

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

D.C. Soria S.P. Gamboa

Escuela Politécnica Nacional, EPN
E-mail: dicarosoria@hotmail.com, silvana.gamboa@epn.edu.ec

Resumen

El presente proyecto tiene como objetivo desarrollar una metodología de solución para la estimación de estado estático distribuida aplicada al monitoreo y control de sistemas eléctricos de potencia, esta metodología propuesta se justifica por la necesidad de usar técnicas descentralizadas, en donde los datos se mantengan dentro de la misma operadora y se restrinja el intercambio de información con otras operadoras, minimizando a su vez los tiempos de respuesta con un procesamiento en paralelo de cada subsistema que forma parte del sistema global; lo que trae importantes beneficios al monitoreo y control del sistema a través del SCADA.

Para desarrollar la técnica propuesta, el sistema de prueba es dividido en subsistemas, para los cuales se establece las ecuaciones de cada uno y las ecuaciones de borde que las relacionan. Se desarrolla la programación del algoritmo de estimación de estado utilizando el método de mínimos cuadrados ponderados, este algoritmo es ejecutado en cada subsistema, con la finalidad de estimar las variables de estado locales. Finalmente se realiza la integración de los resultados de estimación local en una solución global, permitiendo de esta manera estimar las variables de estado globales que determinan el comportamiento del sistema. Los datos de entrada para el procesamiento del algoritmo son extraídos del simulador Power Factory Digsilent, en donde se ha implementado el modelo de prueba, New England Test System.

Palabras clave— Estimador distribuido, estimación de estado, estimador estático, análisis distribuido

Abstract

This project aims to develop a methodology of solution for distributed static state estimation applied to the monitoring and control of power systems, this proposed methodology is justified by the need to use decentralized techniques where data are maintained within the same operator and information exchange with other operators is restricted, minimizing response times with parallel processing of each subsystem which is part of the global system; which brings significant benefits to the monitoring and control through the SCADA system.

The test system is established to develop the technical, this system is divided into subsystems, for which the equations of each one and equations edge is established. The programming to state estimation algorithm is developed using the weighted least squares method, this algorithm is run on each subsystem. Finally integrating local results estimated on a global solution is performed, thus allowing estimate global state variables of system. The input data for algorithm are extracted of the simulator Power Factory, where has been implemented the test model, New England Test System.

Index terms— Distributed estimator, state estimation, static estimator, distributed analysis.

Recibido: 11-09-2016, Aprobado tras revisión: 14-12-2016

Forma sugerida de citación: Soria, D.; Gamboa S. (2017). "Estimador de Estado Estático Distribuido para el Monitoreo y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia. Revista Técnica *"energía"*. No. 13, Pp. 43-53
ISSN 1390-5074.

1. INTRODUCCIÓN

La estimación de estado es una herramienta que forma parte esencial del sistema SCADA para garantizar confiabilidad y eficiencia en el monitoreo y control de sistemas eléctricos de potencia (SEP); sin embargo el estimador de estado usado bajo el concepto de concentración de grandes cantidades de información, con un procesamiento de datos de forma centralizada tiene desventaja porque es propenso a caídas del sistema ante fallos del procesador central, además presentan tiempos de procesamiento grandes especialmente cuando los sistemas son complejos, como es el caso de los sistemas interconectados.

Debido a estos inconvenientes en el estimador de estado centralizado, existe la propuesta de descentralizar el procedimiento de estimación, en el que este proyecto busca aportar, para ello se desarrolla una propuesta de estimación de estado distribuida para la red eléctrica, en donde el procesamiento de datos sea de forma paralela, logrando así la reducción del tiempo de procesamiento, lo cual trae beneficios al monitoreo y control del sistema eléctrico, abriendo las puertas a posibles algoritmos de control distribuido en SEP.

Además la técnica de estimación distribuida es aplicable durante contingencias, en donde en el estado de restauración se tienen múltiples islas, en este caso el procesamiento distribuido favorece la estimación en modo isla.

La metodología propuesta para el estimador distribuido se detalla en el presente documento, mismo que está estructurado de la siguiente manera. La primera sección describe las técnicas de análisis en SEP, posteriormente se detalla la técnica de estimación de estado y las metodologías de solución propuestas para estimación centralizada y distribuida, se muestran los resultados y finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones.

