



UNIVERSIDAD MICHUACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

“ESTIMACIÓN DE ESTADO HÍBRIDO
CONSIDERANDO DIFERENTES REFERENCIAS”

TESIS

QUE, PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTA:

AARÓN SALVADOR MACÍAS ALEMÁN

ASESOR:

DOCTOR EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA
CLAUDIO RUBÉN FUERTE ESQUIVEL

Morelia, Michoacán,

Octubre de 2014



AGRADECIMIENTOS

A MIS PADRES:

Por haber sido la parte más importante a lo largo de mi formación académica, por siempre dar su mejor esfuerzo y dedicación para que fuera una mejor persona, y sobre todo nunca dejaron de apoyarme para que saliera adelante.

A MIS HERMANOS:

Por obtener siempre su apoyo en cualquier circunstancia y siempre contar con ellos en las buenas y en las malas.

A MIS ABUELOS:

Por el respaldo que siempre obtuve de ellos y contar con ellos para cualquier situación.

A MIS PROFESORES:

Al Dr. Claudio Rubén Fuerte Esquivel por su guía y asesoramiento en la realización de esta tesis y los demás profesores de la facultad por transmitir los conocimientos necesarios para la formación académica.

A LA UNIVERSIDAD Y FACULTAD

Por haber pertenecido a esta institución y haberme dado la oportunidad de estudiar y haber obtenido grandes conocimientos tanto personal como profesional.

RESUMEN

El estimador de estado convencional realiza el monitoreo, análisis y control de los sistemas eléctricos de potencia, el estimador obtiene en tiempo real la estimación de las variables de estado, el método que se utiliza para obtener el estudio de la red es el mínimos cuadrados ponderados.

El estimador de estado híbrido utiliza mediciones que nos proporciona el sistema SCADA y mediciones mediante el uso de Unidades de Medición Fasorial (PMU's), los cuales son dispositivos que miden el voltaje, corriente, ángulo de voltaje y ángulo de corriente, los cuales están conectados a los transformadores de corriente y potencial que se encuentran en las subestaciones de la red eléctrica.

Las diferentes referencias que se toman en el sistema, para este estudio son tres, la primera referencia es la base del sistema referenciada al GPS, la segunda referencia es la de tomar un nodo que contenga un dispositivo PMU como referencia y la tercera y última es la tomar un nodo que no contenga un PMU como referencia. Ya que se tienen los resultados del Estimador de Estado con las tres diferentes referencias se observa cómo cambia la variable de estado del fasor de voltaje en cada caso.

Palabras clave: Estimación de estado, unidades de medición fasorial (PMU's), mínimos cuadrados ponderados, matriz jacobiana, errores gruesos, fasor de voltaje.

ABSTRACT

The conventional state estimator accomplishes the monitoring, analysis and control of electric power systems, the estimator obtains in real time the estimation from state variables, the method that is utilized to obtain the study of the network is for the weighted least squares.

Hibrid state estimator utilizes measurements that provides the system SCADA and measurements through the use of phasor measurement units (PMU's), which are devices that measure the voltage and current (magnitude and phasor), they are connected to current and potential transformers at the substations of an electric network.

The different references that they take in the system, for this study are three, the first reference is the system's base referenced to GPS, second reference is to take a node that contain a device PMU like reference and third reference is to take a node without a PMU. Since they have of state estimator with the three different references it's observed how state variables of the phasor voltage changes in each case.

Keywords: State estimation, phasor measurement units (PMU's), weighted least squares, Jacobian matrix, gross measurement errors, voltage phasor.

Índice de Contenido

AGRADECIMIENTOS	i
RESUMEN	ii
ABSTRACT	iii
Índice de Contenido	iv
Lista de Símbolos y abreviaturas	vi
Índice de Figuras	viii
Índice de Tablas	ix
Capítulo 1	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Objetivos	4
1.3 Estructura de la tesis	5
Capítulo 2	6
Estimación de Estado	6
2.1 Introducción.....	6
2.2 Estimación de Estado	9
2.3 Estimación de Estado mediante mínimos cuadrados ponderados.....	10
2.4 Matriz Jacobiana $H(x)$	14
2.5 Estructura y formación de H	16
2.5.1 Cálculo de las mediciones $h(x)$	16
2.6 Cálculo de la matriz Jacobiana $H(x)$	19
2.6 Ejemplo de Aplicación.....	24
2.7 Observabilidad	27
2.8 Propiedades estadísticas de las Mediciones	28
2.9 Detección e identificación de Datos Erróneos	29
2.10 Identificación y eliminación de errores gruesos.....	34
2.11 Estimador de estado híbrido incluyendo mediciones SCADA y de PMU's	37
2.12 Unidades de Medición Fasorial (PMU's)	38
2.13 Formulación de estimador de estado híbrido	40
2.14 Algoritmo de estimador de estado híbrido	48
2.15 Selección de Bus de referencia	49
Capítulo 3	51
Casos de Estudio.	51
3.1 Introducción.....	51
3.2 Simulación de caso ideal de la red de 5 nodos	52
3.3 Simulación de caso ideal de la red de 57 nodos	56
3.4 Diferencias entre referencia GPS y referencia PMU (nodo 5).....	67
Capítulo 4	68
Conclusiones Generales y Sugerencias para Investigación Futura	68
4.1 Conclusiones Generales	68
4.2 Sugerencias para trabajos futuros	69

Apéndice A.....	70
Software de estimación de estado híbrida	70
1. Descripción del archivo de datos	70
2. Dispositivos	72
3. Mediciones	76
4. Interfaz gráfica de usuario	78
Referencias	80

Lista de Símbolos y abreviaturas

Estimación de Estado	EE
Supervisión y Control de Adquisición de Datos	SCADA
Unidad de Medición Fasorial	PMU
Función objetivo	$J(\mathbf{x})$
Matriz Jacobiana	$\mathbf{H}(\mathbf{x})$
Desviación Estándar	σ
Varianza	σ^2
Matriz de Ponderaciones	$\mathbf{W}$
Sistemas Eléctricos de Potencia	$SEP's$
Centro de Control de Energía	CCE
American Electric Power	AEP
Bonneville Power Administration	BPA
Sistema de Posicionamiento Global	GPS
Resistencia	R
Inductor	L
Capacitor	C
Inyección de potencia nodal activa	P_k
Inyección de potencia nodal reactiva	Q_k
Flujo de potencia activa	P_{km}

Flujo de potencia reactiva	Q_{km}
Magnitud de voltaje nodal	V_k
Vector de mediciones físicas	z
Vector de mediciones estimadas	$\hat{z}$
Vector de variables de estado	x
Vector de variables de estado estimadas	$\hat{x}$
Vector de errores de medición	e
Vector de errores de medición estimados	$\hat{e}$
Vector de ecuaciones no-lineales	h
Matriz Jacobiana del sistema	H
Matriz de Ganancia	G
Incremento del vector de estados	Δx
Tolerancia a la convergencia	ε
Prueba Chi-Cuadrada	$\chi^2_{k,\alpha}$
Grados de libertad del sistema	k
Nivel de significancia de la prueba Chi-Cuadrada	α
Prueba del máximo residuo normalizado	r^N
Matriz de varianzas de los errores de medición	S
Matriz diagonal de covarianzas de las mediciones.	R^{-1}

Índice de Figuras

Figura 2.1	Vector de mediciones.	17
Figura 2.2	Modelo π de una línea de transmisión.	18
Figura 2.3	Estructura general de la matriz Jacobiana en Estimación de Estado.	22
Figura 2.4	Red de 3 nodos.	24
Figura 2.5	Función de densidad de probabilidad Gaussiana estándar $FDP(\eta)$	28
Figura 2.6	Función de densidad de probabilidad $\rho(\chi^2)$ de la distribución Chi-cuadrada $\chi^2_{k,\alpha}$ para ($k < 30$).	30
Figura 2.7	Algoritmo de detección e identificación de errores gruesos.	36
Figura 2.8	Diagrama esquemático de un PMU.	39
Figura 2.9	Supervisión de sistemas eléctricos de potencia mediante PMU's.	39
Figura 2.10	Modelo π de una líneas de transmisión	43
Figura 2.11	Algoritmo del estimador de estado híbrido.	48

Índice de Tablas

Tabla 2.1	Estudio de flujos vs Estimación de Estado	8
Tabla 2.2	Valores de las varianzas según el tipo de medición.....	12
Tabla 2.3	Valores típicos de z_{α}	32
Tabla 2.4	Valores de $\chi^2_{k,\alpha}$	32
Tabla 2.5	Valores de varianza para diferentes tipos de medición SCADA y PMU's.....	42
Tabla 3.1	Mediciones de flujos de líneas de transmisión	52
Tabla 3.2	Mediciones de voltaje (magnitud) y (ángulo) con PMU's.....	53
Tabla 3.3	Mediciones de flujo de corriente (magnitud) y (ángulo) en PMU's	53
Tabla 3.4	Variables de estado estimadas caso con referencia al GPS	54
Tabla 3.5	Variables de estado estimadas con referencia al nodo 2 con PMU.....	54
Tabla 3.6	Variables de estado estimadas con referencia en el nodo 2 con PMU's, cambiando el valor de la desviación estándar.....	55
Tabla 3.7	Variables de estado estimadas con referencia en el nodo 2 sin PMU.....	56
Tabla 3.8	Mediciones de flujos de líneas de transmisión de la red de 57 nodos.....	56
Tabla 3.9	Mediciones de flujos de líneas de transmisión de la red de 57 nodos.....	57
Tabla 3.10	Mediciones de flujos de líneas de transmisión de la red de 57 nodos	58
Tabla 3.11	Mediciones de flujos de líneas de transmisión de la red de 57 nodos	59
Tabla 3.12	Mediciones de flujos de líneas de transmisión de la red de 57 nodos	60
Tabla 3.13	Mediciones de flujos de potencia con transformadores de la red de 57 nodos	60
Tabla 3.14	Mediciones de flujos de potencia con transformadores de la red de 57 nodos	61
Tabla 3.15	Mediciones de voltaje (magnitud) y (ángulo) con PMU's	62
Tabla 3.16	Variables de estado estimadas con referencia al GPS de la red de 57 nodos	63
Tabla 3.17	Variables de estado estimadas con referencia al GPS de la red de 57 nodos	64
Tabla 3.18	Variables de estado estimadas con referencia al nodo 20 con PMU de la red de 57 nodos ...	65
Tabla 3.19	Variables de estado estimadas con referencia al nodo 20 con PMU de la red de 57 nodos ...	66
Tabla 3.20	Comparativa modo de referencia (GPS, PMU).....	67

Capítulo 1

1.1 Introducción

La estructura topológica de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) interconectados se ha hecho más compleja y la tarea de operar el sistema, manteniendo los márgenes de seguridad preestablecidos, se ha vuelto más difícil. Con el fin de monitorear el estado operativo de los sistemas eléctricos, y ayudar a evitar posibles escenarios de operación que conduzcan a la interrupción de suministro energético las compañías eléctricas han instalado controles de supervisión más extensos y sistemas de adquisición de datos (Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)) a través de la red para apoyar a los sistemas computacionales del centro de control de energía (CCE).

Una de las funciones de la utilización del SCADA es la estimación del estado operativo del sistema. La estimación de estado (EE) es un procedimiento matemático para estimar los valores de magnitud y ángulo de voltaje nodales que determinan el estado de operación de un sistema eléctrico a partir de un conjunto de mediciones de la red obtenidas en tiempo real.

La estimación de estado es la base de todos los estudios realizados en los centros de control de energía (CCE's) ya que las mediciones físicas que se hacen a larga distancia irremediablemente llegan al CCE contaminadas aleatoriamente con ruido. Esto se debe al tiempo en que tarda en llegar la información a su destino así como la interferencia en las telecomunicaciones, además de la imprecisión de los instrumentos de medición utilizados. Por ello los datos recopilados por el CCE no pueden ser utilizados directamente, es por esto que el estado del sistema debe ser estimado reduciendo el error al máximo. Lo anterior se logra utilizando alguna de las técnicas de optimización existentes, en este caso se utilizó la técnica de mínimos cuadrados ponderados.

La importancia de la estimación del estado de los sistemas eléctricos ha creado la necesidad de nuevas metodologías de análisis, que mejoren su confiabilidad y precisión.

La formulación matemática del estimador de estado empieza por asumir un sistema de potencia operando en estado estable, donde todas las formas de onda son sinusoidales puras con frecuencia y magnitud constantes, con condiciones de operación equilibradas donde tal que la red trifásica se puede modelar por su equivalente monofásico de secuencia positiva. Asimismo, se asume que, las mediciones se obtienen en un mismo instante de tiempo para una topología de red conocida, donde los estados de todos los interruptores obtenidos por el SCADA son conocidos.

En el pasado tratar de supervisar en tiempo real los ángulos relativos de fase de todos los voltajes de la red no era posible, esto debido a la falta de capacidad de procesamiento y a las grandes dificultades propias de la recolección, coordinación y sincronización de los datos de la red. Sin embargo las nuevas tecnologías han dado un vuelco radical a esta situación. En la actualidad existen las unidades de medición fasorial (phasor measurement units (PMUs)) que permiten medir directamente los ángulos de voltaje nodal de un sistema.

Estos PMUs permiten monitorear variables eléctricas con una periodicidad en el orden de microsegundos, en base a sus valores de magnitud y ángulo de fase.

Los PMUs presentan diversas ventajas con respecto a las mediciones convencionales de voltaje, ya que mientras los equipos convencionales solo tienen la capacidad de medir la magnitud de voltaje, los PMUs pueden registrar tanto la magnitud como el ángulo de fase relativo a una frecuencia especificada, lo cual también aplica para las corrientes. Las mediciones provenientes de los PMUs usan una tecnología de los Sistemas de Posicionamiento Global (Global Positioning System (GPS)) para detectar simultáneamente los fasores de voltaje nodales y los fasores de corriente que fluye a través de las líneas de transmisión conectadas a

esos nodos. De tal manera, la medición fasorial es un elemento crucial para el mejoramiento de la operación de un SEP en estado estable y transitorio, ya que permite nuevas posibilidades para la supervisión, protección, análisis y control de los SEPs en tiempo real.

Las mediciones fasoriales fueron introducidas por primera vez como un conjunto de mediciones para la estimación de estado de 1986[1] con base a un artículo publicado en 1983 describiendo la técnica de medición fasorial[1]. Esta técnica fue desarrollada en Virginia Tech, donde se produjo un prototipo de medición fasorial con financiamiento de la American Electric Power (AEP) y Bonneville Power Administration (BPA). Estos PMUs fueron probados y utilizados por muchos años antes de introducir el primer dispositivo comercial en 1991 por la compañía Macrodyne [1]. BPA rediseñó su sistema de medición en 1997 con un sistema de medición de área amplia en tiempo real [1], utilizando PMUs comerciales y un concentrador de datos fasoriales (Phasor Data Concentrator (PDC)). Desde entonces muchos sistemas de mediciones fasoriales han sido desarrollados e implementados a través de todo el mundo [1].

Las unidades PMU facilitan la búsqueda de soluciones innovadoras a los problemas tradicionales de las compañías eléctricas y ofrecen a los ingenieros de los sistemas de distribución y transmisión de energía numerosas ventajas, entre las que se encuentran: i) la posibilidad de hacer estimaciones precisas sobre el estado del sistema a intervalos frecuentes, lo que permite controlar los fenómenos dinámicos desde un lugar central y tomar las medidas de control apropiadas, ii) el análisis en tiempo real de la respuesta del sistema eléctrico a perturbaciones de su punto de operación, ya que la sincronización GPS permite obtener valores instantáneos precisos de los estados del sistema, y iii) la posibilidad de implementar un sistema avanzado de protección a partir de las mediciones sincronizadas de fasores, con opciones para mejorar la respuesta global del sistema ante fallas y/o disturbios eléctricos.

Con base a lo descrito anteriormente hoy en día se han realizado diferentes propuestas para la formulación e implementación de un estimador de estado híbrido que incorpore mediciones convencionales y fasoriales y que cuente con la misma confiabilidad de resultados de los estimadores de estado convencionales.

1.2 Objetivos

El objetivo principal de este trabajo es el análisis matemático del problema de estimación de estado del SEP con base en mediciones convencionales (SCADA) y fasoriales (PMU), así como la utilización de un programa de estimación de estado híbrida ya realizado en computadora digital, para cuantificar el efecto de la consideración de la referencia de ángulo de voltaje en los resultados arrojados por el estimador de estado.

Con la finalidad de lograr el objetivo general planteado, se tiene las siguientes metas:

- Estudiar las unidades de medición fasorial (PMU's) para un mayor entendimiento de su funcionamiento.
- Entender el método de Mínimos Cuadrados Ponderados, que es el método con el cual se formula la estimación de estado.
- Analizar los métodos utilizados para hacer la estimación de estado híbrida.
- Entender el funcionamiento del programa ya desarrollado que realiza la estimación de estado.

1.3 Estructura de la tesis

El Capítulo 1 lo constituye la presente introducción. El resto de la tesis está compuesta por tres capítulos los cuales serán brevemente descritos a continuación.

El Capítulo 2 hace referencia al análisis de estimación de estado, comenzando con la introducción, formulación del problema y la explicación del método de Mínimos Cuadrados Ponderados. Con base a esta teoría se formula el problema de estimación de estado híbrido considerando la referenciación del ángulo de voltaje nodal.

El Capítulo 3 presenta los casos de estudio de la estimación de estado híbrido con diferentes escenarios de operación y maneras de realizar la referenciación del ángulo de voltaje nodal.

El Capítulo 4 presenta las conclusiones generales de este trabajo, sus aportaciones y los trabajos futuros que serán realizados para continuar con este proyecto de investigación.

Capítulo 2

Estimación de Estado

2.1 Introducción

Con la finalidad de operar los SEP de una manera segura y confiable, los centros de control de energía (CCEs) han implementado un SCADA, que consiste de una estación maestra que se comunica con plantas de generación, subestaciones y unidades remotas con el propósito que los operadores puedan observar y controlar las variables eléctricas que definen el estado de operación del SEP. En este contexto,

La finalidad de utilizar el sistema SCADA es la de obtener cada pocos segundos todos los datos relevantes de la red monitoreada y enviarlos por medio de una red de telecomunicación, al centro de control para tomar decisiones correctas con respecto al funcionamiento del SEP.

Algunas de las funciones de un sistema SCADA son [2]:

- Adquisición de datos: proporciona datos medidos de los dispositivos remotos e información del comportamiento del estado al operador.
- Control supervisorio: permite al operador controlar remotamente dispositivos de control.
- Restricciones: identifica un dispositivo remoto de operación específica y previene la operación no autorizada.
- Alarmas: informa al operador eventos no planeados y condiciones de operación no deseables, de la misma proporcionan al operador la posibilidad de disparos automáticos o iniciados en respuesta a emergencias del sistema.
- Tendencias: grafica mediciones sobre escalas de tiempo elegidas.

