



19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA

11 Número de publicación: **2 365 111**

51 Int. Cl.:
H02J 3/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Número de solicitud europea: **07862534 .0**

96 Fecha de presentación : **05.12.2007**

97 Número de publicación de la solicitud: **2095482**

97 Fecha de publicación de la solicitud: **02.09.2009**

54 Título: **Estimación de cantidades de sistema de potencia en tiempo real usando mediciones sincronizadas.**

30 Prioridad: **12.12.2006 US 609393**

45 Fecha de publicación de la mención BOPI:
22.09.2011

45 Fecha de la publicación del folleto de la patente:
22.09.2011

73 Titular/es: **ABB RESEARCH Ltd.**
Affolternstrasse 44
8050 Zurich, CH

72 Inventor/es: **Scholtz, Ernst;**
Nuqui, Reynaldo F.;
Finney, John D.;
Larsson, Mats;
Subramanian, Mani y
Lin, Gordon

74 Agente: **Tomás Gil, Tesifonte Enrique**

ES 2 365 111 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín europeo de patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Estimación de cantidades de sistema de potencia en tiempo real usando mediciones sincronizadas

5 Antecedentes

[0001] La presente solicitud se refiere al uso de mediciones fasoriales en la estimación del estado del sistema de potencia eléctrica. Encuentra aplicación particular en la integración fasoriales de voltaje y de corriente en el proceso de estimación de estado.

10

[0002] La información del estado del sistema de potencia juega un papel importante en la operación y análisis de sistemas de potencia eléctrica. De hecho, la información del estado se puede usar para varios objetivos, incluyendo la seguridad del sistema y análisis de contingencia, optimización del sistema, e incluso la creación e incorporación de mercados para potencia eléctrica.

15

[0003] Generalmente, estimadores de estado han realizado una estimación indirecta del estado del sistema de potencia (es decir, magnitud de voltaje y ángulos en los buses de red, posiciones de derivación de transformadores de cambio de derivación, etc.) usando mediciones no fasoriales tales como flujos de potencia y magnitudes de voltaje y corriente, por nombrar algunos. Más recientemente, no obstante, unidades de mediciones fasoriales (PMUs) han sido desarrolladas. PMUs proporcionan mediciones fasoriales de voltaje y de corriente grabadas en el tiempo en distintos lugares en el sistema de potencia. Esta información adicional puede utilizarse para mejorar la estimación del estado de red.

20

[0004] Una de las dificultades inherentes en la evaluación de mediciones angulares de fase en un sistema muy disperso, no obstante, es la necesidad de sincronizar las mediciones a un marco de referencia común. Con este fin, PMUs han proporcionado mediciones fasoriales que son sincronizadas basadas en señales temporales del sistema de posición global (GPS). Por otra parte, el sincrofasor estándar del instituto de Ingenieros de electricidad y de electrónica (IEEE) define un ángulo de fase instantáneo del fasor en relación con el Tiempo Universal Coordinado (UTC), por lo tanto fijando el marco de referencia para las mediciones fasoriales de PMU.

25

[0005] Por ejemplo, el documento "Synchronized phasor measurements in power systems", Phadke A G, IEEE computer applications in power, vol.6 no.2, 1993", divulga unidades de medición fasorial que reciben una señal sincronizada del satélite GPS para medir al mismo tiempo datos fasoriales relacionados con un sistema de potencia. Los datos fasoriales medidos se usan con datos no fasoriales por un estimador para el control del estado del sistema de potencia.

30

[0006] Debido a la naturaleza del sistema de potencia las redes, donde la potencia fluye en ramificaciones en la red son una función de las diferencias de los ángulos de fase de voltaje a través de las ramificaciones, un bus de referencia o bus slack se elige para hacer el problema de estimación de estado solucionable. Así, un ángulo de referencia común, conocido como el ángulo de bus slack, ha sido seleccionado para el proceso de estimación de estado. Mientras es generalmente posible asignar el ángulo de bus slack a un valor arbitrario, es típicamente establecido en cero.

35

[0007] Como será apreciado, es preciso reconciliar los marcos de referencia de la medición fasorial y del estimador de estado. Esto se puede realizar requiriendo que una PMU de referencia sea colocada en la ubicación del bus slack y computando los ángulos de las varias PMUs con respecto a la PMU de referencia. Desafortunadamente, no obstante, tal disposición hace el sistema vulnerable a la pérdida de la señal proporcionada por la PMU de referencia, por ejemplo debido a una interrupción en una ubicación de la medición, un fallo de la PMU de referencia, o un fallo de comunicación. Mientras es posible compensar tal pérdida, el proceso para hacerlo exige relativamente mucho tiempo y es complejo.

40

45

Resumen

50

[0008] Aspectos de la presente solicitud se dirigen a estas cuestiones, y otras.

[0009] Según un primer aspecto, un método incluye estimar un estado de un sistema de potencia eléctrica y generar una salida indicativa del estado estimado. La estimación se realiza en un marco de referencia de estimadores de estado usando datos de mediciones fasoriales referenciados a un marco de referencia de mediciones fasoriales.

55

[0010] Según otro aspecto, un aparato incluye un estimador de estado y medios para generar una salida indicativa del estado estimado. El estimador de estado considera un estado de un sistema de potencia eléctrica en un marco de referencia de estimadores de estado usando datos de mediciones fasoriales referenciados a un marco de referencia de mediciones fasoriales.

60

[0011] Según otro aspecto un medio de almacenamiento legible por ordenador contiene instrucciones que, cuando se

ejecutan por un ordenador, provocan que el ordenador lleve a cabo un método. El método incluye obtener datos de medición funcionalmente relacionados con un estado de un sistema de potencia eléctrica y usando los datos de las mediciones para estimar el estado del sistema de potencia. Los datos de medición incluyen mediciones fasoriales referenciadas a un marco de referencia de mediciones fasoriales y la estimación se realiza en un marco de referencia de estimadores de estado.

