

Mejoras en la Estimación de Estados de S.E.P. Adicionando PMUs a Configuraciones Óptimas Utilizando Análisis de Sensitividad

F.S. Sellschopp-Sánchez^{1}, C.E. Conde-Limón¹, R. Vargas-Salas¹, R. Loera-Palomo², M.A. Rivero-Corona².*

Resumen—La instalación de medidores fasoriales (PMUs) en los sistemas eléctricos de potencia (SEP) ha ido aumentando con la finalidad de monitorear de mejor manera la red eléctrica. Una de las aplicaciones de los PMUs es la estimación de estados del SEP, representando una de las funciones más importantes de los sistemas de gestión de energía en los centros de control de energía ya que de ésta dependen muchas otras funciones en la operación de la red que demandan resultados precisos del estimador.

Debido al alto costo de los PMUs, se han desarrollado algoritmos que optimizan la ubicación de estos medidores, sin embargo las distribuciones óptimas de PMUs no garantizan obtener la mejor estimación de estados con el menor número de equipos. Por ello se propone una metodología para adicionar un PMU a estas configuraciones óptimas, buscando aumentar la confiabilidad del estimador de estados.

La metodología propuesta establece una relación entre el análisis de sensitividad QV de los nodos y el error total de vector (TVE) de tensión. Esta metodología se implementó en el sistema eléctrico de 14 buses de la IEEE obteniendo resultados aceptables al aumentar la confiabilidad del estimador de estados, mostrando un cumplimiento del porcentaje de TVE esperado.

Palabras clave—Análisis de Sensitividad, Estimación de Estados, Unidades de Medición Fasorial

Abstract— The installation of phasor meters units (PMUs) in the power electrical systems (SEP) has been increasing in order to better monitor the electrical network. One of the applications of the PMUs is the SEP state estimation, representing one of the most important functions of the energy management systems at the power control centers since many other functions depend on the operation of the network that demand precise results from the estimator.

Due to the high cost of PMUs, several algorithms have been developed that optimize the location of these meters, however the optimal distributions of PMUs do not guarantee obtaining the best state estimation with the least number of

equipment. Therefore, a methodology is proposed to add a PMU to these optimal configurations, pursuing to increase the reliability of the state estimator.

The proposed methodology establishes a relationship between the QV sensitivity analysis of the nodes and the total error of the voltage vector (TVE). This methodology was applied to the IEEE electrical system of 14 buses, obtaining acceptable results by increasing the reliability of the state estimator, showing compliance with the expected TVE percentage.

Keywords—Phasor Measurement Units, Sensitivity Analysis, State Estimation.

I. INTRODUCCIÓN

La supervisión, operación y control de los sistemas eléctricos de potencia en tiempo real, es posible gracias al estudio y la aplicación de metodologías numéricas aplicadas en la estimación de estados, donde se tiene como objetivo conocer con la menor cantidad de error las tensiones nodales del sistema a partir de un conjunto de mediciones, [1].

El proceso de estimación considera inicialmente la adquisición de las mediciones en subestaciones eléctricas o enlaces del sistema. Referente a las mediciones, pueden ser mediciones convencionales, tales como inyecciones o flujos potencia activa, reactiva y tensiones nodales, o pueden ser mediciones fasoriales, registrando fasores de tensión y corriente registradas por PMUs. Posteriormente la comunicación de los datos medidos es enviada hacia el servidor computacional, ubicado en los centros de control, mediante unidades de terminal remota (UTR o RTU) o por medio de fibra óptica. Una vez ya en el servidor, a los datos se les aplican diferentes análisis de discriminación de información como algoritmos de topología, análisis estadístico para detectar mediciones erróneas, entre otros, para después realizar el proceso de estimación de estados. Dependiendo del tipo de medición realizada, la estimación de estados se puede realizar por métodos iterativos como mínimos cuadrados ponderados o por sustitución algebraica cuando se tienen mediciones fasoriales. La Figura 1 muestra el proceso de comunicación de datos de PMUs y unidades de terminal remota para efectuar la estimación de estado en el sistema de gestión de energía (EMS) [1].