Un gran problema de los CCEs que utilizan sistemas SCADA, es la contaminación ó el ruido inevitable que contiene la información de las lecturas tomadas a distancia. Para supervisar el sistema de transmisión de energía eléctrica se utilizan mediciones de potencia activa, reactiva y magnitudes de voltaje nodal respectivamente. Estas cantidades son registradas en el CCE mediante transformadores de corriente y de potencial (u otros mecanismos equivalentes), los cuales están instalados en líneas, transformadores y barras de las plantas de potencia y subestaciones del sistema. Las cantidades analógicas pasan a través de transductores y de convertidores de analógico a digital, y las salidas digitales son recibidas y procesadas para informar a los operadores acerca del estado actual del sistema. La imprecisión de los dispositivos de medición, la interferencia que existe en los enlaces de telecomunicación, así como el tiempo que tarda en llegar la información desde el punto de medición hasta el CCE, contribuyen a que cada medición física tenga asociado un error aleatorio.

El estado de un SEP se expresa a través de las magnitudes y ángulos de fase de voltaje nodales. Sin embargo el estado de un sistema de potencia no puede ser calculado en línea por medio de un estudio convencional de flujos de potencia, ya que este algoritmo calcula el estado del sistema resolviendo un sistema de ecuaciones no-lineales, con incógnitas, para el cual existe una solución factible que se ajusta a los datos de entrada. Los efectos de los errores de medición en los resultados de este algoritmo provocan las siguientes desventajas:

- Un error en los datos nodales se verá amplificado en la solución de flujos.
- El método carece de la habilidad de detectar, identificar y eliminar los datos erróneos.
- Ante la falta de uno o varios datos, el método se encuentra imposibilitado para realizar el cálculo.

Debido a lo anterior, en la década de los 70's se buscó un planteamiento matemático que permitiera utilizar la información recopilada del sistema, que tuviera la habilidad de calcular el estado de un sistema aun cuando los datos fueran erróneos, así como proporcionar resultados con un alto nivel de confiabilidad. Se sugirió aplicar el concepto de estimación de estado (EE), el cual ya había sido probado en otras áreas tecnológicas. De esta forma se implementó la EE en los SEPs, cuyos resultados son la base de todas las funciones que tienen que ver con el análisis de seguridad en tiempo real en CCE [1].

Una de las características más importantes y necesarias para poder realizar la EE de un SEP es que el conjunto de mediciones disponibles sea suficiente y éstas estén geométricamente bien distribuidas en el SEP. Cuando esto ocurre se dice que la red es observable. En la Tabla 2.1 se muestra una comparación de las características de los algoritmos de flujos convencional y de Estimación de Estado.

Tabla 2.1 Estudio de flujos vs Estimación de Estado

Estudio Convencional	Estimación de estado
Datos nodales	Datos nodales y de rama
Solución ajustada a los datos	Solución estimada a los datos
Siempre observable	Observable por partes o totalmente
No identifica errores	Identifica errores

Debido a los errores aleatorios ó al ruido que contienen las mediciones, las magnitudes reales de las mediciones físicas nunca son conocidas, lo cual hace imposible conocer el estado verdadero de un SEP. Además de estimar el estado de un sistema, un estimador debe ser capaz de dar un nivel de certidumbre aceptable a los cálculos para que estos puedan ser utilizados como una base de datos confiable en otros estudios que se realizan en los CCE, tales como flujos óptimos, despacho económico, etc. En EE existen errores pequeños los cuales, aunque están presentes en las mediciones, no afectan significativamente al estimado. Sin embargo, existen errores en las mediciones que pueden provocar

estimaciones totalmente alejadas de la realidad, estos errores son llamados *errores gruesos*. De tal manera una vez que se realiza la EE de un SEP se verifica que sea confiable mediante un estudio de detección e identificación de errores gruesos en las mediciones. El proceso de detección e identificación de errores gruesos está fundamentado en las propiedades estadísticas de las mediciones y los errores, donde los errores son considerados variables aleatorias [2].

2.2 Estimación de Estado

La estimación de estado estática se refiere al procedimiento de obtener fasores de voltaje (magnitud y ángulo) de todos los buses del sistema en un tiempo dado. Por tal razón la EE es una parte fundamental en los sistemas modernos de administración de energía y aplicaciones, tales como el análisis de seguridad, despacho económico, flujos de potencia, estudio de corto circuito, flujos de potencia óptimos, entre otros, que dependen en gran medida de la precisión de los datos que proporciona el estimador de estado.

El estimador de estado hace uso de un conjunto redundante de mediciones que incluyen mediciones del sistema SCADA para estimador de estado convencional y mediciones del sistema SCADA y de PMUs en el caso de estimación de estado híbrido. Las variables a medir son las siguientes:

Mediciones SCADA

- Inyecciones de potencia activa y reactiva
- Flujos de potencia activa y reactiva
- Magnitudes de voltaje de bus

Mediciones de PMUs

- Magnitudes y ángulos de fase de voltaje nodales
- Magnitudes y ángulos de fase de corriente

En general, las mediciones pueden ser clasificadas en:

Telemediciones: Son las que se obtienen en tiempo real de las subestaciones a través del sistema SCADA. Los datos que se miden son:

- Las magnitudes de voltaje e inyecciones de potencia activa y reactiva en los nodos.
- Los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión.

Pseudomediciones: Son los valores obtenidos basándose en los datos históricos existentes, como por ejemplo la potencia generada en las centrales eléctricas.

Los datos de entrada de un programa convencional de flujos de potencia están restringidos a las inyecciones de potencia activa y reactiva en los nodos de carga y generación, así como a los valores de las magnitudes de voltaje en los nodos de voltaje controlado. Si no se dispone de alguna de esas mediciones, no es posible obtener la solución de flujos de potencia convencional. Las limitaciones asociadas al método de flujos de potencia para obtener el punto de equilibrio de un sistema eléctrico, se pueden eliminar a través de la estimación de estados basada en los cálculos de Mínimos Cuadrados Ponderados.

2.3 Estimación de Estado mediante mínimos cuadrados ponderados

El método de mínimos cuadrados se usa frecuentemente para ajustar los datos medidos al relacionar dos o más cantidades. Debido a que los errores no se conocen, estos mismos son los que hay que determinar y minimizar.

La medición física junto con su error acumulado se modela de la siguiente manera:

$$z = h(x) + e \tag{2.1}$$

donde

z : vector del conjunto de mediciones físicas de dimensión Nm .

x : vector de las variables de estado a estimar de dimensión Ns .

$h(x)$: relación matemática entre las mediciones y variables de estado (ó vector de funciones no lineales) de dimensión Nm .

e : vector de errores acumulados a las mediciones físicas de dimensión Nm .

Como se debe encontrar los errores, la ecuación (2.1) queda de la forma:

$$e = z - h(x) \quad (2.2)$$

La función cuadrática de Mínimos Cuadrados Ponderados que debe ser minimizada es [1]:

$$J(x) = (z - h(x))^T \cdot W \cdot (z - h(x)) \quad (2.3)$$

donde W es la matriz de ponderaciones, cuyos elementos son los recíprocos de las varianzas de error de las mediciones correspondientes σ_i^2 . Los valores de σ se encuentran asociados con la precisión de los instrumentos de medición y son generalmente definidos como se indica en la Tabla 2.2. Nótese que R^{-1} también se representa como W que es la matriz del recíproco de la varianza.

Tabla 2.2 Valores de las varianzas según el tipo de medición

Tipo de Medición	Varianza σ
Inyección de potencia (P_i, Q_i)	0.01
Flujo de Potencia (P_{ij}, Q_{ij})	0.008
Magnitud de Voltaje (V_i)	0.004

$$W = R^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma_1^2} & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \frac{1}{\sigma_2^2} & \cdot & \cdot \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \cdot & \cdot & \dots & \frac{1}{\sigma_m^2} \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

En el proceso de estimación se seleccionan los mejores estimados de las variables de estado, donde se busca que los valores de $\hat{x}$ evaluados en la función objetivo (2.3) tengan como resultado un valor mínimo. Esto ocurre minimizando la función objetivo mediante la primera derivada con respecto de $\hat{x}$ e igualando a cero.

$$\frac{\partial J[x]}{\partial x} = -H^T \cdot W \cdot (z - h(x)) = 0 \quad (2.5)$$

donde H es la matriz Jacobiana (2.6) de las funciones no-lineales de $m \times n$ (m = número de mediciones y n = número de variables de estado).

$$H = \frac{\partial h}{\partial x} = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_1}{\partial x_1} & \frac{\partial h_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial h_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial h_2}{\partial x_1} & \frac{\partial h_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial h_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial h_m}{\partial x_1} & \frac{\partial h_m}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial h_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Con la finalidad de obtener los valores de las variables de estado que minimizan la función objetivo, se resuelve la ecuación de (2.5). Sin embargo debido a que (2.5) corresponde a un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales $h(x)$, su solución requiere de su linealización por medio de la expansión de series de Taylor, despreciando los términos de alto orden.

$$h(x) = h(x^{(0)}) + \Delta x^{(0)} \left. \frac{\partial h}{\partial x} \right|^{(0)} \quad (2.7)$$

donde $\Delta x^{(0)} = x^{(1)} - x^{(0)}$ representa la corrección del vector de estados, siendo $x^{(1)}$ el nuevo valor de estado calculado y $x^{(0)}$ el valor anterior calculado en cada iteración.

Sustituyendo (2.6) en (2.7) y esta a su vez en (2.5) se llega a (2.8) despreciando los términos de segundo orden [1], la cual es solucionada iterativamente para Δx como se hace en un estudio de flujos de potencia convencional. Al final de cada iteración, la solución es actualizada como se indica en (2.9) hasta que el máximo incremento de una variable de estado sea menor que una tolerancia determinada es decir

$$\text{MAX}(|\Delta x_i|) \leq \varepsilon$$

$$\left[H^T R^{-1} H \right] \Delta x = H^T R^{-1} (z - h(x)) \quad (2.8)$$

$$\text{MAX}(|\Delta x_i|) \leq \varepsilon .$$

$$x^{k+1} = x^k + \Delta x^k \quad (2.9)$$

2.4 Matriz Jacobiana H(x)

Con el fin de estimar los ángulos y las magnitudes del voltaje se selecciona un ángulo de fase de alguno de los nodos en la red, el cual es utilizado como referencia para el ajuste de las variables de estado. Para esto cualquier ángulo de fase de la red puede ser tomado como referencia, lo cual reduce la dimensión del problema a $N-1$ ángulos de voltaje y N magnitudes de voltaje. De tal manera, el número de variables de estado a estimar es $(2 \cdot N - 1)$, donde N es el número de nodos del sistema.

En una estimación de estado siempre se encuentran mediciones erróneas de tal manera que es de importancia que un sistema que va a ser estimado sea altamente redundante. Un sistema altamente redundante es aquel en el que se tiene un número mucho mayor de mediciones que de variables de estado; a esta diferencia se le llama grados de libertad del sistema. Cuando se tiene una alta redundancia en un sistema y la colocación de las mediciones permite que el sistema sea completamente observable, se forma una matriz Jacobiana $[H]$ rectangular y una matriz de ganancia $\left[H^T \right] W^{-1} [H]$ no singular [1]. Lo anterior aumenta la capacidad de poder estimar todas las variables de estado del sistema. Sin embargo, una matriz de ganancia de un sistema muy redundante puede ser singular en el caso en que exista un nodo que no tenga mediciones en él ó en sus vecindades.

Considerando N_m como el número de lecturas tomadas del sistema y N_s como el número de variables de estado de la red, las dimensiones de la matriz $[H]$ son $(N_m \times N_s)$. Existen tres tipos de sistemas según las dimensiones de $[H]$. Cuando $(N_m > N_s)$ la matriz es rectangular, es decir que el sistema es sobre determinado y se utiliza (2.8) para obtener la solución. Cuando el número de mediciones es igual al número de variables de estado $(N_m = N_s)$, se dice que el sistema es completamente determinado y que el sistema carece de redundancia. En este caso, se tiene una matriz Jacobiana cuadrada y (2.8) se reduce a (2.10). En este caso la matriz de covarianzas R^{-1} no causa efecto; todas las mediciones físicas se utilizan directamente (aun cuando sean erróneas).

Si cualquier medición se pierde, el sistema no podrá ser resuelto. En este caso la solución se reduce a una solución ajustada a los datos.

$$\Delta x = H^{-1}(z - h(x)) \quad (2.10)$$

El tercer tipo de sistema es indeterminado, donde el número de variables de estado es mayor que el número de mediciones $(N_m < N_s)$, esto implica que no existe solución única para el problema. En este caso se pueden utilizar multiplicadores de Lagrange para solucionar el sistema obteniéndose (2.11)

$$\Delta x = H^T [HH^T]^{-1} (z - h(x)) \quad (2.11)$$

2.5 Estructura y formación de H

La formación de los elementos jacobianos y su colocación en la matriz Jacobiana depende del tipo de mediciones tomadas y de la localización de estas en un sistema. Las dimensiones de $[H]$ están dadas por la cantidad de mediciones disponibles y dos veces el número de nodos menos un ángulo de referencia es decir $[Nm \times (2N - 1)]$, donde Nm es el número de mediciones y N es el total de variables de estado.

La estructura se encuentra relacionada directamente con el orden de acomodo que se elija para las mediciones en el vector z . A cada fila del vector de mediciones le corresponde una fila en la matriz Jacobiana.

2.5.1 Cálculo de las mediciones $h(x)$

La figura 2.1 muestra el formato de entrada de las mediciones disponibles, es decir, el orden en que se introducen las mediciones. Por cada medición hay que obtener el valor esperado de la variable medida con base a los valores actuales de las variables de estado [2]. Lo anterior se logra por medio de las funciones que relacionan las mediciones físicas con las variables de estado tal como se reporta a continuación.

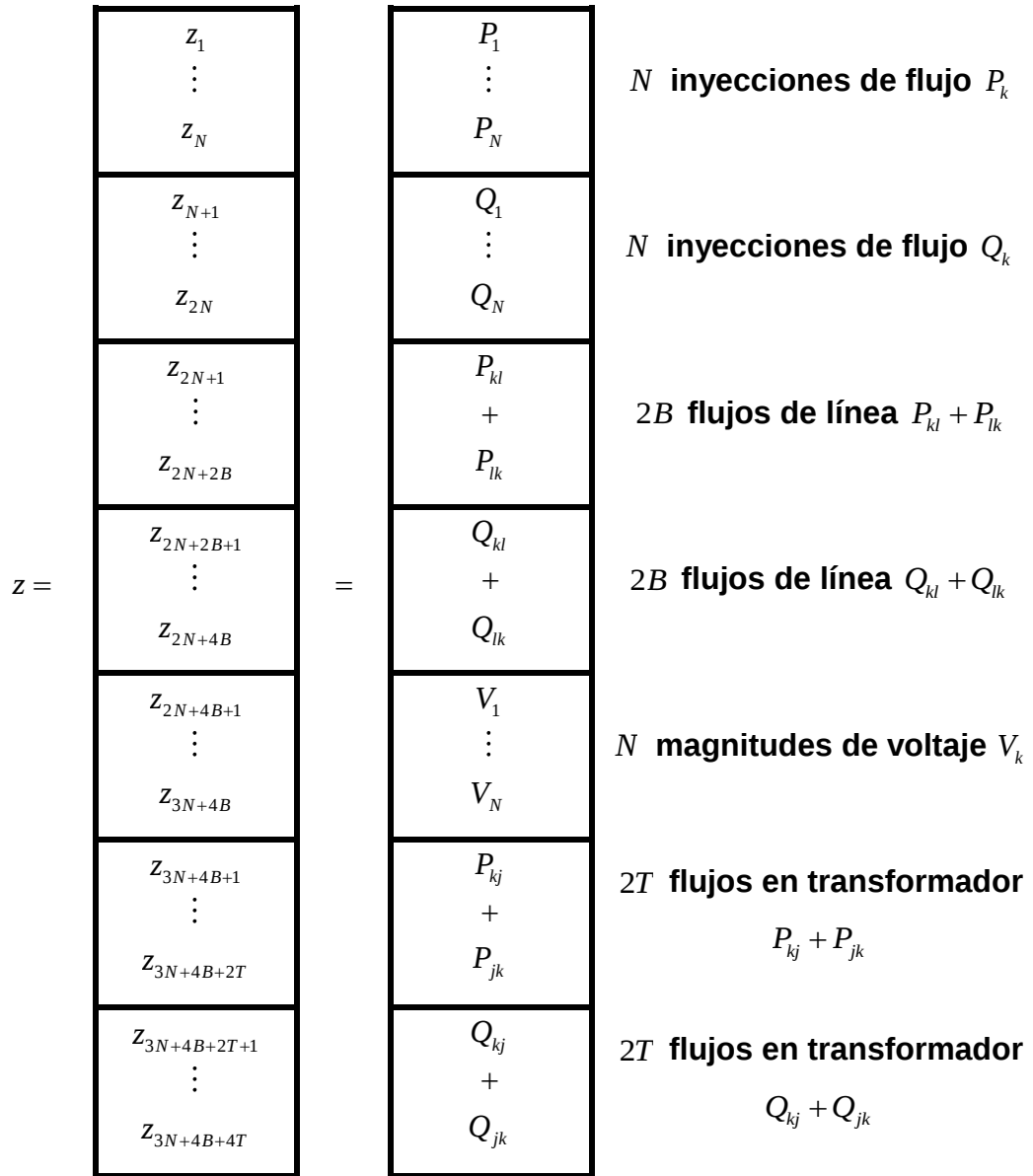


Figura 2.1 Vector de mediciones.

- Ecuaciones que representan mediciones de inyecciones de potencia real y reactiva

$$P_i = V_i \sum_{j \in N_i} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (2.12)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j \in N_i} V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (2.13)$$

- Ecuaciones que representan mediciones de flujos de potencia real y reactiva del bus i al bus j , con base al modelo de línea de transmisión descrito en la Figura 2.2.

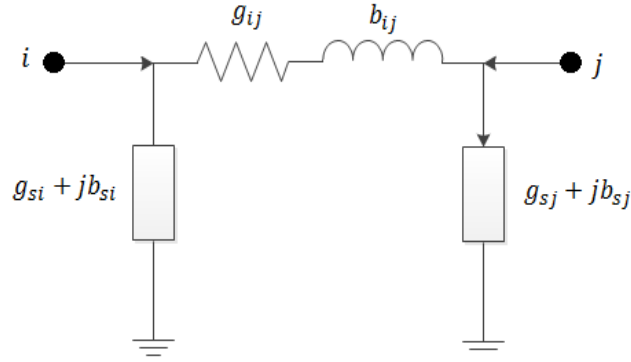


Figura 2.2 Modelo pi de una línea de transmisión.

$$P_{ij} = V_i^2 G_{ii} + V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (2.14)$$

$$Q_{ij} = -V_i^2 B_{ii} + V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (2.15)$$

donde

V_i , θ_i : son la magnitud y ángulo de fase de voltaje del bus i .

$$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$$

$G_{ij} + jB_{ij}$: es el ij -ésimo elemento de la matriz de admitancia nodal compleja

Y_{BUS} .

