R_r \quad (8)$$

Basado en la matriz R_r , es posible definir el vector columna de verificación de conectividad $c_v(n \times 1)$ como sigue:

$$c_v^i = \sum_{j=i+1}^n R_r^{(i,j)} \quad (9)$$

Donde i representa la fila y j representa la columna de la matriz R_r , y $R_r^{(i,j)}$ es el elemento (i, j) de R_r . El número de elementos nulos de c_v representa el número de sub-áreas formadas dentro del área r debido a la falta de conectividad.

3. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

A continuación se presenta una visión general del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador, sobre el cual se realizarán los análisis de identificación de áreas de control de voltaje. Cabe indicar que el estudio se centrará en identificar las ACV a nivel de 500 kV y 230 kV, por tal razón se detalla el equipamiento y configuración del SNI en estos niveles de voltaje.

3.1. Sistema Nacional Interconectado de Ecuador

La Fig. 2 muestra un diagrama simplificado del Sistema Nacional Interconectado (SNI), en el cual se destaca su anillo de transmisión 230 kV y el sistema troncal de transmisión de 500 kV, los cuales conectan los principales centros de generación con los puntos de entrega de los sistemas de distribución. En 2015, la producción neta total de energía fue de 22 591,40 GWh, la cual comprende de: 12 414,60 GWh (55,0%) de hidroeléctricas, 8 722,60 GWh

(38,6%) de térmicas, 947,5 GWh (4,2%) de centrales renovables no convencionales, y 506,7 GWh (2,2%) correspondiente a las importaciones de Colombia y Perú. La demanda máxima alcanzó un valor de 3 656,6 MW (un incremento de alrededor de 5,00% con respecto al año anterior) [16].

A nivel de 230 kV existen 1.285 km de líneas en doble circuito y 556 km en simple circuito, gran parte de ellas formando un anillo entre las subestaciones Molino, Zhoray, Milagro, Dos Cerritos, Pascuales (Guayaquil), Quevedo, Santo Domingo, Santa Rosa (Quito), Totoras (Ambato) y Riobamba, vinculando de

forma directa a los principales centros de generación con los grandes centros de consumo del país [17].

En cuanto a capacidad de transformación y equipamiento de maniobra a nivel de 230 kV, en el sistema de transmisión se cuenta con 17 subestaciones, distribuidas de la siguiente manera:

- 15 subestaciones de transformación de relación 230/138/69 kV.
- 2 subestaciones de seccionamiento, una a 230 kV y otra a 138 kV.

