

Methodology for Evaluating Voltage Vulnerability. Study Case: Provincial Interconnected System of Córdoba.

Ceccarelli, Alejo^a; Kloster, Karel^a; Amaya, Juan I.^b; Bragagnolo, Sergio N.^b; Baez, Esteban A^b.
Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional Córdoba.
Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional Córdoba – CIDTIEE.
alejoceccarelli@gmail.com

Abstract – The expansion of the Provincial Interconnected System of the Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC) and the increase in demand within it cause voltage level issues during high-demand scenarios, violating acceptable voltage limits. These situations worsen during contingencies, reducing operational reliability and increasing the risk of voltage collapse. Therefore, it is essential to conduct a voltage stability study of the system. This paper analyzes the voltage stability vulnerability of the Provincial Interconnected System of EPEC, specifically in its 132 [kV] network. For this, critical nodes that could lead to a voltage collapse in high-demand situations in N and N-1 networks are identified, allowing for the projection of capacitor bank installations directly connected to the grid. The study methodology, based on theoretical tools, enables the identification of critical nodes and the definition of the reactive power required to mitigate the reactive deficit present in the system. Through this, the critical buses of the Provincial Interconnected System and the number of capacitor banks to be installed, along with their respective capacities, were determined, strengthening the voltage stability of the system and achieving acceptable voltage levels.

Keywords: Reactive Compensation, PV Curves, QV Curves, Voltage Stability, VQ Sensitivity.

I. INTRODUCCIÓN.

La estabilidad del voltaje es un aspecto fundamental en la planificación y operación de los sistemas eléctricos de potencia (SEP). Su relevancia radica en la capacidad de estos sistemas para mantener niveles de tensión admisibles en todas sus barras, tanto en condiciones normales como después de sufrir una perturbación. Esta capacidad depende de los sistemas combinados de generación y transmisión para proporcionar la potencia requerida por la demanda. A su vez, la habilidad de mantener los niveles de tensión dentro de los valores aceptables está limitada por la transferencia máxima de potencia activa y reactiva a un conjunto de barras y está vinculada a la caída de tensión que se produce cuando el flujo activo y/o reactivo fluye a través de la red de transporte [1].

Los SEP son sistemas complejos debido a su extensión geográfica y la cantidad de elementos que intervienen en él. Las centrales generadoras de energía eléctrica se construyen donde se encuentra el recurso primario y la demanda se establece donde los usuarios la consumen, existiendo comúnmente distancias considerables entre los puntos geográficos donde se encuentran. Para transportar la energía producida se construyen líneas de transmisión, subtransmisión y distribución. En el flujo

de energía activa y reactiva, se generan caídas de tensión que provoca cierta vulnerabilidad de la estabilidad de voltaje de un SEP, pudiendo ocasionarse una disminución progresiva e incontrolable de voltaje, comprometiendo la seguridad y confiabilidad del sistema.

En Ecuador han afrontado este problema mediante la instalación de bancos de capacitores en alta tensión conectados estos directamente a la red con la problemática mencionada [2]-[3]. El inconveniente a esta solución está en detectar en que nodo del SEP se deben instalar para fortalecerlo adecuadamente, y para ello distintos autores plantean metodologías de estudio de estabilidad de voltaje sobre casos de estudio [4] o sobre sistemas reales [5]. En [4] y [5] se plantean distintas herramientas que permiten evaluar dicha estabilidad y así definir cuáles son los nodos débiles.

Este artículo propone una metodología para evaluar la estabilidad de voltaje en régimen permanente del Sistema Interconectado Provincial (SIP) de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC), en respuesta al crecimiento continuo de la demanda para identificar los nodos críticos con facilidad y adoptar medidas que mitiguen del déficit de reactivo. Al mismo tiempo se propone como solución la instalación de bancos de capacitores en la red de 132 [kV] para mejorar los perfiles de voltaje y reducir las probabilidades de un colapso.

La sección II. de este artículo describe los conceptos y herramientas fundamentales en el estudio realizado. La sección III. aborda detalladamente la metodología propuesta, la sección IV. muestra los resultados obtenidos. Finalmente, la sección V. presenta las conclusiones del trabajo desarrollado.

II. MARCO TEÓRICO.

A. Flujos de Potencia.

En un SEP, es necesario conocer las magnitudes y ángulos de las tensiones en las diferentes barras del sistema, la generación de potencia reactiva, el flujo de potencia (FP) activa y reactiva en las líneas de transmisión, y las pérdidas en las líneas. Esto se logra mediante la modelación matemática del sistema y la resolución de las ecuaciones resultantes, lo cual se conoce como flujo de carga o FP. Los resultados obtenidos posibilitan el monitoreo constante del estado del sistema y la evaluación de planes futuros de expansión que satisfagan el incremento de la demanda [6].

La relación entre las tensiones de barra y las corrientes en un sistema de "n" barras se expresa mediante un sistema de

ecuaciones lineales que, en la práctica, se resuelve de manera iterativa utilizando métodos como Gauss-Seidel, y Newton-Raphson, entre otros.

El método de Newton-Raphson es ampliamente utilizado para resolver ecuaciones algebraicas no lineales de manera simultánea. Este método se caracteriza por ser rápido y proporcionar una solución convergente en la mayoría de las simulaciones. El procedimiento implica aproximaciones sucesivas basadas en un estado inicial estimado de las variables desconocidas y en el uso de la expansión en series de Taylor [7].

La ecuación fundamental del método de Newton-Raphson se expresa como:

$$x_{k+1} = x_k - \frac{f(x_k)}{f'(x_k)} \quad (1)$$

Donde x_k es la aproximación en la k -ésima iteración, $f(x_k)$ es la función evaluada en x_k y $f'(x_k)$ es la derivada de la función evaluada en x_k .

Debido a que se especifican las magnitudes de P y V para las barras de generación (Tipo 2), la ecuación del FP se formula como se presenta en la ecuación (2), representando la relación entre las tensiones de barra y las corrientes para un sistema de “n” barras.

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (2)$$

Expresándola en forma polar se obtiene la ecuación (3):

$$I_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (3)$$

La potencia compleja en la barra i es:

$$P_i - jQ_i = V_i I_i \quad (4)$$

Sustituyendo I_i de la ecuación (3) en la (4), se obtiene:

$$P_i - jQ_i = |V_i| \angle -\delta_i \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (5)$$

Separando la parte real e imaginaria de (5), se puede expresar lo siguiente:

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (6)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (7)$$