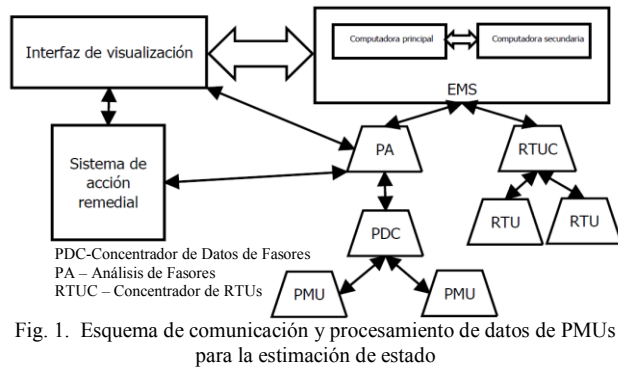
Debido al alto costo de los PMUs resulta inviable económicamente hablando instalar una unidad de

¹ TecNM – Instituto Tecnológico de La Laguna, División de Estudios de Posgrado e Investigación Blvd. Revolución y Av. Instituto Tecnológico de La Laguna, S/N, Col. Centro, C.P. 27000, Torreón, Coahuila, México.

² CONACYT – TecNM – Instituto Tecnológico de La Laguna, División de Estudios de Posgrado e Investigación Blvd. Revolución y Av. Instituto Tecnológico de La Laguna, S/N, Col. Centro, C.P. 27000, Torreón, Coahuila, México.

* sellschopp@hotmail.com.

medición fasorial en cada nodo de los grandes sistemas eléctricos de potencia. Por ello se desarrollan y aplican algoritmos de optimización para lograr obtener la mejor ubicación de estos equipos con el menor número de este tipo de medidores. Este proceso de localización óptima debe considerar que el sistema eléctrico debe ser completamente observable para lograr obtener una estimación de estados de la red eléctrica. Sin embargo la distribución óptima de PMUs no siempre arroja los mejores resultados en el estimador de estados, es por ello que se propone tomar en cuenta el coeficiente de sensibilidad de nodos y el error total de vector (TVE), con base a este coeficiente añadir un PMU en un nodo a la distribución que arroja el optimizador y así aumentar la confiabilidad del estimador de estados.



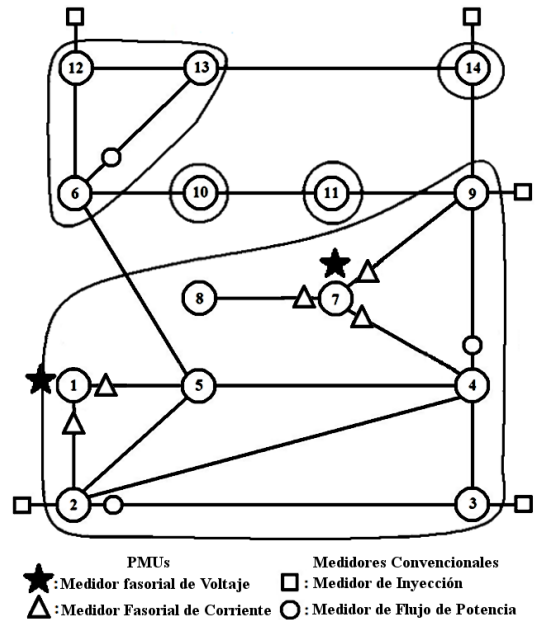
Con la incorporación de medición fasorial en los sistemas eléctricos de potencia, se han desarrollado metodologías de estimación de estado a base de la información proporcionada por estos equipos. Si un estimador recibe únicamente la información de medidores fasoriales, la incertidumbre del tiempo se elimina ya que cada medición tiene una referencia en el tiempo, esto permite decir que es posible efectuar estimaciones dinámicas en cualquier instante del tiempo.

II. OBSERVABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

El problema de observabilidad consiste en identificar una serie de mediciones que sean suficientes para efectuar una estimación de estados en un sistema eléctrico, estas mediciones deben de estar estratégicamente localizadas en la red eléctrica ya que desde el punto de vista económico no es factible llenar de medidores todo el sistema de potencia. Consecuentemente esto lleva a realizar un estudio de colocación óptima de PMUs para garantizar información necesaria y así conocer el estado de la red, teniendo como resultado una mayor confiabilidad en la operación del sistema de potencia.

