



UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

www.bdigital.ula.ve

ESTIMACIÓN DE ESTADO EN SISTEMAS DE POTENCIA

Br. Yusleibi Josefina Velásquez Arcila

Mérida, Abril, 2010

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ESTIMACIÓN DE ESTADO EN SISTEMAS DE POTENCIA

Trabajo presentado como requisito parcial para optar al título de

Ingeniero Electricista

www.bdigital.ula.ve

Br. Yusleibi Josefina Velásquez Arcila

Tutor: Dr. Jean Carlos Hernández Mejía

Mérida, Abril, 2010

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ESTIMACIÓN DE ESTADO EN SISTEMAS DE POTENCIA

Br. Yusleibi Josefina Velásquez Arcila

www.bdigital.ula.ve

Trabajo de Grado, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos exigidos para optar al título de Ingeniero Electricista, aprobado en nombre de la Universidad de Los Andes por el siguiente Jurado.

Prof. Ernesto Mora
C.I. 3.499.666

Prof. Jesus Velazco
C.I. 8.088.307

Prof. Jean Carlos Hernández Mejía
C.I. 12.778.547

AGRADECIMIENTOS

En la mayoría de las metas que nos trazamos en la vida se presentan algunos obstáculos que con perseverancia, esfuerzo, optimismo y el apoyo incondicional de quienes siempre están a nuestro lado se pueden alcanzar.

Al lograr una meta tan importante en la vida quiero agradecer a todos aquellos que formaron parte de ella y colaboraron conmigo de una u otra manera.

En primer lugar a **DIOS y la VIRGEN** por estar conmigo y guiarme en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente en los momentos más difíciles.

A **mis padres** Agustín y Yadicza por haberme dado la vida, por creer en mí y por el apoyo incondicional que me brindaron en todo momento.

A **mis hermanos** Gabriel, Miguel y en especial a Yaneidy por su apoyo y confianza que han representado para mí un factor importante de ánimo y aliento.

Al **Profesor Jean Carlos Hernández** por su colaboración y tutoría para hacer posible la elaboración de este proyecto.

A la **Universidad de Los Andes**, profesores, personal técnico y administrativo por contribuir en mi formación profesional y personal.

VELÁSQUEZ, Yusleibi. Estimación de Estado en Sistemas de Potencia. Universidad de Los Andes. Tutor: Dr. Jean Carlos Hernández Mejía. Abril de 2010.

RESUMEN

La estimación de estado es un procedimiento matemático que permite estimar el estado de operación del sistema, por medio de datos recolectados, y se desarrolla a través del método de mínimos cuadrados; éste es tomado como referencia para desarrollar una metodología de optimización aplicado al problema de la identificación de medidas erróneas con el fin de mejorar este procedimiento. La aplicación de la Medición Sincronizada de Fasores en la operación y control de los sistemas de potencia, está impactando en las funciones de análisis de la seguridad de los Sistemas de Gestión de Energía (EMS- por sus siglas en inglés), particularmente en la función de estimación de estados, cuyos modelos, algoritmos y desempeño pueden ser mejorados con el uso de Unidades de Medición Fasorial (PMU- por sus siglas en inglés) como unidad de medición de los valores de tensión y corriente, los cuales son ubicados de manera que, todo el sistema de potencia sea observable. Este trabajo explora la mejora de los resultados y desempeño de la estimación de estado desarrollando el algoritmo de mínimos cuadrados, así como también, la metodología empleada para la localización de PMU's tomando en cuenta la observabilidad del sistema.

Descriptores: Estimación de Estado, Medición Sincronizada de Fasores, PMU (Phase Measurement Unit), EMS (Energy Management System).

ÍNDICE GENERAL

APROBACIÓN	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
RESUMEN	iv
INTRODUCCIÓN	1
Capítulo	pp
1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	4
1.1 Justificación de la Investigación	4
1.2 Planteamiento del Problema	4
1.3 Objetivos de la Investigación	5
1.3.1 General	5
1.3.2 Específicos	5
1.4 Metodología	6
2. MARCO TEÓRICO	7
Introducción.	7
2.1 Estimación de Estado	7
2.2 Datos de Información de Entrada del Estimador de Estado	8
2.2.1 Funciones de un Estimador de Estado	8
2.2.2 Tipos de Medidas	9
1.-Medidas ordinarias	9
a.- Medidas de flujo	9
b.- Medidas de inyección	9
c.- Medidas de magnitud de tensión	9
d.-Medidas de magnitud de corriente	9
2.- Medidas virtuales	9
3.- Pseudo-medidas	9
2.2.3 Modelo de la Red y del Sistema de Medidas	10
2.2.4 Método de los Mínimos Cuadrados	11
2.3 Calidad de la Estimación de Estado	14
a.- Validez de los datos	14
b.- Error de transmisión del estado estimado del error de medición	14
2.4 Detección e Identificación de Datos Erróneos	16
2.4.1 Detección de Datos Erróneos	17
2.4.2 Identificación de Datos Erróneos	17
2.5 Mediciones Sincronizadas	18
2.5.1 Fasor	18
2.5.2 Sincrofasor	20

2.5.3 PMU (Unidad de Medición de Fasores)	20
2.5.4 Onda Coseno Universal	21
2.6 Ubicación de PMU	22
2.6.1 Reglas a Aplicar para la Ubicación de PMU	23
3. ESTIMACIÓN DE ESTADO DE UN SISTEMA DE POTENCIA SIMPLIFICADO	25
3.1 Problema a Evaluar	25
3.1.1 Desarrollo del Problema Planteado	26
3.1.2 Comprobación del Sistema Sobredeterminado	27
3.1.3 Elaboración de la Matriz Jacobiana H	27
3.1.4 Proceso Iterativo	28
3.1.5 Resultados de la Estimación de Estado	30
3.2 Calculo del Nivel de Confiabilidad y la Desviación Estándar de la Solución de los Componentes (V_1 , V_2 , δ_2) Así como la Desviación Estándar de la Medición de las Estimaciones	30
3.2.1 Resultados de la Estimación de Estado	33
3.2.2 Nivel de Confianza	34
4. ESTIMACIÓN DE ESTADO DE UN SISTEMA DE POTENCIA REAL	36
4.1 Solución al Problema de Estimación de Estado	38
4.1.1 Resultados de la Estimación de Estado	40
4.2 Detección e Identificación de Datos Erróneos	42
4.2.1 Detección de Datos Erróneos	42
4.2.2 Identificación de Datos Erróneos	43
5. UBICACIÓN DE PMU EN SISTEMAS DE POTENCIA	45
5.1 Análisis de Observabilidad y Ubicación de Medidas para Sistemas con PMUs	45
5.1.1 Ubicación de PMU para un sistema de n barras	46
5.2 Ubicación de PMU Utilizando la Herramienta de Programación PSAT y su Algoritmo	54
5.3 Reglas para la ubicación de PMU	54
5.4 Algoritmo por el método Depth First	56
5.5 Algoritmo por el Método Graph Theoretic Procedure	57
CONCLUSIONES	60
RECOMENDACIONES	62
REFERENCIAS	63
ANEXOS	65

LISTA DE TABLAS

TABLA	pp
3.1 Mediciones del Sistema	25
3.2 Resultados de la Estimación de Estado	30
3.3 Resultados de los Residuos	30
3.4 Resultados de la Estimación de Estado	33
3.5 Resultados de los Residuos	33
4.1 Mediciones para el Sistema de la Figura 4.1	36
4.2 Valores de Impedancia de Línea	37
4.3 Valor de las Mediciones en p.u	38
4.4 Resultados de la Estimación de Estado	40
4.5 Resultados de los Residuos	41
4.6 Mediciones Sospechosas de Datos Erróneos	43

www.bdigital.ula.ve

LISTA DE FIGURAS

FIGURA	pp
2.1 Equivalencia Entre una Onda Coseno y un Vector Rotativo	19
2.2 Representación en el Plano Complejo del Fasor X	19
2.3 Unidad de Medición de Fasores	21
3.1 Sistema de Potencia de Dos Barras	25
4.1 Descripción del Sistema	37
5.1 Modelo de las Mediciones con PMU	45
5.2 Diagrama del Sistema de Siete Barras	48
5.3 Diagrama del Sistema Después de Fusionar las Barras 3 y 6	48
5.4 Diagrama del Sistema de 14 Barras-IEEE	48
5.5 Observabilidad del sistema de 14 Barras-IEEE	51
5.6 Diagrama del Sistema Después de Fusionar las Barras 7 y 8	52
5.7 Medida de Voltaje Asignado a una Barra Donde se Ubica un PMU, Incluyendo Medidas de Corriente a Cada Rama Conectada a Dicha Barra	55
5.8 Medida de Corriente Asignada a Cada Rama Donde se Conocen los Voltajes	55
5.9 Medida de Pseudo Corriente Asignada Cuando la Corriente de Balance en un Nodo es Conocida	56
5.10 Resultados de la Ubicación de PMUs del Programa PSAT por el Método Depth First	57
5.11 Resultados de la Ubicación de PMUs del Programa PSAT por el Método Graph Theoretic Procedure	58

www.bdigital.ula.ve

INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) son claves para el bienestar y el progreso de la sociedad moderna. La supervisión y análisis de la seguridad en la operación de los sistemas de potencia, comienza con la adquisición en tiempo real, a través de los Sistemas de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) de tensiones en barras, inyecciones de potencia y corriente, flujos e inyecciones de potencia y el estado de los equipos de maniobras; sin embargo, esta información es usualmente incompleta por diversas razones: problemas de comunicaciones o de equipos, valores con errores o inexactitudes propias de las mediciones físicas y mediciones no disponibles.

Uno de los elementos más importantes de los modernos Sistemas de Gestión de Energía (EMS), que actualmente utilizan las compañías eléctricas es la estimación de estado del sistema de potencia a partir de las mediciones en tiempo real que se desarrolla durante los años sesenta; la función de estimación de estado, tiene el objetivo de obtener, de un conjunto redundante de mediciones, el mejor estimado de las variables de estado de los sistemas de potencia. Una vez obtenidas las variables de estado, todas las variables del sistema de potencia, pueden ser calculadas, garantizándose la disponibilidad de todos los datos e información de forma ininterrumpida y coherente, ofreciendo una visión consistente, completa y precisa del estado del sistema de potencia.

Hasta hace poco, el grupo de mediciones utilizadas por la función de estimación de estado no contenían mediciones de ángulos de fase relativos, debido a dificultades técnicas asociadas con la sincronización de mediciones en localidades remotas, sin embargo los sistemas satelitales de posicionamiento global (GPS) aliviaron esta dificultad e impulsaron el desarrollo de unidades de medición fasorial (PMU, por sus siglas en inglés). La medida sincronizada de fasores (sincrofasores) permite poner en relación, tanto en módulo como en ángulo, medidas tomadas en lugares de la red que pueden encontrarse muy alejados físicamente.

Las unidades de medición sincronizada de fasores (PMU) son dispositivos de supervisión, que fueron introducidos al mercado a mediados de los ochenta, estos utilizan señales de

sincronización provenientes de los GPS suministrando los fasores de tensión y corrientes de una subestación. Los sincrofasores presentan una serie de aplicaciones que pueden utilizarse para mejorar el funcionamiento del sistema tales como: estimación de estado, predicción de condiciones de inestabilidad, protección adaptativa, en general mejora del control del sistema de potencia.

Considerando que la estimación de estado se ha convertido en una herramienta de vital importancia para los EMS, no cabe la menor duda que si la exactitud de las variables estimadas puede ser mejorada, esto implicará que podrá obtenerse información del sistema de potencia más confiable, conllevando a mejores decisiones en las funciones de operación y control, es por ello que esta investigación tiene como finalidad explorar la contribución de las PMU's a la mejora de los resultados y desempeño de los estimadores de estado. Esta tecnología elimina en gran parte el retardo inherente a los sistemas actuales de estimación de estado; las compañías eléctricas están en condiciones de realizar, en tiempo real, avanzados análisis de los imprevistos estáticos y dinámicos que se producen en sus redes.

Debido a la forma en que fueron establecidos cada uno de los objetivos a desarrollar en el proyecto, este trabajo fue estructurado en cinco capítulos:

El Capítulo I, el planteamiento del problema y los objetivos propuestos para la realización del proyecto.

En el Capítulo II, se exponen las bases teóricas necesarias para el entendimiento de los términos técnicos utilizados en el contenido del trabajo.

El Capítulo III, se refiere a la estimación de estado de un sistema de potencia simple, aquí se describe el procedimiento utilizado para realizar dicha estimación.

El Capítulo IV, describe cómo calcular la estimación de estado en un sistema de potencia real, así como la detección e identificación de data errónea.

El Capítulo V, presenta los criterios necesarios para la ubicación de los equipos de PMU en un sistema de potencia.

Finalmente, se presentan las recomendaciones y conclusiones obtenidas de acuerdo al desarrollo del trabajo.

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

1.1 Justificación de la Investigación

La estimación de estado del sistema de potencia es una de las aplicaciones con mayor importancia en el uso de las mediciones de fasores sincrónicos en sistemas de potencia, ya que permite filtrar, detectar y eliminar mediciones erróneas que provienen del sistema SCADA, brindando una base más confiable de información del estado del sistema; por esta razón se puede afirmar que la estimación del estado es una herramienta muy importante para los sistemas de potencia modernos.

La estimación del estado de los sistemas eléctricos ha creado la necesidad de nuevas metodologías de análisis que mejoren la confiabilidad y precisión. Con este trabajo, se pretende difundir el tema de la estimación de estado dentro de la comunidad universitaria y profesionales en el tema, el cual puede ser considerado dentro de muchas aplicaciones.

1.2 Planteamiento del Problema

La expansión e interconexión de los sistemas eléctricos de potencia ha dificultado a los EMS la tarea de supervisar y operar de manera segura las redes eléctricas. Uno de los principales inconvenientes dentro del análisis en tiempo real de los sistemas de potencia consiste en la determinación del estado actual de la red cuando la información proporcionada por los medidores contiene inconsistencias, generalmente atribuidas a problemas en la calibración o al tiempo de funcionamiento de los mismos. En consecuencia, se determina un

punto de operación diferente al estado actual del sistema, siendo esta una condición crítica ya que a partir de estos resultados se derivan un conjunto de análisis en las redes eléctricas, como son estudios de flujo de carga, análisis de fallos, estabilidad, acciones de control, entre otros.

Por esta razón para este proyecto se plantea realizar el estudio de la estimación de estados en sistemas de potencia a través de un procedimiento estadístico y probabilístico que somete los datos de entrada a un proceso de validez con el fin de identificar las mediciones que contienen inconsistencias para su posterior eliminación del conjunto de datos, garantizando de esta forma una correcta estimación de las variables de estado. También plantea estudiar la ubicación de PMUs en SEP utilizando métodos que permitan localizar dichos equipos de una manera óptima, haciendo que todo el sistema sea observable para mejorar la confiabilidad del mismo.

1.3 Objetivos de la Investigación

1.3.1 General

Explorar, analizar y aplicar la técnica de estimación de estado comúnmente usada en sistemas de potencia.

1.3.2 Específicos

- Estudiar los conceptos básicos de técnicas de estimación de estado usadas en sistemas de potencia.
- Hacer la estimación de estado local y global en sistemas de potencia.
- Realizar la identificación de mediciones erróneas.
- Estudiar la localización de PMU tomando en cuenta la controlabilidad y observabilidad del sistema.

- Realizar simulaciones e interpretar los resultados.

1.4 Metodología

La metodología a seguir en este trabajo es de tipo documental, entendiendo por esta: “el proceso mediante el cual un investigador recopila, revisa, analiza, selecciona y extrae información de diversas fuentes acerca de un tema particular con el propósito de llegar al conocimiento y comprensión más profundo del mismo” (Hurtado, 2000, p.90) pues en la misma se realizará un análisis detallado de la bibliografía relacionada con el tema de la estimación de estado en sistemas de potencia y la localización de PMU.

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

Una vez establecidos los objetivos de este trabajo y realizada la justificación del mismo es necesario a continuación describir las bases teóricas que permiten comprender y analizar los resultados de esta investigación. Los conceptos y definiciones serán presentados siguiendo un orden coherente que permita comprender cada uno de los capítulos posteriormente desarrollados en este proyecto.

A continuación se presentan las definiciones:

2.1 Estimación de Estado

El estimador de estado es una herramienta que se utiliza en los centros de control de energía eléctrica, para la creación en tiempo real del modelo eléctrico del sistema, nos permite obtener resultados del flujo de potencia para comprobar la convergencia de los mismos, y se utilizan técnicas estadísticas que usan como base el análisis de la teoría de medidas y errores. (State Estimation, A Blemer 1979).

El conocimiento del punto de operación del sistema consiste en obtener los voltajes, en magnitud y ángulo en cada una de las barras, ya que, a partir de estos se pueden calcular las demás variables de interés, las variables de estado del sistema eléctrico de potencia. La caracterización del estado se realiza mediante el modelo eléctrico de la red y un vector de estado que especifique las condiciones de operación en el modelo eléctrico. Las tensiones complejas de los nudos del sistema de potencia definen el estado de dicho sistema.

2.2 Datos de Información de Entrada del Estimador de Estado

Los datos de información de entrada del estimador de estado son:

- Información de la base de datos fija del sistema eléctrico: donde se recogen las características, localización e interconexión a nivel físico de los componentes del sistema. (Power System State Estimation: Theory and Implementation, Abur, A. y Gómez, A., 2004).
- Información suministrada por el sistema de supervisión y adquisición de datos (SCADA): relativa a la lectura de los instrumentos de medida y al estado de los elementos de corte de la subestación. (Power System State Estimation: Theory and Implementation, Abur, A. y Gómez, A., 2004).