Las ecuaciones (6) y (7) constituyen un sistema de ecuaciones algebraicas no lineales. Se tiene dos ecuaciones por cada barra de carga (Tipo 1), dadas por (6) y (7); y una ecuación por cada barra Tipo 2, dada por (6). Al expandir las ecuaciones en series de Taylor y despreciando los términos de mayor orden, se obtiene el sistema de ecuaciones (8) siguiente:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \Delta Q_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial P_2}{\partial \delta_2}\right)^{(k)} & \dots & \left(\frac{\partial P_2}{\partial \delta_n}\right)^{(k)} & \left(\frac{\partial P_2}{\partial |V_2|}\right)^{(k)} & \dots & \left(\frac{\partial P_2}{\partial |V_n|}\right)^{(k)} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left(\frac{\partial P_n}{\partial \delta_2}\right)^{(k)} & \dots & \left(\frac{\partial P_n}{\partial \delta_n}\right)^{(k)} & \left(\frac{\partial P_n}{\partial |V_2|}\right)^{(k)} & \dots & \left(\frac{\partial P_n}{\partial |V_n|}\right)^{(k)} \\ \left(\frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2}\right)^{(k)} & \dots & \left(\frac{\partial Q_2}{\partial \delta_n}\right)^{(k)} & \left(\frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|}\right)^{(k)} & \dots & \left(\frac{\partial Q_2}{\partial |V_n|}\right)^{(k)} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left(\frac{\partial Q_n}{\partial \delta_2}\right)^{(k)} & \dots & \left(\frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n}\right)^{(k)} & \left(\frac{\partial Q_n}{\partial |V_2|}\right)^{(k)} & \dots & \left(\frac{\partial Q_n}{\partial |V_n|}\right)^{(k)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(k)} \\ \Delta |V_2^{(k)}| \\ \vdots \\ \Delta |V_n^{(k)}| \end{bmatrix} \quad (8)$$

La matriz Jacobiana expresa la relación lineal entre pequeños cambios en el ángulo de la tensión $\Delta \delta_i^{(k)}$ y la magnitud de la tensión $\Delta |V_i^{(k)}|$ con los pequeños cambios en potencia activa y reactiva $\Delta P_i^{(k)}$ y $\Delta Q_i^{(k)}$. La magnitud del voltaje y el incremento del ángulo se obtiene resolviendo [7]:

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = [J_1]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (9)$$

B. Análisis de Sensibilidad.

El análisis de sensibilidad permite determinar cómo las variaciones en las entradas de un modelo afectan las salidas. En el contexto de los SEP, se utiliza para evaluar el impacto de cambios en parámetros del sistema, como la demanda de carga o la generación de energía, sobre variables críticas como el voltaje de las barras o los flujos de potencia.

La matriz de sensibilidad reducida, representada en la ecuación (10), se utiliza para analizar cómo las variaciones en la potencia reactiva afectan el voltaje en diferentes barras del sistema. Esta matriz se deriva de las ecuaciones de FP y proporciona información valiosa para la ubicación y dimensionamiento de dispositivos de compensación reactiva.

$$[J_R^{-1}] = \left[\frac{\partial V}{\partial Q} \right] = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial V_i}{\partial Q_i} \right) & \dots & \left(\frac{\partial V_i}{\partial Q_n} \right) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \left(\frac{\partial V_n}{\partial Q_i} \right) & \dots & \left(\frac{\partial V_n}{\partial Q_n} \right) \end{bmatrix} \quad (10)$$

Los elementos del Jacobiano reducido inverso $[J_R^{-1}]$ representan las sensibilidades VQ del sistema. Los factores de la diagonal principal representan las sensibilidades particulares $\left(\frac{\partial V_i}{\partial Q_i}\right)$, lo que denota la sensibilidad de la barra en relación consigo misma, y los factores afuera de la diagonal representan las sensibilidades mutuas $\left(\frac{\partial V_i}{\partial Q_n}\right)$ que denotan la sensibilidad de la barra con relación al sistema. La sensibilidad VQ en una barra define la pendiente de la curva QV [5].

C. Curvas QV.

Las curvas QV representan la relación entre la potencia reactiva (Q) y el voltaje (V) en una barra del sistema. Estas curvas se utilizan para evaluar la estabilidad de voltaje y determinar la capacidad de compensación reactiva necesaria para mantener el voltaje dentro de límites aceptables [8].

Las curvas QV se basan en el análisis del FP y la matriz de sensibilidad. La ecuación general para una curva QV es:

$$Q = f(V) \quad (11)$$

La Fig. 1. muestra ejemplos de curvas QV para diferentes valores de la relación entre la potencia demandada y la potencia máxima demandada. Estas se obtienen realizando iterativos FP, variando una fuente de potencia reactiva en la barra de interés. Durante este proceso, se registran los valores de potencia reactiva requeridos para mantener constante el nivel de tensión [8].

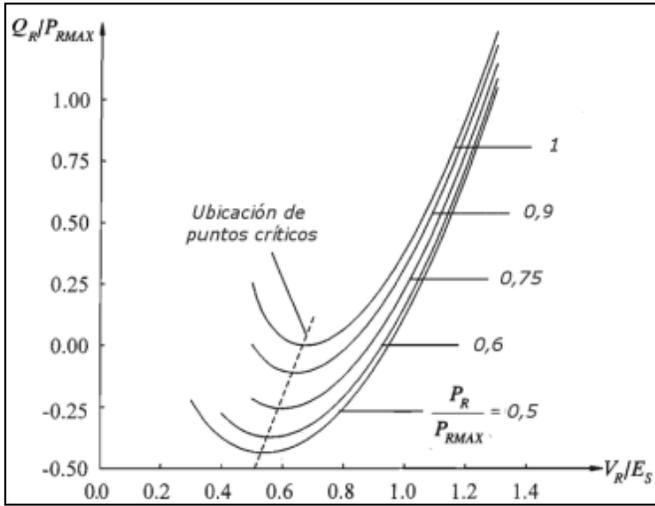


Fig. 1. Curvas QV para diferentes condiciones de carga [9].

D. Curvas PV.

Las curvas PV (Potencia Activa – Voltaje) permiten evaluar la estabilidad de voltaje en los SEP. Estas muestran la relación entre la potencia activa inyectada en una barra y el voltaje en ella. Son utilizadas para determinar el límite máximo de transferencia de potencia e identificar posibles problemas de estabilidad de voltaje. Se basan en el análisis de FP, similar a las curvas QV. La ecuación general para una curva PV es:

$$P = f(V) \quad (5)$$

Donde P es la potencia activa y V es el voltaje en la barra. La curva PV típica tiene una forma de "nariz", donde el punto más alto indica el máximo de potencia transferible antes de que el sistema se vuelva inestable. En la Fig. 2 se visualizan ejemplos de ellas, para distintos valores de factor de potencia, estas también se obtienen mediante FP iterativos.

Es importante tener en cuenta que si el punto de operación está cerca del punto de colapso de la curva, esta indica que el sistema está operando en una condición crítica y puede requerir intervención para evitar la inestabilidad de voltaje [8]. Las estrategias de compensación reactiva y ajuste de generación se pueden diseñar utilizando la información de las curvas PV para asegurar una operación estable del sistema.