5

[0012] Según otro aspecto, un método de estimación de estado de sistema de potencia eléctrica incluye obtener mediciones fasoriales de voltaje y de corriente funcionalmente relacionadas con un estado de un sistema de potencia eléctrica. Las mediciones fasoriales de voltaje y de corriente se refieren a un marco de referencia de medición fasorial. El método también incluye reconciliar el marco de referencia de medición fasorial y un marco de referencia de estimador de estado y estimar el estado del sistema de potencia.

10

[0013] Los expertos en la materia apreciarán todavía otros aspectos de la presente invención tras la lectura y comprensión de las figuras y descripción anexas.

15

Figuras

[0014] La presente solicitud se ilustra a modo de ejemplo y no como limitación en las figuras de los dibujos anexos, en las que referencias similares indican elementos similares y en las cuales:

20

Figura 1 representa un sistema en el que los datos fasoriales se utilizan para desempeñar una estimación de estado de sistema de potencia eléctrica.

Figuras 2A y 2B representan un fasor en marcos de referencia de medición y de estimador de estado, respectivamente.

Figura 3 representa un sistema con una pluralidad de islas eléctricas.

Figura 4 representa un método de estimación de estado.

Figuras 5A, 5B, y 5C ilustran aspectos de estimación de estado asistidos por fasor.

25

Descripción

[0015] Señales de tiempo medidas en una red de sistema de potencia, en su forma ideal, son sinusoidales y por ejemplo el voltaje en un nodo particular como función de tiempo idealmente sería de la forma:

30

Ecuación 1

$$v_i(t) = \sqrt{2V_i} \cos(2\pi f_{sis}t + \theta_i)$$

donde i es el nodo, t es tiempo, $v_i(t)$ es el voltaje variable de tiempo, V_i es la magnitud de la raíz cuadrada media (RMS) del voltaje, f_{sis} es la frecuencia de sistema, y θ_i es un ángulo de fase. El cálculo fasorial se utiliza para simplificar el análisis de sistema de potencia. La magnitud de RMS y el ángulo de fase de la señal de voltaje $v_i(t)$ se reúnen para formar un fasor $V_i e^{j\theta_i}$, que es un número complejo que tiene un componente imaginario y equivalente real.

35

[0016] Para claridad de explicación, el uso de mediciones fasoriales en la estimación del estado del sistema de potencia se describirá en el contexto de un sistema de potencia equilibrado completamente conectado que está desprovisto de equipamiento tal como transformadores de desviación de fase. Tal sistema con n nodos (también llamados buses) se adhiere a las leyes físicas de Kirchoff y puede ser descrito a modo de variables $2n-1$ que reflejan el estado del sistema. Estas últimas variables son referidas como los estados del sistema de potencia y se pueden indicar de la siguiente manera:

40

Ecuación 2

$$\bar{x}_{\theta_n} = \begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_n \\ \theta_1 - \theta_n \\ \vdots \\ \theta_{n-1} - \theta_n \end{bmatrix}$$

donde $\bar{x}_{\theta_n} \in \mathfrak{R}^{2n-1}$ y la barra superior significa un vector. El ángulo de referencia es θ_n y es a veces referido como el

ángulo de bus oscilante. Sin pérdida de generalidad θ_n es frecuentemente elegido para ser cero. Uso de equipamiento tal como transformadores de desviación de fase, al igual que el funcionamiento en una forma desequilibrada, contribuye a variables adicionales al vector de estado del sistema. Aunque se ha omitido para claridad de explicación, los expertos en la materia apreciarán que la inclusión de estas variables adicionales en el vector de estado no se desvía de la generalidad de la presente solicitud.

[0017] Además, varias cantidades se pueden expresar como función del estado del sistema de la siguiente manera:

Ecuación 3

$$\bar{w} = \bar{g}(\bar{x}_{\theta_n})$$

10 donde los elementos de \bar{w} son reales y la matriz jacobiana $\frac{\partial \bar{g}}{\partial \bar{x}_{\theta_n}}$ tienen un rango $2n-1$.

[0018] Elementos de \bar{w} incluyen pero de forma no limitativa: potencias activas \bar{P} que fluyen en las ramificaciones de red; potencias reactivas \bar{Q} en ramificaciones de red; inyecciones de potencia de red activa en todos los buses de red \bar{P}_{inj} ; inyecciones de potencia de red reactiva en todos los buses de red \bar{Q}_{inj} ; magnitudes del fasor de voltaje en cada bus en la red \bar{V} ; las magnitudes de los fasores de corriente que fluyen en todas las ramificaciones de la red \bar{I} ; ángulos de fase del fasor de voltaje en cada bus en la red $\bar{\theta}$ relativo al ángulo de referencia del estimador de estado; y los ángulos de fase del fasor de corriente asociado con cada ramificación en la red $\bar{\phi}$ relativa al ángulo de referencia del estimador de estado.

[0019] Las ecuaciones de flujo de potencia de la red son una representación particular mínima de $\bar{g}(\bar{x}_{\theta_n})$ y estas ecuaciones son derivadas usando la ley de corriente de Kirchoff. El subconjunto de w correspondiente a estas ecuaciones de flujo-carga caracterizará todos los elementos de \bar{P}_{inj} y \bar{Q}_{inj} .