N_i : es el conjunto de buses que están directamente conectados al bus i .

- Ecuaciones que representan mediciones de magnitudes de voltajes
Inicialmente se utiliza la condición inicial $V_i=1$ y $\theta_i=0$ y después de la primera iteración se utilizan los voltajes calculados por estimador de estado.

2.6 Cálculo de la matriz Jacobiana $H(x)$

Una vez expresados los valores esperados de cada medición por medio de las funciones matemáticas que relacionan las mediciones físicas con las variables de estado, se obtienen las derivadas parciales de cada medición con respecto a todas las variables de estado, excepto con respecto al ángulo de voltaje nodal que se que se toma como referencia.

Elementos correspondientes a mediciones de inyección de potencia real.

$$\frac{\delta P_i}{\delta \theta_i} = \sum_{j=1}^N V_i V_j (-G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij}) - V_i^2 B_{ii} \quad (2.16)$$

$$\frac{\delta P_i}{\delta \theta_j} = V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (2.17)$$

$$\frac{\delta P_i}{\delta V_i} = \sum_{j=1}^N V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) + V_i G_{ii} \quad (2.18)$$

$$\frac{\delta P_i}{\delta V_j} = V_i (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (2.19)$$

Elementos correspondientes a mediciones de inyección de potencia reactiva.

$$\frac{\delta Q_i}{\delta \theta_i} = \sum_{j=1}^N V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij}) - V_i^2 G_{ii} \quad (2.20)$$

$$\frac{\delta Q_i}{\delta \theta_j} = V_i V_j (-G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (2.21)$$

$$\frac{\delta Q_i}{\delta V_i} = \sum_{j=1}^N V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) - V_i B_{ii} \quad (2.22)$$

$$\frac{\delta Q_i}{\delta V_j} = V_i (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (2.23)$$

Elementos correspondientes a mediciones de flujo de potencia real.

$$\frac{\delta P_{ij}}{\delta \theta_i} = V_i V_j (-G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (2.24)$$

$$\frac{\delta P_{ij}}{\delta \theta_j} = V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (2.25)$$

$$\frac{\delta P_{ij}}{\delta V_i} = V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) + 2G_{ii} V_i \quad (2.26)$$

$$\frac{\delta P_{ij}}{\delta V_j} = V_i (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (2.27)$$

Elementos correspondientes a mediciones de flujo de potencia reactiva.

$$\frac{\delta Q_{ij}}{\delta \theta_i} = V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (2.28)$$

$$\frac{\delta Q_{ij}}{\delta \theta_j} = V_i V_j (-G_{ij} \cos \theta_{ij} - B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (2.29)$$

$$\frac{\delta Q_{ij}}{\delta V_i} = V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) - 2B_{ii} V_i \quad (2.30)$$

$$\frac{\delta Q_{ij}}{\delta V_j} = V_i (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (2.31)$$

$H =$	$\theta_2 \quad \theta_3 \quad \dots \quad \theta_N$	$\frac{V_1}{V_1} \quad \frac{V_2}{V_2} \quad \dots \quad \frac{V_N}{V_N}$	
	$\frac{\partial P_1}{\partial \theta_2} \quad \dots \quad \frac{\partial P_1}{\partial \theta_N}$ $\frac{\partial P_N}{\partial \theta_2} \quad \dots \quad \frac{\partial P_N}{\partial \theta_N}$	$V_1 \frac{\partial P_1}{\partial V_1} \quad \dots \quad V_N \frac{\partial P_1}{\partial V_N}$ $V_1 \frac{\partial P_N}{\partial V_1} \quad \dots \quad V_N \frac{\partial P_N}{\partial V_N}$	N inyecciones de flujo P_k
	$\frac{\partial Q_1}{\partial \theta_2} \quad \dots \quad \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_N}$ $\frac{\partial Q_N}{\partial \theta_2} \quad \dots \quad \frac{\partial Q_N}{\partial \theta_N}$	$V_1 \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} \quad \dots \quad V_N \frac{\partial Q_1}{\partial V_N}$ $V_1 \frac{\partial Q_N}{\partial V_1} \quad \dots \quad V_N \frac{\partial Q_N}{\partial V_N}$	N inyecciones de flujo Q_k
	$\dots \quad \frac{\partial P_{kl}}{\partial \theta_k} \quad \dots \quad \frac{\partial P_{kl}}{\partial \theta_l}$ $\dots \quad \frac{\partial P_{lk}}{\partial \theta_k} \quad \dots \quad \frac{\partial P_{lk}}{\partial \theta_l}$	$\dots \quad V_k \frac{\partial P_{kl}}{\partial V_k} \quad \dots \quad V_l \frac{\partial P_{kl}}{\partial V_l}$ $\dots \quad V_k \frac{\partial P_{lk}}{\partial V_k} \quad \dots \quad V_l \frac{\partial P_{lk}}{\partial V_l}$	$2B$ flujos de línea $P_{kl} + P_{lk}$
	$\dots \quad \frac{\partial Q_{kl}}{\partial \theta_k} \quad \dots \quad \frac{\partial Q_{kl}}{\partial \theta_l}$ $\dots \quad \frac{\partial Q_{lk}}{\partial \theta_k} \quad \dots \quad \frac{\partial Q_{lk}}{\partial \theta_l}$	$\dots \quad V_k \frac{\partial Q_{kl}}{\partial V_k} \quad \dots \quad V_l \frac{\partial Q_{kl}}{\partial V_l}$ $\dots \quad V_k \frac{\partial Q_{lk}}{\partial V_k} \quad \dots \quad V_l \frac{\partial Q_{lk}}{\partial V_l}$	$2B$ flujos de línea $Q_{kl} + Q_{lk}$
	0 0 $\ddots$ 0	V_1 V_2 $\ddots$ V_N	N magnitudes de voltaje V_k
	$\dots \quad \frac{\partial P_{kj}}{\partial \theta_k} \quad \dots \quad \frac{\partial P_{kj}}{\partial \theta_j}$ $\dots \quad \frac{\partial P_{jk}}{\partial \theta_k} \quad \dots \quad \frac{\partial P_{jk}}{\partial \theta_j}$	$\dots \quad V_k \frac{\partial P_{kj}}{\partial V_k} \quad \dots \quad V_j \frac{\partial P_{kj}}{\partial V_j}$ $\dots \quad V_k \frac{\partial P_{jk}}{\partial V_k} \quad \dots \quad V_j \frac{\partial P_{jk}}{\partial V_j}$	$2T$ flujos en transformador $P_{kj} + P_{jk}$
	$\dots \quad \frac{\partial Q_{kj}}{\partial \theta_k} \quad \dots \quad \frac{\partial Q_{kj}}{\partial \theta_j}$ $\dots \quad \frac{\partial Q_{jk}}{\partial \theta_k} \quad \dots \quad \frac{\partial Q_{jk}}{\partial \theta_j}$	$\dots \quad V_k \frac{\partial Q_{kj}}{\partial V_k} \quad \dots \quad V_j \frac{\partial Q_{kj}}{\partial V_j}$ $\dots \quad V_k \frac{\partial Q_{jk}}{\partial V_k} \quad \dots \quad V_j \frac{\partial Q_{jk}}{\partial V_j}$	$2T$ flujos en transformador $Q_{kj} + Q_{jk}$

Figura 2.3 Estructura general de la matriz Jacobiana en Estimación de Estado.

Se observa que $[H]$ tiene una fila P_1 , una para Q_1 , y una columna correspondiente a $|V_1|$ pero no para θ_1 . Esto se debe a que en los ángulos de fase de voltaje son estimados con respecto a un ángulo de referencia, que en este caso se trata en el nodo 1.

Elementos correspondientes a mediciones de voltaje de SCADA.

$$\frac{\delta V_i}{\delta V_i} = 1 \quad \frac{\delta V_i}{\delta V_j} = 0 \quad \frac{\delta V_i}{\delta \theta_i} = 0 \quad \frac{\delta V_i}{\delta \theta_j} = 0 \quad (2.32)$$

La matriz de ganancia $G(x)$ es:

$$G(x) = H^T(x) \cdot W \cdot H(x) \quad (2.33)$$

La matriz de ganancia tiene las siguientes propiedades [2]:

- Es estructuralmente y numéricamente simétrica
- Es dispersa
- En general es una matriz no definida negativa, todos sus eigenvalores son no negativos. Es positiva definida para redes completamente observables.

2.6 Ejemplo de Aplicación

A continuación se presenta un ejemplo de aplicación el cual proporciona una idea más clara del proceso de EE. Se tienen 9 mediciones disponibles en la red de 3 nodos como se observa en la Figura 2.4, donde la letra I indica la medición de inyección de potencia activa y reactiva, F indica medición de flujo de potencia activa y reactiva y V indica la medición de la magnitud de voltaje nodal. El ángulo de fase θ_1 es elegido como referencia para la solución de las variables de estado de la red. La dimensión del vector de estado es $(2Nb-1)=5$, donde Nb es el número de nodos.

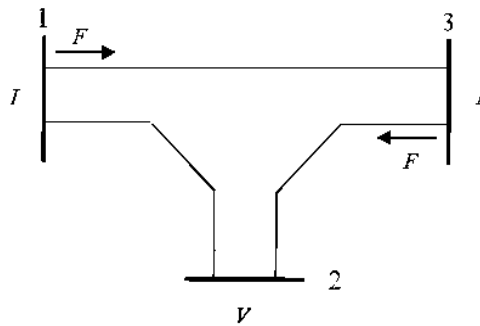


Figura 2.4 Red de 3 nodos.

De acuerdo a las mediciones físicas de la red, el vector de mediciones y el vector de estado son:

$$z = \begin{bmatrix} P_1 \\ P_3 \\ Q_1 \\ Q_3 \\ P_{13} \\ P_{32} \\ Q_{13} \\ Q_{32} \\ V_2 \end{bmatrix} \quad x = \begin{bmatrix} \theta_2 \\ \theta_3 \\ V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \quad (2.34)$$

donde z es el vector de mediciones de los dispositivos y x es el vector de las variables de estado que necesitamos estimar. La P_1 y Q_1 con un solo subíndice indica que es inyección de potencia. La P_{12} y Q_{12} con dos subíndices indica que la medición es de flujo de potencia de la línea, V indica que es magnitud de voltaje y θ indica el ángulo de fase. El vector de ecuaciones no lineales que relacionan las mediciones físicas con las variables de estado (mediciones estimadas) es:

$$h(x) = \begin{bmatrix} P_{12} + P_{13} \\ P_{31} + P_{32} \\ Q_{12} + Q_{13} \\ Q_{31} + Q_{32} \\ P_{13} \\ P_{32} \\ Q_{13} \\ Q_{32} \\ V_2 \end{bmatrix}, \quad \text{donde}$$

$$\begin{aligned} P_{12} &= V_1^2 G_{11} + V_1 V_2 [G_{12} \cos(\theta_1 - \theta_2) + B_{12} \sin(\theta_1 - \theta_2)] \\ P_{13} &= V_1^2 G_{11} + V_1 V_3 [G_{13} \cos(\theta_1 - \theta_3) + B_{13} \sin(\theta_1 - \theta_3)] \\ P_{31} &= V_3^2 G_{33} + V_3 V_1 [G_{31} \cos(\theta_3 - \theta_1) + B_{31} \sin(\theta_3 - \theta_1)] \\ P_{32} &= V_3^2 G_{33} + V_3 V_2 [G_{32} \cos(\theta_3 - \theta_2) + B_{32} \sin(\theta_3 - \theta_2)] \\ Q_{12} &= -V_1^2 B_{11} + V_1 V_2 [G_{12} \sin(\theta_1 - \theta_2) - B_{12} \cos(\theta_1 - \theta_2)] \\ Q_{13} &= -V_1^2 B_{11} + V_1 V_3 [G_{13} \sin(\theta_1 - \theta_3) - B_{13} \cos(\theta_1 - \theta_3)] \\ Q_{31} &= -V_3^2 B_{33} + V_3 V_1 [G_{31} \sin(\theta_3 - \theta_1) - B_{31} \cos(\theta_3 - \theta_1)] \\ Q_{32} &= -V_3^2 B_{33} + V_3 V_2 [G_{32} \sin(\theta_3 - \theta_2) - B_{32} \cos(\theta_3 - \theta_2)] \end{aligned}$$

La matriz Jacobiana del sistema queda de la siguiente manera:

$$H(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_3} & V_1 \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & V_2 \frac{\partial P_1}{\partial V_2} & V_3 \frac{\partial P_1}{\partial V_3} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} & V_1 \frac{\partial P_3}{\partial V_1} & V_2 \frac{\partial P_3}{\partial V_2} & V_3 \frac{\partial P_3}{\partial V_3} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_3} & V_1 \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & V_2 \frac{\partial Q_1}{\partial V_2} & V_3 \frac{\partial Q_1}{\partial V_3} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_3} & V_1 \frac{\partial Q_3}{\partial V_1} & V_2 \frac{\partial Q_3}{\partial V_2} & V_3 \frac{\partial Q_3}{\partial V_3} \\ 0 & \frac{\partial P_{13}}{\partial \theta_3} & V_1 \frac{\partial P_{13}}{\partial V_1} & 0 & V_3 \frac{\partial P_{13}}{\partial V_3} \\ \frac{\partial P_{32}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_{32}}{\partial \theta_3} & 0 & V_2 \frac{\partial P_{32}}{\partial V_2} & V_3 \frac{\partial P_{32}}{\partial V_3} \\ 0 & \frac{\partial Q_{13}}{\partial \theta_3} & V_1 \frac{\partial Q_{13}}{\partial V_1} & 0 & V_3 \frac{\partial Q_{13}}{\partial V_3} \\ \frac{\partial Q_{32}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_{32}}{\partial \theta_3} & 0 & V_2 \frac{\partial Q_{32}}{\partial V_2} & V_3 \frac{\partial Q_{32}}{\partial V_3} \\ 0 & 0 & V_1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad \text{donde}$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{13}}{\partial \theta_2} &= V_2 \frac{\partial P_{13}}{\partial V_2} = 0 \\ V_1 \frac{\partial P_{32}}{\partial V_1} &= 0 \\ \frac{\partial Q_{13}}{\partial \theta_2} &= V_2 \frac{\partial Q_{13}}{\partial V_2} = 0 \\ V_1 \frac{\partial Q_{32}}{\partial V_1} &= 0 \\ \frac{\partial V_1}{\partial \theta_2} &= \frac{\partial V_1}{\partial \theta_3} = V_2 \frac{\partial V_1}{\partial V_2} = V_3 \frac{\partial V_1}{\partial V_3} = 0 \\ V_1 \frac{\partial V_1}{\partial V_1} &= V_1 \end{aligned}$$

La matriz de covarianza diagonal es de la siguiente manera:

$$R^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma_1^2} & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \frac{1}{\sigma_2^2} & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \ddots & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdots & \frac{1}{\sigma_9^2} \end{bmatrix} \quad (2.35)$$

Sustituyendo las matrices y vectores anteriores en (2.8) se obtiene la ecuación de EE.

$$\left[H^T(x)R^{-1}H(x) \right] \begin{bmatrix} \theta_2 \\ \theta_3 \\ \frac{V_1}{V_1} \\ \frac{V_2}{V_2} \\ \frac{V_3}{V_3} \end{bmatrix}^{i+1} - \begin{bmatrix} \theta_2 \\ \theta_3 \\ V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix}^i = H^T(x)R^{-1} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_3 \\ Q_1 \\ Q_3 \\ P_{13} \\ P_{32} \\ Q_{13} \\ Q_{32} \\ V_2 \end{bmatrix} - h(x) \quad (2.36)$$

Esta ecuación es resuelta de manera iterativa hasta que el máximo incremento de Δx sea menor a un valor de tolerancia establecido. El superíndice i indica valor anterior y $i+1$ indica valor actualizado.

2.7 Observabilidad

Una de las condiciones para que se puedan estimar todos los estados de un sistema, es que el sistema sea completamente observable. Un sistema completamente observable es aquel en que la cantidad de mediciones disponibles, así como la distribución geográfica de éstas, permite estimar todos los estados del sistema. En un algoritmo de EE se puede detectar si el sistema es observable, determinando si el producto matricial $[H^T R^{-1} H]$ conocido como la matriz de ganancia G , y dada por (2.33), es no singular.

2.8 Propiedades estadísticas de las Mediciones

Debido a que las mediciones son tomadas repetitivamente durante un determinado intervalo de tiempo, estas contienen ciertas propiedades estadísticas las cuales permiten estimar el valor verdadero de las variables de estado de un sistema. Si se grafican todas las lecturas tomadas a una variable en un intervalo de tiempo, a medida que el número de lecturas aumente hacia infinito se irá formando una curva continua. A esta curva se le conoce como función de densidad de probabilidad normal o gaussiana, la cual está representada por (2.37), mientras que su gráfica se puede observar en la Figura 2.5

$$FDP(\eta) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{\eta}{\sigma}\right)^2} \quad (2.37)$$

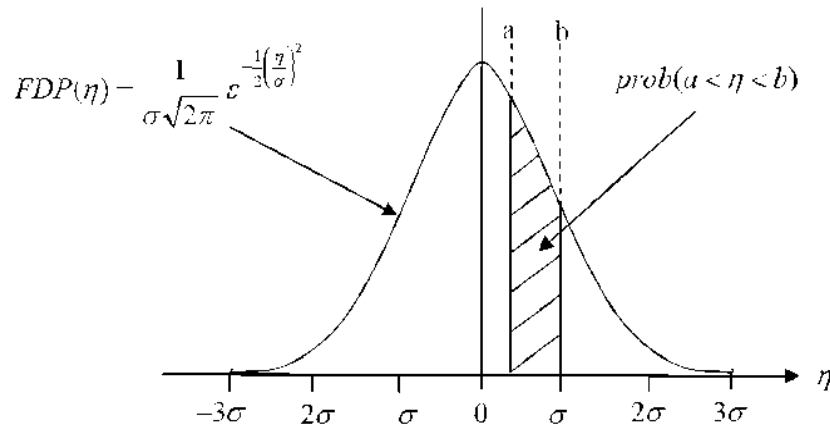


Figura 2.5 Función de densidad de probabilidad gaussiana estándar $FDP(\eta)$.