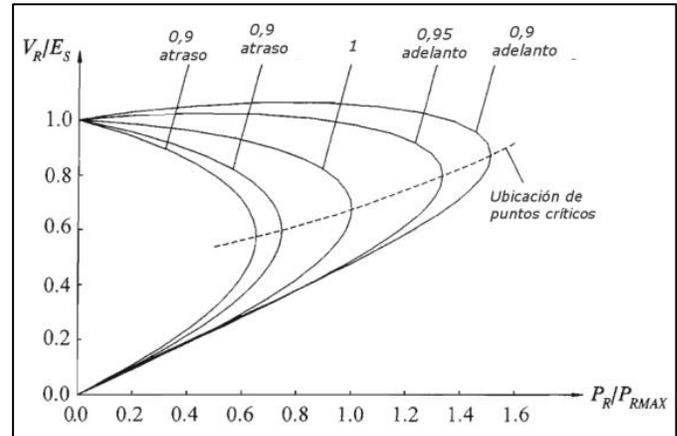


Fig. 2. Curvas PV para diferentes factores de potencia [9].

III. DISEÑO DE LA METODOLOGÍA DE ESTUDIO.

En este apartado se detalla la metodología empleada para efectuar un estudio de estabilidad de voltaje sobre el SIP. El SIP permite el transporte de la energía dentro de la provincia de Córdoba y tiene vinculaciones con la red de las provincias limítrofes. El transporte se efectúa en líneas de alta tensión de 132 y 66 [kV], teniendo una extensión de 5609 [km]. Sumado a esto, en los últimos años el SIP a operado con una potencia activa instantánea superior a 2400 [MW], posicionándose esta como el récord histórico actual. La extensión del SIP y valores de demanda elevados, en forma conjunta, ha provocado que se violen los límites de tensión admisibles en las barras de 132 [kV][10]. Por ello, es necesario fortalecer el sistema mediante la instalación de bancos de capacitores que se vinculen a las barras de 132 [kV], en puntos estratégicos cercanos a la demanda, seleccionados siguiendo cierta metodología de estudio, siendo el objetivo principal identificar las barras críticas con el fin de contrarrestar el déficit de reactivo que pueda existir con la instalación de bancos de capacitores.

La metodología fue diseñada con un carácter genérico de manera que sea aplicable a cualquier sistema y pueda adaptarse a los cambios futuros que se presenten por ampliaciones o readecuaciones del servicio. Además, está proyectada para abordar problemas de subtensión en el sistema bajo análisis, sin considerar las posibles sobretensiones. Esta orientación surge de la necesidad de resolver los inconvenientes de subtensión mencionados, donde no se presentan problemas de sobretensiones.

La metodología está compuesta por los puntos siguientes:

A. Tensiones en Condición de Operación en RED N.

Se identifican en una condición de operación en RED N cuáles son las barras de las estaciones transformadoras (ET) de 132 [kV], que violan los límites admisibles de tensión siguiendo los lineamientos expuestos en [11].

B. Análisis de Contingencias, Criterios Tomados.

Se analizan las contingencias para identificar las más desfavorables, considerando las que provocan mayor variación de tensión y mayor afectación en las barras de 132 [kV]. Los criterios considerados son:

1) *Contingencias con Solución No Convergente.*

Se identifican las contingencias con soluciones no convergentes para determinar si se deben a subtensiones o sobrecargas múltiples. Si es por sobrecargas y se presenta una condición de disparo, la contingencia se descarta; si es por déficit de reactivo, se considera.

2) *Contingencias que No Provocan Disparos:*

Se considera solo aquellos N-1 que no provocan situaciones de disparos en otros elementos del sistema, es decir que no provoquen un N-2 con el objetivo de acotar el estudio.

3) *Contingencias Adicionales No Consideradas.*

En el análisis de contingencias no se tiene en cuenta la pérdida de una línea de 500 [kV] o las que provocan la pérdida de las centrales de generación que se tienen en este, ya que provocan restricciones severas que dificultan el estudio que se pretende efectuar.

4) *Ordenamientos: Ranking N°1 y N°2.*

Identificadas las contingencias que cumplen con los criterios adoptados y delimitado el estudio, se determinan las más desfavorables. Para ello, se plantea:

1. Ranking N°1: basado en la tensión en [p.u.] obtenida en cada barra de 132 [kV] tras una contingencia. Se ordenan las barras de manera creciente según su voltaje, para identificar la barra con menor tensión.

2. Ranking N°2: Se ordenan las contingencias de mayor a menor según la cantidad de barras que violan los límites de tensión admisibles en condición de contingencia expuestos en [11].

3. Análisis Conjunto: Combinando el Ranking N°1 y el Ranking N°2, se identifican las peores contingencias. El Ranking N°2 permite sectorizar el SEP en zonas según las barras afectadas, y junto con el Ranking N°1 se determina la peor (o peores) contingencia en cada zona. Esto permite aproximarse al nodo crítico en cada zona del SEP.

C. *Análisis de Sensibilidad VQ.*

Se obtienen los factores de sensibilidad V-Q de cada barra de carga (Tipo 1) de 132 [kV] en condiciones de operación en RED N y RED N-1, considerando las peores contingencias identificadas en cada zona del SEP. Para identificar la barra crítica se procede de la siguiente manera:

1. Se considera como crítica aquella que presenta el mayor valor de sensibilidad V-Q en ambas condiciones (RED N y RED N-1).

2. Si ninguna barra cumple el criterio anterior, se evalúa la variación porcentual de sensibilidad y tensión en las barras al pasar de una condición normal a una de contingencia. La barra crítica se determina según cuál condición (RED N o RED N-1) muestra mayor importancia.

De esta manera, la definición del nodo crítico se basa en los factores de sensibilidad V-Q y en los niveles de tensión en ambas condiciones de operación.

D. *Curvas QV Sobre las Barras Críticas.*

Identificada la barra crítica de cada zona del SEP, se trazan las curvas Q-V en RED N-1. Mediante estas se determina el valor teórico de la potencia reactiva [MVar] que debe tener el banco de capacitores para mantener un valor de tensión igual a la unidad [p.u.] en condición de contingencia.

E. *Definición de la Potencia Reactiva a Instalar de Cada Banco de Capacitores.*

Definida la potencia reactiva de cada banco de capacitores, se verifica su impacto en el sistema. Para ello, se monitorean los niveles de tensión en la red de 132 [kV] y en la red de menor tensión, prestando atención a posibles sobretensiones. En el análisis se deben respetar los límites admisibles de tensión para condiciones normales y de contingencia, y se evalúa la viabilidad técnica y la posibilidad de dividir la potencia resultante en bancos de menor capacidad instalados en la barra crítica para optimizar los resultados.

F. *Análisis de Curvas PV.*

Las curvas P-V permiten evaluar el rendimiento de los bancos de capacitores a instalar. Su objetivo es determinar si estos bancos incrementan la capacidad de transferencia de potencia activa en la zona de influencia.

IV. RESULTADOS OBTENIDOS Y DISCUSIÓN.

En este apartado se presentan los resultados alcanzados. La metodología propuesta se aplica al modelo del Sistema Interconectado Regional (SIR) teniendo en cuenta la Guía de Referencia 2024 – 2028 [12], particularmente sobre el escenario Pico Verano 2024 – 2025 el cual posee una demanda de 2469 [MW]. La utilización de la guía mencionada permite tener en cuenta escenarios de máxima demanda proyectados para los próximos años.

El SIR tiene en cuenta la red de la EPEC y la que corresponde a la Empresa Distribuidora de Electricidad San Luis (EDESAL). Para la aplicación de la metodología se utiliza el software Power System Simulator for Engineering (PSS/E) de SIEMENS y su selección se debe a que el sistema analizado se encuentra modelado en él [12].