Se puede decir que la observabilidad consiste en que un

conjunto de mediciones distribuidas óptimamente sobre un sistema eléctrico proporcione la información para conocer las variables eléctricas en cada nodo de la red; estas variables esencialmente son la tensión compleja, es decir la magnitud del voltaje y el valor de su ángulo en cada nodo de la red.



La aplicación del estudio de observabilidad antes de realizar una estimación de estados, permite que el estimador obtenga resultados confiables de toda la red eléctrica. Generalmente se recomienda que el análisis de observabilidad se efectúe durante la planeación del sistema, sin embargo la mayoría de las redes eléctricas ya se encuentran en operación, por lo tanto la inclusión de medidores para la estimación de estados se realiza poco a poco en lugares específicos hasta completar la observabilidad del sistema, [2].

III. METODOLOGÍA PARA ADICIONAR PMUS EN CASO DE ESTUDIO DE 14 BUSES

En este trabajo se considera una colocación inicial óptima de PMUs basado en los resultados mostrados en [2]. En el caso del sistema de 14 buses, la distribución inicial contempla PMUs en los nodos 2, 6, 7, 9 como se muestra en la Figura 3, por lo que la adición de un PMU será en aquellos nodos que no presentan dichos medidores. Para determinar dónde colocar un nuevo PMU se prevé necesario analizar algunos índices nodales con la finalidad de seleccionar el nodo que mejore los resultados de la

estimación; para esto se propone un análisis de sensibilidad.

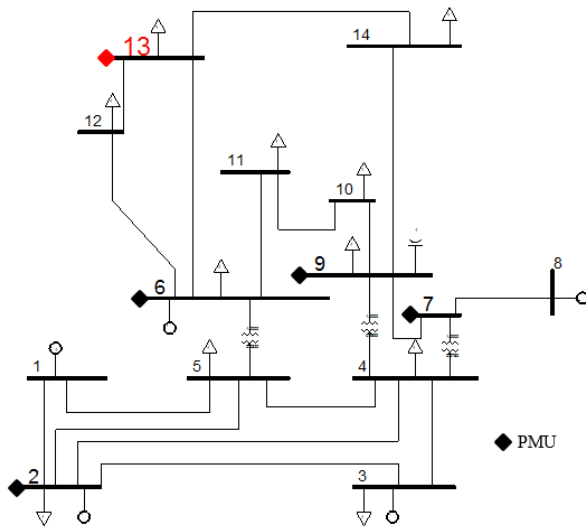


Fig. 3 Caso de estudio de 14 buses del IEEE

Existen distintos tipos de sensibilidades manejados en las redes eléctricas, para este estudio se contempla la sensibilidad QV o método de Jacobiano en análisis de sensibilidad de buses el cual considera que el coeficiente de sensibilidad de los buses es el negativo de la matriz de susceptancias [3] derivada la formulación del método de Newton-Raphson para la solución de flujos.

La metodología propuesta para la incorporación de un nuevo medidor fasorial considera utilizar el índice de sensibilidad QV de nodos de la red de potencia y del Error Total de Vector (TVE), [3]. La metodología requiere conocer la sensibilidad de cada nodo, por lo que este coeficiente puede tomarse como un indicador de que tan conflictivo puede ser un nodo ante algún cambio que se presente en la operación y control de los sistemas de potencia; es por ello que es atractivo adicionar un PMU en este tipo de nodos.

$$\left[\frac{\Delta V}{\Delta Q}\right] = \left[\frac{\partial Q}{\partial V}\right]^{-1} = [B_Q]^{-1} \quad (1)$$

$$[B_Q] = [-B] \quad (2)$$

De acuerdo al análisis de sensibilidad efectuado para el sistema de 14 buses los nodos con mayor sensibilidad en la red se muestran en la Tabla 1, en donde hay que aclarar que entre menor sea el valor que se obtenga de (2) la sensibilidad del nodo es mayor y viceversa, es decir, para este caso el nodo de mayor sensibilidad es el bus 13 y el

nodo menos conflictivo es el nodo 4.