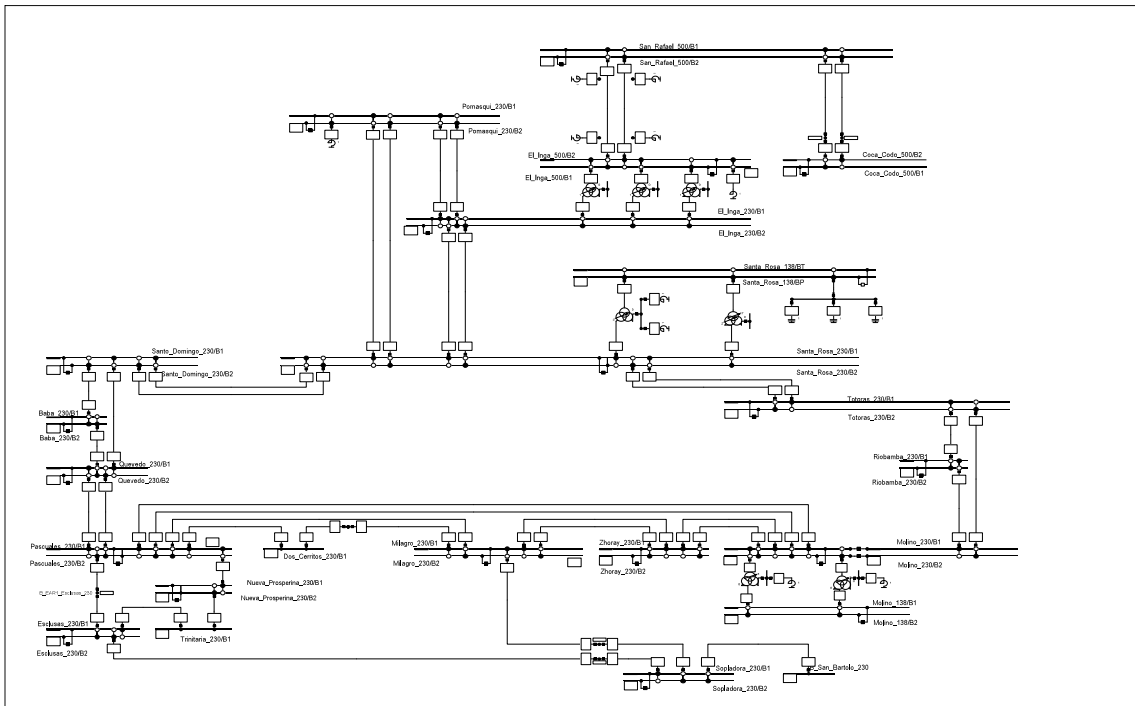


Figura 2: Diagrama Unifilar del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador

El sistema de transmisión de 500 kV se encuentra en pleno proceso de construcción. Las principales obras de este proyecto son líneas y subestaciones a 500 kV requeridas para la evacuación de la energía de la Central Coca Sinclair al Sistema Nacional Interconectado (SNI) en las cercanías de Quito (Subestación El Inga), y desde allí hasta la ciudad de Guayaquil (Subestación Chorrillo), pasando por el centro del país (Subestación Tisaleo), con lo cual se tendrá una troncal de 500 kV de alrededor de 492 km. Hasta la fecha se encuentra concluida la línea de transmisión El Inga-San Rafael de 500 kV y San Rafael-Coca Codo Sinclair de 500 kV.

3.2. Implementación de la Metodología en el S.N.I.

La identificación de ACV del Sistema Nacional Interconectado se basará en el análisis de las barras de voltaje de 500 kV y 230 kV del S.N.I. En este sentido

en la Tabla 1 y Tabla 2 se presenta una lista con las barras del sistema a ser analizadas:

Barras de 500 kV

Tabla 1: Barras de 500 kV del S.N.I.

Chorrillos_500	San_Rafael_500
El_Inga_500	Tisaleo_500

Barras de 230 kV

Tabla 2: Barras de 230 kV del S.N.I.

Baba_230	Quevedo_230
Chorrillos_230	Riobamba_230
Dos_Cerritos_230	San_Gregorio_230
Dos_Cerritos_Movil_230	Santa_Rosa_230
El_Inga_230	Santo_Domingo_230
Esclusas_230	Sinincay_230
Machala_230	Sopladora_230

Tabla 2: Barras de 230 kV del S.N.I. (Continuación)

Milagro_230	Tisaleo_230
Molino_230	Totoras_230
Nueva_Prospertina_230	Trinitaria_230
Pascuales_230	Zhoray_230
Pomasqui_230	

Como se mencionó en la Sección 2, la metodología se basa en definir en primer lugar las distancias eléctricas de las barras del S.N.I. para luego proceder a la identificación de las ACV utilizando minería de datos.

Para el cálculo de las distancias eléctricas se procede en primer lugar a obtener la matriz $[\partial V / \partial Q]$, en este sentido, se utiliza el programa computacional PowerFactory de DIGSILENT [18], el cual permite calcular de matriz de sensibilidades a partir del cálculo de Flujos de Potencia.

El cálculo de la sensibilidad de Flujo de Potencia en una barra del S.N.I., permite determinar el efecto producido por la inyección de reactivos (ΔQ) en la barra seleccionada con respecto a todas las barras del S.N.I. Este proceso debe ser realizado para cada una de las barras de 500 kV y 230 kV del S.N.I., para lo cual se utilizó el lenguaje de programación DPL (DIGSILENT Programming Language) para automatizar el proceso [18].