Debido a la vinculación de la red de EPEC y EDESAL, los cambios que se puedan tener en la red de EDESAL afectan a la de EPEC, en este estudio se consideró solamente los efectos en la red de EPEC ante una contingencia en la red de EDESAL. Por lo que, no se consideró para la instalación de un banco de capacitores las barras críticas que pertenecen a la red de EDESAL.

La aplicación de la metodología es extensa por el tamaño del sistema analizado. Con el objetivo de reducir la extensión de este artículo, se presenta el análisis en condiciones de operación normal y de contingencia. Luego, se muestran los resultados obtenidos para la zona noreste del SIR, presentando el análisis de sensibilidad VQ, Curvas QV y PV.

A. *Condición de Operación en RED N.*

En la TABLA I, a continuación, se exponen aquellas barras que violan los límites admisibles en RED N. Además, se diferencia la zona del SIR, de acuerdo con su ubicación geográfica, y red a la que pertenecen.

Las barras correspondientes a la EPEC, que se muestran en la TABLA I, son los posibles nodos críticos en los que se debe instalar un banco de capacitores.

TABLA I
BARRAS CON VIOLACIÓN DE LOS LÍMITES ADMISIBLES DE TENSIÓN EN RED N.

Barra		Tensión	Zona	Red
N°	Nombre	[p.u.]		
6206	AFISA	0,926	Noreste	EPEC
6208	C. PAZ	0,943	Noroeste	EPEC
6215	TOTAL NVA	0,943	Norte	EPEC
6224	F. CAÑETE	0,935	Noroeste	EPEC
6225	LA FALDA	0,897	Noroeste	EPEC
6229	S. ARREDON	0,934	Noroeste	EPEC
6233	LUJAN SL B	1,051	Suroeste	EDESAL
6234	LA TOMA	0,935	Suroeste	EPEC
6236	LA VIÑA	0,927	Suroeste	EPEC
6241	MERLO SL	0,892	Suroeste	EDESAL
6243	TILISARAO	0,913	Suroeste	EDESAL
6247	MORTEROS	0,922	Noreste	EPEC
6250	MALAGUEÑO	0,945	Noroeste	EPEC
6270	S. FRANCIS.	0,949	Noreste	EPEC
6274	S. ROSA SL	0,898	Suroeste	EDESAL
6276	V. DOLORES	0,911	Suroeste	EPEC
6282	YOCSINA	0,945	Noroeste	EPEC
6286	LUJAN SL A	1,054	Suroeste	EDESAL
6303	B. MASSE	0,915	Noroeste	EPEC

TABLA III
RANKING N°1.

Orden	Contingencia	Barra		Tensión
		N°	Nombre	[p.u.]
1	LAT 6228-6293(1)	6293	PROMAIZ	0,502
2	LAT 6280-6291(1)	6280	V. MERCEDES	0,562
3	LAT 6280-6291(1)	6283	ENCADENADA	0,570
4	LAT 6280-6291(1)	6281	V. MERCE. S	0,573
5	LAT 6274-6276(1)	6241	MERLO SL	0,711
6	LAT 6274-6276(1)	6274	S. ROSA SL	0,718
7	LAT 6280-6291(1)	6207	CUMBRE SL	0,759
8	LAT 6274-6276(1)	6243	TILISARAO	0,763
9	LAT 6225-6303(1)	6225	LA FALDA	0,763
10	LAT 6280-6291(1)	6234	LA TOMA	0,778
11	LAT 6280-6291(1)	6243	TILISARAO	0,780
12	LAT 6280-6291(1)	6241	MERLO SL	0,782
13	LAT 6280-6291(1)	6274	S. ROSA SL	0,788
14	LAT 6231-6270(1)	6247	MORTEROS	0,791
15	LAT 6280-6291(1)	6272	S. LUIS	0,792
16	LAT 6231-6270(1)	6206	AFISA	0,795
17	LAT 6243-6274(1)	6241	MERLO SL	0,814
18	LAT 6245-6273(1)	6241	MERLO SL	0,816
19	LAT 6274-6276(1)	6234	LA TOMA	0,819
20	LAT 6243-6274(1)	6274	S. ROSA SL	0,820

B. Análisis de Contingencias, Resultados Obtenidos.

Después de identificar las contingencias que cumplen con los criterios adoptados, se realizaron los ordenamientos mencionados (TABLA II y TABLA III). Debido a la elevada cantidad de barras, líneas de transmisión, transformadores y autotransformadores que posee el modelo del SIR, se tiene una extensión considerable de los rankings obtenidos. La TABLA III muestra las primeras 20 barras del Ranking N°1 obtenido. El ordenamiento completo posee un total de 440 barras con un valor de tensión en el que se viola el límite bajo admisible en condición de contingencia.

La TABLA II presenta parte del Ranking N°2 y muestra las contingencias que generan mayor cantidad de barras con violación del límite bajo de tensión, solo hasta una cantidad de seis barras. También se detalla a que zona del SIR afecta cada contingencia. Analizando los ordenamientos presentados, en función de la ubicación geográfica de las barras de las barras afectadas por cada contingencia, se y cuáles son las barras que conforman cada una. De esta manera el análisis que plantea la metodología propuesta se aplicó por separado a cada zona.

Luego, se definió cual o cuales son las contingencias más drásticas que afectan a cada zona. Para ello, a cada contingencia del ranking N°2 se la analizó en el ordenamiento N°1, con el

TABLA II
RANKING N°2

Orden	Contingencia	Cantidad de Barras	Nombre de las Barras	Zona
1	LAT 6280-6291(1)	14	CUMBRE SL / LA FALDA / LA TOMA / LA VIÑA / MERLO SL / TILISARAO / S. LUIS CEN / S. LUIS / S. LUIS PI / S. ROSA SL / V. DOLORES / V. MERCEDES / V. MERCE. S / ENCADENADA	Suroeste
2	LAT 6245-6273(1)	13	CUMBRE SL / LA FALDA / LA TOMA / LA VIÑA / MERLO SL / TILISARAO / S. LUIS CEN / S. LUIS / S. ROSA SL / V. DOLORES / V. MERCEDES / V. MERCE. S / ENCADENADA	Suroeste
3	LAT 6231-6270(1)	7	AFISA / LA FALDA / MERLO SL / MORTEROS / ARROYITO / S. FRANCIS. / S. ROSA SL	Noreste
4	LAT 6245-6272(1)	6	LA FALDA / LA TOMA / MERLO SL / TILISARAO / S. ROSA SL / V. DOLORES	Suroeste
5	LAT 6250-6258(1)	6	F. CAÑETE / LA FALDA / S. ARREDON / MERLO SL / S. ROSA SL / B. MASSE	Noroeste
6	TRANSFOR. 6000-6200-6890(3)	6	LA FALDA / MERLO SL / TILISARAO / S. ROSA SL / V. DOLORES / B. MASSE	Suroeste

objetivo de identificar cuáles provocan la menor tensión en barra. Las más drásticas del SIR, por zona, se muestran en la TABLA IV, y a cada una se le asignó un identificador (ID) con una letra con el objetivo de simplificar las explicaciones en este artículo.

