

Estimador de Estado Estático Distribuido para el Monitoreo y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia

Diana Carolina Soria Duque, Escuela Politécnica Nacional (EPN), Quito - Ecuador
Silvana del Pilar Gamboa Benítez, Escuela Politécnica Nacional (EPN), Quito - Ecuador

Resumen – Este documento tiene como objetivo presentar una metodología de solución para la estimación de estado estática distribuida de sistemas eléctricos de potencia. Para ello, el sistema de prueba, (New England Test System), es dividido en subsistemas, para los cuales se establecen las ecuaciones internas y las ecuaciones de borde que las relacionan entre sí. Posteriormente se desarrolla la estimación de las variables de estado locales. Luego, mediante el algoritmo de compensación de ángulos respecto al ángulo de referencia general, se realiza la integración de los resultados parciales en una solución global. Finalmente, los resultados obtenidos en la estimación distribuida se validan con aquellos resultados de la estimación centralizada para garantizar la eficacia del método aplicado.

Índices – estimador distribuido, estimación de estado, estimación centralizada, estimador estático, análisis distribuido.

I. INTRODUCCIÓN

La estimación de estado es una herramienta que forma parte esencial del sistema SCADA, para garantizar confiabilidad y eficiencia en las tareas de control supervisorio del sistema eléctrico de potencia (SEP). El proceso de estimación de estado se ha realizado tradicionalmente en forma centralizada, sin embargo, en la actualidad la inserción de recursos energéticos distribuidos (DERs), han convertido al sistema eléctrico en una sistema que claramente tiene una tendencia hacia la operación y control distribuido, creando la necesidad de desarrollar nuevas herramientas de monitoreo y control, una de ellas es la estimación de estado distribuida. Adicionalmente, la técnica de estimación distribuida se muestra aplicable durante contingencias, en donde en el estado de restauración el sistema está dividido en múltiples islas o subsistemas.

Con este antecedente, este documento propone una metodología de estimación de estado distribuida, y muestra su validación bajo simulación sobre un sistema eléctrico de prueba. Este documento está estructurado de la siguiente manera, en II se describe la técnica de estimación de estado en SEP, en III se detalla la metodología propuesta para la estimación distribuida, en IV se describe la implementación de la técnica, en V se muestran los resultados y finalmente en VI se presentan las conclusiones y recomendaciones.

II. ESTIMACIÓN DE ESTADO EN SEP

La estimación de estado tiene como objeto la generación de una base de datos de las variables de estado de la red eléctrica, voltaje (V) y ángulo (θ), misma que soporta las

tareas de análisis, control y operación en sistemas de potencia, para ello el procesamiento de la información está basado en el modelo del sistema eléctrico de potencia y las mediciones provenientes del sistema SCADA [1]. La estimación de estado se ha ejecutado tradicionalmente en forma centralizada, pero los actuales requerimientos para la operación de sistemas eléctricos, han llevado a pensar en el desarrollar técnicas más bien distribuidas, apareciendo el concepto de estimación de estado distribuida; ambas técnicas y sus características se detallan a continuación.

A. Estimación de Estado Centralizada[2]

El estimador de estado centralizado (EEC), comprende una solución de forma global, en donde, todas las mediciones adquiridas, son procesadas centralizadamente para formar una sola matriz de solución, mediante un único sistema de procesamiento de datos. En la Fig. 1 se muestra un esquema del procesamiento de datos de forma centralizada.

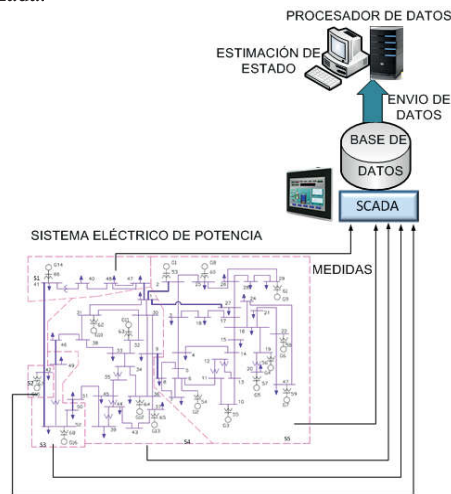


Fig. 1 Estimación de Estado Centralizada.