La variable aleatoria gaussiana es η y representa el error acumulado en la medición con media cero. La probabilidad de que η tome valores entre los puntos a y b está dada por el área bajo la curva y esta área es calculada por (2.38).

$$prob(a < \eta < b) = \int_a^b FDP(\eta) d\eta = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_a^b \varepsilon^{-\frac{1}{2}\left(\frac{\eta}{\sigma}\right)^2} d\eta \quad (2.38)$$

El área total bajo la curva entre $-\infty$ y $+\infty$ es igual a 1, esto representa el 100% de probabilidad de que η caiga dentro de la curva de la $FDP(\eta)$. El área bajo la curva de la $FDP(\eta)$ se distribuye como sigue: 68% dentro de los límites $\sigma_{\pm}$ de η , 95% dentro de los límites $2\sigma_{\pm}$ de η , 99% dentro de los límites $3\sigma_{\pm}$ de η . Cuando η cae fuera de estos límites se considera que en las variables aleatorias existen errores gruesos. De esta manera se utilizan las propiedades estadísticas de los errores aleatorios correspondientes a las mediciones para los procesos de detección e identificación de mediciones erróneas.

2.9 Detección e identificación de Datos Erróneos

Considerando que las mediciones físicas utilizadas como datos de entrada en el proceso de estimación tienen un error asociado, es necesario saber que tan confiable es el estimado. Errores significativos en estos datos pueden ocasionar que el estimado calculado sea altamente deficiente, es por eso que debe realizarse una evaluación de la calidad del resultado de la estimación. Un estimador de estado completo tiene que contar con un algoritmo de detección e identificación de mediciones erróneas. Cuando este algoritmo detecta e identifica mediciones anormales debe eliminarlas del proceso y volver a estimar hasta que no se detecten más errores gruesos.

El algoritmo de detección e identificación de errores gruesos está basado en dos pruebas estadísticas, conocidas como la prueba Chi-Cuadrada ($\chi^2_{k,\alpha}$) y la prueba del máximo residuo normalizado r^N .

Cuando se ha calculado el vector de estados estimados, se realiza una prueba para saber qué tan confiables son estos resultados. La Chi-Cuadrada ($\chi^2_{k,\alpha}$) es una prueba estadística que utiliza los residuos estimados $\hat{e}_i$ como variables aleatorias. En la teoría estadística se muestra que si una variable, como en este caso $\hat{e}_i$, tiene distribución normal estándar, entonces $\hat{e}_i^2$ tiene la distribución Chi-Cuadrada. En la figura 2.7 se muestra esta distribución. En base a la Figura 2.5, la prueba Chi-Cuadrada es realizada y representada por (2.39)

$$\text{prob}(J(\hat{x}) < \chi^2_{k,\alpha}) = (1 - \alpha) \quad (2.39)$$

donde

$J(\hat{x})$: suma ponderada de los cuadrados de los residuos de las mediciones.

$\chi^2_{k,\alpha}$: valor límite o umbral de la distribución Chi-Cuadrada, k y α son el número de grados de libertad y α el nivel de significancia respectivamente.

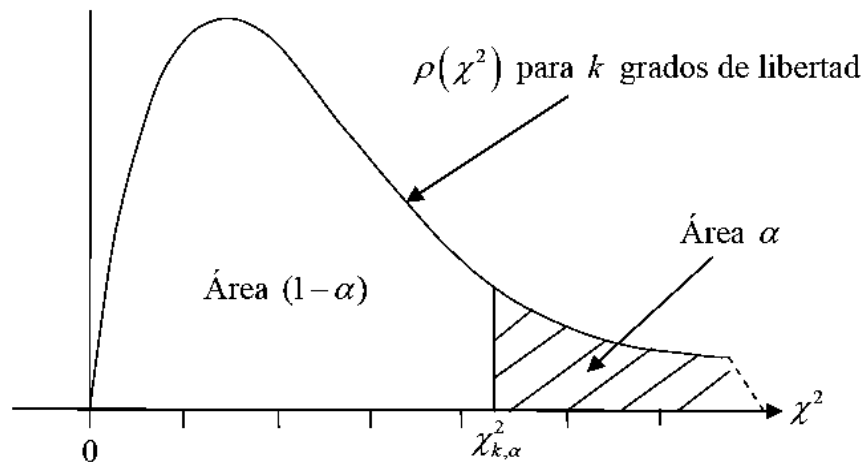


Figura 2.6 Función de densidad de probabilidad $\rho(\chi^2)$ de la distribución Chi-cuadrada $\chi^2_{k,\alpha}$ para ($k < 30$).

Los grados de libertad están dados por $k = Nm - Ns$, donde Nm es el número de mediciones y Ns es el número estados del sistema.

La distribución Chi-Cuadrada se encuentra dividida en dos áreas, donde el área α representa la probabilidad de que $J(\hat{x})$ exceda el valores límite $\chi^2_{k,\alpha}$, mientras que $(1-\alpha)$ representa la probabilidad de que $J(\hat{x})$ sea menor que $\chi^2_{k,\alpha}$. La distribución Chi-Cuadrada de la Figura 2.6 es asimétrica para $(k \leq 30)$, mientras que para $(k > 30)$ la distribución Chi-Cuadrada se asemeja a una distribución normal.

El valor $\chi^2_{k,\alpha}$ para $(k > 50)$, que es común en SEP de gran escala, puede ser calculado en forma aproximada por (2.40)

$$\chi^2_{k,\alpha} \approx \frac{1}{2} \left(z_\alpha + \sqrt{2k-1} \right)^2 \quad (2.40)$$

donde los valores típicos de z_α se muestran en la Tabla 2.3

El valor límite para $(k \leq 30)$ se determina de la Tabla 2.4, donde se encuentran los valores tabulados en base a los valores de k y α requeridos.

El valor α es seleccionado con base al nivel de significancia requerido.

Tabla 2.3 Valores típicos de z_α

$Z_{1-\alpha} = -Z_\alpha \quad \alpha = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{Z_\alpha} e^{-z^2/2} dz$								
$1-\alpha$	0.90	0.925	0.95	0.975	0.99	0.995	0.999	0.9995
Z_α	1.282	1.44	1.645	1.967	2.326	2.576	3.09	3.291

Tabla 2.4 Valores de $\chi_{k,\alpha}^2$

k	$1-\alpha$									
	0.005	0.01	0.025	0.05	0.1	0.9	0.95	0.975	0.99	0.995
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.02	2.71	3.0	5.02	6.63	7.88
2	0.01	0.02	0.05	0.10	0.21	4.61	5.99	7.38	9.21	10.60
3	0.07	0.11	0.22	0.35	0.58	6.25	7.81	9.35	11.34	12.84
4	0.21	0.3	0.48	0.71	1.06	7.78	9.49	11.14	13.28	14.86
5	0.41	0.55	0.83	1.15	1.61	9.24	11.07	12.83	15.09	15.75
6	0.68	0.87	1.24	1.64	2.20	10.64	12.59	14.45	16.81	18.55
7	0.99	1.24	1.69	2.17	2.83	12.02	14.07	16.01	18.48	20.28
8	1.34	1.65	2.18	2.73	3.49	13.36	15.51	17.23	20.09	21.96
9	1.73	2.09	2.70	3.33	4.17	14.68	16.92	19.02	21.67	23.59
10	2.16	2.56	3.25	3.94	4.87	15.99	18.31	20.48	23.21	25.19
12	3.07	3.57	4.40	5.23	6.30	18.55	21.03	23.34	26.22	28.30
14	4.07	4.66	5.63	6.57	7.79	21.06	23.68	26.12	29.14	31.12
16	5.14	5.81	6.91	7.96	9.31	23.54	26.30	28.85	32.00	34.27
18	6.26	7.01	8.23	9.39	10.86	25.99	28.87	31.53	34.81	37.16
20	7.43	8.26	9.59	10.85	12.44	28.41	31.41	31.17	37.57	40.0
22	8.60	9.50	11.0	12.3	14.0	30.8	33.9	36.8	40.3	42.8
24	9.90	10.9	12.4	13.8	15.7	33.2	36.4	39.4	43.0	45.6
26	11.2	12.2	13.8	15.4	17.3	35.6	38.9	41.9	45.6	48.3
28	12.5	13.6	15.3	16.9	18.9	37.9	41.3	44.5	48.3	51.0
30	13.8	15.0	16.8	18.5	20.6	40.3	43.8	47.0	50.9	53.7

Con base a lo expuesto anteriormente, el procedimiento para detectar errores en las mediciones mediante la prueba Chi-cuadrada es el siguiente:

1. Se estima el estado del sistema mediante $\hat{x}$ mediante (2.8) y (2.9)
2. Se calculan los residuos estimados

$$\hat{e}_i = z_i - h_i(\hat{x}) \quad (2.41)$$

3. Se evalúa la función de mínimos cuadrados ponderados

$$J(\hat{x}) = \sum_{i=1}^m \frac{(z_i - h_i(\hat{x}))^2}{\sigma_i^2} \quad (2.42)$$

4. Determinar si se cumple la siguiente desigualdad para k y α determinados

$$J(\hat{x}) < \chi_{k,\alpha}^2 \quad (2.43)$$

5. Si no se cumple (2.43), entonces existe la posibilidad de que al menos haya una medición con error grueso. Lo siguiente a la detección es identificar la medición errónea, eliminarla y volver a estimar hasta que se cumpla (2.43). El proceso de identificación de errores gruesos es descrito en la siguiente sección.

2.10 Identificación y eliminación de errores gruesos

Cuando la prueba Chi-Cuadrada ha detectado la existencia de mediciones erróneas en el estimado de estado, otra prueba debe ser realizada para identificar la medición o mediciones que están introduciendo ruido al proceso de estimación de estado. Esta prueba se denomina prueba del máximo residuo normalizado r^N , y consiste en normalizar los residuos estimados de las mediciones. La identificación de la medición errónea se logra eligiendo el residuo normalizado más grande y eliminando la medición correspondiente a dicho residuo del vector de mediciones disponibles en el sistema. Una vez que se ha eliminado la medición errónea se realiza de nuevo el proceso de estimación hasta que la prueba de detección de error sea negativa.

El desarrollo matemático para obtener una expresión que permita normalizar los residuos es de la siguiente manera:

Primeramente se tiene que el error estimado es

$$\hat{e} = z - \hat{z} = z - h(\hat{x}) \quad (2.44)$$

Sustituyendo (2.1) en (2.40) y reordenando se tiene

$$\hat{e} = e - \hat{H}(\Delta x) \quad (2.45)$$

dónde $\Delta x = (\hat{x} - x)$. Ahora despejando Δx de (2.8) y sustituyendo en (2.45) se obtiene

$$\hat{e} = [I - HG^{-1}H^T R^{-1}]e \quad (2.46)$$

Con (2.46) y su transpuesta se puede obtener la matriz de varianza del error de medición de la siguiente manera:

$$(\hat{e})(\hat{e})^T = (z - \hat{z})(z - \hat{z})^T \quad (2.47)$$

Ahora tomando el valor esperado de cada lado de (2.47) se tiene

$$E[(\hat{e})(\hat{e})^T] = [I - HG^{-1}H^T R^{-1}]E[ee^T][I - HG^{-1}H^T R^{-1}] \quad (2.48)$$

donde $E[(\hat{e})(\hat{e})^T] = R$, es decir, es igual a la matriz diagonal de varianza de las mediciones. Los elementos fuera de la diagonal de esta matriz son cero ya que se han supuesto errores independientes. Multiplicando R por la matriz a su derecha y después factorizando se obtiene

$$E[(\hat{e})(\hat{e})^T] = [I - HG^{-1}H^T R^{-1}][I - HG^{-1}H^T R^{-1}]R \quad (2.49)$$

La matriz (2.49) es idempotente, por tanto la matriz de varianza del error de medición es

$$S = R - HG^{-1}H^T \quad (2.50)$$

Puesto que la matriz S es diagonal, $\sqrt{S_{ii}}$ es la desviación estándar. Note que el error estimado es una variable aleatoria guassiana con media cero, tal que el residuo estimado de una medición es en realidad la desviación del error de la medición

$$\hat{e} = z_i - \hat{z}_i \quad (2.51)$$

Dividiendo (2.51) entre $\sqrt{S_{ii}}$ se obtiene el residuo normalizado de la medición i .

$$r_i^N = \frac{\hat{e}_i}{\sqrt{S_{ii}}} \quad (2.52)$$

Aunque no hay todavía una garantía de que los errores estandarizados más grandes siempre indiquen las mediciones erróneas, se ha facilitado el problema de localizar los errores gruesos. En la Figura 2.7 está representado el diagrama de bloques para el algoritmo de detección e identificación de mediciones que contienen error grueso.

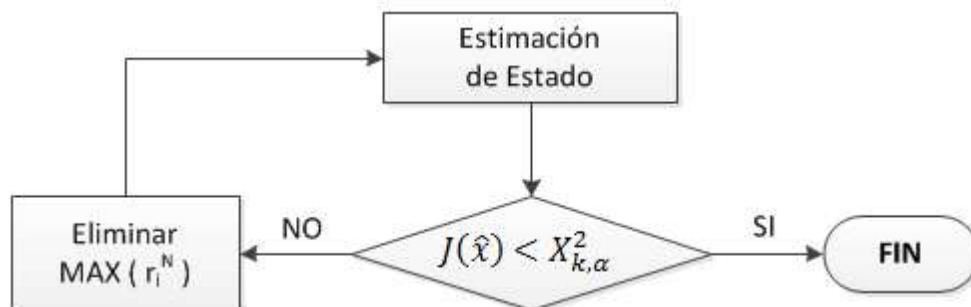


Figura 2.7 Algoritmo de detección e identificación de errores gruesos.

La prueba del máximo residuo normalizado no garantiza que siempre se elimine la medición errónea, es decir, puede darse el caso en que el residuo de una medición que no tenga error sea mayor que el residuo de la medición errónea, por eso para que esta prueba sea más precisa es recomendable que se tenga un gran número de redundancia.

Otro problema que ocurre frecuentemente es la existencia de mediciones críticas las cuales son mediciones aisladas de las demás mediciones del sistema. Debido al aislamiento de una medición crítica, el valor estimado es siempre igual al valor medido, lo cual hace que el residuo correspondiente sea igual a cero.

2.11 Estimador de estado híbrido incluyendo mediciones SCADA y de PMU's

La estimación de estado es crucial para el monitoreo, análisis y control de los Sistemas Eléctricos de Potencia. El estimador de estado tradicional utiliza un conjunto de mediciones redundantes provenientes del sistema SCADA para estimar el valor de las variables de estado mediante la formulación de mínimos cuadrado ponderados. En años recientes se ha incrementado el uso de tecnologías como PMU's (unidades de medición fasorial) lo que a resultado en una mejor precisión de la estimación de estado debido a que se puede contar con datos sincronizados y precisos, además de su alta velocidad de muestreo y transmisión de datos.

Solamente cuando existen suficientes PMU's instalados en un sistema de potencia (lo cual hace el sistema completamente observable) se puede aplicar una estimación de estado lineal, sin embargo es difícil que puedan instalar una gran cantidad de PMU's en la red eléctrica (debido a los altos costos), por ese motivo es difícil utilizar un estimador de estado lineal, incluso en un futuro cercano. Por lo tanto, se han hecho esfuerzos en tratar de utilizar una combinación de mediciones tradicionales del sistema SCADA y fasoriales para estimar el estado

de un sistema eléctrico, este tipo de estimador de estado se conoce como: *Estimado de Estado Híbrido*.

2.12 Unidades de Medición Fasorial (PMU's)

Uno de los dispositivos fundamentales para el monitoreo del estado de operación de sistemas eléctricos son las unidades de medición fasorial (PMU, por sus siglas en inglés) el cual mide fasores de voltaje (en buses) y de corriente (en líneas de transmisión, transformadores y cargas que finalizan en la subestación). Estas unidades utilizan una señal de tiempo GPS para realizar un marcado de tiempo sumamente preciso de la información que determina el estado de operación del sistema eléctrico de potencia, tal como se muestra esquemáticamente en la Figura 2.8. Un receptor satelital GPS proporciona un impulso de sincronización preciso en correlación con las entradas de voltajes y corrientes muestreadas.

La unidad PMU calcula las tensiones e intensidades de secuencia positiva y las marca en el tiempo, asignándoles permanentemente el microsegundo exacto en que se ha hecho la medición de los fasores. El dispositivo prepara un mensaje con la marca de tiempo y los datos del fasor en un formato definido en la norma IEEE C.37.118 "Standard for Synchrophasor for Power Systems", de modo que puede transmitirte a un lugar distante a través de cualquier enlace de comunicaciones que se encuentre disponible.

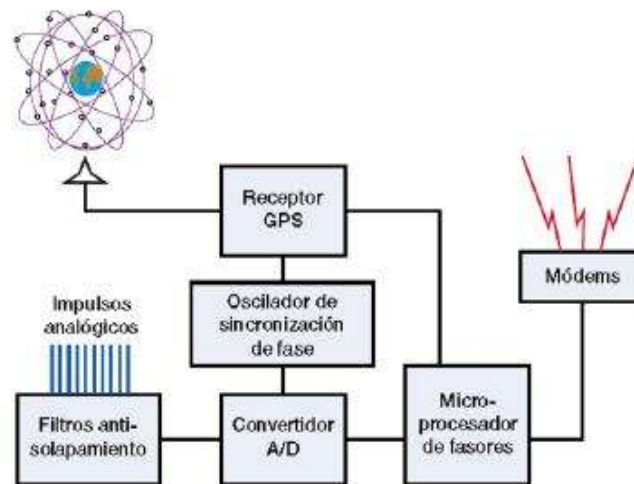


Figura 2.8 Diagrama esquemático de un PMU.

Los datos de secuencia positiva de los fasores de todas las subestaciones provistas de dichos dispositivos se centralizan en un lugar apropiado utilizando un concentrador de datos o se intercambian entre unidades locales para realizar las aplicaciones de supervisión, protección y/o control, tal como se ilustra en la Figura 2.9.