TABLA IV
CONTINGENCIAS MÁS DRÁSTICAS DEL SIR.

Orden	Contingencia	ID	Barra		Tensión	Zona
			N°	Nombre	[p.u.]	
1	LAT 6228-6293(1)	A	6293	PROMAIZ	0,502	Sureste
2	LAT 6280-6291(1)	B	6280	V. MERCEDES	0,562	Suroeste
3	LAT 6280-6291(1)	B	6283	ENCADENADA	0,570	Suroeste
4	LAT 6280-6291(1)	B	6281	V. MERCE. S	0,573	Suroeste
5	LAT 6274-6276(1)	C	6241	MERLO SL	0,711	Suroeste
6	LAT 6274-6276(1)	C	6274	S. ROSA SL	0,718	Suroeste
14	LAT 6231-6270(1)	D	6247	MORTEROS	0,791	Noreste
16	LAT 6231-6270(1)	D	6206	AFISA	0,795	Noreste
18	LAT 6245-6273(1)	E	6241	MERLO SL	0,816	Suroeste
26	LAT 6275-6279(1)	F	6298	M. JUAREZ	0,838	Sureste
29	LAT 6275-6279(1)	F	6275	LEONES	0,844	Sureste
35	LAT 6219-6297(1)	G	6225	LA FALDA	0,863	Noroeste
38	LAT 6250-6258(1)	H	6225	LA FALDA	0,864	Noroeste
51	LAT 6269-6270(1)	I	6247	MORTEROS	0,877	Noreste

Las contingencias de la TABLA IV son las tenidas en cuenta en el análisis de sensibilidad VQ, Curvas QV y PV.

C. Análisis de Sensibilidad VQ, Resultados Obtenidos.

En RED N para cada zona se obtuvo la matriz de sensibilidad compuesta por sensibilidades V-Q propias y mutuas de todas las barras (Tipo 1) de 132 [kV]. Mientras que en RED N-1, solo se obtuvieron las que corresponden a la diagonal principal.

La TABLA V expone la matriz de sensibilidades V-Q de la zona noreste del SIR.

TABLA V
MATRIZ DE SENSIBILIDADES V-Q – RED N – ZONA NORESTE.

Barra	6206	6231	6247	6252	6269	6270	6278
6206	0,2413	0,0617	0,2415	0,0033	0,0526	0,1103	0,0068
6231	0,0575	0,147	0,0575	0,002	0,0275	0,0568	0,0135
6247	0,2425	0,062	0,3106	0,0033	0,0528	0,1109	0,0068
6252	0,0029	0,0017	0,0029	0,0121	0,0063	0,0028	0,0002
6269	0,0503	0,0279	0,0503	0,0064	0,1094	0,0487	0,0032
6270	0,1086	0,0598	0,1087	0,0032	0,0501	0,1074	0,0064
6278	0,0062	0,013	0,0062	0,0003	0,003	0,0059	0,0193

La TABLA VI presenta las sensibilidades propias de cada barra en RED N, y las que se obtiene cuando se presenta la contingencia D y la I.

TABLA VI
SENSIBILIDADES PROPIAS V-Q – RED N y RED N-1 – ZONA NORESTE

N°	Barra	RED N		I		
		Sens. V-Q [MVar Sens]	Sens. V-Q [MVar Sens]	V-N [%]	Sens. V-Q [MVar Sens]	V-N [%]
6206	AFISA	0,2413	0,7686	218,5	0,5039	108,8
6231	L. VARILLAS	0,147	0,2291	55,9	0,2303	56,7
6247	MORTEROS	0,3106	0,854	175,0	0,5785	86,3
6252	MALVINAS	0,0121	0,013	7,4	0,0122	0,8
6269	ARROYITO	0,1094	0,3082	181,7	0,1462	33,6
6270	S. FRANCIS.	0,1074	0,5609	422,3	0,3514	227,2
6278	V. MARIA	0,0193	0,0199	3,1	0,0204	5,7

Como se observa en la TABLA VI, la barra MORTEROS es el nodo crítico debido a que en ambas condiciones (RED N y RED N-1) presenta el mayor valor de sensibilidad, por ello no fue necesario analizar los valores de tensión obtenidos en cada barra ante la contingencia D y la I. Los valores obtenidos son todos positivos, por lo que el sistema es estable en las condiciones analizadas. En esta barra se trazaron las curvas QV.

La TABLA VII resume las barras críticas del SIR resultantes del análisis de sensibilidades.

TABLA VII
BARRAS CRÍTICAS DEL SIR.

Barra		Zona	RED
N°	Nombre		
6225	LA FALDA	Noroeste	EPEC
6241	MERLO SL	Suroeste	EDESAL
6247	MORTEROS	Noreste	EPEC
6293	PROMAIZ	Sureste	EPEC
6298	M. JUAREZ	Sureste	EPEC

D. Trazado de las Curvas QV.

Definidas las barras críticas, fue necesario determinar la potencia reactiva necesaria que mitigue el déficit de reactivo que se tiene ante las contingencias mencionadas. Para ello, se utilizaron las curvas QV para obtener un nivel de tensión en [p.u.] igual a la unidad.

A continuación, en la Fig. 3 se presentan las que corresponden a la barra N°6247 (MORTEROS) considerando la contingencia D y la I. Como se observa, la D genera mayor déficit de reactivo que la I, por lo que se compensó la barra con una capacidad de 40,61 [MVar] y se trazó la curva. De esta manera la I queda cubierta, pero con un valor de tensión mayor a la unidad al momento de poner en servicio (E/S) el banco de capacitores, sin violar el límite alto admisible.

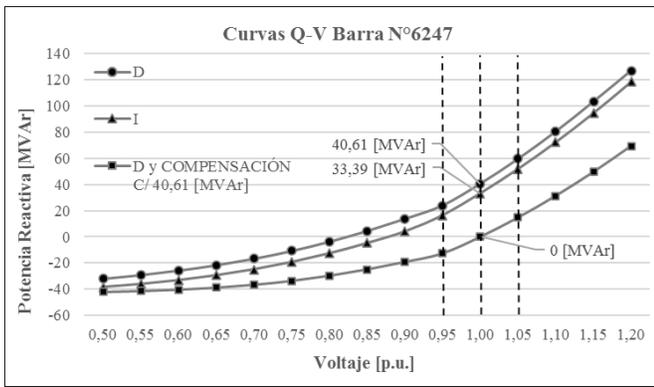


Fig. 3. Curvas QV – Barra N°6247 – Zona Noreste del SIR.

El resumen de los resultados obtenidos del trazado de las curvas QV en cada barra crítica de la EPEC, que define la capacidad [MVar] teórica a instalar en cada una, se muestra en la TABLA VIII.

TABLA VIII
 RESUMEN DEL DEFICIT REACTIVO DE LAS BARRAS CRITICAS DEL SIP.