[0020] Como parte del problema de estimación de estado del sistema de potencia un subconjunto redundante, \bar{y} de \bar{w} es medido. La dimensión del vector \bar{y} es mayor o igual a $2n-1$, y \bar{y} es expresado como:

Ecuación 4

$$\bar{y} = \bar{h}(\bar{x}_{\theta_n}) .$$

[0021] Las mediciones de los elementos de \bar{y} y generalmente tienen algunos errores asociados a éstos y estas mediciones son expresadas como:

Ecuación 5

$$\bar{z}_{TRAD} = \bar{y} + \bar{\epsilon}_{TRAD} ,$$

30 donde \bar{z}_{TRAD} es el conjunto de medición no fasorial, y $\bar{\epsilon}_{TRAD}$ es un vector de los errores de medición asociados.

[0022] El objetivo de la estimación del estado del sistema de potencia es encontrar la estimación \bar{x}_{θ_n} de \bar{x}_{θ_n} por medio de una estimación reiterativa u otra técnica adecuada usando el conocimiento del sistema (es decir, modelo de sistema, topología, etc.) y el conjunto reunido redundante de mediciones (ruidosas). Un enfoque particular que ha sido adoptado en la comunidad del sistema de potencia es usar el método de mínimos cuadrados ponderados para encontrar la estimación de estado \bar{x}_{θ_n} .

[0023] Mientras la discusión anterior se ha focalizado en una estructura para estimar el estado del sistema de potencia usando mediciones no fasoriales, Figura 1 ilustra una estructura para integrar mediciones fasoriales en el proceso de estimación de estado. Como está ilustrado, un sistema de transmisión y de distribución de potencia eléctrica incluye una

pluralidad de subestaciones, líneas de transmisión y de distribución, y otros elementos 102. Un sistema de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA) 104 adquiere datos de entrada de los varios elementos 102 por medio de interfaces de entrada/salida (I/O) tales como unidades de terminal remotas (RTUs) 106. En el contexto de estimación de estado del sistema, los datos de entrada incluyen típicamente mediciones no fasoriales tal como magnitudes de voltaje y de corriente, flujos de potencia, e inyección de potencia.

[0024] Además, dispositivos de medición fasorial tal como PMUs 108 calculan las mediciones fasoriales en lugares deseados en el sistema, con el número y colocación de las PMUs generalmente una función de la topología de red, observabilidad del sistema, economía, y otros factores pertinentes. Las PMUs 108 proporcionan corrientes de datos de mediciones que típicamente incluyen una marca de hora, fasores de voltaje y/o de corriente, y la frecuencia del sistema de potencia. Cuando los datos del fasor se presentan en un sistema de coordenadas polar, los datos del fasor incluyen un ángulo fasorial y magnitud. En el caso de un sistema de coordenadas rectangular, los datos fasoriales incluyen el fasor real y componentes imaginarios. Como se ha indicado anteriormente, los datos del fasor se presentan respecto a un marco de referencia de medición fasorial tal como un marco de referencia temporal sincronizado respecto a las señales de tiempo obtenidas del sistema GPS 110. En una implementación, los datos del fasor están provistos según la norma de Sincrofasores del IEEE, aunque otras técnicas podrían ser usadas. Algunos o todos los datos fasoriales pueden también ser obtenidos de otras fuentes, por ejemplo a través del conocido Sistema de Medición de Área Amplia (WAMS) 112.

[0025] Como está ilustrado, los datos fasoriales 114 y no fasoriales 116 pertinentes se almacenan en una base de datos 118 tal como la base de datos en tiempo real del sistema SCADA (RTDB) 118 contenida en una memoria o memorias legible(s) por ordenador adecuada(s). Un estimador de estado 120 usa los datos 114, 116 para estimar el estado del sistema, por ejemplo usando técnicas de estimación de estados reiterativos como son generalmente conocidos en la técnica. En una tal implementación, el estimador de estado 120 se implementa a modo de instrucciones legibles por ordenador que se almacenan en un medio de almacenamiento legible por ordenador accesible a un ordenador. Cuando se ejecutan por el ordenador, las instrucciones causan que el(los) procesador(es) de ordenador estime(n) el estado del sistema de potencia.

[0026] Más particularmente, y como se describirá con mayor detalle más debajo, los datos fasoriales 116 son ventajosamente usados para aumentar el proceso tradicional de estimación de estado del sistema de potencia basado en la medición no fasorial por adición de los datos fasoriales a la medición no fasorial establecidos para crear un vector de medición combinado:

Ecuación 6

$$\bar{z} = \begin{bmatrix} \bar{z}_{TRAD} \\ \bar{z}_{PMU} \end{bmatrix}$$

donde \bar{z}_{TRAD} representa datos no fasoriales tradicionales y \bar{z}_{PMU} representa el conjunto de mediciones del ángulo de fase de dispositivos de medición fasorial tales como PMUs.

[0027] La salida del estimador de estado 120 se almacena en una memoria legible por ordenador, por ejemplo en la base de datos 118 o de otra manera. Alguna o toda la información de estimación de estado puede también ser presentada en una forma humana perceptible, por ejemplo por medio de una interfaz de máquina humana adecuada (HMI) 122.

[0028] Volviendo ahora a la Figura 2A, un fasor X_i' se representa en el marco de referencia de medición fasorial relativo a un ángulo de referencia 202. Según la norma de Sincrofasores de IEEE, el ángulo de fase del fasor X_i' se define como el desvío de fase δ_i de un tiempo de coseno en forma de onda (similar a la Ecuación 1) con una cierta frecuencia (asumir f_0 para esta discusión) cuando se compara con un tiempo de coseno en forma de onda en una frecuencia de sistema nominal f_0 sincronizada con el tiempo universal coordinado (UTC). Por otra parte este desvío de fase se expresa como el ángulo de fase α_i que es relativo a un ángulo de referencia α_{UTC} y para el cual se aplica la siguiente relación:

Ecuación 7

$$\delta_i = \alpha_i - \alpha_{UTC}$$

[0029] Para usar el fasor X_i' en el proceso de estimación de estado, no obstante, es deseable que los ángulos de fase α_i y

α_{UTC} sean asignados al marco de referencia del estimador de estado que se fija cuando el valor de θ^n es elegido.