TABLA 1 COEFICIENTES DE SENSITIVIDAD QV Y PORCENTAJE DE TVE

No. de bus	Coefficiente de sensibilidad QV	TVE en %
4	38.6542	0.2778
5	35.5336	0.0391
1	19.4471	0.0649
13	10.6697	0.3067

La Tabla 1 contiene una columna en donde se muestra el porcentaje de TVE, el cual se obtiene de una primera estimación de estados con la distribución inicial de PMUs (en los nodos 2, 6, 7, 9) y de acuerdo a los resultados de estimación y los valores medidos, se calcula el TVE de acuerdo a (3).

$$TVE = \sqrt{\frac{[(X_r(n) - X_r)^2 + (X_i(n) - X_i)^2]}{(X_r^2 + X_i^2)}} \quad (3)$$

donde $X = X_r + iX_i$ son los valores fasoriales medidos y $X(n) = X_r(n) + iX_i(n)$ son los resultados fasoriales del estimador

IV. ESTIMADOR DE ESTADOS EN CASO DE ESTUDIO DE 14 BUSES

La estimación de estados con PMUs utiliza mediciones de fasores de voltajes nodales y corrientes de todas las líneas que salen del nodo donde se encuentra un PMU. El algoritmo de estimación de estados con PMUs empleado en esta metodología corresponde a los desarrollados por Phadke y Thorpe en [4], en donde estructurando matrices a partir de las mediciones de los PMUs y utilizando el método de mínimos cuadrados ponderados obtiene una solución lineal para el problema de estimación, (4).

$$\mathbf{x}_{est} = (\mathbf{B}^T * \mathbf{W} * \mathbf{B})^{-1} * \mathbf{B}^T * \mathbf{W} * \mathbf{z} \quad (4)$$

Donde \mathbf{B} es igual a la concatenación de las matrices de existencia de mediciones de tensión en nodos \mathbf{II} , formada de unos y ceros, y de la matriz de mediciones \mathbf{M} que depende de la matriz de mediciones de corrientes modificada \mathbf{Am} y de las matrices de admitancias serie \mathbf{Y} y derivación o shunt \mathbf{Ys} .

La formación de las matrices se aprecia en las siguientes ecuaciones.

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} \mathbf{II} \\ \mathbf{M} \end{bmatrix} \quad (5)$$

$$\mathbf{M} = \mathbf{Y} * \mathbf{Am} + \mathbf{Ys} \quad (6)$$

$$\mathbf{\Pi}_{i,j} = \begin{cases} 1 & \text{en el bus donde se tomó la medición} \\ 0 & \text{otro} \end{cases} \quad (7)$$

$$\mathbf{Y}_{i,j} = \begin{cases} \text{Valor de admitancia de la rama que está siendo medida} \\ 0 & \text{otro} \end{cases} \quad (8)$$

$$\mathbf{Y}_s = \begin{cases} \text{Valor de admitancia shunt del lado donde se toma la medición} \\ 0 \end{cases} \quad (9)$$

$$\mathbf{Am}_{i,j} = \begin{cases} +1 & \text{en nodo } i, -TAP \text{ en nodo } j, \text{ si PMU está conectado en nodo } i \\ -1 & \text{en nodo } i, +TAP \text{ en nodo } j, \text{ si PMU está conectado en nodo } j \\ 0 & \text{otro} \end{cases} \quad (10)$$

Donde **Am** es la matriz de mediciones de corriente modificada obtenida de los PMUs, donde se incluye información de Taps de transformador, cuando aplique el caso; se considera el valor fraccionario de cambiadores de Taps.

W es la matriz de covarianza de las mediciones dada por las especificaciones de cada equipo y **z** es el vector de valores de mediciones de tensión y corriente.

La matriz **W** es una matriz diagonal de dimensión $mt \times mt$, donde mt es igual a la suma del tamaño de las matrices de mediciones de voltaje y de mediciones de corriente, mientras que el vector **z** es un vector columna de las mediciones de los PMUs en formato de número complejo.