2. ANÁLISIS EN SISTEMAS DE POTENCIA

Varios de los análisis y estudios de red permiten determinar el comportamiento del sistema eléctrico mediante sus variables de estado, es por ello que se han desarrollado técnicas para determinar las variables de estado de la red eléctrica, siendo estas el voltaje, en magnitud y ángulo.

Entre las técnicas más usadas se tiene [1]: flujo de potencia y la estimación de estado.

El flujo de potencia permite conocer el estado de operación de la red en estado permanente, para ello se requiere de las condiciones de operación, en donde el principal inconveniente que se tiene es la necesidad de gran cantidad de información libre de errores.

Debido a las limitantes planteadas en la solución de flujo de potencia, se utiliza otra técnica llamada estimación de estado, la cual permite estimar variables de estado del sistema ($|V|$ y θ), con la ventaja que usa pocas mediciones y mediante algoritmos sofisticados se puede discriminar valores que presenten errores y evitar su influencia en el resultado final [1].

3. ESTIMACIÓN DE ESTADO EN SEP

La técnica de estimación de estado tiene como objetivo la generación de una base de datos para ejecutar correctamente aquellas 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, finalmente los datos generados son las variables de estado de la red eléctrica [1].

Para estimar las variables de estado del sistema eléctrico de potencia ($|V|$, θ) se requiere [2]:

- El modelo del sistema
- Mediciones en diversos puntos del sistema (potencia activa inyectada y/o de flujo, potencia reactiva inyectada y/o de flujo, voltaje inyectado)
- Nodo de referencia (slack)

En donde, el modelo del sistema, es la planta sobre la cual se desarrolla la estimación de estado, el nodo de referencia es el nodo alrededor del cual se ejecuta el procesamiento de datos y las mediciones del sistema permiten estimar las variables de estado; estas medidas pueden ser de diferente tipo [2]:

- Telemedidas: Medidas en tiempo real de un SCADA.
- Pseudomedidas: Medidas de históricos
- Medidas virtuales: Restricciones dadas por el sistema.

La estimación de estado puede procesarse en forma centralizada o distribuida, dependiendo del mecanismo de uso de datos en el desarrollo de la técnica, a continuación se detalla cada una.

3.1. 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 conjuntamente para formar una sola matriz de solución, es decir, se tiene un único sistema de procesamiento de datos para la obtención de las

variables de estado. En la fig. 1 se muestra un esquema del procesamiento de datos de forma 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.
- Tiempos de procesamiento grandes.
- Mayor cantidad de información que genera mayor tiempo de respuesta.
- Problemas de eficiencia en las tareas involucradas con análisis, operación y control en el sistema.
- Capacidades restringidas para la estimación de múltiples islas.

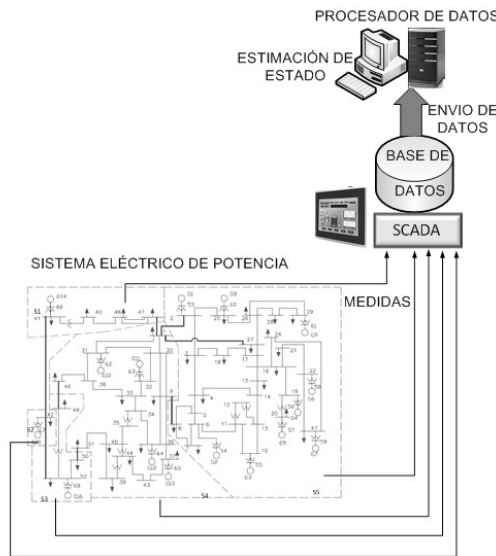


Figura 1: Representación Centralizada

3.2. Estimación de Estado Distribuida

El estimador de estado distribuido (EED), busca una descentralización de la información con el objetivo principal de mejorar los tiempos de respuesta, sin importar la extensión del área geográfica por donde se extienda la red interconectada [3].

Esta técnica establece la descomposición del sistema global en subsistemas (por ejemplo por operador de sistema, áreas eléctricas coherentes, etc), 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.
- El estimador de estado distribuido permite tener una operación y monitoreo autónomo para cada operador de sistema interconectado.