Una vez obtenida la matriz $[\partial V / \partial Q]$ del S.N.I. para las barras de 500 kV y 230 kV, se procedió al cálculo de la matriz de distancias D_{ij} , para lo cual se utilizó el programa MATLAB® de Mathworks [19] y se determinó las matrices de distancia para cada escenario de operación.

Finalmente una vez que la matriz de distancias es determinada, se procede a la identificación de las ACV usando la metodología descrita en 2.2 y 2.2.1, la cual fue desarrollada en el programa MATLAB® de Mathworks.

4. RESULTADOS

En esta sección se presentará los resultados de la identificación de las ACV del Sistema Nacional Interconectado. En este sentido, se han considerado varios escenarios de operación para verificar que las ACV identificadas se mantienen para distintos niveles de generación y demanda.

Los casos de operación a ser considerados en el análisis son los siguientes:

Caso 1: Central Coca Codo Sinclair a plena carga (1500 MW)

Caso 2: Central Coca Codo Sinclair a plena carga (1500 MW) y exportación a Colombia de 300 MW.

Caso 3: Central Paute a plena carga (1100 MW).

Caso 4: Central Paute a plena carga (1100 MW) y exportando a Colombia 300 MW.

Caso 5: Sin las centrales Agoyán (156 MW) y San Francisco (212 MW).

Para cada uno de los casos presentados se considerará el análisis para cada escenario de demanda, es decir, para demanda punta, media y base. Por lo tanto, en total serán considerados 15 escenarios de operación del S.N.I. para la identificación de las ACV.

A continuación, se presenta los resultados de las Áreas de Control de Voltaje del S.N.I., con el ingreso de del sistema de 500 kV y la central Coca Codo Sinclair (1500 MW).

En la Tabla 3 se presenta los resultados de la definición de ACV del Sistema Nacional Interconectado, identificándose cuatro áreas:

Tabla 3: Áreas de Control de Voltaje del S.N.I.

Área 1:	Área 2:
Tisaleo_500	Molino_230
Tisaleo_230	Zhoray_230
Pomasqui_230	Sinincay_230
El_Inga_230	Área 4:
El_Inga_500	Chorrillos_230
Riobamba_230	Chorrillos_500
San_Rafael_500	Dos_Cerritos_230
Santa_Rosa_230	Machala_230
Totoras_230	Milagro_230
Área 3	Dos_Cerritos_Movil_230
	Sopladora_230
Baba_230	Esclusas_230
Quevedo_230	Nueva_Prospertina_230
San_Gregorio_230	Pascuales_230
Santo_Domingo_230	Trinitaria_230

Las cuatro ACV identificadas se cumplen para todos los 15 escenarios de operación establecidos en el presente estudio. Además, se ha verificado que las áreas identificadas contengan barras PQ (barras de carga) y PV (barras de generación), con lo cual se pueda realizar control de voltaje frente a cambios en las condiciones de operación del sistema.

A continuación se presenta los resultados de generación y demanda para cada una de las ACV identificadas en el SNI.

La Tabla 4 muestra los resultados de la generación disponible para las ACV del SNI, se presenta los resultados tanto para entrega de reactivos como absorción de reactivos por parte de las máquinas sincrónicas disponibles en el SNI.

Tabla 4: Generación disponible en cada ACV del SNI

	Potencia Reactiva Mínima (MVAR)	Potencia Reactiva Máxima (MVAR)	Potencia Activa (MW)
AREA 1	-640,3	927,0	2390,4
AREA 2	-571,2	754,2	1465,8
AREA 3	-149,2	297,1	903,1
AREA 4	-120,8	420,1	1165,1
TOTAL	-1481,5	2398,4	5924,4

En la Tabla 5 se muestra la demanda máxima presentada en cada ACV, hasta diciembre de 2016.

Tabla 5: Demanda máxima en cada ACV del SNI

	Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (MVAR)
AREA 1	1134,4	177,2
AREA 2	252,2	55,8
AREA 3	536,4	160,0
AREA 4	1611,0	430,8
TOTAL	3534,0	823,8

A partir de la Tabla 4 y Tabla 5 se aprecia que el Área 4 tiene un déficit de compensación de potencia reactiva. En este sentido, se tiene instalado compensadores de potencia reactiva como se muestra en la tabla siguiente.