De acuerdo a la formación de las matrices del algoritmo de estimación de estados con PMUs, las dimensiones para las matrices en el caso de estudio son:

- II** dimensión de matriz 4x14
- Am** dimensión de matriz 15x14
- Y** dimensión de matriz 15x15
- Ys** dimensión de matriz 15x14
- W** dimensión de matriz 4x14
- z** dimensión de matriz 19x1

Al tener correctamente formadas las matrices del algoritmo del estimador de estados, se procede a implementar la ecuación (4), y posteriormente se analizan los resultados de la estimación, obteniendo el TVE de los nodos mostrado en la Tabla 1.

La estimación de estados con la distribución inicial en el sistema de 14 nodos arroja el nodo con mayor error de voltaje en el nodo 13 tal y como se muestra en la Tabla 1. Si se analiza la tabla se puede identificar que el nodo 13 es el más sensitivo de acuerdo al valor de sensibilidad obtenido, además de que tiene mayor TVE. Por lo tanto en el nodo 13 se anexará el nuevo PMU que aumentará la confiabilidad en el estimador de mejor manera que si se sitúa el medidor en cualquier otro nodo del sistema.

La estimación de estados efectuada para los sistemas se hizo de dos formas: una de manera directa lineal como en (4) y la otra mediante algoritmos de optimización iterativo utilizando herramientas computacionales establecidas en

Matlab, por lo que se obtuvieron dos resultados de estimación como se muestra en la Tabla 2.

TABLA 2 RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN DE TENSIONES NODALES DE CASO BASE DE 14 NODOS CON PMUS EN 2, 6, 7, 9

No. bus	Estudio de flujo	Medición PMU	Estimación lineal	Estimación iterativa
1	1.0600L - 0°		1.0596L - 0.0283°	1.0596L - 0.0295°
2	1.0450L - 4.9800°	1.0427L - 4.9690°	1.0429L - 4.9693°	1.0428L - 4.9683°
3	1.0100L - 12.7300°		1.0081L - 12.6861°	1.0081L - 12.6855°
4	1.0176L - 10.3200°		1.0117L - 10.1479°	1.0148L - 10.2947°
5	1.0195L - 8.7700°		1.0191L - 8.8325°	1.0193L - 8.7879°
6	1.0700L - 14.1600°	1.0733L - 14.2039°	1.0734L - 14.2056°	1.0733L - 14.2055°
7	1.0612L - 13.4000°	1.0542L - 13.3116°	1.0460L - 13.1997°	1.0566L - 13.3437°
8	1.0900L - 13.4000°		1.0747L - 13.2144°	1.0852L - 13.3545°
9	1.0553L - 15.0000°	1.0619L - 15.0945°	1.0699L - 15.1882°	1.0595L - 15.0648°
10	1.0535L - 14.9200°		1.0681L - 15.1107°	1.0577L - 14.9863°
11	1.0582L - 14.6700°		1.0616L - 14.7147°	1.0614L - 14.7147°
12	1.0552L - 15.0200°		1.0585L - 15.0657°	1.0584L - 15.0657°
13	1.0503L - 15.1100°		1.0536L - 15.1546°	1.0534L - 15.1546°
14	1.0351L - 16.0500°		1.0500L - 16.2238°	1.0396L - 16.1084°

Para obtener los valores estimados de la tabla 2 es necesario también considerar las mediciones de corrientes que realizan los PMUs. Estas mediciones son realizadas en los nodos adyacentes a donde se encuentran instalados los PMUs. La tabla 3 muestra las conectividades y sus valores medidos en pu.

TABLA 2 MEDICIÓN DE CORRIENTES EN LÍNEAS ADYACENTES A NODOS CON PMUS INSTALADOS

Bus PMU	Bus adyacente	Corriente
2	1	1.4803L - 174.7208
	3	0.6988L - 7.7881
	4	0.5405L - 0.1166
	5	0.3966L - 0.4045
6	5	0.4090L - 174.6407
	11	0.0547L - 26.6119
	12	0.0774L - 31.0399
7	13	0.1793L - 34.2749
	4	0.3045L - 171.8433
	8	0.2214L - 76.3090
9	9	0.3021L - 34.6160
	4	0.1635L - 173.7837
	7	0.3021L - 145.3840
	10	0.0908L - 58.9173
	14	0.1049L - 41.6381

Los resultados de estimación arrojan que los nodos 7, 8, 9, 10 y 14 sobrepasan el 1% de error en la estimación

lineal, por lo tanto no cumplen con la recomendación de TVE del estándar de PMUs [5]. Por otro lado en la estimación lineal iterativa todos los nodos se encuentran dentro del rango de error permisible del TVE.