Esta técnica de estimación de estado centralizada a pesar de ser muy utilizada en los sistemas eléctricos de potencia, presenta varias desventajas, como son[2]:

- Susceptibilidad a fallo del controlador central.
- Mayor cantidad de información a ser procesada que genera mayores tiempos de respuesta.
- Capacidades restringidas para la estimación de múltiples islas.

B. Estimación de Estado Distribuida

El estimador de estado distribuido (EED), busca una descentralización del procesamiento de la información[3]. Esta técnica establece la descomposición del sistema global en subsistemas (por ejemplo, por áreas eléctricas coherentes), en donde cada uno es procesado individualmente y los resultados locales son integrados en una solución global con el fin de determinar las variables de estado del sistema completo[4]. El proceso de estimación de estado distribuida presenta muchas ventajas, entre ellas:

- Tiempos menores de ejecución, al trabajar con diferentes procesadores para cada operador de sistema.
- No depende de la topología de la red.
- Mejores capacidades para estimación de múltiples islas.
- Permite tener una operación y monitoreo autónomo para cada subsistema del sistema interconectado.
- Facilitaría la implementación de técnicas de control distribuido en el sistema eléctrico de potencia.

En la fig. 2 se muestra la arquitectura de comunicación en un sistema distribuido.

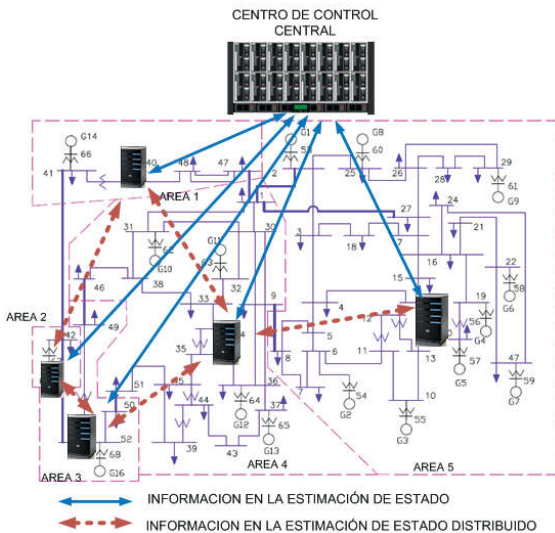


Fig. 2 Arquitectura de Comunicación en un Sistema Distribuido [5].

LaEED posibilita el procesamiento de datos de forma paralela e independiente en cada subsistema sin que esto comprometa el conocimiento de su relación con los subsistemas vecinos, logrando resultados similares a los que se obtendrían con una estimación centralizada tradicional.

III. DESARROLLO DEL ESTIMADOR DE ESTADO DISTRIBUIDO

En esta sección se detalla la metodología de solución para el estimador de estado estático distribuido, así como la implementación del algoritmo mediante la programación de scripts en Matlab.

Para realizar el proceso de estimación distribuida es necesario establecer el modelo del sistema interconectado que incluye topología de la red con los nodos y líneas de interconexión entre los subsistemas que forman parte de la red completa.

Una vez establecido el requisito principal, se procede al desarrollo de la metodología de solución propuesta, para ello se establecen los siguientes pasos[3]:

A. Descomposición del Sistema

El sistema global es dividido en subsistemas, y se debe establecer un nodo de referencia (slack) para cada subsistema, el mismo que puede ser definido de forma arbitraria. Es importante tomar en cuenta que el sistema general cuenta con el nodo de referencia global, el mismo que será referencia del subsistema que lo contenga.

En el proceso de división se toma como referencia la línea de interconexión que une a los subsistemas, se definen los nodos de frontera (nodos que unen la línea de interconexión), mismos que se mantienen en ambos subsistemas. En la fig.3 se muestra un ejemplo de 9 barras únicamente para explicar la forma de división del sistema[7].