[0030] La relación entre estos marcos de referencia se representa en la figura 2B, en la que el fasor X_i se muestra con respecto al ángulo de bus oscilante 204. (Nótese que $\theta^n = 0$ en esta figura.) Como se puede observar, esta relación entre la medición fasorial y marcos de referencia del estimador de estado puede ser expresada como una rotación o desfase de $\Phi_{PMUs \rightarrow SE/pila}$. En particular las siguientes representaciones de los ángulos en cuestión consisten en:

Ecuación 8

$$\alpha_i \mapsto \theta_k - \theta_n$$

$$\alpha_{UTC} \mapsto \theta_{UTC} - \theta_n$$

De los cuales observamos que $\Phi_{PMUs \rightarrow SE/stack} = \theta_{UTC} - \theta_n$.

[0031] Así la medición del ángulo de voltaje del fasor para cada PMU como se expresa en el marco de referencia del estimador de estado puede ser escrita como:

Ecuación 9

$$\delta_i + (\theta_{UTC} - \theta_n) = (\theta_k - \theta_n) \text{ para algunos } k \in [1, n]$$

[0032] Considerando el caso donde la frecuencia del sistema local f_i , evidente en la forma de onda cosenoidal de tiempo donde una medición fasorial se computa según la norma de Sinchrofasores de IEEE, es diferente de f_0 entonces un término adicional debería ser añadido a la Ecuación 7 en el lado izquierdo para justificar un ángulo adicional debido a esta operación de frecuencia no nominal. En la norma de Sinchrofasores de IEEE este ángulo adicional es dado como:

Ecuación 10

$$b(f_i, f_0, t) = 2\pi(f_i - f_0)t$$

[0033] La frecuencia local f_i puede ser computada (tales mediciones siendo típicamente realizadas por los varios dispositivos de medición fasorial u otros dispositivos inteligentes electrónicos colocados en el mismo bus), y una impresión por transferencia angular de la forma $b(f_i, f_0, t)$ se puede compensar al nivel del dispositivo de medición fasorial, el nivel de concentrador de datos fasoriales (PDC), o de otra manera. Para claridad de la siguiente discusión, será asumido que la compensación se realiza al nivel de PMU de manera que el desfase angular debido a la operación de frecuencia no nominal es igual a cero. Por lo tanto, para los objetivos de la presente discusión, y sin tener en cuenta los errores de medición, la medición del ángulo de voltaje del fasor para cada PMU puede ser escrito como:

Ecuación 11

$$\delta_i = (\theta_k - \theta_n) + \theta_{REF} \text{ para algunos } k \in [1, n]$$

donde $\theta_{REF} = (\theta_n - \theta_{UTC})$.

[0034] Así, el ángulo de referencia o traslacional θ_{REF} , que refleja la reconciliación del marco de referencia de medición fasorial con el marco de referencia del estimador de estado, debería ser justificado cuando las mediciones del ángulo de fase de los dispositivos de medición fasorial se integran en el estimador de estado.

[0035] Un método para representar o reconciliar la medición fasorial y marcos de referencia del estimador de estado es generar un conjunto de seudomediciones que describa las diferencias angulares entre las emisiones de los varios dispositivos de medición fasorial en el marco de referencia de medición. El conjunto de diferencias angulares puede ser descrito por el siguiente vector:

Ecuación 12

$$\bar{p} = \begin{bmatrix} \vdots \\ \delta_i - \delta_j \\ \vdots \end{bmatrix},$$

donde $i, j \in [1, m]$ y no hay restricciones en m (es decir, dispositivos de medición fasorial múltiples se pueden localizar en el mismo bus). En la ecuación anterior las diferencias angulares para cada $i, j \in [1, m]$ es de la forma

Ecuación 13

$$\delta_i - \delta_j = \theta_k - \theta_m,$$

5

para $k, m \in [1, n]$, y en el caso que i y j se coloquen en el mismo bus eléctrico entonces $k = m$ y la seudomedición de diferencia angular es cero y se excluye de \bar{p} . Es evidente que el ángulo traslacional θ_{REF} ha sido eliminado de todas las entradas en \bar{p} y que \bar{p} es sólo una función de \bar{x}_{θ_n} . Cada medición δ_i tiene algún error asociado, y estos errores se alimentan a través de cada seudomedición de diferencia angular. La seudomedición de diferencia angular de voltaje compilada establecida es posteriormente expresada como:

10

Ecuación 14

$$\bar{z}_{PMU, \angle V}^A = \bar{p}(\bar{x}_{\theta_n}) + \bar{\epsilon}_{\theta_{PMU}},$$

with $\bar{z}_{PMU, \angle V}^A \in \bar{z}_{PMU}$,

donde $\bar{\epsilon}_{\theta_{PMU}}$ es un vector cuyos elementos reflejan el error de medición combinado de los dos errores de medición del ángulo de fase usados para construir cada diferencia angular.

15

[0036] Añadiendo este vector de seudomedición adicional \bar{z}_{PMU} a las mediciones \bar{z}_{TRAD} (como se muestra en la Ecuación 6), al igual que usando un modelo de sistema, la estimación $\hat{\bar{x}}_{\theta_n}$ de \bar{x}_{θ_n} puede ser encontrada por medio de los mínimos cuadrados ponderados u otra técnica de estimación adecuada. Como también será apreciado, los datos de seudomedición según están contenidos en el vector de medición combinada están provistos con respecto al marco de referencia de medición.