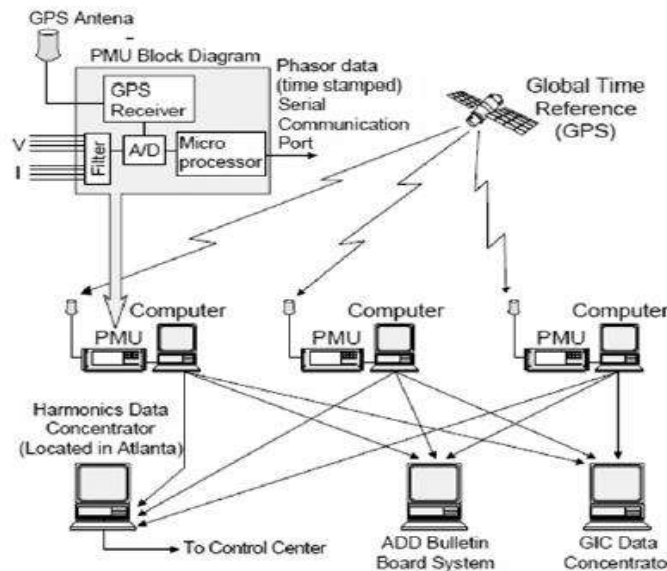


Figura 2.9 Supervisión de sistemas eléctricos de potencia mediante PMU's

2.13 Formulación de estimador de estado híbrido

Las unidades de medición fasorial PMU's proveen las siguientes mediciones, en la subestaciones en las que son instaladas:

- Magnitud y ángulos de voltaje de bus
- Magnitud y ángulos de corriente de líneas de transmisión, transformadores, etc.

Los fasores de voltaje (magnitud y ángulo) se pueden introducir en la matriz jacobiana de la misma forma en que se hace para mediciones de magnitud de voltaje provistas por el sistema SCADA.

Sin embargo, para las mediciones de corrientes de rama provistas por los PMU's se debe obtener la ecuación de la medición correspondiente.

En un estimador de estado convencional con mediciones SCADA, generalmente se escoge un bus como referencia angular y todos los ángulos del vector de estado obtenido mediante la solución por mínimos cuadrados ponderados estarán expresados con respecto a esta referencia. En un estimador de estado híbrido se tendrán diferentes referencias las cuales están determinadas por el instante en que se realiza la medición. Es obvio que se tendrán resultados incorrectos si se utilizan mediciones de PMU's y no se resuelve el problema de referencia angular. Una solución a este problema es instalar una unidad de PMU en el bus de referencia.

A continuación se describe el algoritmo del estimador de estado híbrido:

1. Las mediciones fasoriales de corriente se convierten de coordenadas polares a coordenadas rectangulares, debido a que es difícil encontrar una relación entre la medición directa $I_{ij} \angle \theta I_{ij}$ y el vector de estado.

$$I_{ij,r} = I_{ij} \cos \theta_{I_{ij}} \quad (2.53)$$

$$I_{ij,i} = I_{ij} \sin \theta_{I_{ij}} \quad (2.54)$$

2. Se calcula la matriz de varianza R_m .

$$R_m = \begin{bmatrix} R & 0 & 0 \\ 0 & R_v & 0 \\ 0 & 0 & R_I \end{bmatrix} \quad (2.55)$$

donde

R : es la matriz de varianza de las mediciones SCADA $\left(W_{ii} = R_{ii}^{-1} = \frac{1}{\sigma_i^2} \right)$.

R_v : corresponde a la matriz de varianzas de las mediciones fasoriales de voltaje.

R_I : es la matriz de varianzas de las mediciones de corriente en forma rectangular. Cabe mencionar que no se cuenta con la varianza para mediciones en forma rectangular, sin embargo esta varianza se puede calcular basada en la teoría de propagación de errores mediante (2.56) y (2.57)

$$\sigma_{I_{ij,r}}^2 = \left(\frac{\partial I_{ij,r}}{\partial I_{ij}} \right)^2 \sigma_{I_{ij}}^2 + \left(\frac{\partial I_{ij,r}}{\partial \theta_{I_{ij}}} \right)^2 \sigma_{\theta_{I_{ij}}}^2 = \left(\cos \theta_{I_{ij}} \right)^2 \sigma_{I_{ij}}^2 + \left(I_{ij} \sin \theta_{I_{ij}} \right)^2 \sigma_{\theta_{I_{ij}}}^2 \quad (2.56)$$

$$\sigma_{I_{ij,i}}^2 = \left(\frac{\partial I_{ij,i}}{\partial I_{ij}} \right)^2 \sigma_{I_{ij}}^2 + \left(\frac{\partial I_{ij,i}}{\partial \theta_{I_{ij}}} \right)^2 \sigma_{\theta_{I_{ij}}}^2 = \left(\sin \theta_{I_{ij}} \right)^2 \sigma_{I_{ij}}^2 + \left(I_{ij} \cos \theta_{I_{ij}} \right)^2 \sigma_{\theta_{I_{ij}}}^2 \quad (2.57)$$

Los valores típicos de las varianzas se reportan en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5 Valores de varianza para diferentes tipos de medición SCADA y PMU's

	SCADA	PMU
Tipo de Medición	Varianza σ	Varianza σ
Inyección de potencia (P_i, Q_i)	0.01	N/A
Flujo de Potencia (P_{ij}, Q_{ij})	0.008	N/A
Magnitud de Voltaje (V_i)	0.004	0.002
Ángulo de Voltaje (θ_i)	N/A	0.0017
Corriente de rama (Parte real)	N/A	Ec. (2.56)
Corriente de rama (Parte Imaginaria)	N/A	Ec. (2.57)

3. Se calcula la submatriz jacobiana $H(x)$ y el vector $h_s(x)$ de las mediciones convencionales del sistema SCADA.

$$H(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \theta} & \frac{\partial P_i}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_i}{\partial V} \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta} & \frac{\partial P_{ij}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V} \\ 0 & \frac{\partial V_i}{\partial V_i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M & F \\ G & N \\ 0 & I \end{bmatrix} \quad (2.58)$$

4. Se calculan los valores estimados de las corrientes de rama $h_i(x)$, en coordenadas rectangulares, para obtener el vector de residuos de las mediciones de corrientes provistas por los PMU's.

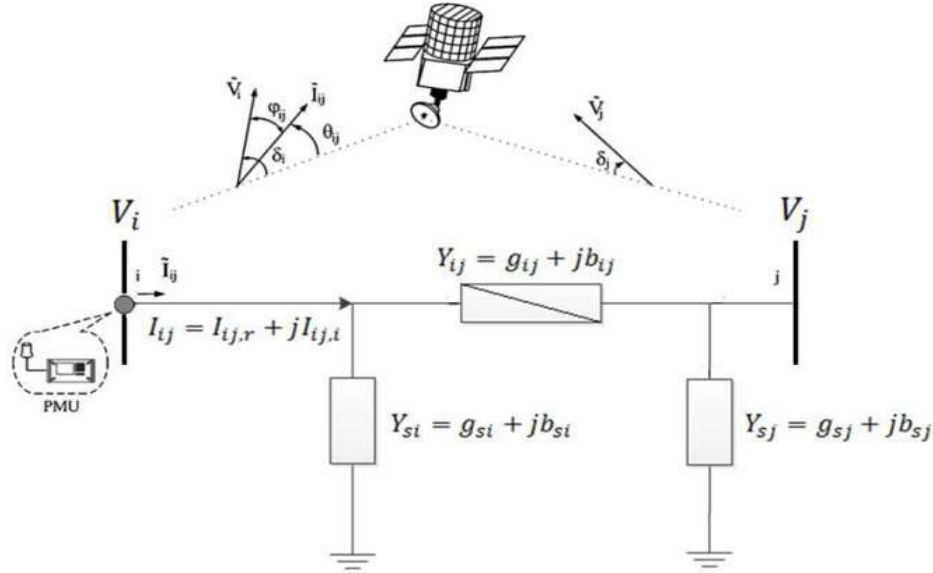


Figura 2.10 Modelo π de una líneas de transmisión

Para el modelo π de la Figura 2.10, las corrientes de rama se calculan con las ecuaciones siguientes, donde los subíndices r e i se refieren a la coordenada real e imaginaria, respectivamente:

$$I_{ij,r} = (g_{ij} + g_{si})V_i \cos \theta_i - g_{ij}V_j \cos \theta_j - (b_{ij} + b_{si})V_i \sin \theta_i + b_{ij}V_j \sin \theta_j \quad (2.59)$$

$$I_{ij,i} = (g_{ij} + g_{si})V_i \sin \theta_i - g_{ij}V_j \sin \theta_j + (b_{ij} + b_{si})V_i \cos \theta_i - b_{ij}V_j \cos \theta_j \quad (2.60)$$

donde

$I_{ij,r}$ y $I_{ij,i}$ son la parte real e imaginaria de la corriente fluyendo del nodo i al nodo j .

$V_i, \theta_i, V_j, \theta_j$ son las magnitudes y ángulos de voltaje de los nodos i y j , respectivamente.

5. Se calculan las submatrices jacobianas $H_V(x)$ y $H_I(x)$ de mediciones de PMU's. H_V es la submatriz jacobiana correspondiente a las mediciones de los fasores de voltaje (magnitud y ángulo),

$$H_V = \begin{bmatrix} I & 0 \\ 0 & I \end{bmatrix} \quad (2.61)$$

- Los elementos Jacobianos correspondientes a mediciones de ángulo de voltaje por PMU's son:

$$\frac{\partial \theta_i}{\partial V_i} = 0 \quad \frac{\partial \theta_i}{\partial V_j} = 0 \quad \frac{\partial \theta_i}{\partial \theta_i} = 1 \quad \frac{\partial \theta_i}{\partial \theta_j} = 0 \quad (2.62)$$

- Los elementos Jacobianos correspondientes a mediciones de magnitud de voltaje por PMU's son:

$$\frac{\partial V_i}{\partial V_i} = 1 \quad \frac{\partial V_i}{\partial V_j} = 0 \quad \frac{\partial V_i}{\partial \theta_i} = 0 \quad \frac{\partial V_i}{\partial \theta_j} = 0 \quad (2.63)$$

H_I es la submatriz jacobiana correspondiente a las mediciones de los fasores de corriente de rama.

$$H_l = \begin{bmatrix} M_l & F_l \\ G_l & N_l \end{bmatrix} \quad (2.64)$$

Esta submatriz de mediciones de corriente en coordenadas rectangulares se expresan como:

$$\begin{bmatrix} \Delta I_{ij,r} \\ \Delta I_{ij,i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial I_{ij,r}}{\partial \theta} & \frac{\partial I_{ij,r}}{\partial V} \\ \frac{\partial I_{ij,i}}{\partial \theta} & \frac{\partial I_{ij,i}}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.65)$$

- Los elementos de la submatriz jacobiana H_l son:

$$\frac{\partial I_{ij,r}}{\partial \theta_i} = -V_i \left[(g_{ij} + g_{is}) \sin \theta_i + (b_{ij} + b_{is}) \cos \theta_i \right] \quad (2.66)$$

$$\frac{\partial I_{ij,r}}{\partial V_i} = \left[(g_{ij} + g_{is}) \cos \theta_i - (b_{ij} + b_{is}) \sin \theta_i \right] \quad (2.67)$$

$$\frac{\partial I_{ij,i}}{\partial \theta_i} = V_i \left[(g_{ij} + g_{is}) \cos \theta_i - (b_{ij} + b_{is}) \sin \theta_i \right] \quad (2.68)$$

$$\frac{\partial I_{ij,i}}{\partial V_i} = \left[(g_{ij} + g_{is}) \sin \theta_i + (b_{ij} + b_{is}) \cos \theta_i \right] \quad (2.69)$$

$$\frac{\partial I_{ij,r}}{\partial \theta_j} = V_j \left[g_{ij} \sin \theta_j + b_{ij} \cos \theta_j \right] \quad (2.70)$$

$$\frac{\partial I_{ij,r}}{\partial V_j} = -g_{ij} \cos \theta_j + b_{ij} \sin \theta_j \quad (2.71)$$

$$\frac{\partial I_{ij,i}}{\partial \theta_j} = V_j \left[-g_{ij} \cos \theta_j + b_{ij} \sin \theta_j \right] \quad (2.72)$$

$$\frac{\partial I_{ij,i}}{\partial V_j} = -g_{ij} \sin \theta_j + b_{ij} \cos \theta_j \quad (2.73)$$

6. Se forma la matriz jacobiana $H_m(x)$ y el vector de residuos Δz_m (diferencia entre los valores de las mediciones y valores calculados) que integran las mediciones del sistema SCADA y PMU's.

$$H_m(x^{(k)}) = \begin{bmatrix} H(x^{(k)}) \\ \text{-----} \\ H_V(x^{(k)}) \\ \text{-----} \\ H_I(x^{(k)}) \end{bmatrix} \quad (2.74)$$

donde

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta V_{SCADA} \\ \text{-----} \\ \Delta \theta_{PMU} \\ \Delta V_{PMU} \\ \text{-----} \\ \Delta I_{ij,r} \\ \Delta I_{ij,i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M & F \\ G & N \\ 0 & I \\ \text{-----} \\ I & 0 \\ 0 & I \\ \text{-----} \\ M_I & F_I \\ G_I & N_I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{SCADA} \\ \text{-----} \\ H_V^{PMU} \\ \text{-----} \\ H_I^{PMU} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.75)$$

$$\Delta \mathbf{z}_m^{(k)} = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{z}^{(k)} \\ \text{---} \\ \Delta \theta_p^{(k)} \\ \Delta V_p^{(k)} \\ \text{---} \\ \Delta \mathbf{I}_{ij,r}^{(k)} \\ \Delta \mathbf{I}_{ij,i}^{(k)} \end{bmatrix} \quad (2.76)$$

7. Se resuelve el sistema de ecuaciones para obtener el vector de correcciones $\Delta \mathbf{x}$ de variables de estado y el valor $\max |\Delta \mathbf{x}|$.

$$\left[H_m^T(\mathbf{x}^k) \cdot W_m \cdot H_m(\mathbf{x}^k) \right] \Delta \mathbf{x}^k = H_m^T(\mathbf{x}^k) \cdot W_m \cdot (\Delta \mathbf{z}_m) \quad (2.77)$$

$$\mathbf{x}^{k+1} = \mathbf{x}^k + \Delta \mathbf{x}^k \quad (2.78)$$

8. El procedimiento termina hasta que $\max |\Delta \mathbf{x}|$ es menor a una tolerancia especificada

2.14 Algoritmo de estimador de estado híbrido

El procedimiento descrito en la sección anterior se reporta esquemáticamente en el diagrama de flujo mostrado en la Figura 2.11.

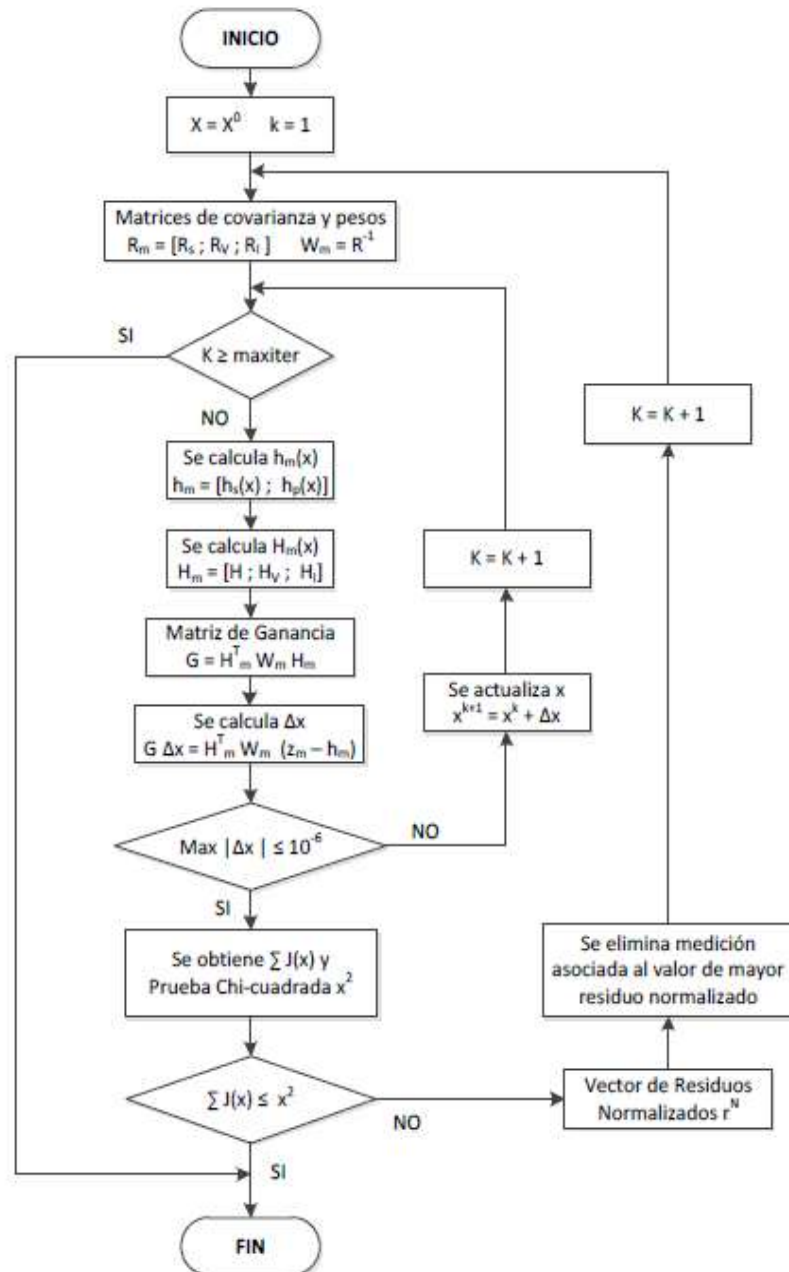


Figura 2.11 Algoritmo del estimador de estado híbrido

2.15 Selección de Bus de referencia

La selección del bus de referencia se vuelve más complicada en presencia de mediciones fasoriales. Para un conjunto dado de mediciones, la elección del ángulo de referencia (cero o diferente de cero), únicamente determina la solución del ángulo en la red observable.

Los ángulos de voltaje deben ser estimados para un ángulo de referencia global, lo cual no es más que estableciendo una referencia de tiempo para evitar una incongruencia entre la posible diferencia de referencia adoptada para estimar el ángulo de voltaje en los buses con y sin PMUs y establecer un solo perfil en toda la red. Basado en esta observación, la referencia global puede ser seleccionada con respecto a la referencia de tiempo dada por el sistema de posicionamiento global (GPS) para lo cual todos ángulos de medición fasorial estén sincronizados o con respecto a un ángulo de fase de un bus seleccionado.

Si tales mediciones fasoriales son sumadas tal cual a las mediciones establecidas, cada una de ellas tendrá una alteración igual a la diferencia de ángulo entre las referencias. Para que las mediciones fasoriales sean apropiadamente usadas en la solución de la estimación, el bus de referencia debe ser elegido entre las mediciones fasoriales de los buses y los valores de las mediciones fasoriales restantes deben ser corregidas con el valor del bus de referencia.

$$\theta_i = \delta_i - \delta_{ref} \quad (2.79)$$

donde δ_i , θ_i son los valores originales y valores corregidos de las mediciones de fase en el bus i , y δ_{ref} es el ángulo de referencia.