Adicionalmente se puede añadir como ventaja, la posibilidad de que esta técnica de estimación pueda ser el paso previo para 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.

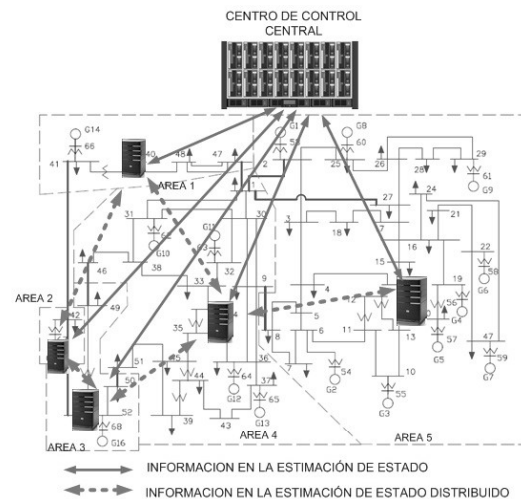


Figura 2: Arquitectura de Comunicación en un Sistema Distribuido [5]

4. DESARROLLO DEL ESTIMADOR DE ESTADO CENTRALIZADO

En esta sección se establece la metodología de solución para el desarrollo del estimador de estado centralizado, utilizando el método numérico de mínimos cuadrados ponderados (WLS); se revisa también la implementación de la técnica mediante la programación de un script en Matlab. Además se detalla el sistema de prueba, sobre el cual se aplica la técnica de estimación.

4.1. Metodología de Solución

La metodología de solución propuesta para la estimación de estado es la siguiente:

4.1.1 Establecimiento del Modelo

Consiste en establecer el modelo del sistema de prueba, que incluye los modelos estáticos de las líneas de conexión, de los transformadores y generadores.

4.1.2 Adquisición de Datos

La adquisición de datos consiste en la recolección de las mediciones reales del sistema, las cuales se obtienen del sistema SCADA y pueden ser: inyecciones de potencia en las barras, flujos de potencia a través de las líneas interconectadas y voltajes en las barras. Estas mediciones deben ser seleccionadas bajo los siguientes criterios:

- Las medidas deben estar libre de errores grandes.
- Por cada nodo debe existir al menos dos medidas que lo relacionen.
- Las medidas deben permitir la observabilidad del sistema, mediante un test de observabilidad, el cual consiste en tener al menos n mediciones linealmente independientes, para ello se debe cumplir la siguiente condición necesaria [1]:

$$m \geq n \quad (1)$$

donde m son las medidas del vector \mathbf{z} (vector de medidas reales), n son los elementos del vector \mathbf{x} (vector de estado que contiene las variables de estado)

4.1.3 Implementación del Estimador Estático Centralizado

Para la implementación del estimador de estado centralizado se establece los siguientes pasos:

1) Formación Matriz de Admitancia [6]

Se formula la matriz de admitancia o Y_{barra} tomando en cuenta el modelo para una línea de longitud media y para un transformador [7].

2) Determinación del Número de Variables de Estado

Para la determinación del número de variables de estado se usa la siguiente expresión [1]:

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

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

3) Determinación del Perfil Plano

Contiene las condiciones iniciales de arranque de las variables de estado; la magnitud del voltaje inicia

con valor de 1p.u y el ángulo con valor de 0 grados [1].

4) Valores Verdaderos de las Medidas

Los valores verdaderos de las medidas son aquellos datos que se obtienen mediante las fórmulas matemáticas desarrolladas en el flujo de cargas [1]

5) Cálculo de los Residuos

El cálculo de los residuos de las mediciones o errores \mathbf{e} , se realiza mediante la siguiente expresión [1]:

$$\Delta \mathbf{z}^k = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] = \mathbf{e} \quad (3)$$

siendo $\Delta \mathbf{z}^k, \mathbf{e}$ el vector que contiene los residuos entre las mediciones reales y los valores verdaderos, es el vector de las mediciones reales y $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ es el vector de los valores verdaderos de las medidas.

6) Cálculo de la Matriz Jacobiano

La matriz Jacobiano (\mathbf{H}) contiene las primeras derivadas de las mediciones reales respecto a las variables de estado [1].