Con esta información, mediante un algoritmo de cálculo, se determina aquel estado del sistema que mejor se ajuste a la información del mismo.

2.2.1 Funciones de un Estimador de Estado

Las funciones de un estimador de estado son las siguientes:

- Pre-filtrado: en este primer modulo se realiza un chequeo de las medidas disponibles, para detectar y descartar valores claramente erróneos tales como tensiones negativas, potencias fuera de rango, etc. (Power System State Estimation: Theory and Implementation, Abur, A. y Gómez, A., 2004).
- Procesador topológico: a partir de la información de los elementos de maniobra (seccionadores e interruptores) se elabora el modelo eléctrico de la red (nodos eléctricos, conectividad, islas no energizadas, etc). (Power System State Estimation: Theory and Implementation, Abur, A. y Gómez, A., 2004).

- Análisis de observabilidad: determina si la disponibilidad y distribución de medidas permite que la estimación pueda realizarse sobre toda la red. (Power System State Estimation: Theory and Implementation, Abur, A. y Gómez, A., 2004).
- Estimación de estado: calcula el estado óptimo, desde el punto de vista estadístico, en las zonas observables del sistema. (Power System State Estimation: Theory and Implementation, Abur, A. y Gómez, A., 2004).

2.2.2 Tipos de Medidas

Las medidas disponibles se clasifican en tres tipos:

1. Medidas ordinarias: aquellas referentes a los instrumentos de medida:

- a) Medidas de flujo: flujos de potencia activa y reactiva medidos en ambos extremos de las líneas y transformadores.
- b) Medidas de inyección: flujos de potencia activa y reactiva inyectados en los nudos desde elementos externos a la red.
- c) Medidas de magnitud de tensión: información de la lectura de los voltímetros en los embarrados.
- d) Medidas de magnitud de corriente: información de la lectura de los amperímetros en ambos extremos de líneas y transformadores.

Observe que, por su propia naturaleza los dos primeros tipos de medidas llevan aparejado un signo, mientras que los dos últimos tipos son siempre positivos. (Power System State Estimation: Theory and Implementation, Abur, A. y Gómez, A., 2004).

2. Medidas virtuales: valores que vienen impuestos por restricciones de la propia red, tales

como las inyecciones de potencia nula en los denominados nudos de transito. (Power System State Estimation: Theory and Implementation, Abur, A. y Gómez, A., 2004).

3. Pseudo-medidas: valores basados en datos históricos o en predicciones; se utilizan para mejorar la redundancia en zonas pobremente monitorizadas. (Power System State Estimation: Theory and Implementation, Abur, A. y Gómez, A., 2004).

2.2.3 Modelo de la Red y del Sistema de Medidas

Dado el modelo de la red, el conjunto de medidas puede expresarse, mediante funciones no lineales del vector de variables de estado del sistema. El vector de estado x , tiene dimensión $n = 2N - 1$, donde N es el número de nudos de la red, adoptándose en uno de ellos la referencia de fase, Z es un vector columna formado por las m medidas disponibles. (Power System State Estimation: Theory and Implementation, Abur, A. y Gómez, A., 2004).

Las medidas pueden expresarse en función del vector de estado como:

$$Z = h_{(x)} + e \quad (2.1)$$

Donde:

$h_{(x)}$: es un vector de funciones no lineales que expresan las medidas en función de los componentes del vector de estado x .

e : es el vector de errores en las medidas.

Los errores se suponen independientes y que siguen una distribución normal, del valor esperado de todos los errores nulos. Por tanto:

$$Cov(e) = E[e \cdot e^T] = R = diag\{\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2\} \quad (2.2)$$

La desviación típica σ_i de cada medida i se calcula para expresar la precisión esperada de los aparatos de medida involucrados. Las inversas de las varianzas de las medidas pueden considerarse como pesos asignados a cada medida individual, valores altos para medidas precisas con pequeña varianza y pesos pequeños para medidas con gran incertidumbre.

El peso para la medida i se expresa como:

$$W_{ii} = \sigma_i^{-2} \quad (2.3)$$

El residuo de la medida i se define como:

$$r = h_i(\bar{x}) - Z_i \text{ (caso no lineal)} \quad (2.4)$$

$$r = Hx - Z_i \text{ (caso lineal)} \quad (2.5)$$

El estimador del estado tiene una fuente de información en tiempo real que es mucho más grande y “probablemente” más fiable que la que alimenta el programa de flujo de cargas convencional, otra componente del programa es el proceso matemático de las expresiones que fundamentan el algoritmo del estimador y que se ejecuta con el método de Newton Raphson, hasta obtener la convergencia delimitada por un error permitido entre la iteración actual y la anterior, la última componente del estimador es el valor de los residuos o vector de residuos.

2.2.4 Método de los Mínimos Cuadrados

La formulación matemática del estimador de estado empieza por asumir un sistema de potencia en estado estable, con condiciones de operación equilibradas, donde la red trifásica se puede modelar por su equivalente monofásico, las telemedidas se captan en el mismo instante de tiempo, las líneas de transmisión están perfectamente transpuestas y todos los equipos son simétricos, los estados de todos los interruptores obtenidos por el SCADA son exactos, por lo tanto también la topología de la red, todas las formas de ondas son sinusoidales puras con

frecuencia y magnitud constante. (Power System State Estimation: Theory and Implementation, Abur, A. y Gómez, A., 2004).

Cuando los errores en las medidas son independientes y siguen una distribución normal la estimación de estado se resuelve por el método de los mínimos cuadrados. En otras palabras lo que se trata es de minimizar el error del valor estimado.

La función objetivo para los mínimos cuadrados es la siguiente:

$$\text{Minimizar } J = \sum_{i=1}^m w_i r^2 = r^T W r \quad (2.6)$$

Donde:

w_i : peso para el residuo r_i .

W : matriz diagonal, siendo los pesos w_i los elementos de la diagonal.

Usando el modelo de ecuaciones (2.4) y (2.5), el problema de estimación de estado lineal y no lineal se expresa de la siguiente manera:

$$\text{Minimizar } J = (h_{(x)} - b)^T W (h_{(x)} - b), \text{ caso no lineal} \quad (2.7)$$

$$\text{Minimizar } J = (Hx - b)^T W (Hx - b), \text{ caso lineal} \quad (2.8)$$

En el mínimo, deben cumplirse las condiciones de optimización de primer orden, las cuales son:

$$\frac{\partial J}{\partial x} = 0 \quad (2.9)$$

- Caso lineal: la derivada parcial de J con respecto a x se obtiene como:

$$\frac{\partial J}{\partial x} = [(Hx - b)^T W (Hx - b)] = 2H^T W (Hx - b) = 0 \quad (2.10)$$

A partir de la ecuación anterior se calcula el vector de estado x :

$$x = (H^T W H)^{-1} H^T W b \quad (2.11)$$

Esta ecuación permite la solución al problema de estimación lineal.

- Caso no lineal: para obtener la solución al problema de estimación no lineal, se asume que una estimación inicial del vector x^0 es conocida. El modelo de ecuaciones no lineales son linealizadas alrededor del punto x^0 obteniendo:

$$r = h(x^0) + \left. \frac{\partial h(x)}{\partial x} \right|_{x=x^0} (x - x^0) + h.o.t. - b \quad (2.12)$$

Donde *h. o. t.* denota términos de orden mayor. Suponiendo que el vector x^0 está muy cerca de la solución, entonces el término de orden mayor (*h. o. t.*) son despreciables y se omiten de la ecuación anterior, obteniendo:

$$r = \left. \frac{\partial h(x)}{\partial x} \right|_{x=x^0} (x - x^0) + h(x^0) - b \quad (2.13)$$

Dejando:

$$H = \left. \frac{\partial h(x)}{\partial x} \right|_{x=x^0}, \text{ y } b' = -h(x^0) + Hx^0 + b \quad (2.14)$$

Note que el vector b' es conocido, ahora la ecuación (2.4) se convierte en:

$$r = Hx - b' \quad (2.15)$$

Ahora el problema es idéntico a, el problema de estimación lineal. Así, la solución es:

$$x = (H^TWH)^{-1}H^TWb' \quad (2.16)$$

Sustituyendo el vector b' se tiene:

$$x = (H^TWH)^{-1}H^TW(Hx^0 - h(x^0) + b) = x^0 - (H^TWH)^{-1}H^TW(h(x^0) - b) \quad (2.17)$$

La ecuación anterior es generalizada en la siguiente ecuación iterativa:

$$x^{v+1} = x^v - (H^TWH)^{-1}H^TW(h(x^v) - b) \quad (2.18)$$

Donde H es la matriz jacobiana del vector función $h(x)$

2.3 Calidad de la Estimación de Estado

Para un correcto funcionamiento y control del sistema es necesario conocer el estado de funcionamiento del mismo.

Hay dos problemas relacionados con respecto a la calidad de la estimación de estado los cuales son:

- a) Validez de los datos (medición): si las mediciones están contaminadas por un error de medición razonable y asumiendo que hay suficiente redundancia la estimación de estado será razonablemente exacta. Si uno o más datos tienen grandes errores la estimación de estado no puede ser exacta. (Power System Modeling, Analysis and Control, A. P. Sakis Meliopoulos 2004)
- b) Error de transmisión del estado estimado del error de medición: este error es medido con la desviación estándar de la estimación de estado. (Power System Modeling, Analysis and Control, A. P. Sakis Meliopoulos 2004).

Es de esperar que en la presencia de errores de medición estadísticamente razonable, la desviación estándar de la estimación de estado debe disminuir a medida que aumenta la redundancia.

Para simplificar se introdujo una serie de hipótesis sobre el error de medición. El error normalizado para la medición es el siguiente:

$$s_i = \frac{h_i(x) - b_i}{\sigma_i} \quad (2.19)$$

Una vez calculado el error normalizado, el problema se puede definir de la siguiente manera:

2.3.1 Bondad de Ajuste

Probabilidad en que la distribución de los errores de medición están dentro de los límites esperados. Esta probabilidad se calcula de la siguiente forma:

- Asumir que la estimación de estado se calcula con el método de los mínimos cuadrados.
- Tomar en cuenta los residuos normalizados calculados en \hat{x} .
- Se postula que los residuos normalizados y variables normalizadas son gaussianos, con media cero y desviación estándar uno.

Se considera que: $\chi^2 = \sum_{i=1}^m s_i^2$ (2.20)

Siendo χ^2 una variable aleatoria chi-cuadrada distribuida y tiene m-n grados de libertad.

$$\sum_{i=1}^m s_i^2 = \chi^2 \geq \zeta_1 \quad (2.21)$$

Donde:

$$\zeta_1 = \sum_{i=1}^m s_i^2(\hat{x}) = \sum_{i=1}^m \frac{h_i(\hat{x}) - b_i}{\sigma_i} \quad (2.22)$$

La probabilidad de $\mathcal{X}^2 \geq \zeta_1$ esta dada por la distribución chi-cuadrada de la siguiente manera:

$$Pr[\mathcal{X}^2 \geq \zeta_1] = 1.0 - Pr[\mathcal{X}^2 \leq \zeta_1] = 1.0 - Pr(\zeta_1, \nu) \quad (2.23)$$

Ésta probabilidad expresa lo bien que los residuos normalizados s_i se distribuyen dentro de los límites previstos. Un valor de probabilidad alta indica que estos residuos se encuentran dentro de los límites estadísticos, es decir, los residuos normalizados son gaussianos distribuidos dentro de los límites (-1.0 a 1.0). Esto significa que los residuos reales son comparables a los errores esperados de las mediciones. Un valor de probabilidad baja indica que los residuos son más altos que lo que es estadísticamente esperado. Esta es la razón para llamar a esta probabilidad, el nivel de confianza para los resultados de la estimación. (Power System Modeling, Analysis and Control, A. P. Sakis Meliopoulos 2004).

2.4 Detección e Identificación de Datos Erróneos

La presencia de datos erróneos deteriora el rendimiento de la estimación de estado, un error en un parámetro tiene el mismo efecto que en un conjunto de errores correlacionados que actuarán sobre todas las medidas que afectan a la rama errónea, es decir, las medidas de flujo sobre la rama y las de inyecciones en los nudos extremos de ella.

A los errores que introducen los aparatos de medida, analógicos o digitales, se adicionan también los ocasionados en los canales de comunicación.

Como se explico anteriormente, todos los estimadores de estado disponen de filtros previos que descartan valores erróneos del conjunto de medidas, no obstante muchos errores no gaussianos escapan a este filtrado, principalmente en subestaciones con pocas medidas. (Power System Modeling, Analysis and Control, A. P. Sakis Meliopoulos 2004).

2.4.1 Detección de Datos Erróneos

La detección de la existencia de datos erróneos se puede lograr con la prueba de chi-cuadrado, es decir, calculando el nivel de confianza. Si el sistema de ecuaciones (vector residuo) es libre de datos erróneos, el nivel de confianza será alto. Con la presencia de uno o más datos erróneos, el nivel de confianza disminuirá. La prueba de chi-cuadrado no indica que dato o datos es erróneo. (Power System Modeling, Analysis and Control, A. P. Sakis Meliopoulos 2004).

2.4.2 Identificación de Datos Erróneos

La identificación de datos erróneos normalmente consiste en dos pasos:

En el primer paso, los datos erróneos pueden ser identificados por inspección o reglas de consistencia simple. Como por ejemplo, en estimación de estado de sistema de potencia, mediciones de voltaje, flujo de potencia, etc., se sabe que tienen rangos específicos. Si la medida está fuera de rango, será clasificada como una medida errónea o al menos como una medida sospechosa de ser errónea. (Power System Modeling, Analysis and Control, A. P. Sakis Meliopoulos 2004).

En el segundo paso, los datos erróneos se identifican con el análisis estadístico de los residuos y / o sus efectos sobre el nivel de confianza. En el caso de la solución de los mínimos cuadrados, los posibles datos erróneos son identificados por sus residuos grandes. Sin embargo, se sabe que es posible que una medida con un residuo grande puede no ser siempre una medida errónea y un dato erróneo puede tener un residuo pequeño. (Power System Modeling, Analysis and Control, A. P. Sakis Meliopoulos 2004).

Una manera segura de identificar una medida errónea es por medio de pruebas de hipótesis. Específicamente, se asume que una medición se ha identificado como sospechosa; para este propósito, el dato sospechoso es removido, es decir, la correspondiente ecuación $b_i = h_i(x)$ es eliminada de los datos de entrada y la solución de los mínimos cuadrados se calcula de nuevo.

Posteriormente, se calcula el nivel de confianza. Una drástica mejora en el nivel de confianza indica que los datos en cuestión son malos. (Power System Modeling, Analysis and Control, A. P. Sakis Meliopoulos 2004).

2.5 Mediciones Sincronizadas

Se define como medida sincronizada de fasores a la obtención de fasores por equipos que comparten el mismo fador de referencia o, lo que es lo mismo mantiene sincronizado dichos fasores. La forma más simple de conseguir esto es mediante la utilización de una fuente externa de sincronismo, a partir de la cual cada equipo resincroniza las fases de su fador de referencia. (Sistemas de Transporte Inteligentes Medición Sincronizada de Fasores, Rafael Quintanilla Andánez 2005).

2.5.1 Fador

Un fador es un vector utilizado para representar una onda, de forma que el vector suma de varios fasores puede ser utilizado para determinar la magnitud y fase de varias ondas después de procesos de interferencia. (Sistemas de Transporte Inteligentes Medición Sincronizada de Fasores, Rafael Quintanilla Andánez 2005).

Los fasores se utilizan en ingeniería para simplificar los cálculos con sinusoides, ya que permiten reducir un problema de ecuaciones diferenciales a uno algebraico

Las tensiones e intensidades de la red eléctrica son ondas senoidales que vienen representadas, de forma genérica, por la ecuación $x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi)$ (1), donde X_m representa el valor pico de la onda, ϕ la fase en radianes en el instante $t=0$, y $\omega = 2\pi f$ la frecuencia en rad/seg. Dicha onda coseno puede ser representada por la proyección en el eje de abscisas, o parte real, de un vector (representado en el plano complejo Re-Im), que rota a una velocidad ω , y que forma, en el instante $t=0$, un ángulo ϕ con respecto al eje real.

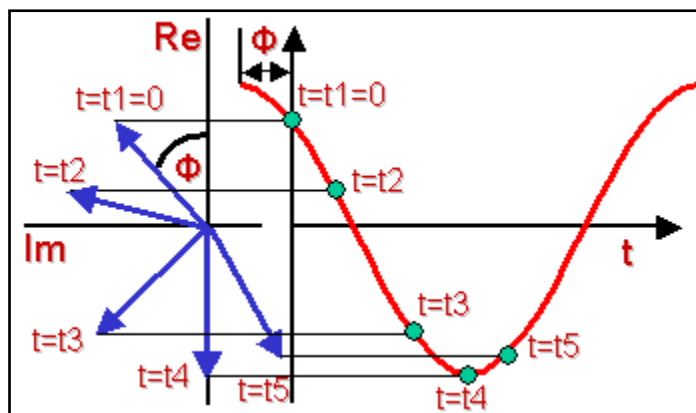


Figura 2.1, Equivalencia Entre una Onda Coseno y un Vector Rotativo.

Dada la dificultad de representación de un vector rotativo girando a una velocidad w en el plano complejo, éste se representa únicamente en determinados instantes de tiempo ($t=0$), obteniendo el vector estático representado en la figura, denominado $X = X_m e^{j\phi} = X_m (\cos\phi + j\sin\phi) = X_m \angle \phi$.