Las mediciones fasoriales son, por lo tanto, incluidas en la estimación de estado como las diferencias de mediciones de ángulo. Es obvio que, si el error sin

corregir en la medición fasorial es $e_i = N(0, \sigma_i^2)$, entonces $\tilde{e}_i = N(0, 2\sigma_i^2)$, y la ponderación de las mediciones corregidas es obtenida como

$$w_i = \frac{1}{\sqrt{2}\sigma_i} \quad (2.80)$$

El bus de referencia en cada área observable es seleccionado entre los buses con mediciones fasoriales en esa área. El número de mediciones fasoriales actualmente incluidas en la solución es siempre reducido por el número de mediciones fasoriales por el bus de referencia. Las mediciones fasoriales de la referencia no participan en la solución directamente pero son usadas para sincronizar las mediciones fasoriales y no fasoriales.

Capítulo 3

Casos de Estudio.

3.1 Introducción

En este capítulo se reporta el análisis de tres casos de estudio, en donde se aplica el algoritmo de estimación de estado híbrida descrito en el capítulo anterior considerando diferentes referencias para las mediciones de ángulo de voltaje, referidas simplemente como referencias.

Los casos analizados corresponden a los sistemas de 5 nodos y 57 nodos. En la red de 5 nodos se realizan 4 análisis: el primero considera la referencia base, la cual corresponde a considerar el GPS de los PMU's; la segunda toma como referencia a un nodo que contenga un PMU; la tercera simulación se realiza cambiando la desviación estándar en algunas de las cuatro simulaciones, para analizar cómo se comporta el sistema; y por último, la cuarta simulación se realiza tomando como referencia un nodo que no contenga un dispositivo PMU.

Para el caso de la red de 57 nodos se realizó solo dos análisis debido a la cantidad de datos que se manejan, la primera simulación se toma en cuenta la referencia base, la cual es el tiempo GPS de los PMU's y la segunda simulación se realiza tomando en cuenta un nodo que contenga un dispositivo PMU.

La tolerancia especificada para la convergencia del estimador de estado fue seleccionada de $Tol = 1e^{-6}$, y el nivel de significancia en la prueba de $\chi^2_{k,\alpha}$ fue definida es 1% para todos los casos analizados. Las desviaciones de las mediciones físicas utilizadas en todos los casos de prueba fueron seleccionadas como $\sigma = 0.001$ para las inyecciones de potencia, $\sigma = 0.008$ para los flujos de potencia, $\sigma = 0.004$ para los voltajes nodales, $\sigma = 0.002$ para la magnitud de voltaje del PMU y $\sigma = 0.0017$ para el ángulo de fase de voltaje.

3.2 Simulación de caso ideal de la red de 5 nodos

Para este estudio se utilizaron 43 mediciones, por lo que se solucionó un sistema de 43 ecuaciones (filas) y 10 variables de estado (columnas). Las mediciones tomadas quedaron de la siguiente manera: 14 de flujos de potencia activa (SCADA), 14 de flujos de potencia reactiva (SCADA), 1 medición de voltaje (SCADA), 9 mediciones de magnitud y ángulo de voltaje nodal por medio de PMUs, y 4 mediciones fasoriales, magnitud y ángulo, de flujo de corriente utilizando PMUs. En Tablas 3.1, 3.2 y 3.3 se reportan los valores numéricos de estas mediciones.

Tabla 3.1 Mediciones de flujos de líneas de transmisión

Mediciones de flujos de la línea de transmisión			
Nodos	Potencias Activas	Nodos	Potencias Reactivas
1-2	0.893314	1-2	0.739952
2-1	-0.868455	2-1	-0.729084
1-3	0.417908	1-3	0.168203
3-1	-0.40273	3-1	-0.175125
2-3	0.244727	2-3	-0.0251849
3-2	-0.241132	3-2	-0.00352295
2-4	0.27713	2-4	-0.0172391
4-2	-0.272521	4-2	-0.00830564
2-5	0.546599	2-5	0.0555794
5-2	-0.534448	5-2	-0.0482921
3-4	0.193862	3-4	0.028648
4-3	-0.193461	4-3	-0.0468775
4-5	0.06599825	4-5	0.00518316
5-4	-0.0655515	5-4	-0.0517079

Tabla 3.2 Mediciones de voltaje (magnitud) y (ángulo) con PMU's

Mediciones de voltaje		
Nodos	Magnitud	Ángulo (rad)
1	1.06	0.00000000
2	1	-0.03597525
3	0.987247	-0.04495025
4	0.984132	-0.05054107
5	0.971696	-0.06464211

Tabla 3.3 Mediciones de flujo de corriente (magnitud) y (ángulo) en PMU's

Mediciones de flujo de corriente		
Nodos	Magnitud	Ángulo (rad)
1-2	1.09431375	-0.69177473
1-3	0.42498917	-0.38264854

En el primer caso se ejecuto el programa considerando la referencia en el GPS de los dispositivos PMU's, obteniéndose la estimación en 3 iteraciones, en un tiempo de 2.31224 segundos. En este caso la función objetivo J fue de $J = 2.29166e^{-005}$ y el valor de Chi-Cuadrada fue de 56.0609, mientras que los valores estimados de las magnitudes y ángulos de voltaje se reportan en la Tabla 3.4

Tabla 3.4 Variables de estado estimadas caso con referencia al GPS

Variables de estado estimadas			
Nodo	Magnitud de voltaje	Ángulo (grados)	Ángulo (radianes)
1	1.06	0	0
2	1	-2.06123	-0.035975
3	0.98725	-4.63669	-0.080925
4	0.98413	-4.95702	-0.086516
5	0.97170	-5.76495	-0.100617

En el segundo caso se toma como referencia el ángulo de voltaje medido por el PMU instalado en el nodo 2 del sistema eléctrico. El problema fue resuelto en 4 iteraciones, en un tiempo de 0.370101 segundos, con un valor de la función objetivo J de $J = 1.41689e^{-007}$ y un valor de Chi-Cuadrada de 56.0609. Los valores de las variables de estado estimadas se reportan en la Tabla 3.5

Tabla 3.5 Variables de estado estimadas con referencia al nodo 2 con PMU

Variables de estado estimadas			
Nodo	Magnitud de voltaje	Ángulo (grados)	Ángulo (radianes)
1	1.06	2.06123	0.035975
2	1	0	0
3	0.98725	-2.57546	-0.044950
4	0.98413	-2.89579	-0.050541
5	0.97170	-3.70372	-0.064642

En el tercer caso se toma el mismo nodo de referencia que el caso anterior ingresando de forma manual las desviaciones estándar de las mediciones a la interfaz del programa modificando algunas de ellas, el problema fue resuelto en 4 iteraciones, con una precisión de $1e^{-6}$ en un tiempo de 0.284785 segundos, la función objetivo J fue de $J = 1.32896e^{-007}$ y el valor de Chi-Cuadrada fue de 56.0609, las variables de estado estimadas se observan en la Tabla 3.6

Tabla 3.6 Variables de estado estimadas con referencia en el nodo 2 con PMU's, cambiando el valor de la desviación estándar

Variables de estado estimadas			
Nodo	Magnitud de voltaje	Ángulo (grados)	Ángulo (radianes)
1	1.06	2.06123	0.035975
2	1	0	0
3	0.98725	-2.57546	-0.044950
4	0.98413	-2.89579	-0.050541
5	0.97170	-3.70372	-0.064642

En el cuarto caso se toma el mismo nodo de referencia que el caso anterior (nodo 2), eliminando en los datos de entrada la magnitud de voltaje y ángulo medidos en este nodo, dejando todo los demás mediciones de la misma forma, el problema fue resuelto en 3 iteraciones, con una precisión de $1e^{-6}$ en un tiempo de 0.370618 segundos, la función objetivo J fue de $J = 3.65691e^{-005}$ y el valor de Chi-Cuadrada fue de 53.4858, las variables de estado estimadas se observan en la Tabla 3.7

Tabla 3.7 Variables de estado estimadas con referencia en el nodo 2 sin PMU

Variables de estado estimadas			
Nodo	Magnitud de voltaje	Ángulo (grados)	Ángulo (radianes)
1	1.06	2.06123	0.035975
2	1	0	0
3	0.98725	-2.57546	-0.044950
4	0.98413	-2.89579	-0.050541
5	0.97170	-3.70372	-0.064642

3.3 Simulación de caso ideal de la red de 57 nodos

Se utilizaron 369 mediciones, con el que se soluciono 369 ecuaciones (columnas) y 114 variables de estado (filas), las mediciones tomadas quedaron de la siguiente manera, 124 de flujos de línea de transmisión de potencia activa (SCADA), 124 de flujos de línea de transmisión de potencia reactiva (SCADA), 36 de flujo en transformadores de potencia activa (SCADA), 36 de flujo en transformadores de potencia reactiva (SCADA), 1 medición de voltaje (SCADA), 48 mediciones de magnitud y ángulo de voltaje (PMU's).

Tabla 3.8 Mediciones de flujos de líneas de transmisión de la red de 57 nodos.

Mediciones de flujos de la línea de transmisión			
Nodos	Potencias Activas	Nodos	Potencias Reactivas
1-2	1.02084	1-2	0.7499820
2-1	-1.00768	2-1	-0.8411680
2-3	0.977684	2-3	-0.0463845
3-2	-0.94976	3-2	0.0446298
3-4	0.602076	3-4	-0.0818478
4-3	-0.597845	4-3	0.0589630
4-5	0.137971	4-5	-0.0443002
5-4	-0.136668	5-4	0.0223422
4-6	0.141545	4-6	-0.0509118
6-4	-0.140597	6-4	0.0207254
6-7	-0.177816	6-7	-0.0172000
7-6	0.178475	7-6	-0.0060615
6-8	-0.425021	6-8	-0.0656416

Tabla 3.9 Mediciones de flujos de líneas de transmisión de la red de 57 nodos

Mediciones de flujos de la línea de transmisión			
Nodos	Potencias Activas	Nodos	Potencias Reactivas
8-6	0.431463	8-6	0.0522106
8-9	1.7803	8-9	0.1982580
9-8	-1.74873	9-8	-0.0912266
9-10	0.171674	9-10	-0.0923374
10-9	-0.170347	10-9	0.0559599
9-11	0.129053	9-11	0.0203128
11-9	-0.12858	11-9	-0.0395674
9-12	0.0254997	9-12	-0.1585400
12-9	-0.0244603	12-9	0.0864338
9-13	0.0231921	9-13	-0.0199047
13-9	-0.0231652	13-9	-0.0189567
13-14	-0.10361	13-14	0.2229940
14-13	0.104476	14-13	-0.230596
13-15	-0.488956	13-15	0.0489847
15-13	0.495768	15-13	-0.0492264
1-15	1.4899	1-15	0.3374140
15-1	-1.45085	15-1	-0.2394600
1-16	0.792439	1-16	-0.0086975
16-1	-0.766062	16-1	0.0708179
1-17	0.933395	1-17	0.0393570
17-1	-0.914158	17-1	0.0176665
3-15	0.337683	3-15	-0.1826490
15-3	-0.335372	15-3	0.1372670
5-6	0.00666784	5-6	-0.0623422
6-5	-0.00656558	6-5	0.0506927
7-8	-0.779337	7-8	-0.1239660
8-7	0.788241	8-7	0.1503810
10-12	-0.17597	10-12	-0.2006470
12-10	0.177823	12-10	0.1762420
11-13	-0.0992144	11-13	-0.0441329
13-11	0.0994749	13-11	0.0270625
12-13	-0.00483198	12-13	0.6026710

Tabla 3.10 Mediciones de flujos de líneas de transmisión de la red de 57 nodos

Mediciones de flujos de la línea de transmisión			
Nodos	Potencias Activas	Nodos	Potencias Reactivas
13-12	0.0117726	13-12	-0.6401100
12-16	-0.333941	12-16	0.0881793
16-12	0.336062	16-12	-0.1008180
12-17	-0.484589	12-17	0.0916548
17-12	0.494158	17-12	-0.0976665
14-15	-0.688381	14-15	-0.0955609
15-14	0.697131	15-14	0.1093610
18-19	0.0463294	18-19	0.0137657
19-18	-0.045254	19-18	-0.0121678
19-20	0.012254	19-20	0.0061678
20-19	-0.0121974	20-19	-0.0060811
21-22	-0.0108026	21-22	-0.0040293
22-21	0.0108122	22-21	0.0040446
22-23	0.0965913	22-23	0.0312897
23-22	-0.0964912	23-22	-0.0311361
23-24	0.0334912	23-24	0.0101361
24-23	-0.0332743	24-23	-0.0182685
26-27	-0.105311	26-27	-0.0158838
27-26	0.107346	27-26	0.0190167
27-28	-0.200346	27-28	-0.0240167
28-27	0.202958	28-27	0.0289478
28-29	-0.248958	28-29	-0.0510478
29-28	0.251675	29-28	0.0548640
25-30	0.0755856	25-30	0.0462756
30-25	-0.0744875	30-25	-0.0446326
30-31	0.0384875	30-31	0.0266326
31-30	-0.0377173	31-30	-0.0254583
31-32	-0.0202827	31-32	-0.0035417
32-31	0.020528	32-31	0.0039069
32-33	0.0380788	32-33	0.0190723
33-32	-0.038	33-32	-0.0190000
34-35	-0.0746068	34-35	-0.0378689

Tabla 3.11 Mediciones de flujos de líneas de transmisión de la red de 57 nodos

Mediciones de flujos de la línea de transmisión			
Nodos	Potencias Activas	Nodos	Potencias Reactivas
35-34	0.074996	35-34	0.0354857
35-36	-0.134996	35-36	-0.0654857
36-35	0.136028	36-35	0.0652652
36-37	-0.170681	36-37	-0.1062340
37-36	0.171912	37-36	0.1077870
37-38	-0.210505	37-38	-0.1371440
38-37	0.214721	38-37	0.1416830
37-39	0.0385933	37-39	0.0293571
39-37	-0.0385354	39-37	-0.0292653
36-40	0.0346532	36-40	0.0409689
40-36	-0.0345625	40-36	-0.0408281
22-38	-0.107403	22-38	-0.0353343
38-22	0.107644	38-22	0.0357040
41-42	0.0887522	41-42	0.0326531
42-41	-0.0868872	42-41	-0.0294817
38-44	-0.243449	38-44	0.0529504
44-38	0.2452	44-38	-0.0514664
46-47	0.478905	46-47	0.2539330
47-46	-0.472871	47-46	-0.239590
47-48	0.175871	47-48	0.1235990
48-47	-0.175083	48-47	-0.1225910
48-49	0.000761149	48-49	-0.0740016
49-48	-0.000357666	49-48	0.0695133
49-50	0.0967555	49-50	0.0447400
50-49	-0.0959083	50-49	-0.0433861
50-51	-0.114092	50-51	-0.0616139
51-50	0.116316	51-50	0.0651448
29-52	0.179187	29-52	0.0255223
52-29	-0.174559	52-29	-0.0195199
52-53	0.125559	52-53	-0.0024801
53-52	-0.124308	53-52	0.0040947
53-54	-0.0756918	53-54	-0.0447002

Tabla 3.12 Mediciones de flujos de líneas de transmisión de la red de 57 nodos

Mediciones de flujos de la línea de transmisión			
Nodos	Potencias Activas	Nodos	Potencias Reactivas
54-53	0.0772311	54-53	0.0466017
54-55	-0.118231	54-55	-0.0606017
55-54	0.121311	55-54	0.0646292
44-45	-0.3652	44-45	0.0334664
45-44	0.373323	45-44	-0.0215144
56-41	-0.0542787	56-41	0.0066950
41-56	0.0560421	41-56	-0.0049444
56-42	-0.0157818	56-42	0.0146938
42-56	0.0158872	42-56	-0.0145183
57-56	-0.0284646	57-56	0.0061122
56-57	0.028623	56-57	-0.0058755
38-49	-0.0466344	38-49	-0.1068960
49-38	0.0480859	49-38	0.1028280
38-48	-0.172282	38-48	-0.1934410
48-38	0.174322	48-38	0.1965930

Tabla 3.13 Mediciones de flujos de potencia con transformadores de la red de 57 nodos

Mediciones de flujos de potencia con transformadores			
Nodos	Potencias Activas	Nodos	Potencias Reactivas
4-18	0.13961	4-18	0.0243574
18-4	-0.1361	18-4	-0.0134544
4-18	0.17872	4-18	0.0118915
18-4	-0.17872	18-4	0.00182565
21-20	0.0108026	21-20	0.00402933
20-21	-0.0108026	20-21	-0.00391894
24-25	0.0706717	24-25	0.0171185
25-24	-0.0706717	25-24	-0.010861
24-25	0.0679138	24-25	0.0164504
25-24	-0.0679138	25-24	-0.0104372
24-26	-0.105311	24-26	-0.0153003
26-24	0.105311	26-24	0.0158838

Tabla 3.14 Mediciones de flujos de potencia con transformadores de la red de 57 nodos

Mediciones de flujos de potencia con transformadores			
Nodos	Potencias Activas	Nodos	Potencias Reactivas
7-29	0.600862	7-29	0.130028
29-7	-0.600862	29-7	-0.106386
34-32	0.0746068	34-32	0.0378689
32-34	-0.0746068	32-34	-0.0309793
11-41	0.0918624	11-41	0.0352392
41-11	-0.0918624	41-11	-0.0282685
41-43	-0.115932	41-43	-0.0294402
43-41	0.115932	43-41	0.0353785
15-45	0.373323	15-45	-0.00794183
45-15	-0.373323	45-15	0.0215144
14-46	0.478905	14-46	0.273157
46-14	-0.478905	46-14	-0.253933
10-51	0.296316	10-51	0.124688
51-10	-0.296316	51-10	-0.118145
13-49	0.324484	13-49	0.337025
49-13	-0.324484	49-13	-0.302082
11-43	0.135932	11-43	0.0484611
43-11	-0.135932	43-11	-0.0453785
40-56	0.0345625	40-56	0.0408281
56-40	-0.0345625	56-40	-0.0375133
39-57	0.0385354	39-57	0.0292653
57-39	-0.0385354	57-39	-0.0261122
9-55	0.189311	9-55	0.13797
55-9	-0.189311	55-9	-0.0986292

Tabla 3.15 Mediciones de voltaje (magnitud) y (ángulo) con PMU's

Mediciones de voltaje		
Nodos	Magnitud	Ángulo (rad)
1	1.04	0
2	1.01	-0.0207360
3	0.985	-0.1045069
4	0.980782	-0.1280542
5	0.9765	-0.149152
6	0.98	-0.151380
7	0.984212	-0.1326568
8	1.005	-0.0781413
9	0.98	-0.1672716
10	0.986277	-0.199821
11	0.973994	-0.1779049
12	1.015	-0.182748
13	0.978935	-0.171111
14	0.970242	-0.163205
15	0.988072	-0.1254985
16	1.01337	-0.154611
17	1.01745	-0.094172
18	1.00068	-0.2047079
19	0.97025	-0.2308616
20	0.963924	-0.2346822
21	1.00871	-0.2256815
22	1.00996	-0.224732
23	1.00855	-0.2258692
24	0.999395	-0.2320031

En el primer caso se corrió el programa con referencia en el GPS de los dispositivos PMU's y el problema fue resuelto en 4 iteraciones, con una precisión de $1e^{-6}$ en un tiempo de 0.521427 segundos, la función objetivo J fue de $J=1.80141e^{-005}$ y el valor de Chi-Cuadrada fue de 311.56, las magnitudes de voltaje obtenidas de la estimación de estado se encuentran en la Tabla 3.16 y 3.17.