7) Cálculo de la Matriz de Pesos y Matriz de Ganancia

Esta matriz de pesos (\mathbf{W}) 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]:

$$\mathbf{W}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma_1^2} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma_2^2} & 0 \\ 0 & \vdots & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\sigma_2^2} \end{bmatrix} \quad (4)$$

En el presente estudio no se tienen mediciones de campo, ya que estos datos 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 1: 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]:

$$G(x) = H^T(x) W H(x) \quad (5)$$

8) Vector de Estado

El vector de estado está formado por las variables de estado estimadas, este vector se lo calcula mediante las siguientes expresiones [1]:

$$\Delta x^k = H^T W \Delta z^k G^{-1}; \quad x^{k+1} = x^k + \Delta x^k \quad (6)$$

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

El vector de estado se va actualizando durante el proceso iterativo y finaliza cuando el sistema ha llegado a su convergencia, es decir, cuando se cumpla la condición de tolerancia, misma que es fijada por el usuario.

$$\Delta x \leq \text{tolerancia} \quad (7)$$

5. 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, con el fin de obtener un procesamiento automático.

5.1. Metodología de Solución

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]:

5.1.1 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 para explicar la forma de división del sistema.

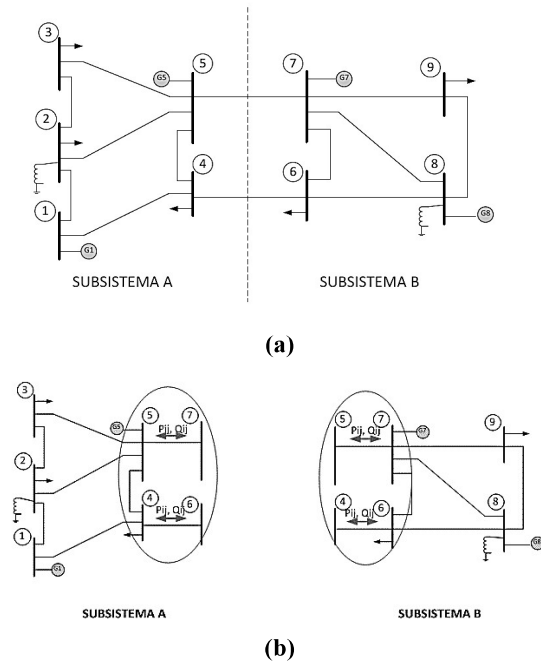


Figura 3: a) Sistema de 9 barras completo [6] b) Sistema de 9 barras dividido con sus variables de borde

5.1.2 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.

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.

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.

5.1.3 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 en cada subsistema, utilizando el método de WLS; para ello se aplica la metodología de EEC explicada en el apartado anterior.

5.1.4 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 (R.G). Este método de solución contiene 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 (8) y (9) respectivamente [8].

$$\theta_{dif} = \theta_{nA} - \theta_{nB} \quad \forall i = 1 \dots N \quad (8)$$

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.

$$\theta_{dift} = \frac{\sum_{i=1}^N \theta_{dif-t-i}}{N} \quad (9)$$

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, es decir se realiza una compensación en cascada.

6. IMPLEMENTACIÓN DEL ALGORITMO DEL ESTIMADOR DISTRIBUIDO

La planta sobre la cual se implementa el algoritmo de estimación distribuida, es el sistema de prueba *New England Test System* (NETS), este sistema es un modelo de prueba generalizado que representa un sistema eléctrico de potencia y es utilizado para estudios de carácter de investigación. El NETS está compuesto por 68 barras o nodos, 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].

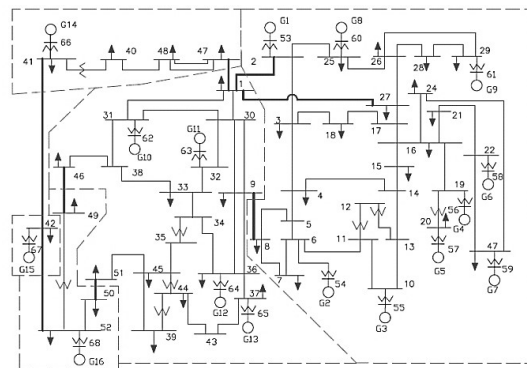


Figura 4: NETS dividido en Áreas [9]

Una vez realizada la división del sistema, se establecen los buses internos y compartidos para cada subsistema, esta información se muestra en la tabla 2.