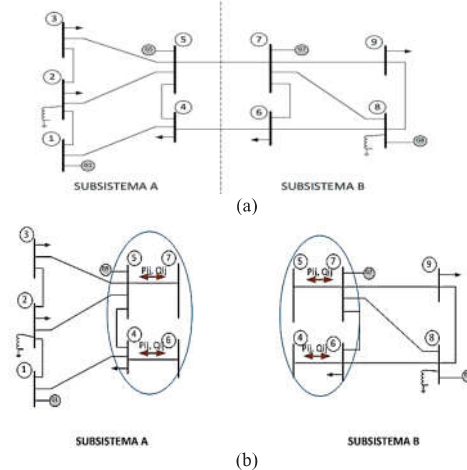


Fig. 3 a) Sistema de 9 barras completo[7]. b) Sistema de 9 barras dividido con sus variables de borde.

B. Adquisición de Datos

Los datos de entrada para el procesamiento del EED son adquiridas del sistema SCADA. Estos datos corresponderán a las mediciones reales y a las variables de borde para cada subsistema.

1) *Mediciones Reales*: Las mediciones reales alimentan a las ecuaciones de cada subsistema, estas mediciones pueden ser:

- Magnitud de voltaje para los nodos del subsistema.
- Potencia activa y reactiva de inyección en los nodos del subsistema.
- Flujo de potencia activa en los nodos del subsistema.

2) *Variables de borde*: Permiten relacionar la información del subsistema vecino con el subsistema a procesar, estas variables forman parte de las ecuaciones de borde. En este caso las variables de borde son los flujos de potencia en la zona fronteriza, mismas que pueden ser:

- Potencia activa transferida entre nodos de i hacia j o viceversa en la zona de frontera (P_{ij}).
- Potencia reactiva transferida entre nodos de i hacia j o viceversa en la zona de frontera (Q_{ij}).

Las mediciones reales y las variables de borde constituyen los datos de entrada para el procesamiento del EED.

C. Ejecución de la Estimación por Subsistema

Una vez establecidos los subsistemas y los datos de entrada para cada uno, se ejecuta la técnica de estimación de

estado centralizada dentro de cada subsistema, utilizando el método de WLS[1]:

- 1) *Formación de matriz de admitancia*
 Y_{barra} : Permite relacionar las inyecciones de corriente y los voltajes en una barra.
- 2) *Número de Variables de Estado*: Para la determinación de las variables de estado se usa la siguiente expresión[1]:

$$n = 2N - 1(1)$$

Donde n son las variables de estado y N es el número de nodos o buses.

- 3) *Condiciones Iniciales o Perfil Plano*: Contiene las condiciones iniciales de las variables de estado, en este caso la magnitud del voltaje inicia con valor de 1 p.u. ($|V|=1$) y el ángulo con valor de 0 ($\theta=0$)[1].
- 4) *Valores Verdaderos de Medidas*: Los valores verdaderos de las medidas se obtienen mediante las fórmulas matemáticas desarrolladas en el flujo de cargas [1]:

$$P_i = \sum_{j=1}^N V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (2)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^N V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (3)$$

$$P_{ij} = V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) - G_{ij} V_i^2 \quad (4)$$

$$Q_{ij} = V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) + V_i^2 (B_{ij} - b^{p_{ij}}) \quad (5)$$

Donde, P_i y Q_i son la potencia activa y reactiva neta en el nodo i, V_i , V_j son los voltajes en el nodo i, j, G_{ij} es el término real i, j-ésimo de la matriz de admitancias, B_{ij} es el término imaginario i, j-ésimo de la matriz de admitancias, $b^{p_{ij}}$ es la admitancia en paralelo en la línea.

- 5) *Cálculo de los Residuos*: El cálculo de los residuos de las mediciones o errores (e), se realiza mediante la siguiente expresión[1]:

$$\Delta z^k = [z - h(x)] = e \quad (6)$$

Siendo Δz^k , e el vector que contiene los residuos entre las mediciones reales y los valores verdaderos, z es el vector de las mediciones reales y h(x) es el vector de los valores verdaderos calculados.