Zona	Barra Crítica		Contingencia Para el Trazado	Déficit de Reactivo	¿Peor Condición?	Banco a Instalar
	N°	Nombre	ID	[MVar]	ID	[MVar]
Noroeste	6225	LA FALDA	G	63,05	H	76,03
			H	76,03		
Noreste	6247	MORTEROS	D	40,61	D	40,61
			I	33,39		
Sureste	6293	PROMAIZ	A	37,99	-	37,99
	6298	M. JUAREZ	F	28,15	-	28,15

E. Capacidad de los Bancos de Capacitores a Instalar en el SIP.

Se analizó cómo impacta la puesta E/S de los bancos de capacitores en cada zona, teniendo en cuenta los niveles de tensión alcanzados en la red de 132 [kV] y en la de 66 [kV], vinculadas estas mediante autotransformadores. La red de 66 [kV] es importante tenerla en cuenta ya que en ella se puede

presentar una sobretensión. Los límites admisibles de tensión considerados para ambas redes son los definidos en [11].

La Fig. 4 presenta el esquema unifilar simplificado de la zona noreste del SIR, con sus barras de 132 y de 66 [kV].

En la TABLA IX, a continuación, se muestran los niveles de tensión obtenidos en las barras de la zona noreste ante la contingencia D y la I, y los que se obtienen cuando se compensa la barra N°6247 (MORTEROS) con 40,61 [MVar]. En ella se remarcan los valores no admisibles y, como se observa para cada caso, luego de la compensación todos los valores cumplen con los lineamientos establecidos. También se remarca que la barra N°6247 es la que mayor variación porcentual tiene luego de la compensación, tomando como referencia el valor de tensión que se tiene sin compensación, confirmando los resultados de sensibilidad obtenidos.

La TABLA X, a continuación, compara los niveles de tensión obtenidos en cada una de las barras de la zona noreste habiendo compensado la barra con 40,61 [MVar] y 20,305 [MVar], en RED N. Como se observa en ella, en ambos casos, los valores obtenidos se encuentran dentro de los admisibles, tanto en la red de 132 [kV] como en la de 66 [kV]. Nuevamente, la barra que tiene mayor variación porcentual de tensión es la N°6247, tomando como referencia el valor que se tiene en RED N sin compensación.

En este caso se definió instalar dos bancos de capacitores de 20,305 [MVar] cada uno considerando que un único banco permitirá incrementar los niveles de tensión aun cuando la demanda sea menor a la considerada.

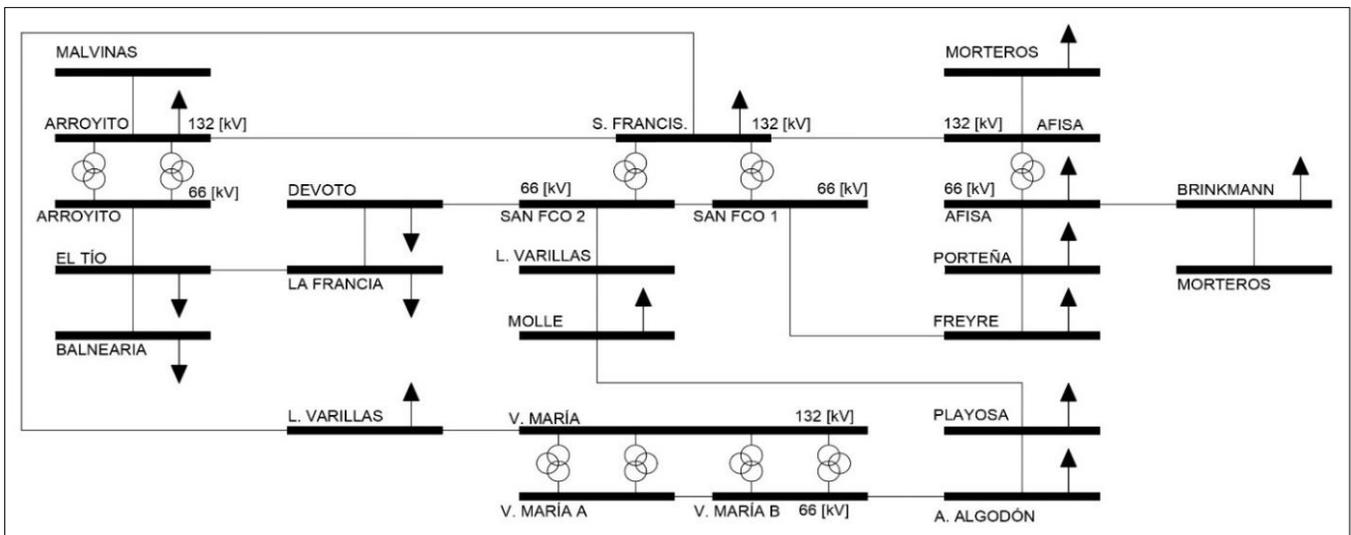


Fig. 4. Esquema Unifilar Simplificado – Zona Noreste del SIR.

TABLE IX
 VALORES DE TENSIÓN EN CADA BARRA DE LA
 ZONA NORESTE CON 40,61 [MVar] EN LA BARRA N°6247 –
 RED N-1.

Contingencia		D				I		
¿Compensado?		NO		SI		NO		SI
Barra	Un	Tensión	Tensión	V-N-1	Tensión	Tensión	V-N-1	
N°	Nombre	[kV]	[p.u.]	[p.u.]	[%]	[p.u.]	[p.u.]	[%]
6206	AFISA	132	0,795	0,977	22,91	0,880	1,003	13,92
6231	L. VARILLAS	132	1,029	1,031	0,17	0,947	0,984	3,95
6247	MORTEROS	132	0,791	1,000	26,50	0,877	1,026	17,02
6252	MALVINAS	132	1,016	1,020	0,42	1,021	1,022	0,05
6269	ARROYITO	132	0,879	0,951	8,11	0,967	0,975	0,79
6270	S. FRANCIS.	132	0,827	0,955	15,54	0,906	0,978	7,86
6278	V. MARIA	132	1,037	1,039	0,16	1,030	1,034	0,38
6500	ARROYITO	66	0,919	0,996	8,35	1,010	1,021	1,14
6519	L. VARILLAS	66	0,890	0,963	8,19	0,957	0,997	4,20
6525	SAN FCO 2	66	0,866	1,000	15,45	0,957	1,030	7,62
6530	V. MARIA A	66	1,029	1,035	0,55	1,025	1,031	0,56
6531	V. MARIA B	66	1,029	1,035	0,55	1,025	1,031	0,56
6541	DEVOTO	66	0,858	0,984	14,73	0,951	1,014	6,62
6542	LA FRANCIA	66	0,867	0,976	12,48	0,961	1,003	4,40
6543	EL TIO	66	0,882	0,976	10,73	0,975	1,003	2,84
6547	MOLLE	66	0,915	0,966	5,52	0,963	0,992	2,99
6548	A. ALGODON	66	0,963	0,991	2,93	0,988	1,005	1,75
6586	PLA YOSA	66	0,935	0,975	4,31	0,973	0,997	2,43
6593	AFISA	66	0,829	1,015	22,51	0,922	1,044	13,18
6594	BRINKMANN	66	0,818	1,006	23,06	0,913	1,036	13,45
6595	PORTEÑA	66	0,825	1,006	22,03	0,919	1,036	12,68
6677	SAN FCO 1	66	0,866	1,000	15,45	0,957	1,030	7,62
6754	FREYRE	66	0,824	0,992	20,37	0,920	1,023	11,19
6756	BALNEARIA	66	0,851	0,949	11,52	0,948	0,977	3,06
6923	MORTEROS	66	0,818	1,007	23,11	0,913	1,036	13,47

TABLE X
 VALORES DE TENSIÓN EN CADA BARRA DE LA ZONA
 NORESTE CON 40,61 Y 20,305[MVar] EN LA BARRA N°6247 –
 RED N.