Tabla 2: División del NETS

SUBSISTEMA	BUSES	BUSES	SUBSISTEMA COMPARTE
	INTERNOS	COMPARTIDOS	
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, 15,16,17,18,9, 20,21,22,23,24, 25,26,28,29,53, 54,55,56,57,58, 59, 60, 61	1,2,27,8,9	Área 4

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 para el script de estimación de estado por cada subsistema y en la fig. 6 se muestra el diagrama de flujo de la programación del script de integración de la solución global.



Figura 5: Diagrama de flujo de estimación local

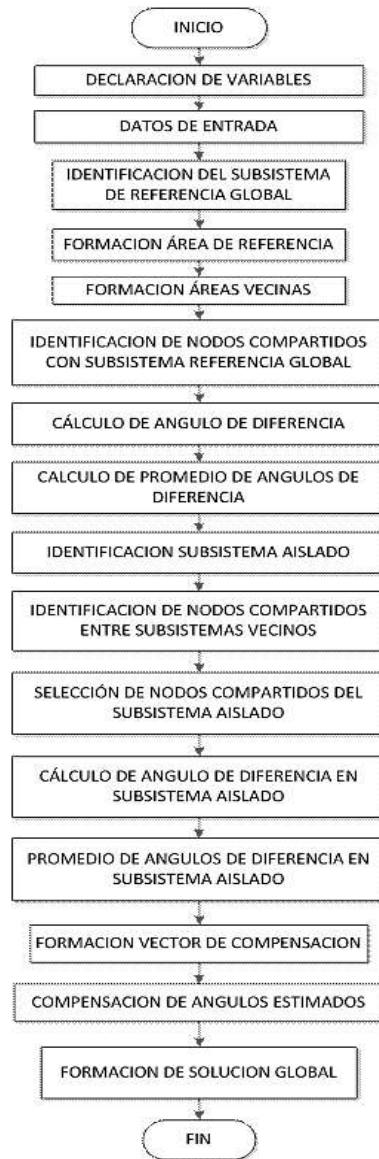


Figura 6: Diagrama de flujo de integración de la solución global

7. 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.

7.1. Pruebas Realizadas

7.1.1 Pruebas de Estimación Centralizada

Se ejecuta la estimación de estado estática centralizada sobre el sistema de prueba, NETS, con el fin de establecer una referencia para garantizar confiabilidad en los resultados del análisis distribuido.

Para garantizar que el algoritmo de estimación de centralizada realizado funciona correctamente, sobre el sistema de prueba propuesto, se realizaron varias pruebas tomando en cuenta el número de mediciones que se ingresan en el programa desarrollado.

Se realizaron 6 pruebas, la prueba N°1 consistió en colocar todas las mediciones del sistema de prueba total, en este caso para el NETS fueron 376 mediciones, esta prueba fue realizada con la finalidad de observar el efecto que se produce al ir retirando en forma progresiva algunas medidas.

Para la prueba N°2, de las mediciones de la prueba N°1 se retiran aquellos valores de los nodos de paso, en este caso se tienen 270 mediciones.

En la prueba 3 se colocaron 209 mediciones tomando en cuenta los valores de interés en nodos PV y PQ, estos valores deben reflejar una buena distribución en todo el sistema.

Para la prueba 4, de las mediciones de la prueba anterior se retiraron los valores de flujo de potencia en las líneas cuyos nodos ya cuentan con mediciones de inyección de potencia, en este caso se tienen 136 mediciones.

Para la prueba 5 se plantea un nuevo grupo de mediciones, tomando en cuenta que cada subsistema del sistema completo contenga la información de las mediciones necesarias para realizar la estimación de estado, en este caso se tuvieron 154 mediciones.

7.1.2 Pruebas de Estimación Distribuida

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 3: 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

7.2. Resultados Obtenidos

7.2.1 Resultados de Estimación Centralizada

Los resultados obtenidos de las pruebas realizadas anteriormente para estimación de estado centralizada, se validan con los valores de las variables de estado obtenidas del simulador Power Factory Digsilent. En la tabla 4 se muestran algunos resultados para cada prueba.