- 6) *Matriz Jacobiano*: Formación de la matriz Jacobiano (H) [7]
- 7) *Cálculo de la Matriz de Pesos y Matriz de Ganancia*: Esta matriz se calcula en base a la precisión de los instrumentos de medida, mediante la desviación típica σ_i en cada magnitud, esta matriz tiene la siguiente forma[1]:

$$W(x) = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma_1^2} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma_2^2} & 0 \\ 0 & \vdots & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\sigma_2^2} \end{bmatrix} \quad (7)$$

En el presente documento, las mediciones se obtienen de un simulador, por tanto se considera que la precisión es buena y la desviación típica es mínima, en la tabla 1 se muestran los valores típicos que se asumen para cada medida[1].

TABLA I
VALORES DE DESVIACIÓN TÍPICA Y PESOS DE MEDIDAS

MEDIDA	σ	W
Flujo de Potencia Activa	0.008	15625
Potencia Activa Inyectada	0.01	10000
Flujo de Potencia Reactiva	0.008	15625
Potencia Reactiva Inyectada	0.01	10000
Magnitud de Voltaje	0.004	62500

Posteriormente se procede al cálculo de la matriz de ganancia (G), utilizando la siguiente fórmula [1]:

$$G(x) = H^T(x) W H(x) \quad (8)$$

- 8) *Vector de Estado*: El vector de estado está formado por las variables de estado estimadas, este vector se lo calcula mediante la siguiente expresión[1]:

$$\Delta x^k = H^T W \Delta z^k G^{-1} \quad (9)$$

$$x^{k+1} = x^k + \Delta x^k \quad (10)$$

Donde x_1^{k+1} es el vector del valor estimado actual y x_1^k vector del valor estimado anterior.

El proceso iterativo finaliza cuando el sistema ha llegado a su convergencia, es decir, cuando se cumpla la condición de tolerancia fijada por el usuario:

$$\Delta x \leq \text{tolerancia} \quad (11)$$

D. Integración de la Solución Global

La integración de los resultados parciales en la solución global, se realiza utilizando el método de compensación del ángulo de referencia, el cual consiste en calcular la diferencia del ángulo de referencia local respecto al ángulo de referencia global, a través de los siguientes pasos[8]:

- 1) Identificación de buses de frontera
- 2) Cálculo de la diferencia de ángulo para cada bus compartido
- 3) Promedio de los ángulos de diferencia en cada subsistema
- 4) Ajustar el promedio de ángulo de diferencia al valor estimado en cada subsistema.

Los pasos 2 y 3 obedecen a las expresiones 12 y 13 respectivamente[8].

$$\theta_{dif} = \theta_{nA} - \theta_{nB} \quad \forall i = 1 \dots N \quad (12)$$

Donde N es el número de buses compartidos, θ_{dif} es el ángulo de diferencia para el bus compartido, θ_{nA} es el ángulo estimado n para el subsistema A y θ_{nB} es el ángulo estimado n para el subsistema B.

$$\theta_{difT} = \frac{\sum_{i=1}^N \theta_{difT-i}}{N} \quad (13)$$

Donde θ_{difT} es el ángulo de diferencia total del subsistema y θ_{dif-1} es el ángulo de diferencia para el enésimo bus compartido.

La compensación del ángulo respecto a la referencia global, se realiza sumando el ángulo de diferencia total de cada subsistema más el ángulo estimado localmente, de esta manera se obtienen las variables de estado globales del sistema. En el caso de existir un subsistema aislado, es decir que no tiene relación directa con el subsistema de la referencia global, se debe seleccionar los buses compartidos con aquellos subsistemas vecinos que permitan la comunicación con dicho subsistema, en este caso el valor a compensar se obtiene al sumar la diferencia total de ángulo, de tantos subsistemas intermediarios existan para llegar al

área que contiene la referencia global (R.G), es decir se realiza una compensación en cascada.