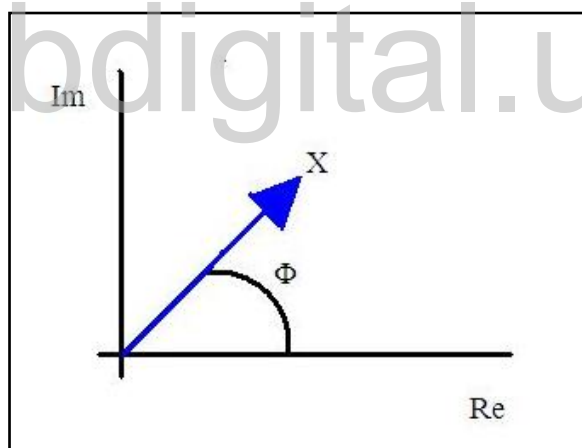


Figura 2.2, Representación en el Plano Complejo del Fasor X.

El módulo de un fasor se suele representar por el valor eficaz, $X_{RSM} = X_m / \sqrt{2}$.

En la definición de fasor se ha prescindido del término $e^{j\omega t}$, que contiene información de tiempo y de frecuencia. No obstante hay que tener en cuenta que cada diagrama fasorial lleva asociado un instante de tiempo t y una frecuencia w . En el sistema eléctrico las señales pueden

contener ondas senoidales de distinta frecuencia y, además, los parámetros de dichas ondas pueden variar con el tiempo (régimen transitorio).

2.5.2 Sincrofasor

Un sincrofasor es un fasor referido a una onda coseno de frecuencia nominal (50 / 60 Hz), sincronizada con la hora UTC (Universal Time Coordinated), es decir con su valor máximo en el cambio del segundo UTC. Para calcular un sincrofasor X asociado a una onda coseno $x(t)$, una PMU necesitará leer tanto la onda $x(t)$ como la onda coseno de referencia sincronizada con la hora UTC (que a partir de este momento llamaremos “onda coseno universal”). (Fundamentos de la Medición de Sincrofasores, Roberto Cimadevilla 2009).

Las mediciones de sincrofasores se hacen a menudo con unos dispositivos llamados PMU.

2.5.3 PMU (Unidad de Medición de Fasores)

Los PMU permiten la observación síncrona, simultánea y en tiempo real, del conjunto de fasores que describen el comportamiento dinámico del sistema eléctrico. Una red de comunicaciones, una fuente universal de sincronización temporal y un conjunto de aplicaciones centralizadas de gestión completan los elementos necesarios para implementar las protecciones necesarias del sistema. (Sistemas de Transporte Inteligentes Medición Sincronizada de Fasores, Rafael Quintanilla Andánez 2005).

Las unidades de medición de sincrofasores son conocidas como PMU (Phasor Measurement Unit). A diferencia de los métodos convencionales que tienen los equipos hoy en día para determinar los ángulos de fase, los PMU tienen como arma la medición de ángulos de fase absoluta. Fase absoluta, no es más que la medición de ángulos con respecto al tiempo coordinado UTC (Coordinated Universal Time) el cual es mantenido por el USNO (United State Naval Observatory) en Washington, DC, transmitidas a los PMU vía el sistema GPS. Los PMU miden las tres fases de voltaje y corriente (y todas las armónicas) relativas a la señal en

tiempo de 1 pulso por minuto sincronizadas a un microsegundo (UTC) en cualquier parte del mundo. (Fundamentos de la Medición de Sincrofasores, Roberto Cimadevilla 2009).

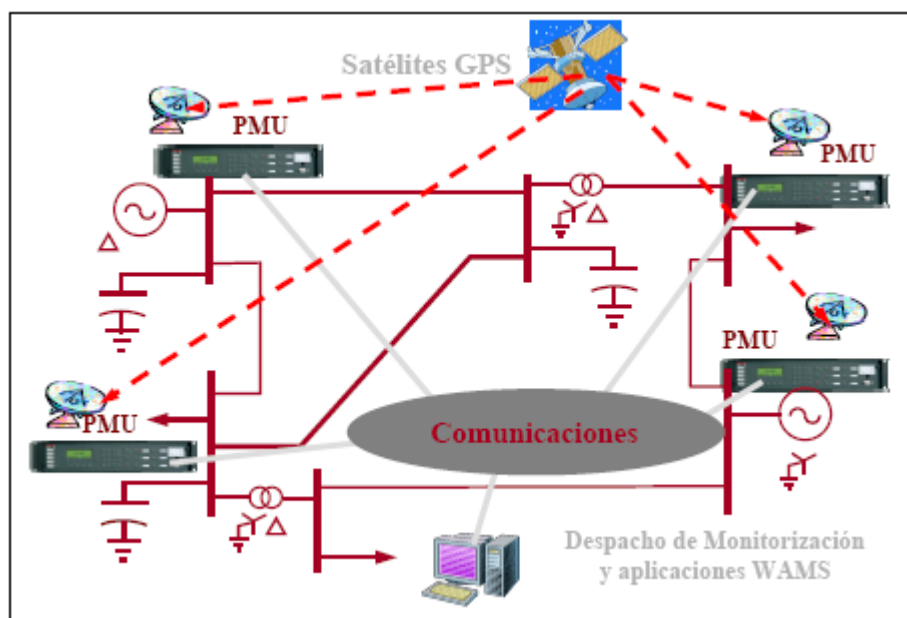


Figura 2.3 Unidad de Medición de Fasores.

2.5.4 Onda Coseno Universal

Para que una PMU construya la onda coseno universal, debe conocer con gran exactitud el momento del cambio del segundo UTC (máximo de dicha onda), a través de una señal de sincronización de Pulso por Segundo (PPS – Pulse per Second: tren de pulsos cuadrados de 1 Hz con el flanco de subida coincidiendo con el cambio del segundo). Por otra parte deberá saber la hora UTC asociada a dicho segundo. En estos momentos la mejor fuente de sincronización que puede proporcionar la información anterior es un receptor de GPS. Si dicho receptor está embebido en la PMU, él mismo le proporcionará la señal de PPS junto con la hora UTC correspondiente al nuevo segundo. Si el receptor de GPS es externo a la PMU, éste le enviará una señal de código de tiempo en formato IRIG-B. A partir de dicha señal, la propia PMU obtendrá la señal de PPS y la hora UTC. Existen diferentes formatos IRIG-B: código por ancho de pulso, modulación en amplitud y modulación Manchester. El formato IRIG-B con modulación en amplitud no permite una generación de la señal PPS lo suficientemente precisa, por lo que, si se emplea dicho formato, la PMU debe recibir dicha señal, del receptor GPS

externo, por otro canal diferente al de IRIG-B. (Fundamentos de la Medición de Sincrofasores, Roberto Cimadevilla 2009).

Con la sincronización anterior una PMU solamente obtendría los máximos de la onda coseno universal cada segundo. El resto de máximos o instantes de cálculo del sincrofasor los debe definir la propia PMU, con su reloj interno, teniendo en cuenta que la onda coseno universal tiene una frecuencia nominal. Cada instante de cálculo del sincrofasor (50 / 60 por segundo, dependiendo de la frecuencia nominal) se denomina fracción de segundo. El PPS coincidirá con la fracción 0. No es necesario calcular los sincrofasores para todas las fracciones de segundo, sino que existen diferentes tasas de cálculo especificadas por la norma. De hecho la tasa de 50 / 60 fasores por segundo no está incluida en dicha norma. La elección de la tasa de cálculo de sincrofasores dependerá de la aplicación.

Dado que existirá una deriva entre el reloj interno de la PMU y el reloj de GPS, ésta debe corregirse, con el fin de definir las fracciones de segundo en los instantes adecuados. Para ello, el reloj interno de la PMU medirá el tiempo entre pulsos por segundo (que no será igual a 1000 ms, dada la deriva entre los dos relojes), lo validará, lo mediará con respecto a valores anteriores y obtendrá el tiempo de separación entre fracciones de segundo como $\text{Tiempo_segundo_medido} / \text{número fracciones segundo}$. Si no se efectúa esta operación, las últimas fracciones de segundo pueden tener un error de tiempo, acumulado, importante.

2.6 Ubicación de PMU

El máximo beneficio de sistemas de monitorización de fasores es la colocación de un equipo de medida en cada uno de los nodos existentes en la red bajo supervisión. Esta solución extrema conlleva un costo demasiado alto; por ello resulta conveniente disponer de un método que permita seleccionar la ubicación óptima de un subconjunto de equipos, suficiente para monitorizar toda la red, pero sin alcanzar el despliegue necesario que supondría un equipo en cada nodo. (Sistemas de Transporte Inteligentes Medición Sincronizada de Fasores, Rafael Quintanilla Andánez 2005).

En realidad, debemos modificar ligeramente los conceptos empleados y pasar de la idea de una red monitorizada a la idea de una red observada. Diremos que una red es observable si todas sus variables de estado pueden determinarse a partir de una medida real de un subconjunto menor de tales variables. La teoría de grafos y la aplicación de sistemas de las leyes de Ohm y Kirchoff nos permiten observar la red a partir del subconjunto de puntos monitorizados. En lo que sigue, consideraremos observable una línea cuando conozcamos la corriente (en las tres fases) que circula a través de ella; una barra es observable cuando conozcamos la tensión (en las tres fases) a la que se encuentra.

La observabilidad se deriva de la medida real y/o del cálculo a partir de medidas reales y de los datos de impedancia de las líneas que forman la red.

2.6.1 Reglas a Aplicar para la Ubicación de PMU:

1. Ley de Ohm: cualquier barra a la que llegue una línea observable, procedente de una barra observable, es a su vez observable.
- 2.
3. Ley de Ohm: cualquier línea que conecte dos barras observables, es observable.
4. Ley de Kirchoff: si todas las líneas, excepto una, que llegan a una barra observable, son observables, dicha línea es también observable.

Los equipos de medida de fasores sincronizados (PMUs), proporcionan valores tanto de tensión como de corriente; tales valores unidos a las impedancias de las líneas y a las tres reglas enumeradas anteriormente hacen a la red observable a partir de las medidas capturadas por los PMUs. (Sistemas de Transporte Inteligentes Medición Sincronizada de Fasores, Rafael Quintanilla Andánez 2005).

En general la estimación de estado consiste en estimar el estado más probable de operación del sistema a través de los datos que arrojan los aparatos de medición y la información de los

parámetros de la red; en el Capítulo III se observa cómo se aplican éstas bases teóricas para realizar la estimación de estado en un sistema de potencia simple.

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO III

ESTIMACIÓN DE ESTADO DE UN SISTEMA DE POTENCIA SIMPLIFICADO

Este capítulo comprende la descripción del método usado para la solución del problema de estimación de estado.

3.1 Problema a Evaluar

En el sistema de potencia simplificado de la figura 3.1, Se tomaron las siguientes mediciones (todas en p.u.; tabla 3.1):

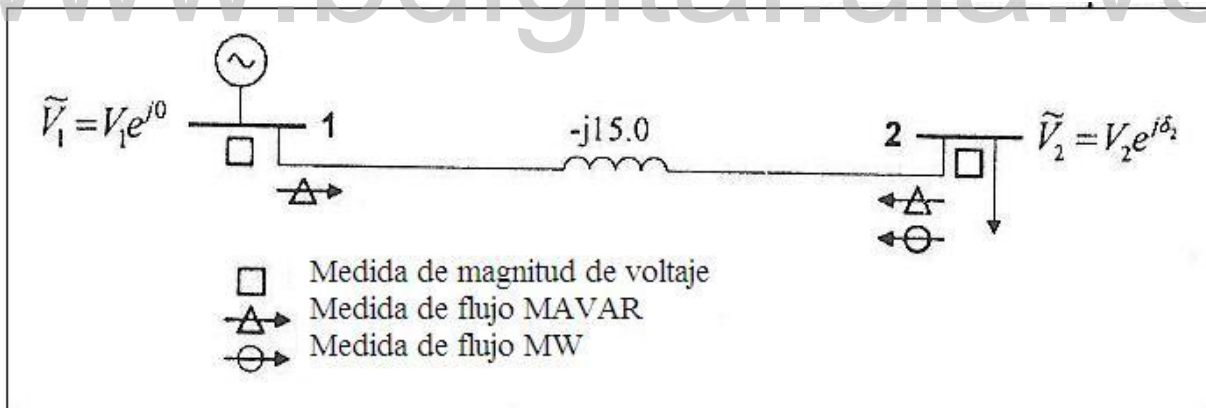


Figura 3.1 Sistema de Potencia de Dos Barras.

# Medición	Descripción	Valor
Z_1	V_1	1.0
Z_2	V_2	0.99
Z_3	P_{21}	-1.56
Z_4	Q_{21}	0.01

Tabla 3.1 Mediciones del Sistema.

Formular el problema de estimación de las variables de estado como un sistema de ecuaciones no-lineales sobredeterminado.

3.1.1 Desarrollo del Problema Planteado

El método a utilizar para el desarrollo del problema es el de los mínimos cuadrados.

Vector de estado del sistema: constituido por las tenciones y ángulos de fase, de las barras donde se realiza la medición.

$$x = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \delta_2 \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Se observa que existen tres variables de estado, ya que el ángulo de fase de la barra uno es conocido ($\delta_1 = 0$).

Vector función $h(x)$: Cada medida Z está asociada a la función $h_m(x)$

$$h_1(x) = V_1 \quad (3.2)$$

$$h_2(x) = V_2 \quad (3.3)$$

$$h_3(x) = 15 \cdot V_1 \cdot V_2 \cdot \sin \delta_2 \quad (3.4)$$

$$h_4(x) = 15 \cdot V_2^2 - 15 \cdot V_1 \cdot V_2 \cdot \cos \delta_2 \quad (3.5)$$

Por lo tanto:

$$1.0 = V_1 \quad (3.6)$$

$$0.99 = V_2 \quad (3.7)$$

$$-1.56 = 15 \cdot V_1 \cdot V_2 \cdot \sin \delta_2 \quad (3.8)$$

$$0.01 = 15 \cdot V_2^2 - 15 \cdot V_1 \cdot V_2 \cdot \cos \delta_2 \quad (3.9)$$

3.1.2 Comprobación del Sistema Sobredeterminado

$$m = 4, n = 3$$

Como el número de medidas m es mayor al número de variables de estado n ($m > n$) el conjunto de ecuaciones representa un conjunto sobredeterminado de ecuaciones no lineales.

3.1.3 Elaboración de la Matriz Jacobiana H

Los elementos del jacobiano se obtienen derivando parcialmente las ecuaciones de inyecciones de potencia, flujos de potencia y voltajes con respecto a las variables de estado.

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial V_1}{\partial V_1} & \frac{\partial V_1}{\partial V_2} & \frac{\partial V_1}{\partial \delta_2} \\ \frac{\partial V_2}{\partial V_1} & \frac{\partial V_2}{\partial V_2} & \frac{\partial V_2}{\partial \delta_2} \\ \frac{\partial P_{12}}{\partial V_1} & \frac{\partial P_{12}}{\partial V_2} & \frac{\partial P_{12}}{\partial \delta_2} \\ \frac{\partial Q_{12}}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_{12}}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_{12}}{\partial \delta_2} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

Al evaluar las ecuaciones en las derivadas parciales se tiene:

$$H = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 15V_2 \sin \delta_2 & 15V_1 \sin \delta_2 & 15V_1 V_2 \cos \delta_2 \\ -15V_2 \cos \delta_2 & 30V_2 - 15V_1 \cos \delta_2 & 15V_1 V_2 \sin \delta_2 \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Ecuación para el cálculo de los residuos:

$$r = h_i(\bar{x}) - Z_i \quad (3.12)$$

$$r_1 = V_1 - 1 \quad (3.13)$$

$$r_2 = V_2 - 0.99 \quad (3.14)$$

$$r_3 = 15V_2V_1 \sin \delta_2 + 1.56 \quad (3.15)$$

$$r_4 = 15V_2^2 - 15V_2V_1 \cos \delta_2 - 0.01 \quad (3.16)$$

3.1.4 Proceso Iterativo

$$x^{r+1} = x^r - (H^TWH)^{-1}H^TW[h(x^r) - b] \quad (3.17)$$

Para este problema se asumen todos los pesos (W) igual a 1.0.

Primera iteración:

$$x^0 = \begin{bmatrix} 1 \\ 0.99 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

$$r^0 = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1.56 \\ -0.1585 \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

$$H(x^0) = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 14.85 \\ -14.85 & 14.7 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

$$H^TH = \begin{bmatrix} 221.5225 & -218.295 & 0.0 \\ -218.295 & 217.09 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & 220.5225 \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

$$H^T r^0 = \begin{bmatrix} 2.3537 \\ -2.33 \\ 23.166 \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

$$(H^T H)^{-1} H^T r^0 = \begin{bmatrix} 0.00538 \\ 0.00532 \\ 0.10505 \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

$$x^1 = \begin{bmatrix} 1.0 \\ 0.99 \\ 0.0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0.00538 \\ -0.00532 \\ 0.10505 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.9946 \\ 0.9953 \\ -0.10505 \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Segunda iteración:

$$r^1 = \begin{bmatrix} -0.0054 \\ 0.0053 \\ 0.0030 \\ 0.0823 \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

$$H(x^1) = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ -1.5655 & -1.5644 & 14.7670 \\ -14.8472 & 15.0222 & -1.5570 \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

$$H^T r^1 = \begin{bmatrix} -1.2320 \\ 1.2369 \\ -0.0838 \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

$$(H^T H)^{-1} H^T r^1 = \begin{bmatrix} -0.00281 \\ 0.00273 \\ 0.000196 \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

$$x^2 = \begin{bmatrix} 0.9946 \\ 0.9953 \\ -0.10505 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} -0.00287 \\ 0.00274 \\ 0.000799 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.9974 \\ 0.9926 \\ -0.1058 \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

$$r^2 = \begin{bmatrix} -0.0026 \\ 0.0025 \\ -0.00823 \\ 0.00156 \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

3.1.5 Resultados de la Estimación de Estado

Vector de estado	x^0	x^1	x^2
V_1	1	0.9946	0.9974
V_2	0.99	0.9953	0.9926
δ_1	0	-0.10505	-0.1058

Tabla 3.2 Resultados de la Estimación de Estado.