El objetivo de la estimación de estados es llegar a los valores exactos presentes en el sistema. Por lo tanto se espera que el estimador obtenga valores muy cercanos a la corrida de flujos, a pesar del ruido o incertidumbre en la medición. Entonces con la finalidad de evaluar el error de la estimación se utiliza la información de la corrida de flujos y los valores estimados de las tensiones nodales. Para la estimación lineal se tiene un error de estimación del 9.8% mientras que para la estimación iterativa se obtuvo un 6.9%

Se propone adicionar un nuevo PMU, el cual, de acuerdo al análisis de sensibilidad se instala en el nodo 13 por lo que se vuelve a efectuar la estimación de estados. En este escenario el estimador contará con 5 PMUs monitoreando la red y aumentarán el número de mediciones de 19 a 23 entre mediciones de voltaje y corriente; después se analiza el comportamiento de los resultados con respecto al primer caso.

TABLA 3 RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN DE CASO BASE DE 14 NODOS CON PMUS EN 2, 6, 7, 9, 13

No. bus	Estudio de flujo	Medición PMU	Estimación lineal	Estimación iterativa
1	1.0600L 0°		1.0597L 0.0252	1.0596L 0.0273
2	1.0450L - 4.9800°	1.0427L - 4.9690°	1.0431L - 4.9708	1.0430L - 4.9692
3	1.0100L - 12.7300°		1.0083L - 12.6909	1.0082L - 12.6901
4	1.0176L - 10.3200°		1.0123L - 10.1655	1.0138L - 10.2912
5	1.0195L - 8.7700°		1.0193L - 8.8195	1.0192L - 8.7954
6	1.0700L - 14.1600°	1.0733L - 14.2039°	1.0733L - 14.1735	1.0728L - 14.2260
7	1.0612L - 13.4000°	1.0542L - 13.3116°	1.0475L - 13.2217	1.0552L - 13.3930
8	1.0900L - 13.4000°		1.0762L - 13.2349	1.0839L - 13.4016
9	1.0553L - 15.0000°	1.0619L - 15.0945°	1.0685L - 15.1642	1.0609L - 15.0251
10	1.0535L - 14.9200°		1.0667L - 15.0864	1.0591L - 14.9465
11	1.0582L - 14.6700°		1.0615L - 14.6823	1.0610L - 14.7356
12	1.0552L - 15.0200°		1.0568L - 15.0810	1.0560L - 15.0038
13	1.0503L - 15.1100°	1.0506L - 15.1005°	1.0500L - 15.1415	1.0505L - 15.0744
14	1.0351L - 16.0500°		1.0435L - 16.1634	1.0401L - 16.0971

Para obtener los valores estimados de la tabla 3 se consideran las corrientes medidas en las líneas de transmisión que salen de los nodos 2, 6, 7, 9 y 13. La tabla 4 muestra las conectividades y sus valores medidos en pu.

TABLA 4 MEDICIÓN DE CORRIENTES EN LÍNEAS ADYACENTES A NODOS CON PMUS INSTALADOS

Bus PMU	Bus adyacente	Corriente
2	1	1.4803L -174.7208
	3	0.6988L -7.7881
	4	0.5405L 0.1166
	5	0.3966L 0.4045
6	5	0.4090L 174.6407
	11	0.0547L -26.6119
	12	0.0774L -31.0399
7	13	0.1793L -34.2749
	4	0.3045L -171.8433
	8	0.2214L 76.3090
9	9	0.3021L -34.6160
	4	0.1635L 173.7837
	7	0.3021L 145.3840
13	10	0.0908L -58.9173
	14	0.1049L -41.6381
	6	0.1462L -173.9209
	12	0.0136L -179.3812
	14	0.0506L -1.7418

Al agregar el PMU en el bus 13, se tiene que los nodos 7, 8, 9 y 10 sobrepasan el 1% de error en la estimación lineal, por lo tanto ahora son 4 valores estimados que no cumplen con la recomendación del estándar de PMUs. En cambio, la estimación iterativa sigue cumpliendo con ese criterio de error. Una mejora en la estimación se aprecia en los errores obtenidos, siendo de un 8.0% para la estimación lineal y un 6.5% para la estimación iterativa.