IV. IMPLEMENTACIÓN DEL ALGORITMO DEL ESTIMADOR DISTRIBUIDO

A. Sistema de Prueba

La planta sobre la cual se implementa el algoritmo es el sistema de prueba New England Test System (NETS), que es un modelo que representa un sistema eléctrico de potencia y es utilizado para estudios de carácter de investigación. El NETS está compuesto por 68 barras, 86 líneas interconectadas y 16 generadores, mismo que para su procesamiento distribuido se encuentra dividido en 5 áreas o subsistemas, tal como se muestra en la fig.4[9].

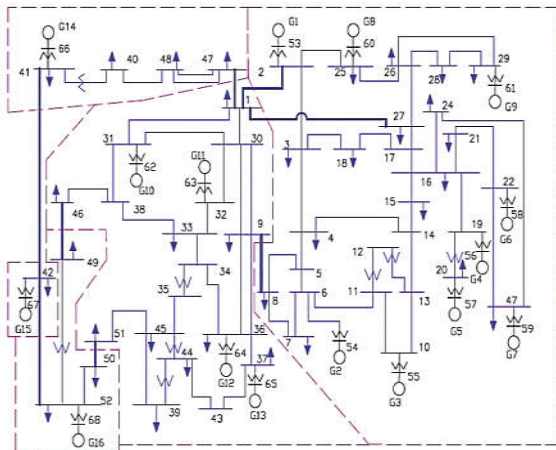


Fig. 4. NETS dividido en Áreas[9].

Una vez realizada la división del sistema, se establecen los buses internos y compartidos para cada subsistema, esta información se muestra en la tabla II.

TABLA II
DIVISIÓN DEL NETS

SUBSISTEMA	BUSES INTERNOS	BUSES COMPARTIDOS	SUBSISTEMA COMPARTE
Subsistema 1	40,48,66	41, 42,47,1	Área 2, Área 4
Subsistema 2	67	42,41,52	Área 1, Área 3
Subsistema 3	68	42,52,49,46,50,51	Área 2, Área 4
Subsistema 4	30,31,32,33,34, 35,36,37,38,39, 43,44,45,62,63, 64, 65	1,47,49,46,50,51, 8,9,2,27	Área 1, Área 3, Área 5
Subsistema 5	3,4,5,6,7,10, 11,12,13,14, 15,16,17,18,920 ,21,22,23,24,25, 26,28,29,53,54, 55,56,57,58,59, 60, 61	1,2,27,8,9	Área 4

C. Mediciones Reales y Variables de Borde

Los datos de entrada que alimentan al estimador distribuido se obtuvieron del simulador Power Factory Digsilent, en donde se implementa el modelo de prueba y se realiza una corrida de flujo, con la finalidad de obtener las mediciones del sistema, estas mediciones corresponden a los datos de entrada para la solución de la metodología propuesta. La Corrida de Flujo se realiza en un instante de tiempo, y estableciendo un escenario óptimo de funcionamiento normal.

D. Programación del Algoritmo de Estimación Distribuida

La programación para el estimador de estado distribuido se realiza mediante el uso de dos scripts:

- Script de estimación de estado centralizado para cada subsistema.
- Script de Solución global para la integración de los resultados locales en la solución global.

En la fig. 5 se muestra el diagrama de flujo del script de estimación centralizada y en la fig. 6 el del script de integración de la solución global.