20

[0037] Según otro enfoque, los marcos de referencia de la medición y del estimador de estado pueden ser directamente reconciliados. Un enfoque para conseguir esta reconciliación es ver el ángulo de referencia θ_{REF} como una variable de estado adicional que también necesita ser estimada, por ejemplo añadiendo θ_{REF} al vector variable de estado de la siguiente manera:

25

Ecuación 15

$$\bar{x} = \begin{bmatrix} \bar{x}_{\theta_n} \\ \theta_{REF} \end{bmatrix},$$

donde $\bar{x} \in \mathfrak{R}^{2n}$ y $\theta_{REF} = \theta_n - \theta_{UTC}$.

[0038] Las mediciones del ángulo de fase de voltaje se pueden expresar como el siguiente vector:

30

35

Ecuación 16

$$\bar{z}_{PMU,\angle V}^B = \bar{q}(\bar{x}) + \bar{\varepsilon}_{\theta_{PMU}} \quad \text{donde } \bar{q} = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \vdots \\ \delta_m \end{bmatrix},$$

con $\bar{z}_{PMU,\angle V}^B \in \bar{z}_{PMU}$

donde $\bar{\varepsilon}_{\theta_{PMU}}$ es un vector cuyos elementos son los errores de medición asociados a la medición del ángulo de fase de voltaje aplicable del dispositivo de medición fasorial tal como una PMU.

5 [0039] Añadiendo este vector de medición adicional \bar{z}_{PMU} a las mediciones z_{TRAD} (como se muestra en la Ecuación 6), al igual que usando un modelo de sistema, la estimación \hat{x}_{θ_n} de \bar{x}_{θ_n} al igual que la estimación $\hat{\theta}_{REF}$ de θ_{REF} , puede ser encontrada por medio de los mínimos cuadrados ponderados u otra técnica de estimación adecuada. Nuevamente, será apreciado que las mediciones fasoriales del vector de medición combinado serán provistas con respecto al marco de referencia de medición.

10

[0040] Otro enfoque del problema de estimación de estado asistido por fasores es ejecutar la estimación de estado en el marco de referencia de medición. Así, mejor que establecer el marco de referencia del estimador de estado respecto a una ubicación espacial en la red del sistema de potencia, el marco de referencia de medición se usa como el marco de referencia del estimador de estado. Para esta elección de referencia el vector de estado puede ser expresado como:

15

Ecuación 17

$$\bar{x}_{\theta_{UTC}} = \begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_n \\ \theta_1 - \theta_{UTC} \\ \vdots \\ \theta_n - \theta_{UTC} \end{bmatrix},$$

de la cual notamos que la dimensión de $\bar{x}_{\theta_{UTC}} \in \mathfrak{R}^{2n}$ es la misma que para $\bar{x} \in \mathfrak{R}^{2n}$. De ello, observamos que el estado que los elementos del ángulo de voltaje de $\bar{x}_{\theta_{UTC}}$ y \bar{x} serán diferentes, pero a través de una transformación de similitud se puede mostrar que están relacionados entre sí.

20

[0041] Es evidente que para esta elección de referencia, las mediciones angulares de fase de las PMUs u otros dispositivos de medición fasorial pueden ser directamente integradas en el problema de estimador de estado. Investigando la Ecuación 14 es evidente que:

25

Ecuación 18

$$\bar{z}_{PMU,\angle V}^B = \bar{q}(\bar{x}_{\theta_{UTC}}) + \bar{\varepsilon}_{\theta_{PMU}} \quad \text{donde } \bar{q} = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \vdots \\ \delta_m \end{bmatrix},$$

con $\bar{z}_{PMU,\angle V}^B \in \bar{z}_{PMU}$

donde $\bar{\varepsilon}_{\theta_{PMU}}$ es un vector cuyos elementos son los errores de medición asociados a la medición del ángulo de fase de voltaje aplicable de las PMUs u otros dispositivos de medición fasorial.

[0042] Añadiendo este vector de medición adicional \bar{z}_{PMU} a las mediciones \bar{z}_{TRAD} (como se muestra en Ecuación 6), al igual que usando un modelo de sistema, la estimación $\hat{\bar{x}}_{\theta_{UTC}}$ de $\bar{x}_{\theta_{UTC}}$ puede ser encontrada por medio de los mínimos cuadrados ponderados u otra técnica de estimación adecuada. Nuevamente, será apreciado que las mediciones fasoriales del vector de medición combinado se proveen con respecto al marco de referencia de la medición.

[0043] Los enfoques descritos anteriormente serán ahora ilustrados adicionalmente con referencia a las figuras 5A, 5B, y 5C. Como está ilustrado, una parte del sistema de potencia incluye nodos o buses k , m , y n teniendo ángulos de fase de voltaje respectivos θ_k , θ_m , y θ_n . La relación entre los nodos se pueden expresar a modo de elementos de red y_{km} , y_{kn} , y y_{mn} . Los datos fasoriales de voltaje se miden con respecto al ángulo θ_{UTC} .

[0044] Figura 5A ilustra el método de seudomedición anteriormente descrito en relación con la Ecuación 12. Como se indica para objetivos ilustrativos por el símbolo de toma de tierra, la estimación de estado es realizada respecto al nodo de red n . La expresión $\delta_i - \delta_j$ representa una diferencia ejemplar angular entre las mediciones fasoriales de voltaje adquiridas en los nodos k y m . Como se ilustra por la línea discontinua, tal método no requiere que la relación entre los marcos de referencia de estado y de medición sea explícitamente evaluada. Una ventaja de tal método es que la reconciliación del marco de referencia no necesita ser realizada respecto a un único dispositivo físico o ubicación, así produciendo robustez adicional en comparación con una disposición que depende del único dispositivo o ubicación para servir como una señal de referencia. Cuando la estimación es realizada por medio de los mínimos cuadrados o una técnica similar, los errores de medición asociados a las varias mediciones son generalmente tenidas en cuenta durante la estimación.