Tipo	Residuo(r^0)	Residuo(r^1)	Residuo(r^2)
V_1	0	-0.0054	-0.0026
V_2	0	0.0053	0.0025
P_{21}	1.56	0.0030	-0.00823
Q_{21}	-0.1585	0.0823	0.00156

Tabla 3.3 Resultados de los Residuos.

En las tablas se observa que el resultado converge en la segunda iteración ya que los residuos o errores medidos son muy pequeños menores a ± 0.01 , por lo tanto, se dice que es una buena estimación de estado.

3.2 Calculo del Nivel de Confiabilidad y la Desviación Estándar de la Solución de los Componentes (V_1 , V_2 , δ_2) Así como la Desviación Estándar de la Medición de las Estimaciones

Dado que las mediciones del error son 0.02, 0.03, 0.03, 0.04 para las mediciones de V_1 , V_2 , P_{21} , Q_{21} respectivamente.

$$x = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \delta_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0.99 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

Primera iteración:

$$r^0 = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1.56 \\ -0.1585 \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

Matriz jacobiana:

$$H(x^0) = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 14.85 \\ -14.85 & 14.7 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

Matriz de peso:

$$W = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma_1^2} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma_2^2} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\sigma_3^2} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{\sigma_4^2} \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

$$W = \begin{bmatrix} 2500 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1111.11 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1111.11 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 625 \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

$$H^T W r^0 = \begin{bmatrix} 1471.01 \\ -1456.22 \\ 2574.0 \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

$$H^TWH = \begin{bmatrix} 140327 & -136434 & 0 \\ -136434 & 136167 & 0 \\ 0 & 0 & 245025 \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

$$(H^TH)^{-1}H^TW r^0 = \begin{bmatrix} 0.003312 \\ -0.007376 \\ 0.10505 \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

$$x^1 = \begin{bmatrix} 1.0 \\ 0.99 \\ 0.0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0.003312 \\ -0.007376 \\ 0.10505 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.9967 \\ 0.9974 \\ -0.10505 \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

Segunda iteración:

$$r^1 = \begin{bmatrix} -0.0033 \\ 0.0074 \\ -0.00359 \\ 0.08268 \end{bmatrix} \quad (3.40)$$

$$H(x^1) = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ -1.5688 & -1.5677 & 14.829 \\ -14.879 & 15.0539 & -1.5636 \end{bmatrix} \quad (3.41)$$

$$H^TW r^1 = \begin{bmatrix} -770.865 \\ 792.382 \\ -139.950 \end{bmatrix} \quad (3.42)$$

$$H^TWH = \begin{bmatrix} 143600 & -137259 & -11308.1 \\ -137259 & 145479 & -40541.9 \\ -11308.1 & -40541.9 & 245860 \end{bmatrix} \quad (3.43)$$

$$(H^TH)^{-1}H^TW r^1 = \begin{bmatrix} -0.0017 \\ 0.0038 \\ -0.000015 \end{bmatrix} \quad (3.44)$$

$$x^2 = \begin{bmatrix} 0.9967 \\ 0.9974 \\ -0.10505 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} -0.0017 \\ 0.0038 \\ -0.000015 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.9984 \\ 0.99364 \\ -0.10504 \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

$$r^2 = \begin{bmatrix} -0.0016 \\ 0.0036 \\ -0.00014 \\ 0.000475 \end{bmatrix} \quad (3.46)$$

Note que el cálculo es igual al anterior solo que se toma en cuenta el error de las mediciones (la matriz de peso); como se observa en las tablas 3.4 y 3.5 el resultado también converge en la segunda iteración.

3.2.1 Resultados de la Estimación de Estado

Vector de estado	x^0	x^1	x^2
V_1	1	0.9967	0.9984
V_2	0.99	0.9974	0.99364
δ_1	0	-0.10505	-0.10504

Tabla 3.4 Resultados de la Estimación de Estado.

Tipo	Residuo(r^0)	Residuo(r^1)	Residuo(r^2)
V_1	0	-0.0033	-0.0016
V_2	0	0.0074	0.0036
P_{21}	1.56	-0.00359	-0.00014
Q_{21}	-0.1585	0.08268	0.000475

Tabla 3.5 Resultados de los Residuos.

Matriz información:

$$I = (H^TWH)^{-1} = 10^{-4} \begin{bmatrix} 2.7588 & 2.7648 & 0.58278 \\ 2.7648 & 2.8435 & 0.5960 \\ 0.8278 & 0.5960 & 0.16577 \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

Desviaciones estándar de los estados del sistema:

Para el cálculo de la desviación estándar se toma en cuenta los valores de la diagonal de la matriz información; se calcula de la siguiente manera:

$$\sigma_{v_1} = \sqrt{2.7583 \times 10^{-4}} = 0.01661 \quad (3.48)$$

$$\sigma_{v_2} = \sqrt{2.8435 \times 10^{-4}} = 0.01686 \quad (3.49)$$

$$\sigma_{\delta_2} = \sqrt{0.16577 \times 10^{-4}} = 0.004071 \quad (3.50)$$

Note que la desviación estándar de las variables de estado es menor que las de las mediciones.

3.2.2 Nivel de Confianza

$$\zeta = \sum_{i=1}^m \left(\frac{r_i}{\sigma_i} \right)^2 \quad (3.51)$$

$$\zeta = \sum_{i=1}^4 \left(\frac{0.0016}{0.02} \right)^2 + \left(\frac{0.0036}{0.03} \right)^2 + \left(\frac{0.00014}{0.03} \right)^2 + \left(\frac{0.00475}{0.04} \right)^2 \quad (3.52)$$

$$\zeta = 0.020963 \quad (3.53)$$

De acuerdo a la teoría básica de la probabilidad el valor esperado de χ^2 es:

$E[\chi^2] = v$, Donde v son los grados de libertad

Los grados de libertad se obtienen como:

$$v = m - n \quad (3.54)$$

Al comienzo del capítulo se definieron los valores de m y n , en el que el número de mediciones $m = 3$, y el número de variables de estado $n = 3$; por lo tanto:

$$v = 4 - 3 = 1 \quad (3.55)$$

Luego de calcular el valor de los grados de libertad y el de ζ se busca en la tabla de distribución χ^2 (chi-cuadrado, ver anexos) el valor correspondiente a la probabilidad, para este caso el valor no se encuentra directamente en la tabla; se hace una interpolación para encontrar el valor de dicha probabilidad.

Una vez realizada la interpolación el valor de la probabilidad por tabla es:

$$Pr[\chi^2 \leq \zeta] = Pr(\zeta, v) \quad (3.56)$$

$$Pr[\chi^2 \leq 0.020963] = Pr(0.020963, v) = 0.115 \quad (3.57)$$

Entonces, el nivel de confianza es:

$$Pr[\chi^2 \geq 0.020963] = 1 - Pr(0.020963, v) \quad (3.58)$$

$$Pr[\chi^2 \geq 0.020963] = 1 - 0.115 = 0.885 \quad (3.59)$$

$$Pr[\chi^2 \geq 0.020963] = 88.5\% \quad (3.60)$$

Se observa que el nivel de confianza es alto de un 88.5% por lo que se asume que no hay data errónea. Un valor de probabilidad alta indica que los residuos normalizados se encuentran dentro de los límites estadísticos es decir entre -1.0 y 1.0, lo que significa que los errores reales son comparables con los errores esperados de las mediciones; mientras que si el valor de probabilidad es baja indica que los residuos son más altos que los estadísticamente esperados.

CAPÍTULO IV

ESTIMACIÓN DE ESTADO DE UN SISTEMA DE POTENCIA REAL

El objetivo de este capítulo es hacer el estudio de estimación de estado a un sistema de transmisión e identificar la data errónea presentes en el sistema. Para este propósito se considera el sistema de la figura 4.1.

Las mediciones de potencia activa y reactiva, y magnitud de voltaje se muestran en la tabla

4.1.

#	Descripción	Valor	σ (pu)
1	Magnitud de voltaje, BUS01	64.2 KV	0.02
2	Magnitud de voltaje, BUS02H	65.8 KV	0.02
3	Magnitud de voltaje, BUS02	63.86 KV	0.02
4	Potencia activa, BUS01 a BUS02	31.0 MW	2.5
5	Potencia reactiva, BUS01 a BUS02	7.0 MVAR	2.5
6	Potencia activa, BUS02 a BUS01	-30.8 MW	2.5
7	Potencia reactiva, BUS02 a BUS01	-7.9 MVAR	2.5
8	Potencia activa, BUS02 a BUS02H	-44.8 MW	2.5
9	Potencia reactiva, BUS02 a BUS02H	-11.1 MVAR	2.5
10	Potencia activa, BUS02H a BUS02	45.0 MW	2.5
11	Potencia reactiva, BUS02H a BUS02	17.6 MVAR	2.5
12	Voltaje fasorial, BUS01	$64.35e^{j18.35^\circ}$ KV	0.02
13	Voltaje fasorial, BUS02	$63.12e^{j15.41^\circ}$ KV	0.02
14	Voltaje fasorial, BUS02H	$65.51e^{j19.76^\circ}$ KV	0.02

Tabla 4.1 Mediciones para el Sistema de la Figura 4.1

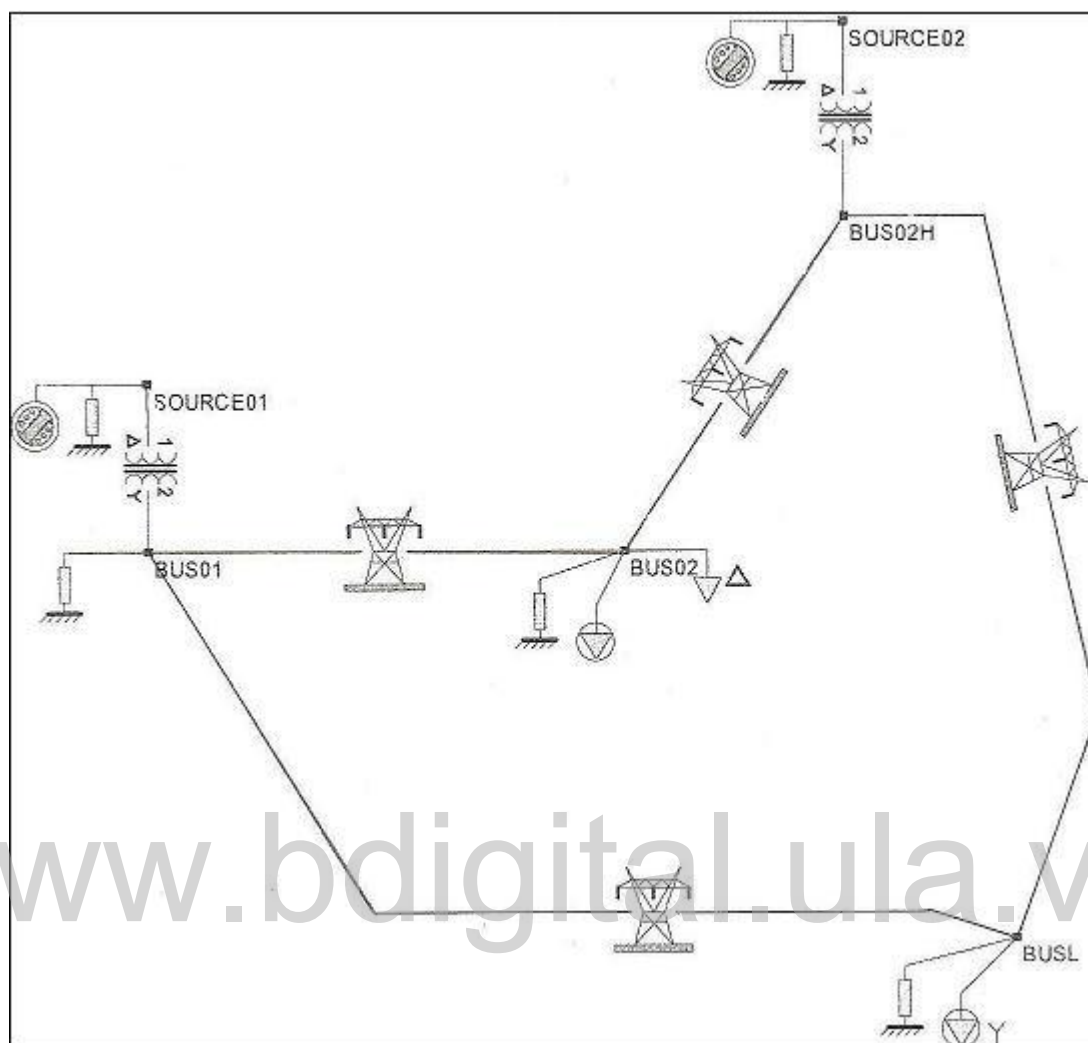


Figura 4.1 Descripción del Sistema.

Impedancia Z	Valor (Ω)
BUS01-BUS02	$2.383+j20593$
BUS02-BUS02H	$1.619+j21.396$

Tabla 4.2 Valores de Impedancia de Línea.

Como la medición está dada en valores reales, los mismos se llevan a valores por unidad para facilitar el cálculo de la estimación de estado; para ello, se uso como base los siguientes valores:

$$V_{base} = 69KV \quad (4.1)$$

$$S_{base} = 100MVA \quad (4.2)$$

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} = 47.61 \text{ ohms} \quad (4.3)$$

Los valores en por unidad se muestran en la siguiente tabla:

#	Descripción	Valor
1	Magnitud de voltaje, BUS01	0.9304
2	Magnitud de voltaje, BUS02H	0.9536
3	Magnitud de voltaje, BUS02	0.9255
4	Potencia activa, BUS01 a BUS02	0.31
5	Potencia reactiva, BUS01 a BUS02	0.07
6	Potencia activa, BUS02 a BUS01	-0.308
7	Potencia reactiva, BUS02 a BUS01	-0.079
8	Potencia activa, BUS02 a BUS02H	-0.448
9	Potencia reactiva, BUS02 a BUS02H	-0.111
10	Potencia activa, BUS02H a BUS02	0.45
11	Potencia reactiva, BUS02H a BUS02	0.176
12	Voltaje fasorial, BUS01	$0.9326e^{j18.35^\circ}$
13	Voltaje fasorial, BUS02	$0.9147e^{j15.41^\circ}$
14	Voltaje fasorial, BUS02H	$0.9494e^{j19.76^\circ}$

Tabla 4.3 Valor de las Mediciones en pu.

4.1 Solución al Problema de Estimación de Estado

Se determina el vector de estado del sistema el cual está conformado por las tensiones en las barras donde se hizo la medición y sus ángulos de fase.

Vector de estado:

$$x = \begin{bmatrix} V_{01} \\ V_{02} \\ V_{02H} \\ \delta_{01} \\ \delta_{02} \\ \delta_{02H} \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

Como se dijo en el Capítulo III cada medición está asociada a la función $h_m(x)$. El vector función es el siguiente:

$$h_1(x) = V_{01} \quad (4.5)$$

$$h_2(x) = V_{02} \quad (4.6)$$

$$h_3(x) = V_{02H} \quad (4.7)$$

$$h_4(x) = 2.3121 \cdot V_{01} \cdot V_{02} \cdot \sin(\delta_{01} - \delta_{02}) \quad (4.8)$$

$$h_5(x) = 2.3121 \cdot V_{01}^2 - 2.3121V_{01} \cdot V_{02} \cdot \cos(\delta_{01} - \delta_{02}) \quad (4.9)$$

$$h_6(x) = 2.3121 \cdot V_{01} \cdot V_{02} \cdot \sin(\delta_{02} - \delta_{01}) \quad (4.10)$$

$$h_7(x) = 2.3121 \cdot V_{02}^2 - 2.3121V_{01} \cdot V_{02} \cdot \cos(\delta_{02} - \delta_{01}) \quad (4.11)$$

$$h_8(x) = 2.225 \cdot V_{02} \cdot V_{02H} \cdot \sin(\delta_{02} - \delta_{02H}) \quad (4.12)$$

$$h_9(x) = 2.225 \cdot V_{02}^2 - 2.225V_{02} \cdot V_{02H} \cdot \cos(\delta_{02} - \delta_{02H}) \quad (4.13)$$

$$h_{10}(x) = 2.225 \cdot V_{02} \cdot V_{02H} \cdot \sin(\delta_{02H} - \delta_{02}) \quad (4.14)$$

$$h_{11}(x) = 2.225 \cdot V_{02H}^2 - 2.225V_{02} \cdot V_{02H} \cdot \cos(\delta_{02H} - \delta_{02}) \quad (4.15)$$

$$h_{12}(x) = V_{01} \quad (4.16)$$

$$h_{13}(x) = \delta_{01} \quad (4.17)$$

$$h_{14}(x) = V_{02} \quad (4.18)$$

$$h_{15}(x) = \delta_{02} \quad (4.19)$$

$$h_{16}(x) = V_{02H} \quad (4.20)$$

$$h_{17}(x) = \delta_{02H} \quad (4.21)$$

Como es evidente el número de mediciones es mucho mayor que el número de variables de estado, por lo tanto el sistema es sobredeterminado.