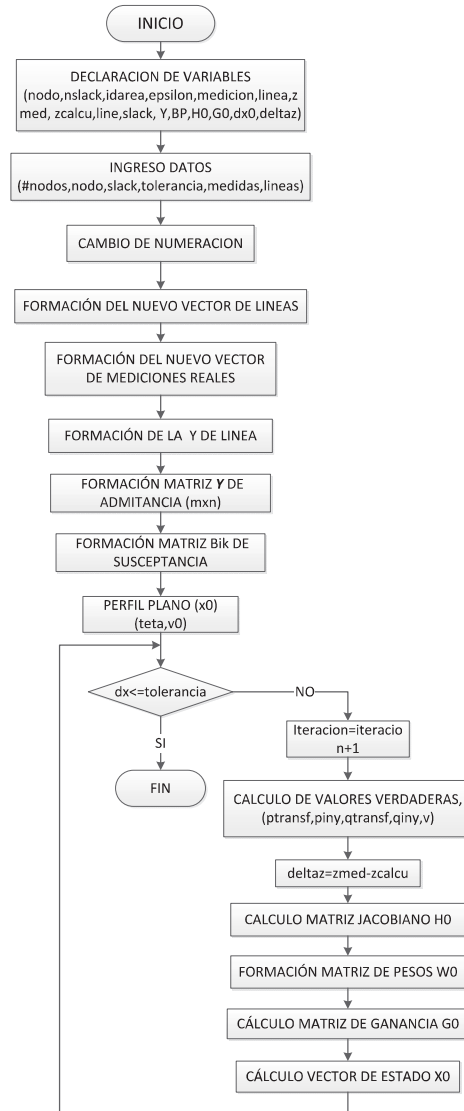


Fig. 5. Diagrama de flujo de estimación local.

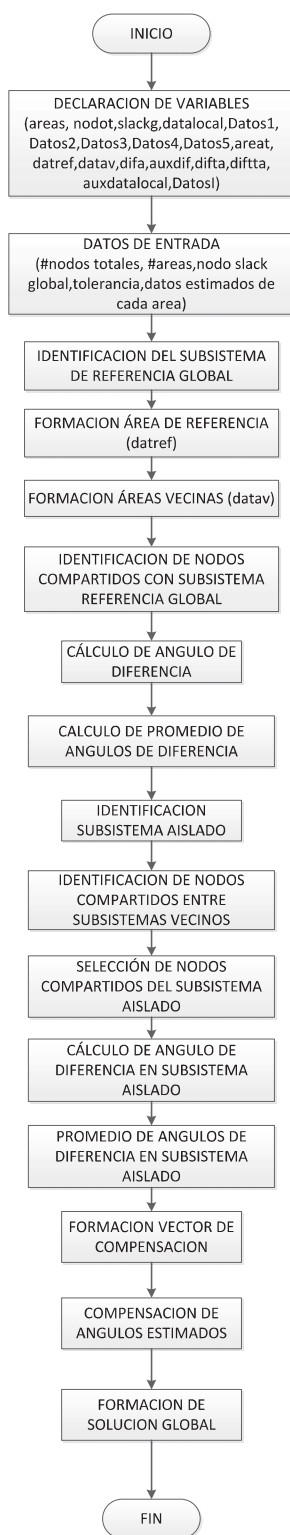


Fig. 6. Diagrama de flujo de integración de la solución global

V. PRUEBAS Y RESULTADOS

En esta sección se presentan las pruebas realizadas para validar los resultados obtenidos de la metodología de solución propuesta tanto para estimación centralizada como para la distribuida.

A. Pruebas Realizadas

Para la estimación de estado estática distribuida, las pruebas se basaron en el procesamiento de datos cambiando el nodo de referencia local para cada subsistema, con el fin de concluir su efecto sobre los resultados generados.

Para la estimación de forma distribuida se plantea la solución por medio de la estimación local de cada subsistema y posteriormente se realiza la compensación de ángulos, por tal motivo se necesita que el método de compensación de ángulos planteado funcione sin importar como se procesa la estimación individual, es decir sin importar el nodo de referencia local seleccionado.

Para efectuar la estimación de estado local, se seleccionan previamente las mediciones para cada subsistema, de acuerdo a las condiciones de selección ya establecidas en secciones anteriores. Una vez seleccionadas las mediciones se realizan las pruebas, en este caso fueron 4, mismas que se detallan en la tabla 3.