[0045] Figura 5B ilustra el método de reconciliación directa anteriormente descrita en relación con la Ecuación 16. Nuevamente como se ha indicado para objetivos ilustrativos por el símbolo de tierra, la estimación de estado se referencia al nodo de red n . Como está ilustrado, no obstante, las mediciones fasoriales de voltaje δ_i , δ_j como se usa en el proceso de estimación de estado se refieren al ángulo θ_{UTC} , y el ángulo de referencia θ_{REF} que reconcilia los marcos de referencia y de estimación de estado se tratan como un estado variable. Nuevamente, tal método no requiere que la reconciliación de los marcos de referencia se realice con respecto a un único dispositivo físico o ubicación. Una ventaja de tratar el ángulo de referencia como un estado variable es que la construcción de un conjunto de seudomedición de diferencias angulares puede ser evitada. Además, el ángulo de referencia θ_{REF} se puede incluir en un cálculo de función de costes. En el caso donde la función de costes es minimizada, la minimización de error puede ser vista como minimización de un error global en la estimación de estado. Por otra parte, los datos fasoriales y no fasoriales pueden utilizarse para determinar una relación de ajuste mejor entre los dos marcos de referencia.

[0046] Figura 5C representa el caso donde el estado se estima en el marco de referencia de medición como se ha mencionado anteriormente en relación con la Ecuación 17. Como se indica otra vez para objetivos ilustrativos por el símbolo de tierra, la estimación de estado se realiza con respecto al ángulo θ_{UTC} . Como está ilustrado, las mediciones fasoriales de voltaje δ_i , y δ_j como se usa en el proceso de estimación de estado se refieren al ángulo θ_{UTC} . Como las mediciones fasoriales y las estimaciones de estado se refieren al mismo marco de referencia temporal, la reconciliación de la medición y marcos de referencia puede ser evitada. Por otra parte, no es necesario seleccionar una nueva referencia o bus oscilante en el caso de una interrupción en esta ubicación seleccionada. Obsérvese que, según tal método, la estimación de estado se puede presentar en el marco de referencia temporal. Como una alternativa, la estimación de estado puede ser posteriormente presentada respecto a un nodo de sistema de potencia deseada (p. ej., un bus oscilante). En el caso de una interrupción en el nodo seleccionado, la estimación de estado se puede presentar en relación con un nodo alterno.

[0047] Mientras la discusión anterior se ha focalizado en el uso de mediciones angulares de fase de voltaje, las mediciones angulares de corriente de dispositivos de medición fasorial pueden también ser proporcionadas en relación con el marco de referencia del conjunto de medición fasorial. Una medición del ángulo de corriente puede ser expresada como:

Ecuación 19

$$\psi_s = \phi_{km}(\bar{x}_{\theta_n}) + \theta_{REF},$$

donde ψ_s es una medición del ángulo de corriente de un dispositivo de medición fasorial tal como una PMU, y ϕ_{km} (que es una función de \bar{x}_{θ_n}) es el ángulo de corriente en la ramificación de red entre k y m del bus. Obsérvese que los errores de medición son nuevamente omitidos para claridad de explicación.

[0048] La integración de estas mediciones angulares de corriente en las técnicas de estimación de estado del sistema de potencia asistido por fasor de voltaje descrito anteriormente será discutida a continuación. En cada caso, el vector de

medición incluye mediciones angulares de corriente adicionales $\bar{z}_{PMU, \angle I}$.

[0049] En el caso de la técnica de pseudomedición, el ángulo de referencia θ_{REF} se puede eliminar de las expresiones de medición creando por evaluación las siguientes diferencias angulares para crear otro conjunto de pseudomedición:

5

Ecuación 20

$$\bar{z}_{PMU, \angle I}^A = \bar{d}(\bar{x}_{\theta_n}) + \bar{\varepsilon}_{\phi_{PMU}} \quad \text{donde, } \bar{d} = \begin{bmatrix} \vdots \\ \psi_s - \delta_i \\ \vdots \end{bmatrix}$$

con $\bar{z}_{PMU, \angle I}^A \in \bar{z}_{PMU}$

y $\bar{\varepsilon}_{\phi_{PMU}}$ es un vector cuyos elementos son los errores de medición asociados a la medición del ángulo de fase de voltaje aplicable del dispositivo de medición fasorial tal como una PMU. Donde δ_i es uno de los ángulos de fase de voltaje posibles que se miden en el bus k, y los elementos de diferencia angular de \bar{d} son de la forma:

10

Ecuación 21

$$\psi_s - \delta_i = \phi_{km}(\bar{x}_{\theta_n}) - (\theta_k - \theta_n)$$

de donde observamos que θ_{REF} ha sido eliminado de la expresión.

[0050] Por analogía a la Ecuación 6, las mediciones fasoriales de corriente pueden incluirse en el vector de medición:

15

Ecuación 22

$$\bar{z} = \begin{bmatrix} \bar{z}_{TRAD} \\ \bar{z}_{PMU, \angle V} \\ \bar{z}_{PMU, \angle I} \end{bmatrix},$$

que es luego usado en combinación con un modelo de sistema para encontrar la estimación \hat{x}_{θ_n} de \bar{x}_{θ_n} usando los mínimos cuadrados ponderados u otra técnica de estimación adecuada. Se apreciará nuevamente que, como se ilustra en la Ecuación 22, los datos fasoriales de voltaje y de corriente se disponen con respecto al marco de referencia de medición.