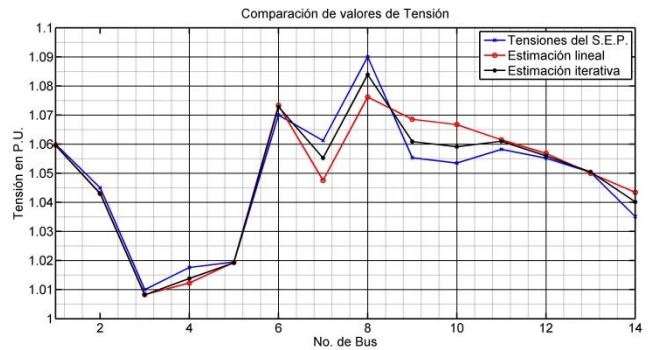


Fig. 4 Magnitud de tensiones nodales en el S.E.P.

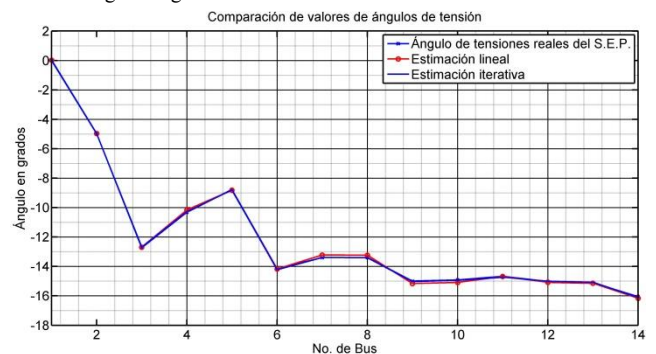


Fig. 5 Comportamiento de los valores angulares de la tensión del SEP.

V. CONCLUSIONES

La metodología presentada se basa en el análisis de sensibilidad QV de la red eléctrica, en donde un coeficiente nos permite establecer el nodo en el que el nuevo PMU puede instalarse para aumentar la confiabilidad del estimador de estados, logrando reducir el error de estimación. Se implementaron dos estrategias de estimación de estados con PMUs; la muy utilizada estimación lineal que es rápida y directa, y se implementó la estimación iterativa empleando métodos de optimización desarrollados por Matlab. En ambos casos se tienen solución en la estimación, logrando mejores resultados con la estimación iterativa al verificar que el indicador de TVE no se rebasa del 1%, en cambio con la estimación lineal se tienen valores mayores al 1% del TVE en ciertos nodos de la red. Al incrementar un PMU al sistema de medición se logró pasar de 5 a 4 valores estimados que no cumplen con el TVE, por lo que de esta manera se tiene aumento de confiabilidad en el estimador. Finalmente los resultados del estimador iterativo no sobrepasaron el 1% de error absoluto en ninguno de los casos de prueba de la IEEE; no se excedió de 0.02 p.u. de diferencia entre los valores de tensión de las simulaciones de flujos de carga y los arrojados por este estimador. Todo esto a pesar de haber aplicado un ruido a todas las mediciones de $\pm 1\%$ y haber contemplado desviaciones estándar de 0.1% y 2.5% en mediciones de tensión y corriente respectivamente, tal y como lo indica el estándar de PMUs.

VI. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al TecNM/Instituto Tecnológico de La Laguna por las facilidades e instalaciones utilizadas.