TABLA III
NODOS DE REFERENCIA POR SUBSISTEMA

	SUBSISTEMA	NODO DE REFERENCIA
PRUEBA 1	Subsistema 1	66
	Subsistema 2	67
	Subsistema 3	68
	Subsistema 4	65 (R.G)
	Subsistema 5	58
PRUEBA 2	Subsistema 1	40
	Subsistema 2	42
	Subsistema 3	50
	Subsistema 4	65 (R.G)
	Subsistema 5	61
PRUEBA 3	Subsistema 1	47
	Subsistema 2	67
	Subsistema 3	49
	Subsistema 4	65 (R.G)
	Subsistema 5	59
PRUEBA 4	Subsistema 1	41
	Subsistema 2	42
	Subsistema 3	52
	Subsistema 4	65 (R.G)
	Subsistema 5	55

B. Resultados Obtenidos

Los resultados obtenidos para cada prueba se validan con los obtenidos de la estimación centralizada. Se obtienen primero los resultados de las variables de estado locales por cada subsistema y posteriormente se integran estos resultados parciales en una solución general, de esta manera se obtienen las variables de estado globales. En la tabla 4 se muestra un resumen de resultados locales para cada prueba y en la tabla 5 se muestra un resumen de los resultados globales para las pruebas realizadas.

TABLA IV
RESULTADOS LOCALES DE ESTIMACIÓN DISTRIBUIDA

PRUEBA 1			
BARRA	VOLTAJE LOCAL (P.U)	ANGULO LOCAL (DEG)	Nº SUBSISTEMA
1	1,004812	-41,8700	1
40	0,967030	-32,1941	1
42	0,999329	-0,8600	2
50	1,007933	-26,5984	3
33	1,007198	9,1376	4
11	0,974462	-13,6023	5
23	1,012891	-5,7152	5
PRUEBA 2			
BARRA	VOLTAJE LOCAL (P.U)	ANGULO LOCAL (DEG)	Nº SUBSISTEMA
1	1,004812	-9,6758	1
40	0,967030	0	1

42	0,999329	0	2
50	1,007933	0	3
33	1,007198	9,1376	4
11	0,974462	-13,6702	5
23	1,012891	-5,7831	5
PRUEBA 3			
1	1,004812	-0,6693	1
40	0,967030	9,0066	1
42	0,999329	-0,8600	2
50	1,007933	6,5682	3
33	1,007198	9,1376	4
11	0,974462	-15,6738	5
23	1,012891	-7,7867	5
PRUEBA 4			
1	1,004812	-40,3585	1
40	0,967030	-30,6827	1
42	0,999329	0	2
50	1,007933	-19,7662	3
33	1,007198	9,1376	4
11	0,974462	-8,5932	5
23	1,012891	-0,7060	5

TABLA V
RESULTADOS GLOBALES DE ESTIMACIÓN DISTRIBUIDA

ESTIMACIÓN CENTRALIZADA		ESTIMACIÓN DISTRIBUIDA		
PRUEBA 1				
BARRA	VOLTAJE ESTIMADO (P.U)	ANGULO ESTIMADO (DEG)	VOLTAJE GLOBAL ESTIMADO (P.U)	ANGULO GLOBAL ESTIMADO (DEG)
1	1,004812	8,2649	1,004812	8,2649
11	0,974462	9,9771	0,974462	9,9772
33	1,007198	9,1376	1,007198	9,1376
40	0,967030	17,9408	0,967030	17,9408
42	0,999329	42,3166	0,999329	42,3166
50	1,007933	21,4103	1,007935	21,4103
PRUEBA 2				
1	1,004812	8,2649	1,004812	8,2649
11	0,974462	9,9771	0,974462	9,9772
33	1,007198	9,1376	1,007198	9,1376
40	0,967030	17,9408	0,967030	17,9408
42	0,999329	42,3166	0,999329	42,3166
50	1,007933	21,4103	1,007935	21,4103
PRUEBA 3				
1	1,004812	8,2649	1,004812	8,2649
11	0,974462	9,9771	0,974462	9,9772
33	1,007198	9,1376	1,007198	9,1376
40	0,967030	17,9408	0,967030	17,9408
42	0,999329	42,3166	0,999329	42,3166
44	0,984980	-7,2496	0,984980	-7,2496
50	1,007933	21,4103	1,007935	21,4103
PRUEBA 4				
1	1,004812	8,2649	1,004812	8,2649
11	0,974462	9,9771	0,974462	9,9772
33	1,007198	9,1376	1,007198	9,1376
40	0,967030	17,9408	0,967030	17,9408
42	0,999329	42,3166	0,999329	42,3166
50	1,007933	21,4103	1,007935	21,4103