20

[0051] Cuando el ángulo traslacional entre los dos marcos de referencia están directamente reconciliados, las mediciones del ángulo de corriente de la forma:

Ecuación 23

$$\bar{z}_{PMU, \angle I}^B = \bar{b}(\bar{x}) + \bar{\varepsilon}_{\phi_{PMU}} \quad \text{donde, } \bar{b} = \begin{bmatrix} \psi_1 \\ \vdots \\ \psi_o \end{bmatrix}$$

con $\bar{z}_{PMU, \angle I}^B \in \bar{z}_{PMU}$

se incluyen en el vector de medición para formar un vector de medición análogo al mostrado en la Ecuación 22. El vector de medición \bar{z} , en combinación con un modelo de sistema, puede utilizarse para estimar \hat{x}_{θ_n} de \bar{x}_{θ_n} , al igual que la estimación $\hat{\theta}_{REF}$ de $\bar{\theta}_{REF}$, usando los mínimos cuadrados ponderados u otra técnica de estimación adecuada.

25

[0052] Cuando la estimación de estado se realiza en el marco de referencia de medición, las mediciones de corrientes son de la forma:

30

Ecuación 24

$$\bar{z}_{PMU,LI}^B = \bar{b}(\bar{x}_{\theta_{UTC}}) + \bar{\varepsilon}_{\phi_{PMU}} \quad \text{donde, } \bar{b} = \begin{bmatrix} \psi_1 \\ \vdots \\ \psi_o \end{bmatrix},$$

con $\bar{z}_{PMU,LI}^B \in \bar{z}_{PMU}$

se incluyen en el vector de medición para formar un vector de medición análogo al mostrado en la Ecuación 22. El vector de medición z, en combinación con un modelo de sistema, puede utilizarse para estimar $\hat{\bar{x}}_{\theta_{UTC}}$ de $\bar{x}_{\theta_{UTC}}$, usando los mínimos cuadrados ponderados u otra técnica de estimación adecuada.

5

[0053] Mientras la discusión precedente se ha focalizado en un sistema que es eléctricamente conectado, por lo tanto con una única isla eléctrica, es también aplicable a sistemas con dos (2) o más islas eléctricas 302₁, 302₂ ... 302_c como se ilustra en la figura 3. PMUs 304₁, 304₂ ... 304_c asociadas a cada isla proporcionan datos fasoriales en relación al marco de medición fasorial como se ha descrito anteriormente como se ilustra generalmente por θ_{PMU} . Un bus oscilante adicional es ventajosamente elegido para cada isla 302₁, 302₂ ... 302_c. Un ángulo de referencia/traslacional

10

Ecuación 25

$$\theta_{REF,i} = -\Phi_{PMU \rightarrow SE|_{oscilación,i}}$$

para cada isla eléctrica $i \in [1,c]$ existe. El vector de estado para el sistema con islas múltiples eléctricas es expresado como:

Ecuación 26

$$\bar{x}_{\theta_n, \dots, \theta_{n-c+1}} = \begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_n \\ \theta_1 - \theta_n \\ \vdots \\ \theta_j - \theta_n \\ \theta_{j+1} - \theta_{n-1} \\ \vdots \\ \theta_{n-c} - \theta_{n-c+1} \end{bmatrix},$$

15

donde hay j buses de red conectados en el área/isla 1, $\bar{x}_{\theta_n}, \dots, \theta_{n-c+1} \in \mathfrak{R}^{2n-c}$.

[0054] La integración de mediciones angulares de fase de unidades de medición fasorial que usan el método de diferencias angulares como se describe con las Ecuaciones 12 y 16 para el caso donde el sistema tiene más de una isla eléctrica puede ser realizado usando un conjunto de pseudomediciones cuyos elementos son diferencias angulares de mediciones de dispositivos localizados en la misma isla eléctrica. De esta manera, $\theta_{REF,i}$ será eliminado de las expresiones respectivas. Una vez que el conjunto de pseudomedición es construido y anexo al vector de medición, la estimación $\hat{\bar{x}}_{\theta_n}, \dots, \theta_{n-c+1}$ de $\bar{x}_{\theta_n}, \dots, \theta_{n-c+1}$ puede ser encontrada usando esta información al igual que el conocimiento del sistema (es decir, topología y modelo de sistema) usando una técnica de estimación adecuada.

20

25

[0055] En el caso de la técnica de reconciliación directa, los varios ángulos de referencia $\theta_{REF,i}$ se incluyen en el vector de estado de la siguiente manera:

Ecuación 27

$$\bar{\chi} = \begin{bmatrix} \bar{x}_{\theta_n, \dots, \theta_{n-c+1}} \\ \theta_{REF,1} \\ \vdots \\ \theta_{REF,c} \end{bmatrix}.$$

[0056] Las mediciones angulares de fase (es decir, fasores de voltaje y/o corriente) de dispositivos de medición fasorial son otra vez anexados al vector de medición, y esta información conjuntamente con el conocimiento del sistema (es decir, topología y modelo del sistema) es luego usada para encontrar la estimación $\hat{x}_{\theta_n, \dots, \theta_{n-c+1}}$ de $\bar{x}_{\theta_n, \dots, \theta_{n-c+1}}$ al igual que todas las estimaciones $\hat{\theta}_{REF,i}$ de $\theta_{REF,i}$, usando una técnica de estimación adecuada.

[0057] En el tercer método cuando la referencia para el problema de estimación integrada es elegido como θ_{UTC} , se puede mostrar que el vector de estado $\bar{x}_{\theta_{UTC}}$ puede ser estimado para una red con islas eléctricas c en la medida en que hay al menos una medición fasorial en cada isla eléctrica. Para esta disposición habrá una referencia global θ_{UTC} .