En la Tabla 6 se presenta la compensación reactiva disponible en cada una de las ACV del SNI.

Tabla 6: Compensación Reactiva en cada ACV del SNI

	Compensación Capacitiva (MVAR)	Compensación Inductiva (MVAR)
AREA 1	96	95
AREA 2	12	20
AREA 3	60	20
AREA 4	454	50
TOTAL	622	185

Cabe indicar que en el Área 4 se ha tomado en cuenta la instalación de un Compensador Estático de Voltaje (SVC) de 120 MVAR de compensación capacitiva y 30 MVAR de compensación inductiva.

Cabe indicar que una vez identificadas las ACV se debe calcular las Potencia Reactiva de Reserva de cada área, con lo cual se verificará la robustez y

seguridad del S.N.I. Este trabajo está en desarrollo y será presentado en futuras publicaciones.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las áreas de control de voltaje identificadas para el SNI de Ecuador deben ser consideradas para definir las reservas de potencia reactiva del sistema (reservas locales), esto es, que las reservas sean definidas en cada ACV. La identificación de las ACV es el primer paso para controlar las deficiencias de potencia reactiva y mejorar la estabilidad de voltaje en las diferentes regiones del sistema.

Un aspecto importante de la metodología de identificación ACV, es que a pesar de la variación del cambio del despacho de generación de las centrales Coca Codo Sinclair, Paute y Sopladora; y la variación de la demanda del SNI, las áreas de control de voltaje identificadas son las mismas.

Con base en los resultados obtenidos en este análisis, se deben considerar las áreas de control de voltaje del S.N.I. para los análisis eléctricos que requieran la definición previa de las ACV, como por ejemplo los estudios de estabilidad de voltaje y el cálculo de la reserva de reactivos del S.N.I.

Como trabajo futuro se tiene la necesidad por parte del operador del sistema de diseñar una metodología de cálculo de la reserva de potencia reactiva en las áreas de control del sistema identificadas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] W. M. Villa, J. L. Rueda, S. Torres, and W. H. Peralta, "Identification of voltage control areas in power systems with large scale wind power integration," in *Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T D-LA)*, 2012 Sixth IEEE/PES, 2012, pp. 1–7.
- [2] R. A. Schlueter, I.-P. Hu, M.-W. Chang, J. C. Lo, and A. Costi, "Methods for determining proximity to voltage collapse," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, no. 1, pp. 285–292, Feb. 1991.
- [3] T. Lie, R. A. Schlueter, P. A. E. Rusche, and R. H. Rhoades, "Method of identifying weak transmission network stability boundaries," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 1, pp. 293–301, Feb. 1993.
- [4] R. A. Schlueter, "A voltage stability security assessment method," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, p. 15, Nov. 1998.
- [5] P. Lagonotte, J. C. Sabonnadiere, J.-Y. Leost, and J.-P. Paul, "Structural analysis of the electrical