4.1.1 Resultados de la Estimación de Estado

El sistema de ecuaciones se ejecuta a través del programa MATLAB, por el método de los mínimos cuadrados el código para determinar la estimación de estado para éste problema se muestra en los anexos. Los resultados son los siguientes:

Vector de estado	x^0	x^1	x^2	x^3	x^4
V_{01}	1	0.932588669593	0.932697406230	0.932697102764	0.932697125711
V_{02}	1	0.925690570718	0.926199254254	0.926196999782	0.926197067491
V_{02H}	1	0.942687426355	0.942933908853	0.942933338939	0.942933380275
δ_{01}	0	0.325679706755	0.325631036565	0.325634037507	0.325634018176
δ_{02}	0	0.255306397704	0.255488473334	0.255479719343	0.255479761208
δ_{02H}	0	0.353114111207	0.352980705766	0.352986458816	0.352986436282

Tabla 4.4 Resultados de la Estimación de Estado.

Tipo	Residuo(r^0)	Residuo(r^1)	Residuo(r^2)	Residuo(r^3)	Residuo(r^4)
V ₀₁	0.069600000000	0.002188669593	0.002297406230	0.002297102764	0.002297125711
V ₀₂	0.046400000000	-0.027909429282	-0.027400745745	-0.027403000217	-0.027402932508
V _{02H}	0.074500000000	0.017187426355	0.017433908853	0.017433338939	0.017433380275
V ₀₁ fasorial	0.067400000000	-1.1330406327503e-5	9.7406230662899e-5	9.7102764799017e-5	9.7125711547518e-5
V ₀₂ fasorial	0.085300000000	0.010990570718	0.011499254254	0.011496999782	0.011497067491
V _{02H} fasorial	0.050600000000	-0.006712573645	-0.006466091146	-0.006466661060	-0.006466619724
δ_{01}	-0.320267917740	0.005411789014	0.005363118824	0.005366119766	0.005366100435
δ_{02}	-0.268955237732	-0.013648840027	-0.013466764397	-0.013475518388	-0.013475476524
δ_{02H}	-0.344877060194	0.008237051013	0.008103645572	0.008109398622	0.008109376088
P ₀₁₋₀₂	-0.310000000000	-0.169650123455	-0.170016366013	-0.169993331515	-0.169993439762
P ₀₂₋₀₁	0.308000000000	0.167650123455	0.168016366013	0.167993331515	0.167993439762
P _{02-02H}	0.448000000000	0.258397517350	0.258853844946	0.258826363673	0.258826466095
P _{02H-02}	-0.450000000000	-0.260397517350	-0.260853844946	-0.260826363673	-0.260826466095
Q ₀₁₋₀₂	-0.070000000000	-0.050185573537	-0.051075383082	-0.051069548239	-0.051069652512
Q ₀₂₋₀₁	0.079000000000	0.069176555417	0.069995852344	0.069993340292	0.069993427044
Q _{02-02H}	0.111000000000	0.085271922047	0.085740785563	0.085740114097	0.085740154824
Q _{02H-02}	-0.176000000000	-0.131069751773	-0.131662776644	-0.131656547507	-0.131656612404

Tabla 4.5 Resultados de los Residuos.

Se observa en las tablas 4.4 y 4.5 que el resultado de la estimación de estado converge en la iteración número cuatro.

4.2 Detección e Identificación de Datos Erróneos

4.2.1 Detección de Datos Erróneos

Como se mencionó en el Capítulo II para la detección de datos erróneos se debe calcular el nivel de confianza de la estimación de estado.

De acuerdo al programa MATLAB (ver anexos) el nivel de confianza es el siguiente:

$$\zeta = \sum_{i=1}^m \left(\frac{r_i}{\sigma_i} \right)^2 \quad (4.22)$$

$$\zeta = 5.11664927411540 \quad (4.23)$$

$$v = m - n = 17 - 9 \quad (4.24)$$

$$v = 8 \text{ Grados de libertad.} \quad (4.25)$$

Con los valores de ζ y los grados de libertad se busca en la tabla de distribución chi-cuadrado (ver anexos), la probabilidad correspondiente a dichos valores.

La probabilidad de acuerdo a la tabla es:

$$Pr[\chi^2 \leq \zeta] = Pr(\zeta, v) \quad (4.26)$$

$$Pr[\chi^2 \leq 5.1166] = Pr(5.1166, v) = 0.2550 \quad (4.27)$$

Ahora el nivel de confianza es el siguiente:

$$Pr[\chi^2 \geq 5.1166] = 1 - Pr(5.1166, v) \quad (4.28)$$

$$Pr[\chi^2 \geq 5.1166] = 1 - 0.2550 = 0.7449 \quad (4.29)$$

$$Pr[\chi^2 \geq 5.1166] = 74.49\% \quad (4.30)$$

El nivel de confianza no es muy alto por lo tanto se debe identificar cuales datos son erróneos en el sistema.

4.2.2 Identificación de Datos Erróneos

Para la identificación de datos erróneos en la solución de los mínimos cuadrados es necesario hacer un análisis de los residuos y los efectos que ellos causan en el nivel de confianza. Dicha identificación se hace por medio de pruebas de hipótesis, eliminando la medida sospechosa y calculando de nuevo la solución de los mínimos cuadrados.

Medición sospechosa	ζ	Nivel de confianza
P _{02-02H}	4.780	68.7%
P ₀₂₋₀₁	4.913	67.09%
Q _{02-02H}	5.193	63.76%
Q ₀₂₋₀₁	5.155	64.22%
V _{02H}	7.530e5	≅ 0.0
V _{02 fasorial}	2.057	95.58%
δ _{02H}	4.564	71.25%
δ ₀₁	4.758	69.01%
V ₀₁	1.001e5	≅ 0.0
Q _{02H-02}	5.2046	63.63%
P _{02H-02}	4.778	68.70%
Q ₀₁₋₀₂	5.135	64.45%
P ₀₁₋₀₂	4.911	67.12%
V ₀₂	4592e4	≅ 0.0
δ ₀₂	4.381	73.43%
V _{02H fasorial}	3.983	77.82%
V _{01 fasorial}	5.118	64.65%
V _{02 fasorial} y V _{02H fasorial}	1.028	88.82%

Tabla 4.6 Mediciones Sospechosas de Datos Erróneos.

Todos los cálculos mencionados anteriormente fueron introducidos en MATLAB dando como resultado lo mostrado en la tabla 4.6.

La prueba de hipótesis comienza con la eliminación de la medición que contenga el residuo más grande (P_{02-02H}), el cual se observa en la tabla 4.5; luego de realizar la solución de los mínimos cuadrados eliminando dicha medición se calcula el nivel de confianza dando como resultado 68.7%; este nuevo nivel de confianza es menor al del sistema original (74.49%) lo que quiere decir que la medición sospechosa o con el mayor residuo no es siempre una medida errónea.

Al eliminar las mediciones V_{01} , V_{02} y V_{02H} , es evidente que las mismas no son sospechosas de ser erróneas ya que la probabilidad o nivel de confianza es muy bajo, por lo que los valores estimados para estas mediciones son muy precisos.

Para una mejor identificación de datos erróneos se realiza la prueba de hipótesis tomando cada una de las medidas como sospechosas para verificar con exactitud las mediciones que presentan errores y los resultados se muestran en la tabla 4.6; en ella se observa que cuando se elimina la medición $V_{02Hfasorial}$ el nivel de confianza es de 77.82%, al descartar la medida $V_{02fasorial}$ el nivel de confianza es de 95.58%, también se realiza la prueba de hipótesis eliminando ambas mediciones ($V_{02Hfasorial}$ y $V_{02fasorial}$) dando como resultado un nivel de confianza de 88.82%, estos valores mejoran con respecto al nivel de confianza del sistema original, por lo tanto, se dice que estas dos medidas son erróneas. La presencia de estos datos erróneos deteriora el rendimiento de la estimación de estado.

Las mediciones erróneas nombradas anteriormente se presentan debido a los errores que introducen los aparatos de medida y a los errores topológicos de la red (estado de los interruptores); estos errores afectan al estimador de estado y esto conduce a la obtención de un vector de estado incorrecto.

CAPÍTULO V

UBICACIÓN DE PMU'S EN SISTEMAS DE POTENCIA

Este capítulo comprende el estudio de la ubicación óptima de los equipos de PMU tomando en cuenta la observabilidad del sistema, haciendo una comparación con los algoritmos y el programa Psat.

5.1 Análisis de Observabilidad y Ubicación de Medidas para Sistemas con PMU's

Un PMU colocado en una barra dada es capaz de medir la tensión fasorial de la misma, así como los fasores de corriente de línea de la red.

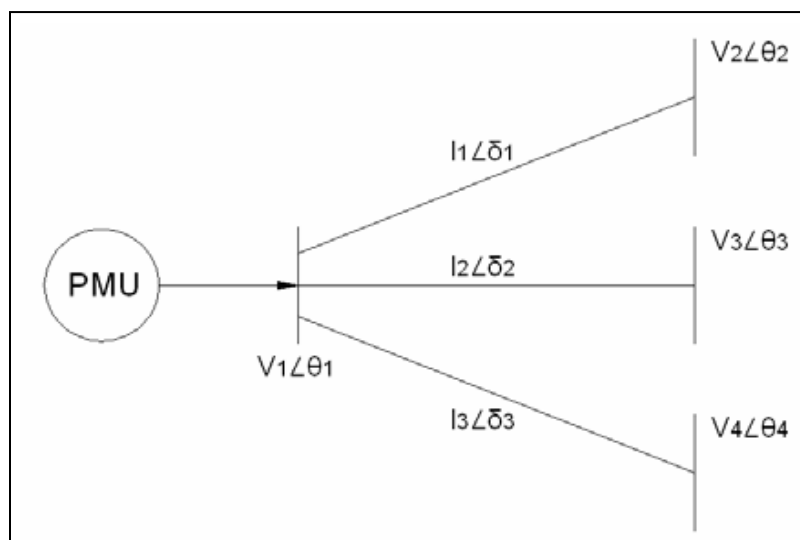


Figura 5.1 Modelo de las Mediciones con PMU.

El modelo de la figura 4.1, muestra una red de 4 barras con un solo PMU ubicado en la barra uno. Con esto se obtiene una medición fasorial de tensión y tres mediciones fasoriales de corriente, específicamente, $V_1 \angle \theta_1, I_1 \angle \delta_1, I_2 \angle \delta_2, I_3 \angle \delta_3$.

5.1.1 Ubicación de PMU para un sistema de n barras

El problema de ubicación de PMU se formula como sigue:

$$\min \sum_i^n w_i \cdot x_i \quad (5.1)$$

$$\text{s.t. } f(x) \geq \hat{1} \quad (5.2)$$

Donde:

x es un vector de decisión de variable binaria cuyas entradas se definen como:

$$x_i = \begin{cases} 1 & \text{si un PMU se instala en una barra } i \\ 0 & \text{de lo contrario} \end{cases}$$

w_i es el costo de la PMU instalado en la barra i

$f(x)$ es una función de vectores, cuyas entradas no son cero si el voltaje correspondiente a la barra es realizable usando el conjunto de mediciones dado, de lo contrario es cero.

$\hat{1}$ es un vector cuyas entradas son todas unos.

Dado un PMU en una barra, se asume que el voltaje fasorial y todas las corrientes fasoriales a lo largo de las líneas conectadas a esa barra estarán disponibles. Esto implica que este voltaje de barra junto con todos los voltajes de barra adyacentes también están disponibles. (Optimal Placement and Utilization of Phasor Measurements for State Estimation, Bei Xu, Yeo Jun Yoon and Abur Ali, 2008).

El procedimiento para la construcción de las ecuaciones de restricción es el siguiente:

Caso 1:

Solo las mediciones de PMU: para este caso se determina la matriz de conectividad binaria A de la siguiente manera:

$$A_{k,m} = \begin{cases} 1 & \text{si } k = m \\ 1 & \text{si } k \text{ y } m \text{ están conectados} \\ 0 & \text{si es lo contrario} \end{cases}$$

Este caso se explica con el sistema de 14 barras sugerido por la IEEE .

Caso 2:

Medidas de PMU e inyecciones (pueden ser cero inyecciones o inyecciones de medida): en este caso la inyección de medidas en cualquiera de las barras se tiene en cuenta para determinar la ubicación del PMU. Si se conoce el voltaje fasorial en todas las barras adyacentes a la barra en la que se encuentra la inyección acepto en una, el voltaje desconocido se puede resolver usando la ley de corriente de Kirchoff aplicada a dicha barra donde la inyección de corriente es conocida. (Optimal Placement and Utilization of Phasor Measurements for State Estimation, Bei Xu, Yeo Jun Yoon and Abur Ali, 2008).

Esto permite un cambio en la topología, donde la barra que tiene la medición de la inyección se puede fusionar con cualquiera de las barras vecinas formando una barra ficticia; tal como se muestra en las figuras 4.1 y 4.2 donde la inyección de medidas está en la barra tres.

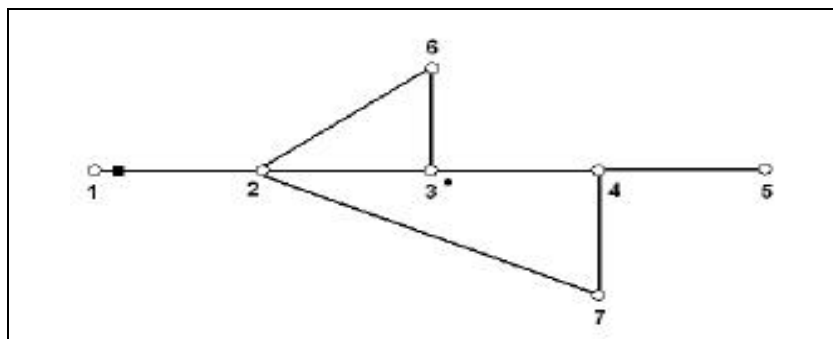


Figura 5.2 Diagrama del Sistema de Siete Barras.

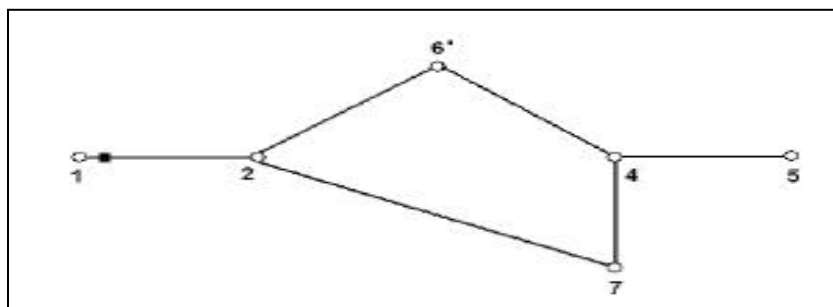


Figura 5.3 Diagrama del Sistema Después de Fusionar las Barras 3 y 6.

- Ubicación de PMU's para Solo las Mediciones de PMU :

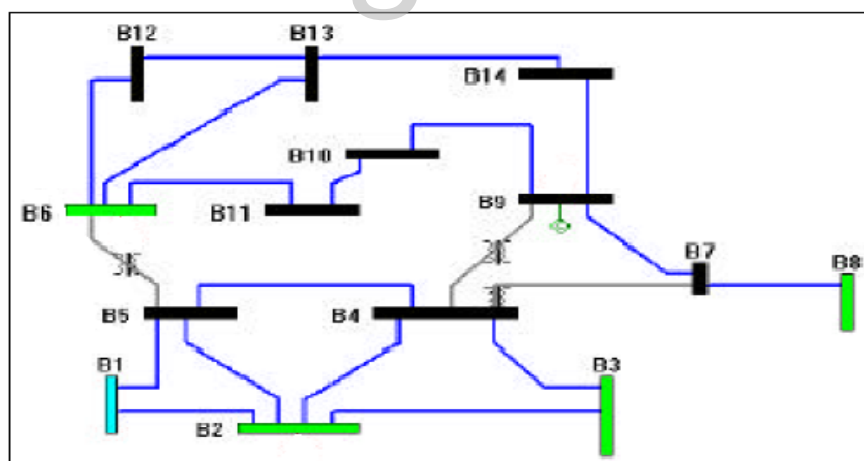


Figura 5.4 Diagrama del Sistema de 14 Barras-IEEE.

Un PMU determinado proporciona corrientes fasoriales a lo largo de las ramas que se conectan a la barra que contenga dicho equipo, es decir, a todos sus vecinos; una vez que a una barra se le asigna un PMU las tensiones fasoriales en todas las barras vecinas se supone que se saben o pueden resolverse. Una manera más fácil para determinar las barras donde se ubican

los PMU's es mediante el uso de la matriz de conexión binaria. Para el sistema de 14 barras sugerido por la IEEE, se construye la matriz A (matriz de conectividad binaria) para determinar la ubicación de PMU's en barras estratégicas para obtener la observabilidad del mismo de la siguiente manera:

$$A = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{pmatrix}$$

La matriz indica como está conformado el sistema de potencia, Las columnas de la matriz A se refieren al número de barras del sistema (columna uno= barra uno, y así sucesivamente); y el numero 1 que contiene cada columna son las barras vecinas que se conectan a través de las líneas.