Tabla 4: Resultados de Estimación Centralizada

BARRA	PRUEBA 1			
	VOLTAJE		ANGULO	
	SIMULADOR	SIMULADOR	ESTIMADO	ESTIMADO
	(PU)	(DEG)	(PU)	(DEG)
1	1,00481	8,2649	1,0048	8,264
11	0,97446	9,9771	0,9744	9,977
33	1,00720	9,1376	1,0072	9,137
40	0,96703	17,9408	0,9670	17,940
42	0,99933	42,3166	0,9993	42,316
50	1,00793	21,4103	1,0079	21,410

Tabla 4: Resultados de Estimación Centralizada (Continuación)

PRUEBA 2				
	VOLTAJE	ANGULO	VOLTAJE	ANGULO
BARRA	SIMULADOR	SIMULADOR	ESTIMADO	ESTIMADO
	(PU)	(DEG)	(PU)	(DEG)
1	1,00481	8,2649	1,0048	8,264
11	0,97446	9,9771	0,9744	9,977
33	1,00720	9,1376	1,0072	9,137
40	0,96703	17,9408	0,9670	17,940
42	0,99933	42,3166	0,9993	42,316
50	1,00793	21,4103	1,0079	21,410
PRUEBA 3				
	VOLTAJE	ANGULO	VOLTAJE	ANGULO
BARRA	SIMULADOR	SIMULADOR	ESTIMADO	ESTIMADO
	(PU)	(DEG)	(PU)	(DEG)
1	1,00481	8,2649	1,0048	8,264
11	0,97446	9,9771	0,9744	9,977
33	1,00720	9,1376	1,0072	9,137
40	0,96703	17,9408	0,9670	17,940
42	0,99933	42,3166	0,9993	42,316
50	1,00793	21,4103	1,0079	21,410
PRUEBA 4				
	VOLTAJE	ANGULO	VOLTAJE	ANGULO
BARRA	SIMULADOR	SIMULADOR	ESTIMADO	ESTIMADO
	(PU)	(DEG)	(PU)	(DEG)
1	1,00481	8,2649	1,0048	8,264
11	0,97446	9,9771	0,9744	9,977
33	1,00720	9,1376	1,0072	9,137
40	0,96703	17,9408	0,9670	17,940
42	0,99933	42,3166	0,9993	42,316
50	1,00793	21,4103	1,0079	21,410
PRUEBA 5				
	VOLTAJE	ANGULO	VOLTAJE	ANGULO
BARRA	SIMULADOR	SIMULADOR	ESTIMADO	ESTIMADO
	(PU)	(DEG)	(PU)	(DEG)
1	1,00481	8,2649	1,0048	8,264
11	0,97446	9,9771	0,9744	9,977
33	1,00720	9,1376	1,0072	9,137
40	0,96703	17,9408	0,9670	17,940
42	0,99933	42,3166	0,9993	42,316
50	1,00793	21,4103	1,0079	21,410

7.2.2. Resultados de Estimación Distribuida

Los resultados obtenidos de la estimación de estado estática distribuida 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 5 se muestra un resumen de resultados locales para cada prueba y en la tabla 6 se muestra un resumen de los resultados globales para las pruebas realizadas.

Tabla 5: Resultados Locales de Estimación Distribuida

PRUEBA 1			
	VOLTAJE	ANGULO	N° SUBSISTEMA
BARRA	LOCAL	LOCAL	
	(P.U)	(DEG)	
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			
	VOLTAJE	ANGULO	N° SUBSISTEMA
BARRA	LOCAL	LOCAL	
	(P.U)	(DEG)	
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			
	VOLTAJE	ANGULO	N° SUBSISTEMA
BARRA	LOCAL	LOCAL	
	(P.U)	(DEG)	
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			
	VOLTAJE	ANGULO	N° SUBSISTEMA
BARRA	LOCAL	LOCAL	
	(P.U)	(DEG)	
1	1,004812	-40,3585	1

Tabla 5: Resultados Locales de Estimación Distribuida (Continuación)