¿Compensado?		NO		SIc/ 40,61		SIc/ 20,305	
Barra	Un	Tensión	Tensión	V-N	Tensión	V-N	
N°	Nombre	[kV]	[p.u.]	[p.u.]	[%]	[p.u.]	[%]
6206	AFISA	132	0,926	1,018	10,04	0,970	4,75
6231	L. VARILLAS	132	0,977	0,999	2,23	0,988	1,06
6247	MORTEROS	132	0,922	1,042	12,99	0,979	6,14
6252	MALVINAS	132	1,021	1,022	0,11	1,022	0,05
6269	ARROYITO	132	0,964	0,983	1,98	0,973	0,94
6270	S. FRANCIS.	132	0,949	0,991	4,38	0,969	2,08
6278	V. MARIA	132	1,034	1,036	0,22	1,035	0,11
6500	ARROYITO	66	1,009	1,025	1,68	1,017	0,79
6519	L. VARILLAS	66	0,989	1,014	2,56	1,001	1,22
6525	SAN FCO 2	66	1,004	1,051	4,59	1,026	2,18
6530	V. MARIA A	66	1,030	1,033	0,34	1,032	0,17
6531	V. MARIA B	66	1,030	1,033	0,34	1,032	0,17
6541	DEVOTO	66	0,991	1,033	4,20	1,011	2,00
6542	LA FRANCIA	66	0,987	1,019	3,23	1,002	1,54
6543	EL TIO	66	0,989	1,014	2,53	1,001	1,20
6547	MOLLE	66	0,987	1,005	1,83	0,996	0,87
6548	A. ALGODON	66	1,003	1,014	1,09	1,009	0,52
6586	PLA YOSA	66	0,993	1,008	1,50	1,001	0,71
6593	AFISA	66	0,973	1,063	9,25	1,016	4,39
6594	BRINKMANN	66	0,964	1,055	9,43	1,007	4,47
6595	PORTEÑA	66	0,970	1,055	8,79	1,010	4,17
6677	SAN FCO 1	66	1,004	1,051	4,59	1,026	2,18
6754	FREYRE	66	0,970	1,043	7,48	1,005	3,55
6756	BALNEARIA	66	0,963	0,989	2,70	0,975	1,25
6923	MORTEROS	66	0,964	1,055	9,44	1,007	4,47

F. Trazado de las Curvas PV.

Definida la capacidad [MVar] de cada banco a instalar en cada una de las barras críticas, se analizó el desempeño de estos a partir del trazado de las curvas PV en cada una de ellas.

Siguiendo con los resultados obtenidos de la zona noreste, en la Fig. 5, a continuación, se muestran las que corresponden a RED N-1 para la contingencia D cuando se compensa con un único banco de 20,305 [MVar] y cuando se lo hace con dos bancos. Mientras que en la Fig. 6 se exponen las que corresponden a la contingencia I.

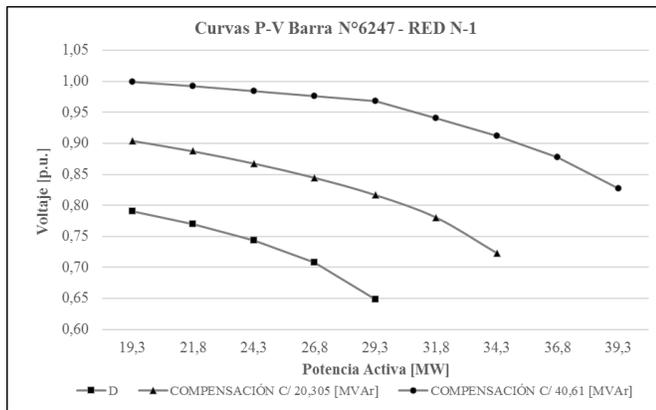


Fig. 5: Curvas P-V en la Barra N°6247 con la Contingencia D – Sin y Con Compensación de 20,305 y 40,61 [MVar].

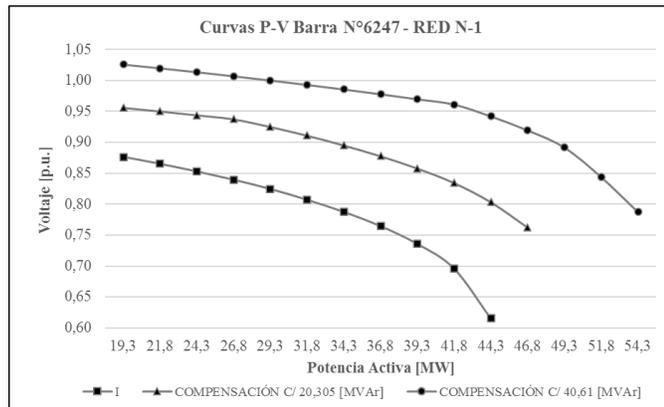


Fig. 6: Curvas P-V en la Barra N°6247 con la Contingencia I – Sin y Con Compensación de 20,305 y 40,61 [MVar].

En la Fig. 7 se muestran las curvas PV obtenidas en RED N, sin y con la compensación definida.

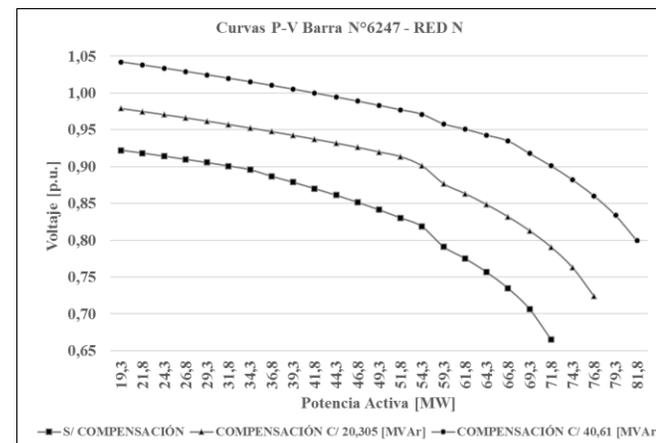


Fig. 7: Curvas P-V en la Barra N°6247 en RED N – Sin y Con Compensación de 20,305 y 40,61 [MVar].

Cualquiera sea la condición que se analice es satisfactorio el desempeño que muestran los bancos de capacitores, sea que se tenga uno o ambos E/S en forma simultánea. La presencia de estos, además de mitigar el déficit de reactivo incrementando el nivel tensión en la barra, incrementa la disponibilidad de potencia activa para satisfacer mayor demanda, manteniendo hasta cierto punto, el valor de la tensión dentro de límites admisibles.