Luego de calcular la matriz A se obtienen las limitaciones a partir de la misma y del vector de decisión binaria x que la conforman; por lo tanto el vector función se obtiene sumando el vector de decisión binaria ($x_i = 1$) correspondiente a cada columna, dando como resultado las siguientes funciones:

$$f_1 = x_1 + x_2 + x_5 \geq 1 \quad (5.3)$$

$$f_2 = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 \geq 1 \quad (5.4)$$

$$f_3 = x_2 + x_3 + x_4 \geq 1 \quad (5.5)$$

$$f_4 = x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_7 + x_9 \geq 1 \quad (5.6)$$

$$f_5 = x_1 + x_2 + x_4 + x_5 + x_6 \geq 1 \quad (5.7)$$

$$f_6 = x_5 + x_6 + x_{11} + x_{12} + x_{13} \geq 1 \quad (5.8)$$

$$f_7 = x_4 + x_7 + x_8 + x_9 \geq 1 \quad (5.9)$$

$$f_8 = x_7 + x_8 \geq 1 \quad (5.10)$$

$$f_9 = x_4 + x_7 + x_9 + x_{10} + x_{14} \geq 1 \quad (5.11)$$

$$f_{10} = x_9 + x_{10} + x_{11} \geq 1 \quad (5.12)$$

$$f_{11} = x_6 + x_{10} + x_{11} \geq 1 \quad (5.13)$$

$$f_{12} = x_6 + x_{12} + x_{13} \geq 1 \quad (5.14)$$

$$f_{13} = x_6 + x_{12} + x_{13} + x_{14} \geq 1 \quad (5.15)$$

$$f_{14} = x_9 + x_{13} + x_{14} \geq 1 \quad (5.16)$$

Los elementos de esta función vectorial serán al menos igual a uno, si al menos un vecino de la barra correspondiente se le asigna un PMU.

La primera limitación $f_1 = x_1 + x_2 + x_5 \geq 1$ implica que al menos un PMU debe ser colocado en las barras 1, 2 o 5 con el fin de hacer observable la barra uno, para las demás

limitaciones basta con colocar un PMU en cualquiera de las barras que contenga cada función para hacerla observable.

Para este sistema de 14 barras la ubicación óptima de PMU's que tiene cero inyección en la barra 7 es de tres PMU's, ya que dicha barra es un nodo de tránsito (barra sin generación ni consumo), los cuales están instalados en las barras 2, 6 y 9 haciendo que el sistema sea observable. Sin embargo la ubicación óptima de PMU's sin cero inyección en la barra 7, es de cuatro PMUs, porque posee inyección de potencia por lo que se necesita ubicar un PMU en dicha barra, los cuales están instalados en las barras 2, 6, 7 y 9 que también hace que el sistema sea observable (ver figura 5.5).

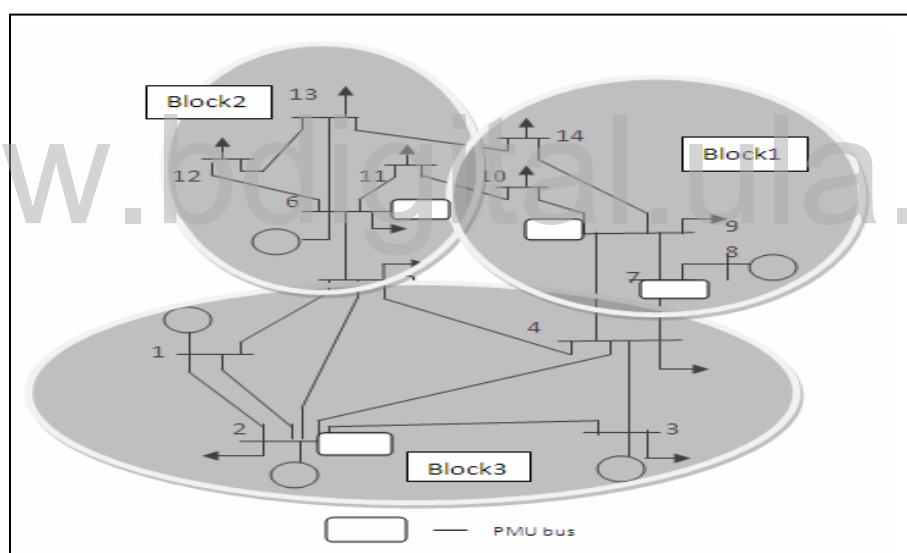


Figura 5.5 Observabilidad del sistema de 14 Barras-IEEE.

- Ubicación de PMU's para Medidas de PMU e inyecciones (pueden ser cero inyecciones o inyecciones de medida):

Para este caso la medición de la inyección en la barra 7 debe tenerse en cuenta para la ubicación de PMU's, si las tensiones fasoriales de cualquiera de las barras vecinas es conocida, entonces se puede calcular la tensión de las barra utilizando la ley de corriente de kirchoff aplicada a la barra 7 cuando la corriente inyectada a la red se conoce. Esta

observación permite una transformación topológica, donde la barra que tiene la medición de la inyección se puede combinar con cualquiera de sus vecinos. En este caso la barra 7 posee la medición de la inyección del sistema de 14 barras la cual es fusionada con la barra 8 quedando de la siguiente manera:

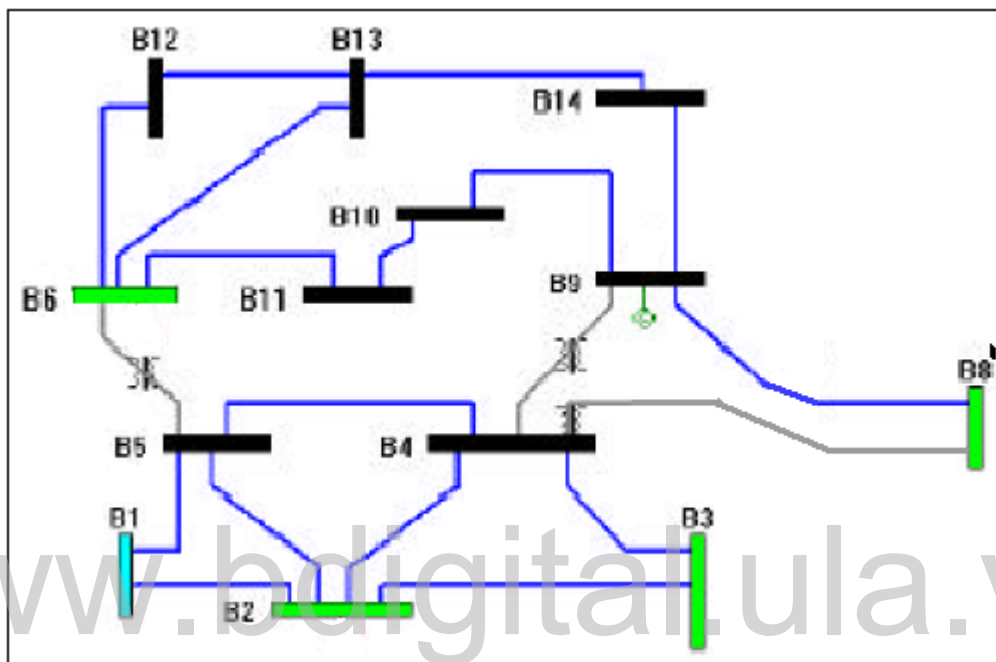


Figura 5.6 Diagrama del Sistema Después de Fusionar las Barras 7 y 8.

Luego de fusionar las barras del sistema el procedimiento a seguir para la ubicación de PMU es el mismo del caso 1.

La matriz de conexión binaria para este caso es:

$$A = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{pmatrix}$$

Las limitaciones son las siguientes:

$$f_1 = x_1 + x_2 + x_5 \geq 1 \quad (5.17)$$

$$f_2 = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 \geq 1 \quad (5.18)$$

$$f_3 = x_2 + x_3 + x_4 \geq 1 \quad (5.19)$$

$$f_4 = x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_{8'} + x_9 \geq 1 \quad (5.20)$$

$$f_5 = x_1 + x_2 + x_4 + x_5 + x_6 \geq 1 \quad (5.21)$$

$$f_6 = x_5 + x_6 + x_{11} + x_{12} + x_{13} \geq 1 \quad (5.22)$$

$$f_{8'} = x_4 + x_{8'} + x_9 \geq 1 \quad (5.23)$$

$$f_9 = x_4 + x_{8'} + x_9 + x_{10} + x_{14} \geq 1 \quad (5.24)$$

$$f_{10} = x_9 + x_{10} + x_{11} \geq 1 \quad (5.25)$$

$$f_{11} = x_6 + x_{10} + x_{11} \geq 1 \quad (5.26)$$

$$f_{12} = x_6 + x_{12} + x_{13} \geq 1 \quad (5.27)$$

$$f_{13} = x_6 + x_{12} + x_{13} + x_{14} \geq 1 \quad (5.28)$$

$$f_{14} = x_9 + x_{13} + x_{14} \geq 1 \quad (5.29)$$

Según el análisis de observabilidad los PMUs se ubican en las barras 2,6 y 9; pero además se debe instalar un PMU en una de las dos barras fusionadas 7 u 8; o dos en ambas barras; por lo tanto, los PMUs se localizan en las barras 2, 6, 7, 8 y 9.

5.2 Ubicación de PMU Utilizando la Herramienta de Programación PSAT y su Algoritmo

El PSAT es una caja de herramientas para MATLAB que permite realizar análisis de sistemas de potencia; así mismo incorpora sistemas eléctricos de potencia mediante un gráfico basado en simulink. (Power system analysis toolbox. Quic referency manual for PSAT, Milano Federico 2008).

En esta sección se describen dos métodos para la ubicación de Unidad de Medidas de Fasores (PMU) con el objetivo de linealizar la estimación de estado de redes de sistemas de potencia.

Estos métodos son Depth first y Graph theoretic procedures.

5.3 Reglas para la ubicación de PMU

1. Asignar una medida de voltaje a una barra donde un PMU ha sido ubicado, incluyendo una medida de corriente a cada rama conectada a la misma barra. (Power system analysis toolbox. Quic referency manual for PSAT, Milano Federico 2008).

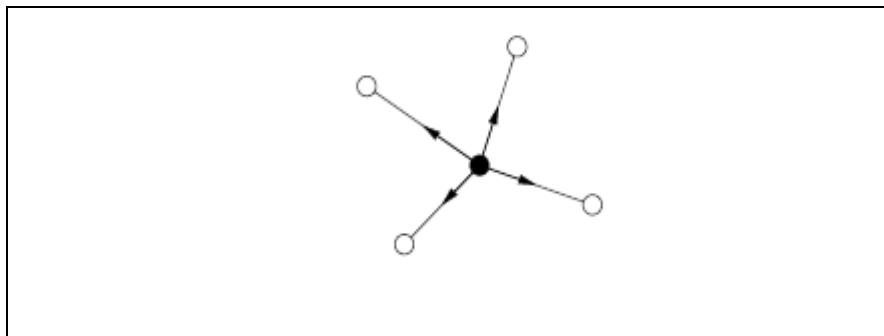


Figura 5.7 Medida de Voltaje Asignado a una Barra Donde se Ubica un PMU, Incluyendo Medidas de Corriente a Cada Rama Conectada a Dicha Barra.

2. Asignar una medida de pseudo voltaje a cada nodo alcanzado por otro que tenga un equipo de PMU. (Power system analysis toolbox. Quic referency manual for PSAT, Milano Federico 2008).
3. Asignar una medida de pseudo corriente a cada rama conectadas a dos barras donde los voltajes son conocidos. Esto permite la interconexión de zonas observadas. (Power system analysis toolbox. Quic referency manual for PSAT, Milano Federico 2008).

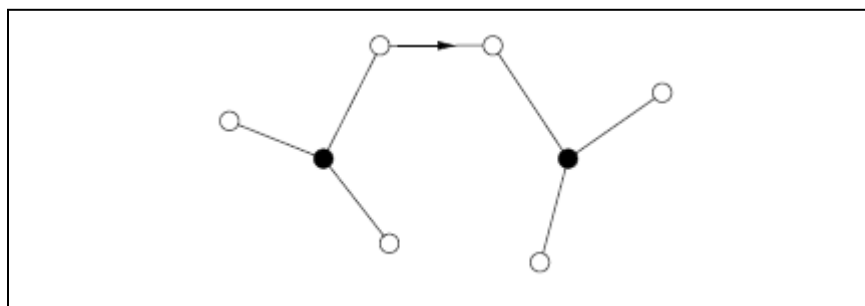


Figura 5.8 Medida de Corriente Asignada a Cada Rama Donde se Conocen los Voltajes.

4. Asignar una medida de pseudo corriente a cada rama donde la corriente puede ser indirectamente calculada por la ley de corriente de Kirchhoff. Esta regla se aplica cuando la corriente de balance en un nodo es conocida, es decir si el nodo no tiene inyección de potencia. (Power system analysis toolbox. Quic referency manual for PSAT, Milano Federico 2008).

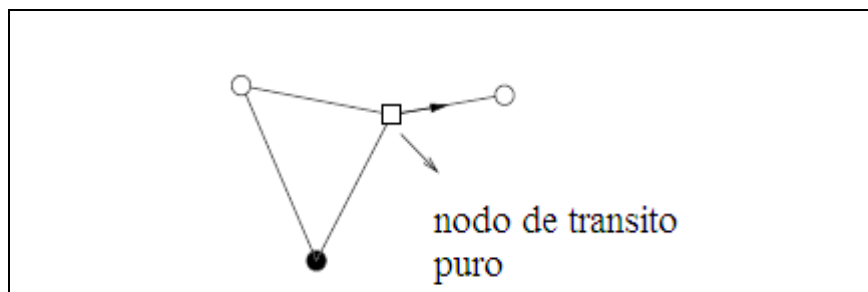


Figura 5.9 Medida de Pseudo Corriente Asignada, Cuando la Corriente de Balance en un Nodo es Conocida.

5.4 Algoritmo por el Método Depth First

Este método utiliza solo las reglas de la 1 a la 3 (no se considera nodos de tránsito puro). El primer PMU es ubicado en la barra con el mayor número de ramas conectadas; si hay más de una barra con ésta característica se escoge una al azar. Para demostrar éste algoritmo las reglas se le aplican al sistema de 14 barras sugerido por la IEEE (Figura 5.4).

5.4.1 Análisis del Algoritmo Depth First para el Sistema de 14 barras

Siguiendo las reglas para la ubicación de PMU's, el primero es colocado en la barra 4 ya que ésta tiene el mayor número de ramas conectadas, luego a las barras 2, 3, 5, 7 y 9 se les asigna una medida de pseudo voltaje debido a que la barra 4 se conecta a dichas barras.

El segundo PMU se ubica en la barra 6, asignándole medidas de pseudo voltaje a las barras 11, 12 y 13, para tener la mayor cantidad de medidas de las barras que se conectan a ella.

El tercero, cuarto, quinto y sexto PMU están localizados en las barras 14, 10, 1 y 8 respectivamente, para así hacer que todo el sistema sea observable y obtener mediciones óptimas del mismo; el número total de PMU's ubicados dentro del sistema es de 6. Para verificar estos resultados el sistema se simuló en PSAT arrojando los siguientes resultados:

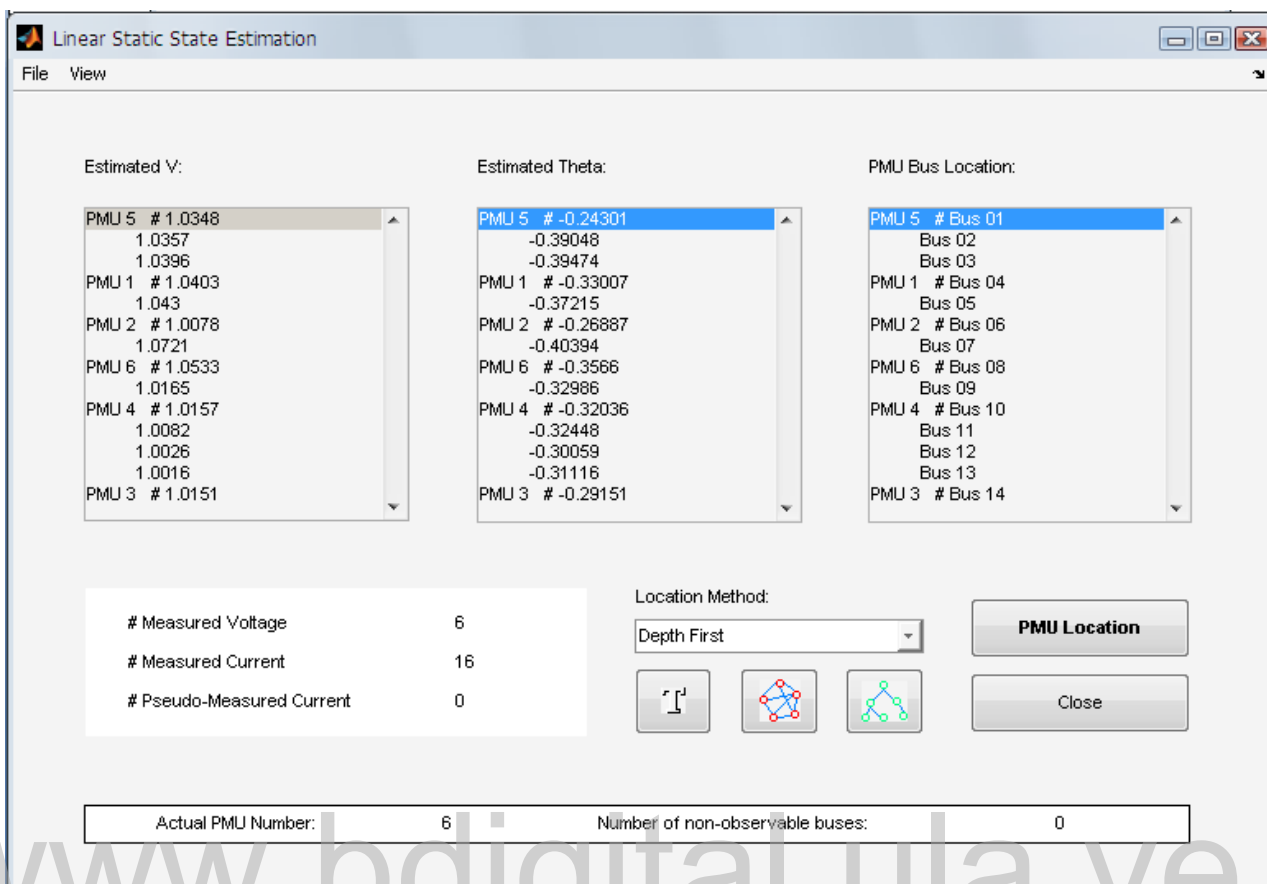


Figura 5.10 Resultados de la Ubicación de PMUs del Programa PSAT por el Método Depth First.