- system: application to secondary voltage control in France,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 4, no. 2, pp. 479–486, May 1989.
- [6] H. Liu, A. Bose, and V. Venkatasubramanian, “A fast voltage security assessment method using adaptive bounding,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 15, no. 3, pp. 1137–1141, Aug. 2000.
- [7] A. Bose, “A New Scheme for Voltage Control in a Competitive Ancillary Service Market,” 2002. .
- [8] J. Zhong, E. Nobile, A. Bose, and K. Bhattacharya, “Localized reactive power markets using the concept of voltage control areas,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 19, no. 3, pp. 1555–1561, Aug. 2004.
- [9] G. E. Tovar, G. J. G. Calderon, V. E. de la Torre, and F. I. Nieva, “Reactive reserve determination using coherent clustering applied to the Mexican Northwest control area,” in Power Systems Conference and Exposition, 2004. IEEE PES, 2004, pp. 1036–1043 vol.2.
- [10] R. A. Schlueter, S.-Z. Liu, and K. Ben-Kilani, “Justification of the voltage stability security assessment and diagnostic procedure using a bifurcation subsystem method,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 15, no. 3, pp. 1105–1111, Aug. 2000.
- [11] J. C. Cepeda, J. L. Rueda, I. Erlich, and D. G. Colomé, “Probabilistic approach-based PMU placement for real-time power system vulnerability assessment,” in 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), 2012, pp. 1–8.
- [12] D. Peña, *Análisis de Datos Multivariantes*, 1st ed. Madrid: McGraw-Hill, 2002.
- [13] K. Hammouda and F. Karray, “A comparative Study of Data Clustering Techniques.” University of Waterloo, 19-Jun-2013.
<http://www.pami.uwaterloo.ca/pub/hammouda/sde625-paper.pdf>.
- [14] F. Goderya, A. A. Metwally, and O. Mansour, “Fast Detection and Identification of Islands in Power Networks,” IEEE Trans. Power Appar. Syst., vol. PAS-99, no. 1, pp. 217–221, Jan. 1980.
- [15] J. C. Cepeda, “Evaluación de la Vulnerabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia en Tiempo Real usando Tecnología de Medición Sincrofásorial,” Tesis Doctoral, Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina, 2013.
- [16] CENACE, “Informe Anual 2015”, Operador Nacional de Electricidad CENACE,” CENACE, Quito, Ecuador, Technical Report.
- [17] ARCONEL, “Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022”, Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL,” ARCONEL, Quito, Ecuador, 2014.
- [18] DIgSILENT Power Factory, “User’s Manual Version 15.0,” DIgSILENT, Gomaringen, Germany, 2014.
- [19] Math Works, Inc., MATLAB. Natick: Math Works, Inc. www.mathworks.com



Diego E. Echeverría

Jurado.- Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional de Quito, en 2006. Se encuentra realizando sus estudios de Doctorado en Ingeniería Eléctrica en el Instituto de Energía Eléctrica (IEE), de la Universidad

Nacional de San Juan. Actualmente trabaja en el Operador Nacional de Electricidad CENACE de Ecuador en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo. Sus áreas de interés son: Estabilidad de Sistemas de Potencia en Tiempo Real, Sistemas de medición sincrofásoriales PMU’s y Control de Emergencia de Sistemas de Potencia.



María Verónica Flores

Soria.- Nació en Latacunga, Ecuador, Recibió su título de Ingeniera Eléctrica de Escuela Politécnica Nacional en el 2000, de Máster en Economía y Regulación de Servicios Públicos de la Universidad de Barcelona, especialidad

Energía, España en el 2004, Máster Dirección de Empresas de la Universidad Andina en el 2009, especialidad Finanzas. Actualmente se desempeña en el cargo de ingeniera de planeamiento eléctrico en el Operador Nacional de Electricidad, CENACE. Sus áreas de interés radican en la planificación y operación de sistemas de potencia.



Walter M. Villa Acevedo

Nació en Medellín Colombia. Ingeniero electricista de la Universidad de Antioquia, Colombia. Realizó estudios de doctorado en la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Actualmente es Profesor Auxiliar en el Departamento de

Ingeniería Eléctrica y investigador del Grupo en Manejo Eficiente de la Energía, GIMEL de la Universidad de Antioquia en Medellín, Colombia. Sus áreas de interés incluyen compatibilidad electromagnética, sistemas de puesta a tierra, análisis de transitorios electromagnéticos y estabilidad de tensión en sistemas de potencia e inteligencia artificial.



Jaime Cristóbal Cepeda-

Nació en Latacunga en 1981. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2005 y el de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan en 2013. Entre 2005 y 2009 trabajó en

Schlumberger y en el CONELEC. Colaboró como investigador en el Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, Argentina y en el Instituto de Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad Duisburg-Essen, Alemania entre 2009 y 2013. Actualmente, se desempeña como Subgerente Nacional de Investigación y Desarrollo de CENACE. Sus áreas de interés incluyen los sistemas de medición fasorial, la evaluación de vulnerabilidad en tiempo real y el desarrollo de Smart Grids.