Tabla 3.16 Variables de estado estimadas con referencia al GPS de la red de 57 nodos

Variables de estado estimadas			
Nodo	Magnitud de voltaje	Ángulo (grados)	Ángulo (radianes)
1	1.04	0	0
2	1.01	-1.18807	-0.02073
3	0.985	-5.98780	-0.104506
4	0.98078	-7.33696	-0.128054
5	0.9765	-8.54582	-0.14915
6	0.98	-8.67344	-0.151380
7	0.98421	-7.60066	-0.132656
8	1.005	-4.47716	-0.078141
9	0.98	-9.58396	-0.167271
10	0.98628	-11.44894	-0.19982
11	0.97399	-10.19320	-0.17790
12	1.015	-10.47068	-0.182747
13	0.97893	-9.80398	-0.171111
14	0.97024	-9.35096	-0.163205
15	0.98807	-7.19053	-0.125498
16	1.01337	-8.85855	-0.154610
17	1.01745	-5.39568	-0.094172
18	1.00068	-11.72892	-0.204708
19	0.97025	-13.2274	-0.230861
20	0.96392	-13.44629	-0.234682
21	1.00871	-12.93059	-0.225681
22	1.00996	-12.87618	-0.224731
23	1.00855	-12.94134	-0.225868
24	0.99940	-13.29277	-0.23200
25	0.98271	-18.17196	-0.317160
26	0.95896	-12.98216	-0.226581
27	0.98161	-11.51337	-0.200946
28	0.99672	-10.48095	-0.182927
29	1.01025	-9.77080	-0.170532
30	0.96286	-18.71822	-0.326694
31	0.93614	-19.38224	-0.33828
32	0.95009	-18.51140	-0.323084

Tabla 3.17 Variables de estado estimadas con referencia al GPS de la red de 57 nodos

Variables de estado estimadas			
Nodo	Magnitud de voltaje	Ángulo (grados)	Ángulo (radianes)
33	0.9478	-18.55105	-0.32377
34	0.95942	-14.14981	-0.246960
35	0.96643	-13.90716	-0.242725
36	0.97604	-13.63592	-0.23799
37	0.98510	-13.44725	-0.234698
38	1.01304	-12.73674	-0.222298
39	0.98304	-13.49228	-0.235484
40	0.97302	-13.65919	-0.238397
41	0.99630	-14.07590	-0.24567
42	0.96663	-15.53256	-0.271094
43	1.00961	-11.35417	-0.198167
44	1.01699	-11.85792	-0.206959
45	1.03611	-9.27013	-0.161794
46	1.05993	-11.11624	-0.194014
47	1.03343	-12.51214	-0.218378
48	1.02755	-12.61187	-0.220118
49	1.03648	-12.93780	-0.225807
50	1.02351	-13.41314	-0.234103
51	1.05233	-12.53215	-0.218727
52	0.98039	-11.49657	-0.20065
53	0.97096	-12.25161	-0.213830
54	0.99633	-11.70874	-0.204356
55	1.03079	-10.80028	-0.188500
56	0.96850	-16.06559	-0.280397
57	0.96497	-16.58452	-0.289454

En el segundo caso se toma como referencia un nodo que tenga un dispositivo PMU's, en donde el nodo que se toma para este caso es el nodo 20, el problema fue resuelto en 4 iteraciones, con una precisión de $1e^{-6}$ en un tiempo de 0.50562 segundos, la función objetivo J fue de $J = 1.75911e^{-007}$ y el valor de Chi-Cuadrada fue de 311.56, las variables de estado estimadas se observan en la Tabla 3.18 y 3.19.

Tabla 3.18 Variables de estado estimadas con referencia al nodo 20 con PMU de la red de 57 nodos

Variables de estado estimadas			
Nodo	Magnitud de voltaje	Ángulo (grados)	Ángulo (radianes)
1	1.04	13.44631	0.234682
2	1.01	12.25823	0.213946
3	0.985	7.45850	0.130175
4	0.98078	6.10934	0.106628
5	0.9765	4.90048	0.085529
6	0.98	4.77286	0.083302
7	0.98421	5.84464	0.102008
8	1.005	8.86914	0.154795
9	0.98	3.86234	0.06741
10	0.98628	1.99736	0.034860
11	0.97399	3.25310	0.056777
12	1.015	2.97562	0.051934
13	0.97893	3.64232	0.063570
14	0.97024	4.09534	0.071477
15	0.98807	6.25577	0.109183
16	1.01337	4.58775	0.080071
17	1.01745	8.05061	0.140509
18	1.00068	1.71738	0.029973
19	0.97025	0.21890	0.003820
20	0.96392	0	0
21	1.00871	0.51572	0.009001
22	1.00996	0.57012	0.009950
23	1.00855	0.50496	0.008813
24	0.99940	0.15354	0.002679
25	0.98271	-4.72565	-0.082478
26	0.95896	0.46414	0.008100
27	0.98161	1.93293	0.033735
28	0.99672	2.96535	0.051755
29	1.01025	3.67550	0.064149
30	0.96286	-5.27191	-0.092012
31	0.93614	-5.93593	-0.103601

Tabla 3.19 Variables de estado estimadas con referencia al nodo 20 con PMU de la red de 57 nodos

Variables de estado estimadas			
Nodo	Magnitud de voltaje	Ángulo (grados)	Ángulo (radianes)
32	0.95009	-5.06509	-0.08840
33	0.9478	-5.10475	-0.089094
34	0.95942	-0.70351	-0.012278
35	0.96643	-0.46086	-0.008043
36	0.97604	-0.18962	-0.003309
37	0.98510	-0.00095	-1.6581E-05
38	1.01304	0.70956	0.0123841
39	0.98304	-0.04598	-0.00080
40	0.97302	-0.21289	-0.003715
41	0.99630	-0.62960	-0.010988
42	0.96663	-2.08627	-0.036412
43	1.00961	2.09212	0.0365143
44	1.01699	1.58839	0.0277226
45	1.03611	4.17617	0.0728879
46	1.05993	2.33006	0.0406672
47	1.03343	0.93416	0.0163041
48	1.02755	0.83443	0.0145635
49	1.03648	0.50850	0.0088749
50	1.02351	0.03316	0.0005787
51	1.05233	0.91414	0.0159547
52	0.98039	1.94973	0.0340292
53	0.97096	1.19469	0.0208512
54	0.99633	1.73756	0.0303261
55	1.03079	2.64602	0.0461817
56	0.96850	-2.61929	-0.045715
57	0.96497	-3.13822	-0.054772

3.4 Diferencias entre referencia GPS y referencia PMU (nodo 5)

Se tomara una comparativa entre los resultados obtenidos entre ambos modos de referencia (GPS y PMU) y se observaran las diferencias en la Tabla 3.20.

Tabla 3.20 Comparativa modo de referencia (GPS, PMU)

Variables de estado estimadas				
Nodo	Magnitud de voltaje (GPS)	Magnitud de voltaje (PMU)	Ángulo (GPS)	Ángulo (PMU)
1	1.06	1.06	0	2.06123
2	1	1	-2.06123	0
3	0.98725	0.98725	-4.63669	-2.57546
4	0.98413	0.98413	-4.95702	-2.89579
5	0.97170	0.97170	-5.76495	-3.70372

Se observa que los valores obtenidos de magnitud de voltaje se mantienen del mismo valor para ambos casos, mientras que para el ángulo si cambia, esto se debe que los valores obtenidos con referencia en el GPS el valor del ángulo que se tome como referencia para el nodo con PMU se le resta a todos los demás valores, por lo tanto, como se observa en los valores en el caso de la referencia con un nodo PMU se toma el nodo 2, entonces la magnitud que se obtiene en el nodo dos de los valores con referencia al GPS, se le resta al resto de los valores obtenidos, por lo tanto, se obtendrán las magnitudes que se tienen en el caso de la referencia al nodo con PMU, lo cual queda de la siguiente manera:

$$\theta_i = \delta_i - \delta_{ref} \quad \forall i = 1, \dots, N_{bus}, \text{ donde } i \neq ref$$

Capítulo 4

Conclusiones Generales y Sugerencias para Investigación Futura

4.1 Conclusiones Generales

En esta tesis se realizó un estudio del comportamiento de la estimación de estado cuando se utilizan diferentes referencias en la estimación de estado híbrida mediante el método de Mínimos Cuadrados Ponderados. El programa en el que se realizó considera mediciones de flujos en la línea de transmisión, voltaje nodal (magnitud y ángulo) y flujo de corriente en la línea de transmisión, tanto para SCADA como de dispositivos PMU's.

En el programa se analizaron dos redes eléctricas de 5 y 57 nodos, los datos de entrada del programa se obtuvieron de una corrida de flujos de potencia. Se estimaron las variables de estado de las redes de prueba considerando el caso ideal.

Los diferentes casos analizados en la estimación de estado híbrido, tomando como referencia al GPS, tomando como referencia un nodo que contenga un dispositivo PMU y tomando un nodo que no contenga un dispositivo PMU, estos casos son hechos en cada red analizada.

Los valores obtenidos en cada uno de los casos fueron analizados junto con el asesor y se concluyó que los valores obtenidos son congruentes, ya que al cambiar la referencia sólo se desplaza el ángulo entre los valores estimados, teniendo la misma diferencia de magnitud de un ángulo a otro, ya que si estos llegaran alterarse se estarían violando algunas ecuaciones de flujos de potencia.

4.2 Sugerencias para trabajos futuros

Como las redes de energía eléctrica son muy grandes, este análisis para futuros desarrollos sería subdividir la red y hacer la estimación de estado híbrida en cada una de las áreas con las diferentes referencias y al final juntar todas las áreas y observar cómo se comportan con la red global, también se buscaría la manera de hacer el análisis de una red de energía eléctrica que tenga fuentes alternas de energía, como por ejemplo granjas eólicas y observar su comportamiento.

Apéndice A

Software de estimación de estado híbrida

El objetivo de este apéndice es describir el funcionamiento del programa de estimación de estado con PMUs, también se describe la forma de construir el archivo de datos de entrada.

1. Descripción del archivo de datos

El archivo de datos consiste en una serie de campos que se deben introducir en el orden que se da a continuación:

Datos.Devic - Datos Generales en los que se introduce la cantidad de buses y dispositivos de los cuales se tienen mediciones.

Datos.MVA – MVA base, se utiliza sólo cuando existen mediciones de inyección de potencia en generadores con regulación primaria y/o generadores eólicos.

Datos.xxxx - Datos de DISPOSITIVOS: Líneas de Transmisión, Transformadores, FACTS, generadores eólicos y generadores con regulación primaria. No importa el orden en que se introduzcan los datos.

Datos.LT	- Líneas de Transmisión.
Datos.Trafo	- Transformador de un devanado.
Datos.PST	- Transformador desfasador.
Datos.LTC	- Transformador cambiador bajo carga.
Datos.FSC	- Compensación en derivación fija.
Datos.SVC	- Compensador Estático de VARS.
Datos.TCSC	- Compensador Serie Controlado por Tiristores.
Datos.UPFC	- Controlador Unificado de Flujos de Potencia.
Datos.FSWG_SR	- Generador Eólico de velocidad Fija regulado por "stall"
Datos.FSWG_PR	- Generador Eólico de velocidad Fija regulado por "Pitch"
Datos.SSWG	- Generador Eólico de velocidad Semi-Variable
Datos.GLFC	- Generador con regulación primaria.

Datos.Med – Datos de Mediciones disponibles SCADA y/o PMU en el siguiente orden:

Flujo de Potencia Activa (SCADA) - Primero en LT, después en Transformadores y finalmente en
 Flujo de Potencia Reactiva (SCADA) - FACTS, ver archivo ejemplo *case118_PBam.m*.
 Inyección de Potencia nodal Activa (SCADA)
 Inyección de Potencia nodal Reactiva (SCADA)
 Magnitud de voltaje (SCADA)

Angulo de voltaje (PMU)
 Magnitud de voltaje (PMU)
 Angulo de Flujo de corriente (PMU)
 Magnitud de Flujo de corriente (PMU)

Ejemplo: Archivo de datos de sistema de 5 buses (case5.m)

```
% 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19
% #Buses LT TRAFO FSC PST LTC SVC TCSC UPFC -- -- -- -- -- SSWG VSWG PMSG GLFC
Datos.Devic=[ 5 7 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
```

```
Datos.MVA = 100;
```

```

% Fr To R jX B Paralel
Datos.LT = [ 1 2 0.02 0.06 0.06 0 ;
             1 3 0.08 0.24 0.05 0 ;
             2 3 0.06 0.18 0.04 0 ;
             2 4 0.06 0.18 0.04 0 ;
             2 5 0.04 0.12 0.03 0 ;
             3 4 0.01 0.03 0.02 0 ;
             4 5 0.08 0.24 0.05 0
           ];
```

```

%DisPositivo % SCADA/PMU
% # Type DSP Fr To Val Par? #Facts
Datos.Med = [1 1 1 1 2 0.893314 0 0; %SCADA
             2 1 1 2 1 -0.868455 0 0 ;
             3 1 1 1 3 0.417908 0 0 ;
             4 1 1 3 1 -0.40273 0 0 ;
             5 1 1 2 3 0.244727 0 0 ;
             6 1 1 3 2 -0.241132 0 0 ;
             7 1 1 2 4 0.27713 00 ;
             8 1 1 4 2 -0.272521 0 0 ;
             9 1 1 2 5 0.546599 0 0 ;
            10 1 1 5 2 -0.534448 0 0 ;
            11 1 1 3 4 0.193862 0 0 ;
            12 1 1 4 3 -0.193461 0 0 ;
            13 1 1 4 5 0.0659825 0 0 ;
            14 1 1 5 4 -0.0655515 0 0 ;
            15 2 1 1 2 0.739952 0 0 ;
            16 2 1 2 1 -0.729084 0 0 ;
            17 2 1 1 3 0.168203 0 0 ;
```

```

18    2    1    3    1    -0.175125    0    0    ;
19    2    1    2    3    -0.0251849    0    0    ;
20    2    1    3    2    -0.00352295    0    0    ;
21    2    1    2    4    -0.0172391    0    0    ;
22    2    1    4    2    -0.00830564    0    0    ;
23    2    1    2    5    0.0555794    0    0    ;
24    2    1    5    2    -0.0482921    0    0    ;
25    2    1    3    4    0.028648    0    0    ;
26    2    1    4    3    -0.0468775    0    0    ;
27    2    1    4    5    0.00518316    0    0    ;
28    2    1    5    4    -0.0517079    0    0    ;
29    5    0    1    1    1.06    0    0;    % V SCADA
30    6    0    1    1    0.000000    0    0;    % PMUs V
31    7    0    1    1    1.060000    0    0    ;
32    6    0    2    2    -0.03597525    0    0    ;
33    7    0    2    2    1.000000    0    0    ;
34    6    0    3    3    -0.08092550    0    0    ;
35    7    0    3    3    0.987247    0    0    ;
36    6    0    4    4    -0.08651632    0    0    ;
37    7    0    4    4    0.984132    0    0    ;
38    6    0    5    5    -0.10061735    0    0    ;
39    7    0    5    5    0.971696    0    0    ;
];

```

2. Dispositivos

```

%    1    2    3    4    5    6    7    8    9    10 11 12 13    14    15    16    17    18    19
% #Buses LT TRAFO FSC PST LTC SVC TCSC UPFC -- -- -- -- SR_FSWG SR_FSWG SSWG VSWG PMSG GLFC
Datos.Devic = [120 177 0 0 0 0 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];

```

Se coloca la cantidad de buses y dispositivos existentes.

Posición	Código	Dispositivo
1	#Buses	Numero de Buses
2	LT	Líneas de transmisión
3	TRAFO	Transformador 1 devanado
4	FSC	Compensación Fija
5	PST	Transformador Defasador
6	LTC	Transformador Cambiador de Derivaciones
7	SVC	Compensador Estático de Vars
8	TCSC	Compensador Serie Controlado por Tiristores
9	UPFC	Controlador Unificado de Flujos de Potencia
10	IPFC	No Implementado
11	STATCOM	No Implementado
12	HVDC	No Implementado
13	SSSC	No Implementado

14	FSWG_SR	Generador eólico de velocidad Fija – Regulación “Stall”
15	FSWG_PR	Generador eólico de velocidad Fija – Regulación “Pitch”
16	SSWG	Generador eólico de velocidad Semi-variable
17	VSWG	Generador eólico de velocidad Variable DFIG
18	PMSG	Generador Síncrono de Imanes Permanentes.
19	GLFC	Generador con regulación primaria.

```

      % Fr  To    R      X      B    #Par
Datos.LT = [ 1   2   0.0303  0.0999  0.0254  0;
];

```

Fr-To - Buses de envío y recepción.
R - Resistencia serie total (pu).
X - Reactancia serie (pu).
B - Susceptancia total en derivación (pu).
#Par - Se utiliza un número consecutivo para diferenciar las líneas de transmisión paralelas y asociarlas a su respectiva medición, en líneas únicas el valor de este índice es cero.

```

      % Fr  To  R      X      B    tap    #Par
Datos.Trafo = [ 8   5   0   0.0267  0   0.985   0   ;
];

```

Fr-To - Buses de envío y recepción.
R - Resistencia total Serie del transformador (pu).
X - Reactancia total Serie del Transformador (pu).
B - Susceptancia en derivación (pu).
tap - Magnitud del tap (pu).
#Par - Se utiliza un número consecutivo para diferenciar los transformadores conectados en paralelo y asociarlos a su respectiva medición, si solo existe un transformador este valor es cero.

```

      %Fr  To  Rp  Xp      Rs  Xs  Gso  Bso  Tv  Uv  phTv  phUv  Tpos  #Facts
Datos.PST = [70  121  0  0.05  0  0.05  0  0  1  1  0  0  0  1];

```

Fr-To - Buses de envío y recepción.
Rp - Resistencia total serie del lado primario (pu).
Xp - Reactancia total serie del lado primario (pu).
Rs - Resistencia total serie del lado secundario (pu).
Xs - Reactancia total serie del lado secundario (pu).
Gso - Conductancia de la rama de magnetización (pu).
Bso - Susceptancia de la rama de magnetización (pu).
Tv - Magnitud del tap complejo en el lado primario (pu).
Uv - Magnitud del tap complejo en el lado secundario (pu).
phTv - Ángulo del tap complejo en el lado primario (pu).
phUv - Ángulo del tap complejo en el lado secundario (pu).
Tpos - Indica el lado en el que se realiza el control (0-Primario 1-Secundario).
#Facts - Índice para distinguir entre dispositivos FACTS y asociar una medición a este dispositivo.

```

      %Fr  To  Rp  Xp  Rs  Xs  Gso  Bso  Tv  Uv  phTv  phUv  Tpos  #Facts
Datos.LTC = [21 122  0  0.1  0  0.1  0  0  1  1  0  0  0  2];

```

Fr-To - Buses de envío y recepción.
Rp - Resistencia total serie del lado primario (pu).