Los resultados de la ubicación de PMUs del algoritmo por el método Depth First coinciden con los resultados de la simulación tal como se muestra en la figura 5.10. El programa de acuerdo a la ubicación de PMUs muestra los resultados de los valores estimados de los voltajes y ángulos del sistema.

5.5 Algoritmo por el Método Graph Theoretic Procedure

Este método es similar al depth first, con la excepción de que se toma en cuenta los nodos de transito puro, es decir se toman en cuenta las reglas de la 1 a la 4. Al igual que el método anterior el primer PMU es ubicado en la barra con el mayor número de ramas conectadas. Para demostrar éste algoritmo las reglas se le aplican al sistema de 14 barras sugerido por la IEEE (Figura 5.4).

5.5.1 Análisis del Algoritmo Graph Theoretic Procedure para el Sistema de 14 barras

Tomando en cuenta la primera regla el primer PMU se ubica en la barra 4 ya que ésta tiene el mayor número de ramas conectadas; con respecto a las siguientes dos reglas, el segundo, tercero, cuarto y quinto PMUs, se localizan en las barras 6, 14, 10 y 1 respectivamente.

De acuerdo a la regla 4 el PMU que se localiza en la barra 8 desaparece, esto se debe a que la barra 7 es un nodo de transito puro, por lo que el número de PMU's para este método es de 5.

Para verificar este método se realiza la simulación en PSAT:

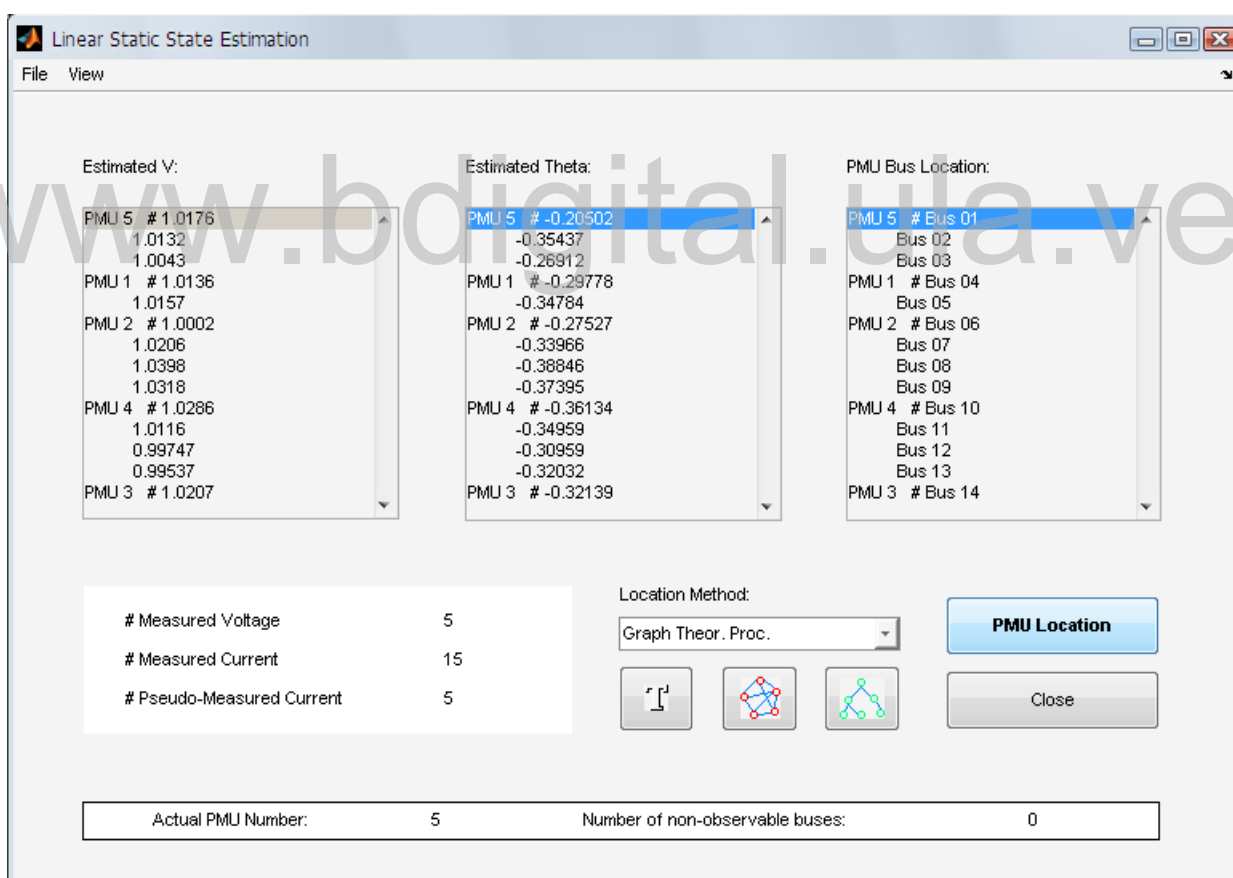


Figura 5.11 Resultados de la Ubicación de PMUs del Programa PSAT por el Método Graph Theoretic Procedure.

Los resultados de la ubicación de PMU's del algoritmo por el método Graph Theoretic Procedure coinciden con los resultados de la simulación tal como se muestra en la figura 5.11, igualmente se muestran los valores estimados de voltajes y ángulos del sistema.

www.bdigital.ula.ve

CONCLUSIONES

Los sistemas de gestión de energía sirven para controlar, supervisar y operar cualquier sistema eléctrico de potencia. Dentro de estos sistemas se encuentran las funciones de aplicación; una de ellas es la estimación de estado, que filtra, detecta y elimina las mediciones erróneas provenientes del sistema SCADA.

El estimador procesa toda la información disponible del sistema interconectado y genera una base de datos para las funciones de control y reparto. Los resultados de la estimación de estado son los estimados de las variables del sistema eléctrico que pueden incluir la generación, potencia activa y reactiva, los flujos de potencia activa y reactiva de las líneas de transmisión y las magnitudes y las fases de los ángulos de las tensiones en los nudos.

El estimador de estado en sistemas de potencia es de gran importancia en la operación de mercados de energía, donde cuestiones económicas entran en conflicto, como son los límites de operación del sistema; invierte su mayor esfuerzo en el cálculo y construcción de la matriz Jacobiana, la cual es muy grande. Cuando se tienen mediciones con errores dentro del grupo para el proceso de estimación, los estimadores de estado arrojan resultados poco confiables. Al usar el método de los mínimos cuadrados, la detección e identificación de las mediciones erróneas pone de manifiesto que no siempre la medición con el mayor residuo es errónea, tal como se demuestra en el Capítulo IV.

Para hacer estimaciones precisas sobre el estado del sistema se emplea las mediciones sincrónicas (sincrofasores), a través del equipo de mediciones de fasores sincrónicos (PMU) que permite la observación síncrona, simultánea y en tiempo real, del conjunto de fasores que describen el comportamiento dinámico del sistema eléctrico.

Las unidades PMU dependen de una señal de tiempo GPS para realizar un marcado de tiempo muy preciso de la información del sistema de distribución de energía. Un receptor de satélite GPS proporciona un impulso de sincronización preciso, en correlación con las entradas de tensión e intensidad muestreadas; en general se trata de las tensiones trifásicas en una

subestación y de las intensidades de las líneas, transformadores y cargas que finalizan en la subestación. A partir de estas muestras de datos, se calculan las tensiones e intensidades de secuencia positiva y se marcan en el tiempo, asignándoles permanentemente el microsegundo exacto en que se ha hecho la medición de los fasores.

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 protección/control. La recopilación y comprobación de estas mediciones proporciona una base adecuada para crear nuevas y potentes técnicas de supervisión, protección y control de las redes de distribución de energía.

Para un óptimo desempeño del SP es necesario la localización de PMUs en barras estratégicas dentro del sistema para que el mismo sea observable, es decir, entre un cuarto y un tercio de las barras del sistema necesitan tener conectados equipos PMU, aunque no debe olvidarse lo que esto significa, solo una parte de las medidas son reales, mientras que el resto, son calculadas a partir de las reales. Es por ello que es necesario un mayor número de PMUs en la red para que la estimación de estado sea óptima.

RECOMENDACIONES

Para un mejor entendimiento del funcionamiento del proceso de estimación de estado se recomienda estudiar lo referente a la matemática estadística ya que algunos términos utilizados y algunas técnicas usadas en los estimadores se basan en la matemática estadística.

Para la elaboración de los problemas de estimación de estado se recomienda utilizar el entorno de programación MATLAB, por la facilidad en el manejo de operaciones con matrices y números complejos y por la rapidez y sencillez con la que se pueden editar y ejecutar los programas de prueba.

La mala formación de la matriz Jacobiana es la principal causa para que existan problemas en el resultado final del estimador de estado, por lo que se recomienda tomarse el debido tiempo en verificar que se encuentre correctamente estructurada y formada la matriz Jacobiana.

Cuando se realizan cambios en los parámetros del estimador de estado se debe analizar los resultados después que el estimador se haya ejecutado al menos cinco veces, puesto que la estimación de estado mejora sus resultados en cada ejecución.

Se recomienda utilizar equipos de PMU en las subestaciones, ya que permiten controlar los fenómenos dinámicos desde un lugar central y tomar las medidas de control apropiadas a intervalos frecuentes. El uso de estos equipos convierte la estimación de estado en un problema lineal, facilitando el cálculo del mismo, obteniendo una estimación de estado óptima.

Es necesario una ubicación estratégicas de PMU's dentro de las barras del sistema para que el mismo sea observable, y así hacer que la medición de las tenciones trifásicas y las corrientes en las líneas sean precisas.

REFERENCIAS

Abur A. y Gómez A. (2004). *Power System State Estimation: Theory and Implementation*. New York, U.S.A. Marcel Dekker.

A.G. Phadke and J.S.Thorp, (2008). *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*. New York, U.S.A. Editorial: Springer.

A.P. Sakis Meliopoulos, (2004), *Power System Modeling, Analysis and Control*.

Bei Xu, Yeo Jun Yoon and Abur Ali, (2008). *Optimal Placement and Utilization of Phasor Measurements for State Estimation*. Texas, U.S.A. Texas A&M University College Station.

Blemer A (1979). *State Estimation*. England. University of Manchester Institute of Science and Technology.

Cimadevilla Roberto (2009). *Fundamentos de la Medición de Sincrofasores*. Comité de Estudio B5 - Protecciones de Sistemas y Automatización de Subestaciones. España. Consultado el día 19 de Octubre de 2009 de la Web: <http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20Eriac/B5/B5-14.pdf>.

Grainger Jhon J.y Stevenson William D. Jr, (1998). *Analisis de Sistemas de Potencia*. México D.F. Editorial: McGRAW-HILL.

Granada Mauricio (2003). *Estimación de Estado en Sistemas Eléctricos de Potencia: Parte I Detección de Errores Grandes*. Grupo de Investigación en Planeamiento de Sistemas Eléctricos Universidad Tecnológica de Pereira. España. Consultado el día 26 de Junio de 2009 de la Web:<http://www.utp.edu.co/php/revistas/ScientiaEtTechnica/docsFTP/9122455-60.pdf>.

IEEE Std. C37.118 (2005). *IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems*. New Jersey, U.S.A. The institute of Electrical and Electronic Engineers, Inc. Piscataway.

Milano Federico (2008). *Power system analysis toolbox. Quick referency manual for PSAT*. Consultado el día 27 de Noviembre de 2009 en la Web:
<http://www.power.uwaterloo.ca/~f milano/archive/psat-2.1.2-ref.pdf>

Quintanilla Andánez Rafael (2005). *Sistemas de Transporte Inteligentes Medicion Sincronizada de Fasores*. España. Consultado el día 27 de Noviembre de 2009 en la Web:
http://www.zivpmasc.es/descargas/notas/espanol/Trans_Inteligente.pdf.

www.bdigital.ula.ve

ANEXO 1

TABLA DE DISTRIBUCIÓN CHI-CUADRADO

Tabla de Distribución Chi-cuadrado

P V	0.005	0.010	0.025	0.050	0.100	0.250	0.500	0.750	0.900	0.950	0.975	0.990	0.995
1	0.0000393	0.000157	0.000982	0.00393	0.0158	0.102	0.455	1.32	2.71	3.84	5.02	6.63	7.88
2	0.0100	0.0201	0.0506	0.103	0.211	0.575	1.39	2.77	4.61	5.99	7.38	9.21	10.6
3	0.0717	0.115	0.216	0.352	0.584	1.21	2.37	4.11	6.25	7.81	9.35	11.3	12.8
4	0.207	0.297	0.484	0.711	1.06	1.92	3.36	5.39	7.78	9.49	11.1	13.3	14.9
5	0.412	0.554	0.831	1.15	1.61	2.67	4.35	6.63	9.24	11.1	12.8	15.1	16.7
6	0.676	0.872	1.24	1.64	2.20	3.45	5.35	7.84	10.6	12.6	14.4	16.8	18.5
7	0.989	1.24	1.69	2.17	2.83	4.25	6.35	9.04	12.0	14.1	16.0	18.5	20.3
8	1.34	1.65	2.18	2.73	3.49	5.07	7.34	10.2	13.4	15.5	17.5	20.1	22.0
9	1.73	2.09	2.70	3.33	4.17	5.90	8.34	11.4	14.7	16.9	19.0	21.7	23.6
10	2.16	2.56	3.25	3.94	4.87	6.74	9.34	12.5	16.0	18.3	20.5	23.2	25.2
11	2.60	3.05	3.82	4.57	5.58	7.58	10.3	13.7	17.3	19.7	21.9	24.7	26.8
12	3.07	3.57	4.40	5.23	6.30	8.44	11.3	14.8	18.5	21.0	23.3	26.2	28.3
13	3.57	4.11	5.01	5.89	7.04	9.30	12.3	16.0	19.8	22.4	24.7	27.7	29.8
14	4.07	4.66	5.63	6.57	7.79	10.2	13.3	17.1	21.1	23.7	26.1	29.1	31.3
15	4.60	5.23	6.26	7.26	8.55	11.0	14.3	18.2	22.3	25.0	27.5	30.6	32.8
16	5.14	5.81	6.91	7.96	9.31	11.9	15.3	19.4	23.5	26.3	28.8	32.0	34.3
17	5.70	6.41	7.56	8.67	10.1	12.8	16.3	20.5	24.8	27.6	30.2	33.4	35.7
18	6.26	7.01	8.23	9.39	10.9	13.7	17.3	21.6	26.0	28.9	31.5	34.8	37.2
19	6.84	7.63	8.91	10.1	11.7	14.6	18.3	22.7	27.2	30.1	32.9	36.2	38.6
20	7.43	8.26	9.59	10.9	12.4	15.5	19.3	23.8	28.4	31.4	34.2	37.6	40.0
21	8.03	8.90	10.3	11.6	13.2	16.3	20.3	24.9	29.6	32.7	35.5	38.9	41.4
22	8.64	9.54	11.0	12.3	14.0	17.2	21.3	26.0	30.8	33.9	36.8	40.3	42.8
23	9.26	10.2	11.7	13.1	14.8	18.1	22.3	27.1	32.0	35.2	38.1	41.6	44.2
24	9.89	10.9	12.4	13.8	15.7	19.0	23.3	28.2	33.2	36.4	39.4	43.0	45.6
25	10.5	11.5	13.1	14.6	16.5	19.9	24.3	29.3	34.4	37.7	40.6	44.3	46.9
26	11.2	12.2	13.8	15.4	17.3	20.8	25.3	30.4	35.6	38.9	41.9	45.6	48.3
27	11.8	12.9	14.6	16.2	18.1	21.7	26.3	31.5	36.7	40.1	43.2	47.0	49.6
28	12.5	13.6	15.3	16.9	18.9	22.7	27.3	32.6	37.9	41.3	44.5	48.3	51.0
29	13.1	14.3	16.0	17.7	19.8	23.6	28.3	33.7	39.1	42.6	45.7	49.6	52.3
30	13.8	15.0	16.8	18.5	20.6	24.5	29.3	34.8	40.3	43.8	47.0	50.9	53.7

La tabla de distribución Chi-cuadrado es usada para realizar pruebas de independencia, que nos permite determinar si existe una relación entre dos variables categóricas. La prueba nos indica si existe o no una relación entre las variables, pero no indica el grado o el tipo de relación; es decir, no indica el porcentaje de influencia de una variable sobre la otra o la variable que causa la influencia.

La tabla de distribución Chi-cuadrado tiene dos entradas:

Probabilidad (P): este valor hace referencia al nivel de confianza que deseamos que tengan los cálculos de la prueba.