PRUEBA 4			
BARRA	VOLTAJE LOCAL (PU)	ANGULO LOCAL (DEG)	N° SUBSISTEMA
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 6. Resultados Globales de Estimación de Estado

BARRA	ESTIMACIÓN CENTRALIZADA		ESTIMACIÓN DISTRIBUIDA	
	PRUEBA 1			
	VOLTAJE ESTIMADO (PU)	ANGULO ESTIMADO (DEG)	VOLTAJE GLOBAL ESTIMADO (PU)	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				
BARRA	ESTIMACIÓN CENTRALIZADA		ESTIMACIÓN DISTRIBUIDA	
	PRUEBA 2			
	VOLTAJE ESTIMADO (PU)	ANGULO ESTIMADO (DEG)	VOLTAJE GLOBAL ESTIMADO (PU)	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 3				
BARRA	ESTIMACIÓN CENTRALIZADA		ESTIMACIÓN DISTRIBUIDA	
	PRUEBA 3			
	VOLTAJE ESTIMADO (PU)	ANGULO ESTIMADO (DEG)	VOLTAJE GLOBAL ESTIMADO (PU)	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
44	0,984980	-7,2496	0,984980	-7,2496
50	1,007933	21,4103	1,007935	21,4103
PRUEBA 4				
BARRA	ESTIMACIÓN CENTRALIZADA		ESTIMACIÓN DISTRIBUIDA	
	PRUEBA 4			
	VOLTAJE ESTIMADO (PU)	ANGULO ESTIMADO (DEG)	VOLTAJE GLOBAL ESTIMADO (PU)	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

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.

8. 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 facilidad del procesamiento autónomo y paralelo de datos por región del sistema.

La programación desarrollada tanto para la estimación de estado en cada área como para la integración de la solución global, permite un procesamiento de datos automático, aplicable a cualquier sistema eléctrico de potencia y escalable a n subsistemas dentro de un sistema.

Las pruebas realizadas tomando en cuenta la selección del nodo de referencia local, permiten obtener resultados de variables estimadas confiables y con errores nulos para cada prueba efectuada respecto a la estimación centralizada, estos valores se los muestran anteriormente, concluyendo de esta manera que la elección del nodo local no influye en los resultados finales y que la técnica aplicada es válida. Además en el caso de áreas alejadas al nodo de referencia global, la técnica utilizada para

compensación de ángulos en cascada funciona adecuadamente y genera buenos resultados, esto se lo aprecia en los resultados obtenidos.

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.

Para trabajos futuros se recomienda un análisis profundo para el modelo del transformador puesto que en el presente estudio se utilizó el modelo pi tradicional, pues el objetivo principal fue demostrar que la técnica de procesamiento distribuido es factible y ofrece buenos y mejores resultados respecto al procesamiento centralizado.

AGRADECIMIENTOS

Un agradecimiento especial a la Msc. Silvana Gamboa por el conocimiento, experiencia compartida, y colaboración durante el desarrollo del proyecto.

De igual forma a la Escuela Politécnica Nacional y a los profesores de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, por los conocimientos brindados en las aulas mismos que sirvieron para la realización del proyecto.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. GOMEZ EXPOSITO, “Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica”, Madrid: McGraw-Hill, 2002.
- [2] P. ZARCO PERIÑAN y A. GOMEZ EXPOSITO, “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] J. GRAINGER y W. J. STEVENSON, “Análisis de Sistemas de Potencia”, Mexico: McGraw-Hill, 1996.

- [7] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, California: McGraw-Hill, 1993.
- [8] A. RENDON SALGADO, «“Estimación de Estado Distribuida de Sistemas Eléctricos de Potencia mediante mediciones fasoriales”,» MS Tesis, Ingeniería Eléctrica-Sistemas Eléctricos de Potencia, Univ. Nacional Autónoma de México, México, 2013.
- [9] R. GRAHAM, “Power System Oscillations”, 2000.



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.



Silvana del Pilar Gamboa Benítez.- Nació en Quito, Ecuador en 1979. Alcanzo su grado de 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 se desempeña como Docente de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Escuela Politécnica Nacional. Sus intereses están relacionados con sistemas y aplicaciones de monitoreo, protección y control, SCADA, redes de comunicaciones y su aplicación en procesos industriales y sistemas eléctricos.