Por último, a partir de las curvas presentadas, se demuestra cómo la instalación de los bancos en las barras críticas del SIP permite fortalecer la estabilidad de voltaje de la zona donde se instalen. Esto contribuye a mantener los perfiles de tensión dentro de los límites admisibles, modificar el punto en el que se provocaría la inestabilidad de voltaje, aumentar la transmisión de potencia activa a través de los vínculos en la zona de influencia de la barra en la que se instalan, y aumentar la disponibilidad de potencia activa para la demanda existente.

V. CONCLUSIONES.

La metodología de estudio definida para el SIR se aplicó satisfactoriamente, siendo esta aplicable a cualquier SEP, excepto aquellos que presenten sobretensiones. Particularmente en el SIP de la EPEC se tienen violaciones por debajo de los límites admisibles de tensión en la red de 132 [kV], lo que hace que el enfoque de la metodología se centre en ella.

La metodología propuesta es fácilmente comprensible por cualquier especialista en el área y versátil en su aplicación, tal que resulta fácil ajustar los criterios tomados para su aplicación en el sistema que se desee, solucionando los inconvenientes de perfiles de tensión bajos que se tengan en él. Es necesario aplicar todas las herramientas consideradas en forma conjunta, ya que permiten identificar aquellos nodos débiles del sistema que se analice y fortalecer su estabilidad de voltaje con la instalación de bancos de capacitores. Si se aplicasen por separado, los resultados alcanzados no serían adecuados.

Como desventaja, su aplicación y la presentación de resultados se vuelven más extensas a medida que aumenta el tamaño del sistema.

El estudio de estabilidad de voltaje definido se aplicó con éxito sobre el SIR, logrando identificar en el SIP de la EPEC las barras críticas donde es necesario instalar un banco de capacitores, que mitiga el déficit de reactivo y fortalece la estabilidad de voltaje del sistema, es decir, mantiene los niveles de tensión dentro de los límites admisibles durante diversas condiciones operativas y de contingencia.

Como trabajo a futuro, se propone adaptar la metodología propuesta para abordar problemas de sobretensión en sistemas que lo necesiten, extendido así su aplicabilidad a una variedad más amplia de situaciones y escenarios en los SEP, donde las subtensiones como las sobretensiones puedan ser relevantes.

VI. REFERENCIAS.

- [1] N. Hatziargyriou *et al.*, «Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended». IEEE - IEEE Transactions on Power Systems, 2020.
- [2] G. A. Barahona Espinosa, «Impacto de Banco de Capacitores en Alto Voltaje sobre Interruptores de Propósito General, Aplicado a la Subestación Santa Rosa.», Escuela Politécnica Nacional - Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica., Quito, Ecuador, 2015.
- [3] L. M. Dután Amay, «Análisis de la Necesidad de Inductancias Limitadoras de Transitorios en Bancos de Capacitores a 230 [kV] del Sistema Nacional de Trnamiación del Ecuador.», Escuela Politécnica Nacional - Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, Ecuador, 2017.

- [4] F. S. Ruiz Tipán, «Determinación de la Compensación Reactiva en Paralelo en Sistemas de Transmisión Usando Resultados de Sensibilidad y Curvas Q-V.», Universidad Politécnica Salesiana - Sede Quito, Quito, Ecuador, 2020.
- [5] P. D. Mallitasig Quishpe, «Evaluación de la Seguridad Estática del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador Utilizando el Programa de Simulación de Sistemas de Potencia PSS/E.», Escuela Politécnica Nacional - Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, Ecuador, 2019.
- [6] D. P. Kothari y I. J. Nagrath, *Modern Power Systems Analysis*. Tata McGrawHill Education, 2003.
- [7] S. Hadi, *Power System Analysis*. WCB/McGraw-Hill, 1999.
- [8] P. Kundur, N. J. Balu, y M. P. Lauby, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, Inc, 1994.
- [9] J. Rivas, «Estudio de Estabilidad de Voltaje del Sistema Eléctrico de la Capital en Transmisión en Red de Transmisión de 230 kV Mediante Análisis Modal», Universidad Central de Venezuela - Facultad de Ingeniería., Caracas, Venezuela, 2017.
- [10] EPEC, «Reporte de Sustentabilidad.» 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.epec.com.ar/docs/transparencia/reporte-sustentabilidad-2022.pdf>
- [11] CAMMESA, «Los Procedimientos Técnicos de CAMMESA.» 30 de junio de 2023.
- [12] EPEC, «Guía de Referencia 2024-2028.pdf». 2023.



Juan Ignacio Amaya. Es Ingeniero Electricista por la Universidad Tecnológica Nacional. Es investigador en el CIDTIEE del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la UTN – FRC. Sus áreas de interés son modelado, control y operación de sistemas eléctricos de potencia.



Esteban Ariel Baez. Es Ingeniero Mecánico Electricista graduado en la UNC, FCEfyN. Experiencia laboral como Jefe de Trabajos Prácticos (JTP) en la UTN – FRC y en la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC) en la Gerencia de Transmisión como Jefe de División de Estudios Eléctricos, Ayudante Técnico de la Gerencia de Transmisión y actualmente como Jefe de Departamento Operaciones. Sus intereses y campo de aplicación se enfocan en la planificación, la coordinación, la seguridad y el análisis pre y post operativo de los sistemas eléctricos de potencia. Tiene habilidades en la utilización y configuración del software SCADA y sus aplicaciones, como también en el software PSS/E de SIEMENS.



Sergio Nicolás Bragagnolo. Es Doctor en Ciencias de la Ingeniería e ingeniero electromecánico de la FCEfyN de la UNC. Es investigador en el CIDTIEE de la UTN – FRC. Tiene experiencia en optimización, gestión de demanda, sistemas de potencia, en el diseño de estaciones transformadores e instalaciones eléctricas y softwares de programación. Sus áreas de interés son las redes inteligentes, la gestión de la demanda y los sistemas de energía eléctrica.

VII. BIOGRAFÍAS.



Alejo Ceccarelli. Es estudiante de Ingeniería Eléctrica en la UTN – FRC. Se desempeña como asistente técnico en el Departamento Operaciones perteneciente a la Gerencia de Transmisión de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba. Tiene experiencia en el modelado y análisis de sistemas eléctricos de potencia. Sus áreas de interés son el diseño de estaciones transformadoras y el modelado, control y operación de sistemas eléctricos de potencia. Tiene habilidades en la utilización del software PSS/E de SIEMENS.



Karel Kloster. Es estudiante de Ingeniería Eléctrica en la UTN – FRC. Se desempeña como asistente técnico en el Departamento de Transformadores perteneciente a la Gerencia de Transmisión de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba. Tiene experiencia en gestión de tareas de mantenimiento de transformadores de potencia. Sus áreas de interés son el diseño de estaciones transformadoras, el modelado de sistemas eléctricos de potencia, así como la investigación de normas y especificaciones relacionadas con transformadores de potencia y su diseño.