Analizando los resultados obtenidos de la estimación de estado centralizada respecto con los que entrega el simulador y de la estimación de estado distribuida respecto a la estimación centralizada se puede establecer que el algoritmo desarrollado es válido pues los errores calculados son menores al 0.00001%, es decir el error es nulo y los resultados obtenidos son válidos con la técnica aplicada, también es importante indicar que la técnica establecida de estimación distribuida es válida para cualquier sistema con n barras, y además es independiente del número de subsistemas existentes.

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Una técnica de estimación de estado estática ha sido presentada, con aplicación a un sistema eléctrico de potencia.

Con la técnica de estimación de estado distribuida propuesta, se demuestra la factibilidad del procesamiento autónomo y paralelo de datos por región del sistema.

Las pruebas realizadas muestran resultados de variables estimadas con errores mínimos respecto a la estimación centralizada y que la técnica propuesta es válida.

Se observa que la elección del nodo local no influye en los resultados finales.

En el caso de áreas alejadas al nodo de referencia global, la técnica utilizada para compensación de ángulos en cascada funciona generando buenos resultados.

El estimador de estado estático desarrollado se basa en el método de mínimos cuadrados ponderados, en donde no se toma en cuenta la existencia de errores en las mediciones, por lo tanto se recomienda desarrollar una estimación más robusta capaz de discriminar las mediciones con errores.

VII. REFERENCIAS

- [1] A. GOMEZ EXPOSITO, "Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica", Madrid: McGraw-Hill, 2002.
- [2] P. ZARCO, A. GOMEZ, "Estimación de Estado y de Parámetros en Redes Eléctricas", Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Sevilla, 1999.
- [3] K. GÖRNER y et.al, "Coordinated Monitoring of large scale interconnected power systems".
- [4] V. G. G. KEKATOS, "Distributed Robust Power System State Estimation", 2012.
- [5] L. X. et.al, "Fully Distributed State Estimation for Wide-Area Monitoring Systems", VOL3, N03, IEE Transactions on Smart Grid, 2012, Septiembre.
- [6] P. Kundur, "Power System Stability and Control", California: McGraw-Hill, 1993.
- [7] J. GRAINGER y W. J. STEVENSON, "Análisis de Sistemas de Potencia", Mexico: McGraw-Hill, 1996.
- [8] A. RENDON SALGADO, "Estimación de Estado Distribuida de Sistemas Eléctricos de Potencia mediante mediciones fasoriales", MS Tesis, Univ. Nacional Autónoma de México, México, 2013.
- [9] R. GRAHAM, "Power System Oscillations", Kluwer International Series, Norwell, 2000.

VIII. BIOGRAFÍA



Diana Carolina Soria Duque, nació en Ambato, Ecuador en 1990. Obtuvo su título de Ingeniera en Electrónica y Control de la Escuela Politécnica Nacional en el 2016. Sus campos de investigación están relacionados con automatización industrial, instrumentación, control de sistemas eléctricos y energías renovables. (dicarosoria@hotmail.com)



Director. Silvana del Pilar Gamboa Benítez, Ingeniera en Electrónica y Control en el 2004 y en Master en Sistemas de Control en el 2008 en la Escuela Politécnica Nacional de Ecuador. Actualmente es Doctorando en el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan de Argentina y es Docente de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Escuela Politécnica Nacional. Sus intereses son los sistemas de monitoreo, protección y control, SCADA, redes de comunicaciones y su aplicación en procesos industriales y sistemas eléctricos. (silvana.gamboa@epn.edu.ec)