I. REFERENCIAS

- [1] Wood, A.J., Et.Al., (2013), *Power Generation, Operation, and Control*, New Jersey: Wiley.
- [2] Álvarez-Ramos, M.J., (2016), "Estudio del impacto de medidores fasoriales hacia observabilidad y confiabilidad de los estimadores de estados de sistemas eléctricos de potencia", Tesis de Doctorado, División de Estudios de Posgrado e Investigación, Instituto Tecnológico de La Laguna, Torreón.
- [3] Pérez, C. N., (2017), "Análisis de sensibilidades Q-V, Curso de Capacitación de Personal", Guadalajara, Jalisco: Centro Nacional de Control de Energía, Gerencia de Control Regional Occidental.
- [4] Phadke, A., Et.Al., (2010), *Synchoronized Phasor Measurements and Their Applications*, New York: Springer.
- [5] *IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems*, IEEE Std C37.118-2005 (Revision of IEEE Std. 1344-1995), 2011.
- [6] Hong-Shan, Z., Ying, L., Zeng-Qiang, M., Lei, Y., (2005), "Sensitivity constrained PMU placement for complete observability of power systems", *IEEE /Power Engineering Society*.
- [7] University of Washington, "Electrical Engineering, University of Washington.", Disponible: www.ee.washington.edu/research/pstca.



Camilo E. Conde Limón nació en Durango, Durango México el 28 de Mayo de 1992, obtuvo el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica por el Instituto Tecnológico de La Laguna en agosto de 2018 haciendo su defensa de tesis titulada "Estimación de Estados de S.E.P.s con PMUs Analizando Sensitividad", de igual manera obtuvo el título con mención honorífica de Ingeniero Eléctrico por el Instituto Tecnológico de Durango (ITD) en mayo del 2016. Recibió el reconocimiento al mejor promedio de la carrera de la generación 2011-2015.

El realizó su residencia profesional en la Zona de Operación de Transmisión Durango (ZOTD) en el semestre agosto-diciembre 2015, donde despertó su interés por el análisis, operación y control de los sistemas eléctricos de potencia, ahí mismo efectuó un informe técnico acerca de la simulación de estudios de flujo, cálculo de parámetros de líneas de transmisión, estudios de cortocircuito y estabilidad dinámica ante contingencias de fallas en el software computacional Power System Simulator for Engineering (PSS-E).

El M.C. Conde Limón actualmente se desempeña como analista en el Centro Nacional de Energía, CENAL.



Francisco Sergio Sellschopp Sánchez. Doctor en Ciencias en Ingeniería Eléctrica por el Instituto Tecnológico de La Laguna en 2003 en la ciudad de Torreón, Coahuila, México. Él actualmente forma parte de la planta académica del posgrado de Ingeniería Eléctrica del TecNM/Instituto Tecnológico de la Laguna en Torreón, Coahuila, México. Sus áreas actuales de investigación son máquinas y redes eléctricas, calidad de la energía e incorporación de fuentes renovables a redes eléctricas.



Ricardo Vargas Salas. Nació en Torreón Coahuila el 7 de Agosto de 1949. Egresado del Instituto Tecnológico de La Laguna de la carrera de Ingeniería Industrial con opción en Eléctrica en Julio de 1971 en Torreón Coahuila México. Obtuvo el grado de M.C. en Ingeniería Eléctrica en el I.T.E.S.M. en Junio de 1975. Candidato al grado en Ingeniería Eléctrica de la Sección de graduados de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del I.P.N. Él es profesor investigador y sus áreas de interés incluyen el control de máquinas eléctricas, estudios de estabilidad, Sistemas eléctricos de potencia. El M. C. Vargas ha participado en varias ocasiones en diferentes congresos, entre los cuales se encuentran RVP-AI del IEEE, CNIES.



Michel Rivero Corona. Doctor en Ingeniería por la Universidad Nacional Autónoma de México. Investigador adscrito al CONACYT - Tecnológico Nacional de México/Instituto Tecnológico de La Laguna. Las líneas de interés del Dr. Rivero es la dinámica de fluidos, implementación de modelos para la estimación y predicción del potencial eólico y solar, flujos magnetohidrodinámicos, Procesamiento Electromagnético de Materiales.



Rodrigo Loera Palomo. Obtuvo el grado de Maestro en Ingeniería Eléctrica en 2007 en la Universidad Autónoma de San Luis Potosí y el grado de Doctor en Ingeniería Eléctrica en 2013 en la misma institución. Actualmente es profesor de tiempo completo en el Instituto Tecnológico de la Laguna. Sus áreas de investigación corresponden a los sistemas electrónicos de potencia, reguladores conmutados de alta frecuencia y teoría de control aplicada a sistemas electrónicos de potencia.