Xp - Reactancia total serie del lado primario (pu).
Rs - Resistencia total serie del lado secundario (pu).
Xs - Reactancia total serie del lado secundario (pu).
Gso - Conductancia de la rama de magnetización (pu).
Bso - Susceptancia de la rama de magnetización (pu).
Tv - Magnitud del tap complejo en el lado primario (pu).
Uv - Magnitud del tap complejo en el lado secundario (pu).
phTv - Ángulo del tap complejo en el lado primario (pu).
phUv - Ángulo del tap complejo en el lado secundario (pu).
Tpos - Indica el lado en el que se realiza el control (0-Primario 1-Secundario). Actualmente solo implementado en primario para mediciones de corriente mediante PMUs.
#Facts - Índice para distinguir entre dispositivos FACTS y asociar una medición a este dispositivo.

```

      %Bus   G      B
Datos.FSC = [ 3   0.05  0.1
              ];

```

Bus - Bus en el que está conectado el compensador en derivación.
G - Conductancia en derivación (pu).
B - Susceptancia en derivación (pu).

```

      %Bus   Xc      Xl      FA      RT      XT      #Facts
Datos.SVC = [ 48  9.365e-3  1.60e-3  139  0.0  0.037  3 ] ;

```

Bus - Bus en el que se conecta el compensador estático de vars.
Xc - Reactancia capacitiva (pu).
Xl - Reactancia inductiva (pu).
FA - Condición de ángulo de disparo inicial (pu).
RT - Resistencia del transformador de acoplamiento (pu).
XT - Reactancia del transformador de acoplamiento (pu).
#Facts - Índice para distinguir entre dispositivos FACTS y asociar una medición a este dispositivo.

```

      % Fr   To      Xc      Xl      FA      #Facts
Datos.TCSC = [ 30  119  9.375e-3  1.625e-3  145.0  4 ] ;

```

Fr-To - Buses de envío y recepción.
Xc - Reactancia capacitiva (pu).
Xl - Reactancia inductiva (pu).
FA - Condición de ángulo de disparo inicial (pu).
#Facts - Índice para distinguir entre dispositivos FACTS y asociar una medición a este dispositivo.

```

      %Fr to Rs Xs Rsh Xsh Vs      Os      Vsh Osh #Facts
Datos.UPFC = [ 81 120 0.05 0.1 0.05 0.1 0.0707 81.86 1.0 0 5 ];

```

Fr-To - Buses de envío y recepción.
Rs - Resistencia del convertidor serie (pu).
Xs - Reactancia del convertidor serie (pu).
Rsh - Resistencia del convertidor en derivación (pu).
Xsh - Reactancia del convertidor en derivación (pu).
Vs - Condición inicial de la magnitud de voltaje de la fuente serie (pu).
Os - Condición inicial del ángulo de voltaje de la fuente serie (pu).
Vsh - Condición inicial de la magnitud de voltaje de la fuente serie (pu).
Osh - Condición inicial del ángulo de voltaje de la fuente en derivación (pu).
#Facts - Índice para distinguir entre dispositivos FACTS y asociar una medición a este dispositivo.

```

      %Bus   kV      snom      R1      X1      R2      X2      Xm      #Facts
Datos.FSWG_SR = [ 5   0.69  -0.005  0.0027  0.025  0.0022  0.046  1.38  6 ];

```

Bus - Bus en el que está conectado el generador eólico.
kV - Voltaje nominal kV.
snom - Deslizamiento nominal del generador de inducción.
R1 - Resistencia de estator (pu).
X1 - Reactancia de estator (pu).
R2 - Resistencia de rotor (pu).
X2 - Reactancia de rotor (pu).
Xm - Reactancia de magnetización (pu).
#Facts - Índice para distinguir entre dispositivos FACTS y asociar una medición a este dispositivo.

```

          %Bus kV Vw R1 X1 R2 X2 Xm #Facts
Datos.FSWG_PR = [ 73 0.69 17 0.00 0.09985 0.00373 0.10906 3.54708 7 ];

```

Bus - Bus en el que está conectado el generador eólico.
kV - Voltaje nominal kV.
Vw - Velocidad de viento (m/s).
R1 - Resistencia de estator (pu).
X1 - Reactancia de estator (pu).
R2 - Resistencia de rotor (pu).
X2 - Reactancia de rotor (pu).
Xm - Reactancia de magnetización (pu).
#Facts - Índice para distinguir entre dispositivos FACTS y asociar una medición a este dispositivo.

```

          %Bus kV Vw R1 X1 R2 X2 Xm #Facts
Datos.SSWG=[113 0.69 12 0.0026999631 0.07260525 0.002199582 0.0459998298
1.37997585 8];

```

Bus - Bus en el que está conectado el generador eólico.
kV - Voltaje nominal.
Vw - Velocidad de viento m/s.
R1 - Resistencia de estator (pu).
X1 - Reactancia de estator (pu).
R2 - Resistencia de rotor (pu).
X2 - Reactancia de rotor (pu).
Xm - Reactancia de magnetización (pu).

```

          % bus Rst Xst Vw #Facts
Datos.PMSG = [ 14 0.0 0.1 15 9 ];

```

bus - Bus en el que está conectado el generador eólico.
Rst - Resistencia del transformador Step-up (pu).
Xst - Reactancia del transformador Step-up (pu).
Vw - Velocidad de viento (m/s).
#Facts - Índice para distinguir entre dispositivos FACTS y asociar una medición a este dispositivo.

```

          %Bus Rs Xs Rr Xr Xm RT XT ro r v n p B C1 C2 C3 C4 C5 C6 C7 C8 C9
QDfig,set Qg,set PN f #Facts
Datos.VSWG = [25 0.0078 0.0794 0.025 0.4 4.1039 0.03 0.05 1.225 35.5 10 94 2 0
0.73 151 0.58 0.002 2.14 13.2 18.4 -0.02 -0.003 0.2 0.1 2E6 50 10 ];

```

bus - Bus en el que está conectado el generador eólico.
Rs Xs - Resistencia y reactancia de estator (pu).
Rr Xr - Resistencia y reactancia de rotor (pu).
Xm - Resistencia de rama en derivación (pu).
RT XT - Resistencia y reactancia del transformador Step-up (pu).
ro - Densidad del aire (kg/m3)
r - Radio de la turbina (m).
v - Velocidad de viento (m/s).
n - Gear ratio.
p - Numero de polos.

B - Pitch angle.
C1 C2 C3 C4 C5 C6 C7 C8 C9 - Parametros de Cp
QDfig,set - Potencia reactiva especificada (pu).
QG,set - Potencia reactiva especificada (pu).
PN - Potencia activa base de la turbina eólica (W).
f - Frecuencia (Hz)
#Facts - Índice para distinguir entre dispositivos FACTS y asociar una medición a este dispositivo.

```

%Bus PGset PLset QGset QLset PR R Kp Pp Pc Pz VLB N1 aq bq Kq Qp Qc Qz N2 #Facts
Datos.GLFC = [6 0 0.52 0.15926 0.22 1 0.04 0.04 0.2 0.3 0.5 1 1 1 1 0.001 0.2
0.3 0.5 1 11];

```

Bus - Bus en el que está conectado el generador con regulación primaria.
PGset - **Generación de** Potencia activa de referencia.
PLset - Potencia activa de carga nominal.
QGset - **Generación de** Potencia reactiva de referencia.
QLset - Potencia Reactiva de carga nominal.
PR - Salida de potencia nominal.
R - Estatismo o coeficiente de regulación de velocidad.
Kp - Característica de frecuencia en la potencia activa de carga.
Pp Pc Pz - Característica de voltaje en la potencia activa de carga.
VLB - Voltaje nominal de operación del nodo de carga.
N1 - Exponente de Potencia activa de carga.
aq bq - Coeficientes de generación de potencia reactiva.
Kq - Característica de frecuencia en la potencia reactiva de carga.
Qp Qc Qz - Característica de voltaje en la potencia reactiva de carga.
N2 - Exponente de Potencia reactiva de carga.

NOTAS:

- ✓ El formato del archivo de entrada no requiere un espaciado específico entre datos.
- ✓ El nombre del archivo de datos deberá empezar con case*.m para no confundirlo con alguna rutina del programa.

3. Mediciones

```

                                SCADA/PMU
          #ndm Type  DSP  Fr  To    Val    #Par  #Facts
Datos.Med = [    1    1    1    1    2   -0.125290    0    0;
              ];

```

#ndm - Es un índice para orientar al usuario, sin embargo, el programa no toma en cuenta esta numeración para cálculos internos, solo para identificar las mediciones con errores gruesos.

Type – Tipo de Medición

- 1 - Flujo de Potencia Activa (SCADA)
- 2 - Flujo de Potencia Reactiva (SCADA)
- 3 - Inyección de Potencia nodal Activa (SCADA)
- 4 - Inyección de Potencia nodal Reactiva (SCADA)
- 5 - Magnitud de voltaje (SCADA)
- 6 - Angulo de voltaje (PMU)
- 7 - Magnitud de voltaje (PMU)
- 8 - Angulo de Flujo de corriente (PMU)
- 9 - Magnitud de Flujo de corriente (PMU)

Pseudomediciones

20 – UPFC	$P_{bb} = P_{vR} + P_{cR} = 0$
21 – VSWG-DFIG	$\Delta P_s = 0$
22 – VSWG-DFIG	$\Delta Q_s = 0$
23 – VSWG-DFIG	$\Delta P_m = 0$
24 – VSWG-DFIG	$\Delta Q_m = 0$
25 – VSWG-DFIG	$\Delta P_g = 0$
26 – VSWG-DFIG	$\Delta Q_g = 0$
27 – VSWG-DFIG	$\Delta T = 0$

DSP – # de dispositivo en el cual se hizo la medición.

1 - LT	Líneas de transmisión
2 - TRAFO	Transformador 1 devanado
3 - FSC	Compensación Fija
4 - PST	Transformador Desfasador
5 - LTC	Transformador Cambiador de Derivaciones
6 - SVC	Compensador Estático de Vars
7 - TCSC	Compensador Serie Controlado por Tiristores
8 - UPFC	Controlador Unificado de Flujos de Potencia
9 - IPFC	No Implementado
10 - STATCOM	No Implementado
11 - HVDC	No Implementado
12 - SSSC	No Implementado
13 - FSWG_SR	Generador eólico de velocidad Fija – Regulación “Stall”
14 - FSWG_PR	Generador eólico de velocidad Fija – Regulación “Pitch”
15 - SSWG	Generador eólico de velocidad Semi-variable
16 - VSWG	Generador eólico de velocidad Variable DFIG
17 - PMSG	Generador Síncrono de imanes permanentes
18 - GLFC	Generador con regulación primaria

NOTAS:

- ✓ Las mediciones de flujos de potencia activa y reactiva deben introducirse primero para líneas de transmisión, posteriormente transformadores y finalmente todos los demás dispositivos.
- ✓ En mediciones de voltaje o inyección de potencia activa y reactiva en buses que no tienen conectado algún dispositivo FSWG_SR, FSWG_PR, SSWG o GLFC se debe introducir 0 en el campo de dispositivo.

Fr – To Buses de envío y recepción en mediciones de flujos de potencia y corriente. En mediciones distintas a flujos, es decir, mediciones tipo 3, 4, 5, 6 o 7 se debe repetir el número de bus en campos “Fr” y “To”. Además, el número de dispositivo debe ser 0 para mediciones de voltaje y/ángulo (SCADA o PMU) o mediciones de inyección de potencia (DSP = 3 o 4) en donde solo existen líneas de transmisión conectadas al bus. Ejemplo: medición de voltaje SCADA en bus 48.

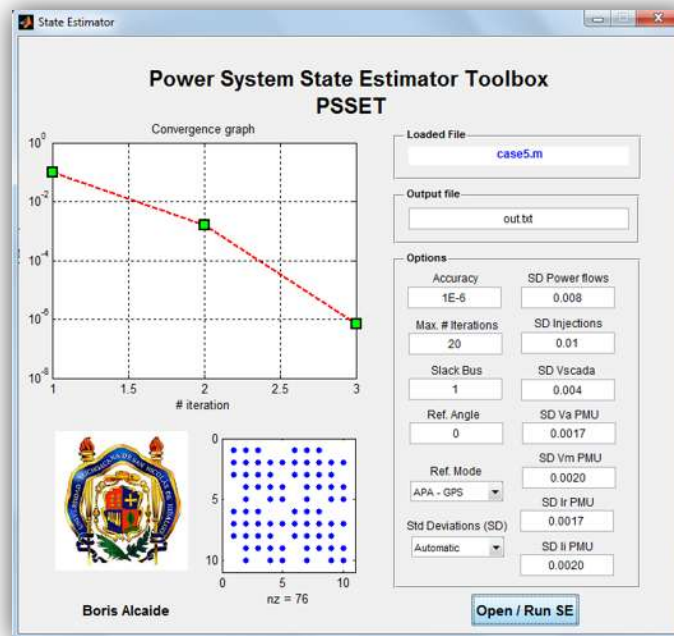
#ndm	Type	DSP	Fr	To	Val	#Par	#Facts
757	5	0	48	48	1.02	0	0;

Val - Es el valor de la medición y está dado en por unidad excepto en caso de mediciones fasoriales, el ángulo debe de introducirse en radianes con la mayor cantidad de dígitos disponibles para no afectar el resultado de la estimación.

#Par – En caso de haber líneas paralelas, este índice se utiliza para definir a que línea de transmisión pertenece la medición. En caso contrario el valor de este campo debe ser cero.

#Facts – Indica a que dispositivo FACTS, WF o GLFC pertenece la medición. Si la medición no es realizada en uno de estos dispositivos entonces este campo debe ser 0.

4. Interfaz gráfica de usuario



Files

Loaded file – Muestra el nombre del archivo de entrada seleccionado por **Open / Run SE**

Output file – Campo para introducir nombre del archivo de salida con extensión .txt. El nombre por defecto es **out.txt**

Options

Accuracy – Precisión requerida en la convergencia del algoritmo

Max # Iterations – Máximo número de iteraciones para alcanzar la precisión requerida.

Slack Node – Bus de referencia, se utiliza cuando existen únicamente mediciones SCADA. En caso de haber mediciones de PMU no se tiene un bus de referencia por lo tanto no se toma en cuenta este valor, sin embargo debe introducirse el nombre “numero” de un bus que pertenezca al área analizada.

Ref. Angle Value – Ángulo de referencia de nodo SLACK, solo se utiliza cuando existen únicamente mediciones SCADA. En caso de haber mediciones de PMU no se tiene un bus con ángulo de referencia por lo tanto no se toma en cuenta este valor y la referencia es a través del GPS.

Ref. Mode -- Modo de referencia, existen dos opciones para utilizar, referencia hacia del GPS y referencia hacia un Bus que tenga un PMU o sin tener PMU.

Std Deviations – Desviación estándar, existen dos opciones para utilizar, modo automático, por lo que toma las desviaciones estándar por defecto, y modo manual la cual se puede cambiar la desviación estándar dependiendo el tipo de medición (columna derecha).

Convergence Graph – Grafica del valor absoluto del máximo valor de Δx en cada iteración.

La grafica inferior muestra la dispersidad de la matriz de ganancia G y la cantidad de elementos no ceros.

Open / Run SE – Se utiliza para introducir el archivo de datos e iniciar algoritmo de Estimación de Estado.

Para utilizar la interfaz gráfica primeramente en la opción “**Current Folder**” de MATLAB se selecciona el folder “**SHSE pcode**”, posteriormente se escribe en el “**Command Window**” de MATLAB la instrucción: “**GUI_SE**”. Una vez abierta la interfaz gráfica, se introduce el nombre del archivo de salida o se deja el que está definido por defecto (out.txt) y posteriormente se introducen los campos “options”: Precisión, máximo número de iteraciones, bus slack y el ángulo de referencia del bus slack. En estimación de estado multi-área únicamente considerando mediciones SCADA se debe tener especial cuidado de introducir un nodo slack que pertenezca a la zona que se está estudiando. Finalmente se oprime en botón “Open/Run SE” y se escoge el archivo de datos que se desea analizar.

Referencias

[1] Enrique Arnoldo Zamora Cárdenas, “Estimación de Estado en Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna” Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo [2004]

[2] Ernesto Marcheli Nolasco Contreras, “Estimación de Estado en Sistemas Eléctricos de Potencia Considerando Mediciones Fasoriales” Universidad Nacional Autónoma de México [2012]

[3] Boris Adrian Alcaide Martinez, “Estimación de Estado em Sistemas de Energía Eléctrica – Reporte de Investigación” Posgrado Eléctrica [2012]

[4] George N. Korres, Nikolaos M. Manousakis, “State estimation and bad data processing for systems including PMU and SCADA measurements” School of Electrical and Computer Engineering, National Technical of Athens 9 [2011]

[5] Ali Abur, Antonio Gómez Expósito, “On the use of PMU in power system state estimation”, University of Seville, Northeastern University [2011]

[6] E. A. Zamora Cárdenas, B. A. Alcaide Moreno, C. R. Fuerte Esquivel, “State estimation of flexible AC transmission systems considering synchronized phasor measurements”, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Universidad de Guanajuato [2013]

[7] Ilya W. Slutsker, Sasam Mokhtari, Leonard A. Jaques, “Implementation of phasor measurements in state estimator at Sevillana de Electricidad”, Siemens Empros Power System Control, Brooklyn Park [1995]

[8] Michael Hurtgen, Prof. Jean-Claude Maun, “Applications of PMU measurements in Belgian electrical grid” [2012]

[9] Srinath Kamireddy, “Comparison of state estimation algorithms considering phasor measurement units and major and minor data loss”, Mississippi State [2008]

[10] Yeo Jun Yoon, “ Study of the utilization and benefits of phasor measurement units for large scale power system state estimation”, Texas A&M University [2005]