Grados de Libertad (V): Es un estimador del número de categorías independientes en la prueba de independencia o experimento estadístico. Se encuentran mediante la fórmula $n-r$, donde n =número de sujetos y r es el número de grupos estadísticamente dependientes.

www.bdigital.ula.ve

ANEXOS 2

EQUIPOS DE PMU

www.bdigital.ula.ve

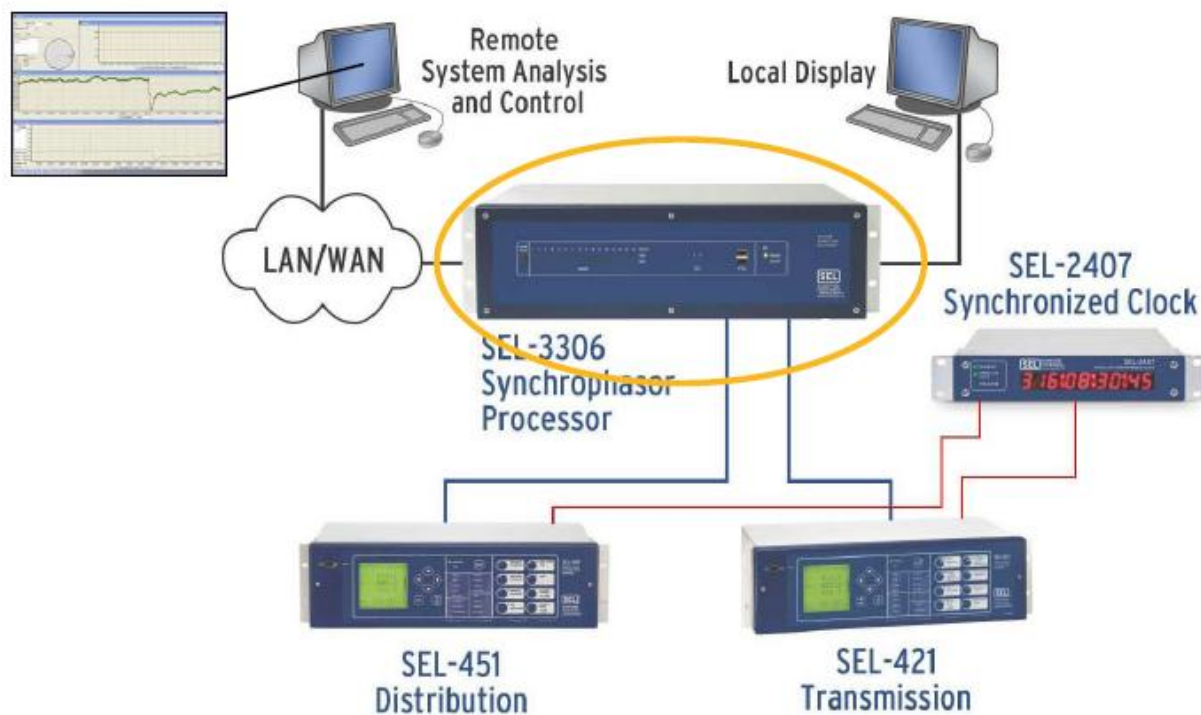


Fig.1 Unidades de Medición Fasorial.

En la figura 1 se muestra la conexión de sincrofasores para un sistema de distribución y un sistema de transmisión; el procesador de sincrofasor se conecta a un reloj sincronizado por satélite, que a su vez se conecta con el equipo SEL-451 de distribución y SEL-421 de transmisión. Los datos obtenidos por los equipos SEL-451 y SEL-421 van al procesador de sincrofasor en el cual transporta los datos a un dispositivo local y a través de una red LAN transmite los datos a un sistema remoto de análisis y control.

A continuación se muestran cada una de las unidades de medición fasorial y diferentes tipos de PMU:



SEL-421 and SEL-451 Phasor Measurement and Control Units Configuration



Fig.2 Medición de Fases y Unidades de Control (Configuración de los PMU).

www.bdigital.ula.ve



Fig.4 Reloj Sincronizado por Satélite.

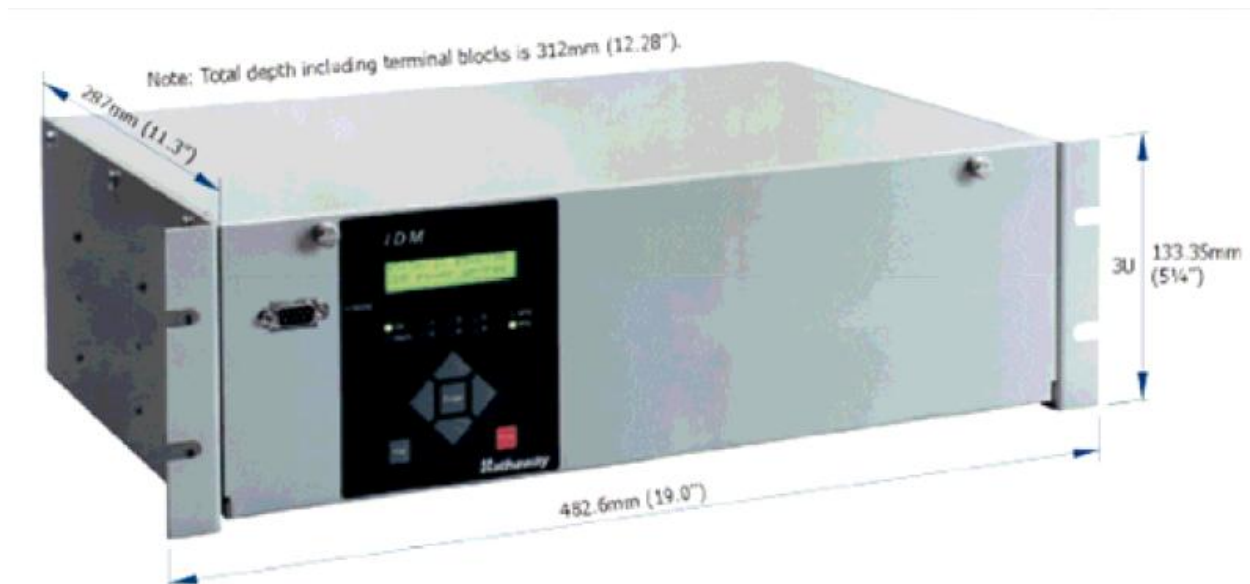


Fig.5 Equipo de PMU Visto de Frente.

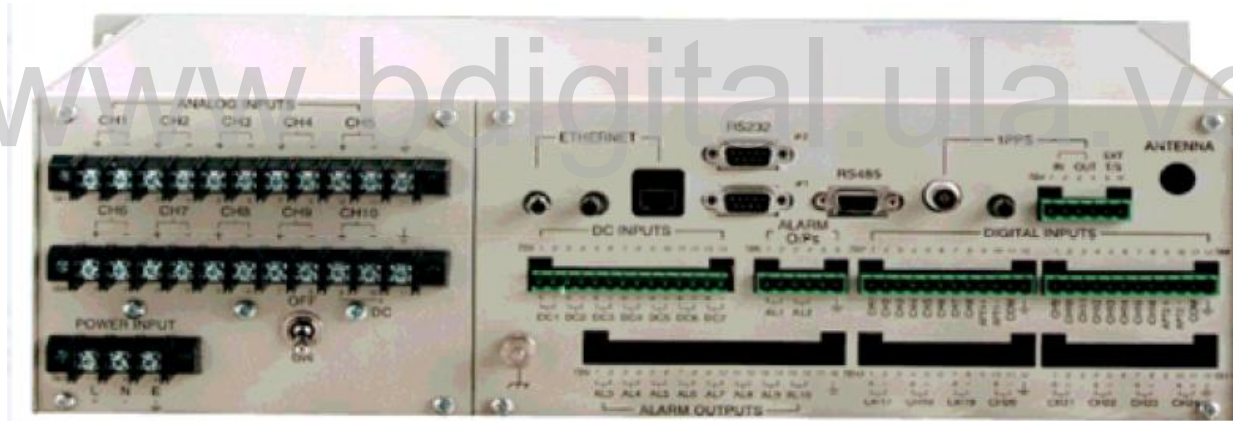


Fig.6 Equipo de PMU Visto de Atrás.

ANEXO 3

CÓDIGO PARA LA ESTIMACIÓN DE ESTADO

DEL SISTEMA DE POTENCIA REAL EN EL

PROGRAMA MATLAB

El código que se muestra a continuación facilita los pasos para resolver el problema de estimación de estado, ya que disminuye considerablemente los errores de cálculo arrojando resultados más precisos.

`%Codigo para la estimación de estado del sistema de potencia real.`

`clear all;`

`clc;`

`%valores iniciales x0 (Iteración 1)`

`a=1`

`b=1`

`c=1`

`d=0`

`e=0`

`f=0`

`A=2.3121*b*sin(d-e)`

`B=2.3121*b*sin(e-d)`

`C=4.6242*a-(2.3121*b*cos(d-e))`

`D=-2.3121*b*cos(e-d)`

`E=2.3121*a*sin(d-e)`

`F=2.3121*a*sin(e-d)`

`G=2.225*c*sin(e-f)`

`H=2.225*c*sin(f-e)`

`I=-2.3121*a*cos(d-e)`

`J=4.6242*b-(2.3121*a*cos(e-d))`

`K=4.45*b-(2.225*c*cos(e-f))`

`L=-2.225*c*cos(f-e)`

`M=2.225*b*sin(e-f)`

`N=2.225*b*sin(f-e)`

`O=-2.225*b*cos(e-f)`

`P=4.45*c-(2.225*b*cos(f-e))`

`Q=2.3121*a*b*cos(d-e)`

$$r12=2.225*b*c*\sin(e-f)+0.448 \text{ \%P02-02H}$$

$$r13=2.225*b*c*\sin(f-e)-0.45 \text{ \% P02H-02}$$

$$r14=2.3121*a^2-2.3121*a*b*\cos(d-e)-0.07 \text{ \%Q01-02}$$

$$r15=2.3121*b^2-2.3121*a*b*\cos(e-d)+0.079 \text{ \%Q02-01}$$

$$r16=2.225*b^2-2.225*c*b*\cos(e-f)+0.111 \text{ \%Q02-02H}$$

$$r17=2.225*c^2-2.225*c*b*\cos(f-e)-0.176 \text{ \%Q02H-02}$$

%Variables de estado:

Stvar(:,1)=[a;b;c;d;e;f]-(Ztran*w*Z)^-1*Ztran*w*[r1;r2;r3;r4;r5;r6;r7;r8;r9;r10;r11;r12;r13;r14;r15;r16;r17]

%Iteración 2

a=Stvar(1)

b=Stvar(2)

c=Stvar(3)

d=Stvar(4)

e=Stvar(5)

f=Stvar(6)

$$A=2.3121*b*\sin(d-e)$$

$$B=2.3121*b*\sin(e-d)$$

$$C=4.6242*a-(2.3121*b*\cos(d-e))$$

$$D=-2.3121*b*\cos(e-d)$$

$$E=2.3121*a*\sin(d-e)$$

$$F=2.3121*a*\sin(e-d)$$

$$G=2.225*c*\sin(e-f)$$

$$H=2.225*c*\sin(f-e)$$

$$I=-2.3121*a*\cos(d-e)$$

$$J=4.6242*b-(2.3121*a*\cos(e-d))$$

$$K=4.45*b-(2.225*c*\cos(e-f))$$

$$r6=c-0.9494$$

$$r7=d-18.35*\pi/180$$

$$r8=e-15.41*\pi/180$$

$$r9=f-19.76*\pi/180$$

$$r10=2.3121*a*b*\sin(d-e)-0.31$$

$$r11=2.3121*a*b*\sin(e-d)+0.308$$

$$r12=2.225*b*c*\sin(e-f)+0.448$$

$$r13=2.225*b*c*\sin(f-e)-0.45$$

$$r14=2.3121*a^2-2.3121*a*b*\cos(d-e)-0.07$$

$$r15=2.3121*b^2-2.3121*a*b*\cos(e-d)+0.079$$

$$r16=2.225*b^2-2.225*c*b*\cos(e-f)+0.111$$

$$r17=2.225*c^2-2.225*c*b*\cos(f-e)-0.176$$

$$\text{Stvar}(:,2)=[a;b;c;d;e;f]-(Ztran*w*Z)^{-1}*Ztran*w*[r1;r2;r3;r4;r5;r6;r7;r8;r9;r10;r11;r12;r13;r14;r15;r16;r17]$$

%Iteración 3

$$a=\text{Stvar}(1,2)$$

$$b=\text{Stvar}(2,2)$$

$$c=\text{Stvar}(3,2)$$

$$d=\text{Stvar}(4,2)$$

$$e=\text{Stvar}(5,2)$$

$$f=\text{Stvar}(6,2)$$

$$A=2.3121*b*\sin(d-e)$$

$$B=2.3121*b*\sin(e-d)$$

$$C=4.6242*a-(2.3121*b*\cos(d-e))$$

$$D=-2.3121*b*\cos(e-d)$$

$$E=2.3121*a*\sin(d-e)$$


```
0 0 0 0 0 0.4 0 0 0 0;0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0.4 0 0 0;0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0.4 0 0;0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0.4 0;0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0.4]
```

```
r1=a-0.9304
```

```
r2=b-0.9536
```

```
r3=c-0.9255
```

```
r4=a-0.9326
```

```
r5=b-0.9147
```

```
r6=c-0.9494
```

```
r7=d-18.35*pi/180
```

```
r8=e-15.41*pi/180
```

```
r9=f-19.76*pi/180
```

```
r10=2.3121*a*b*sin(d-e)-0.31
```

```
r11=2.3121*a*b*sin(e-d)+0.308
```

```
r12=2.225*b*c*sin(e-f)+0.448
```

```
r13=2.225*b*c*sin(f-e)-0.45
```

```
r14=2.3121*a^2-2.3121*a*b*cos(d-e)-0.07
```

```
r15=2.3121*b^2-2.3121*a*b*cos(e-d)+0.079
```

```
r16=2.225*b^2-2.225*c*b*cos(e-f)+0.111
```

```
r17=2.225*c^2-2.225*c*b*cos(f-e)-0.176
```

```
Stvar(:,3)=[a;b;c;d;e;f]-(Ztran*w*Z)^-1*Ztran*w*[r1;r2;r3;r4;r5;r6;r7;r8;r9;r10;r11;r12;r13;r14;r15;r16;r17]
```

```
%Iteración 4
```

```
a=Stvar(1,3)
```

```
b=Stvar(2,3)
```

```
c=Stvar(3,3)
```

```
d=Stvar(4,3)
```

$$e = \text{Stvar}(5,3)$$

$$f = \text{Stvar}(6,3)$$

$$A = 2.3121 * b * \sin(d-e)$$

$$B = 2.3121 * b * \sin(e-d)$$

$$C = 4.6242 * a - (2.3121 * b * \cos(d-e))$$

$$D = -2.3121 * b * \cos(e-d)$$

$$E = 2.3121 * a * \sin(d-e)$$

$$F = 2.3121 * a * \sin(e-d)$$

$$G = 2.225 * c * \sin(e-f)$$

$$H = 2.225 * c * \sin(f-e)$$

$$I = -2.3121 * a * \cos(d-e)$$

$$J = 4.6242 * b - (2.3121 * a * \cos(e-d))$$

$$K = 4.45 * b - (2.225 * c * \cos(e-f))$$

$$L = -2.225 * c * \cos(f-e)$$

$$M = 2.225 * b * \sin(e-f)$$

$$N = 2.225 * b * \sin(f-e)$$

$$O = -2.225 * b * \cos(e-f)$$

$$P = 4.45 * c - (2.225 * b * \cos(f-e))$$

$$Q = 2.3121 * a * b * \cos(d-e)$$

$$R = -2.3121 * a * b * \cos(e-d)$$

$$S = 2.3121 * a * b * \sin(d-e)$$

$$T = -2.3121 * a * b * \sin(e-d)$$

$$U = 2.225 * b * c * \cos(e-f)$$

$$V = -2.225 * b * c * \cos(f-e)$$

$$W = 2.225 * b * c * \sin(e-f)$$

$$X = -2.225 * b * c * \sin(f-e)$$

$$a = \text{Stvar}(1,4)$$

$$b = \text{Stvar}(2,4)$$

$$c = \text{Stvar}(3,4)$$

$$d = \text{Stvar}(4,4)$$

$$e = \text{Stvar}(5,4)$$

$$f = \text{Stvar}(6,4)$$

$$r1 = a - 0.9304$$

$$r2 = b - 0.9536$$

$$r3 = c - 0.9255$$

$$r4 = a - 0.9326$$

$$r5 = b - 0.9147$$

$$r6 = c - 0.9494$$

$$r7 = d - 18.35 \cdot \pi / 180$$

$$r8 = e - 15.41 \cdot \pi / 180$$

$$r9 = f - 19.76 \cdot \pi / 180$$

$$r10 = 2.3121 \cdot a \cdot b \cdot \sin(d - e) - 0.31$$

$$r11 = 2.3121 \cdot a \cdot b \cdot \sin(e - d) + 0.308$$

$$r12 = 2.225 \cdot b \cdot c \cdot \sin(e - f) + 0.448$$

$$r13 = 2.225 \cdot b \cdot c \cdot \sin(f - e) - 0.45$$

$$r14 = 2.3121 \cdot a^2 - 2.3121 \cdot a \cdot b \cdot \cos(d - e) - 0.07$$

$$r15 = 2.3121 \cdot b^2 - 2.3121 \cdot a \cdot b \cdot \cos(e - d) + 0.079$$

$$r16 = 2.225 \cdot b^2 - 2.225 \cdot c \cdot b \cdot \cos(e - f) + 0.111$$

$$r17 = 2.225 \cdot c^2 - 2.225 \cdot c \cdot b \cdot \cos(f - e) - 0.176$$

%nivel de confianza

$$nc = (r1/0.02)^2 + (r2/0.02)^2 + (r3/0.02)^2 + (r4/0.01)^2 + (r5/0.01)^2 + (r6/0.01)^2 + (r7/0.02)^2 + (r8/0.02)^2 + (r9/0.02)^2 + (r10/2.5)^2 + (r11/2.5)^2 + (r12/2.5)^2 + (r13/2.5)^2 + (r14/2.5)^2 + (r15/2.5)^2 + (r16/2.5)^2 + (r17/2.5)^2$$