[0058] La operación será ahora descrita en relación con la Figura 4. Se recogen los datos de mediciones fasoriales y no fasoriales en el paso 402. Como se ha indicado anteriormente, los datos fasoriales incluyen mediciones que se sincronizan en un marco de referencia de medición fasorial. Como se describe también, los datos recogidos se almacenan en una memoria legible por ordenador adecuada, por ejemplo en un sistema SCADA RTDB 116.

[0059] Un vector de datos de medición se genera en el paso 404. Como se ha descrito anteriormente, los datos incluyen el vector que incluye tanto los datos fasoriales como no fasoriales. Los datos fasoriales, que pueden incluir fasores de voltaje y/o de corriente, se referencian a un marco de referencia distinto del marco de referencia del estimador de estado, por ejemplo un marco de referencia de medición sincronizado a UTC. Cuando se usan seudomediciones de diferencia angular, los datos fasoriales incluyen un conjunto de diferencias angulares entre las distintas mediciones fasoriales. En el caso de una reconciliación directa, o cuando la estimación de estado se realiza en relación al marco de referencia de medición, las distintas mediciones fasoriales se pueden utilizar directamente.

[0060] El estado del sistema de potencia se calcula en el paso 406, por ejemplo usando un algoritmo de estimación de estado convencional reiterativa que funciona en el vector de datos de medición. En el caso del método de reconciliación directa, un ángulo de reconciliación θ_{REF} que reconcilia la estimación de estado y medición se trata como un estado adicional variable para ser estimado.

[0061] Una salida indicativa del estado de sistema de potencia se genera en el paso 408 y opcionalmente se presenta en forma legible por humano por medio de una HMI adecuada.

[0062] Por supuesto, modificaciones y alteraciones surgirán a otras personas al leer y comprender la descripción precedente. Se prevé que la invención sea interpretada como incluyendo todas tales modificaciones y alteraciones en la medida en que éstas entran dentro del campo de las reivindicaciones anexas o sus equivalentes.

REIVINDICACIONES

1. Método para estimar un estado de un sistema de potencia eléctrica (100), el método comprendiendo:
 5 obtener datos de medición no fasoriales (116) sobre el sistema de potencia eléctrica (100);
 obtener datos de mediciones fasoriales (114) sobre el sistema de potencia eléctrica (100), que se referencia a un
 marco de referencia de medición fasorial;
 dicho método estimativo caracterizado por el hecho de que comprende:
 10 estimar (406) el estado del sistema de potencia eléctrica (100) directamente de los datos de medición no fasoriales
 (116) y los datos de mediciones fasoriales (114) usando un algoritmo de estimación estadística, la estimación de
 estado siendo realizada en un marco de referencia de estimador de estado usando los datos de mediciones
 fasoriales (114) referenciados en el marco de referencia de medición fasorial; y
 generar (408) una salida indicativa del estado estimado.
2. Método según la reivindicación 1 donde los datos de mediciones fasoriales (114) incluye datos fasoriales de voltaje y
 15 datos fasoriales de corriente.
3. Método según la reivindicación 1 donde el marco de referencia de medición fasorial y los marcos de referencia de
 20 estimador de estado son diferentes, y donde el marco de referencia del estimador de estado se referencia a un nodo
 (n) del sistema de potencia eléctrica (100) y el marco de medición fasorial se referencia a una referencia temporal.
4. Método según la reivindicación 1 donde la estimación se realiza iterativamente usando datos de mediciones
 fasoriales (114) referenciados a un marco de referencia temporal.
5. Método según la reivindicación 1 donde los datos de mediciones fasoriales (114) incluyen, para cada una de una
 25 pluralidad de mediciones fasoriales de voltaje, diferencias angulares entre la medición fasorial de voltaje y una
 pluralidad de otras mediciones fasoriales de voltaje.
6. Método según la reivindicación 1 donde los datos de mediciones fasoriales (114) incluyen, para cada una de una
 30 pluralidad de mediciones angulares de voltaje, una diferencia angular entre una medición angular de corriente y la
 medición angular de voltaje.
7. Método según la reivindicación 1 que incluye generar un conjunto de seudomediciones que describe las diferencias
 35 angulares entre cada una de una pluralidad de pares de mediciones fasoriales de voltaje en el marco de referencia
 de mediciones y donde la estimación es realizada usando las seudomediciones.
8. Método según la reivindicación 1 donde el sistema de potencia eléctrica incluye una primera (3041) y segunda (3042)
 40 islas eléctricas y los datos de mediciones fasoriales (114) incluyen un primer conjunto de diferencias angulares entre
 las mediciones fasoriales desde la primera isla eléctrica (3041) y un segundo conjunto de diferencias angulares entre
 las mediciones fasoriales de la segunda isla eléctrica (3042).
9. Método según la reivindicación 1 donde la estimación se realiza con referencia a un bus de referencia y los datos de
 mediciones fasoriales (114) no incluyen una medición fasorial del bus de referencia.
10. Método según la reivindicación 1 donde la estimación (406) incluye estimar un valor de un estado variable que
 45 reconcilia la medición fasorial y marcos de referencia del estimador de estado, donde dicho estado variable es un
 ángulo (θ_{REFn}).
11. Método según la reivindicación 10 donde los datos de mediciones fasoriales (114) incluyen una pluralidad de
 50 mediciones angulares de fase que se sincronizan a una referencia temporal, dichas mediciones angulares de voltaje
 incluyendo mediciones angulares de voltaje y mediciones angulares de corriente.
12. Método según la reivindicación 1 que incluye la estimación (406) simultánea e iterativa del estado del sistema de
 potencia y un valor que reconcilia la estimación del estado y los marcos de referencia de medición, donde dicho valor
 55 es un valor de un ángulo (θ_{REFn}).
13. Método según la reivindicación 1 donde la estimación de estado se realiza en el marco de referencia de medición.
14. Método según la reivindicación 13 donde la estimación de estado se realiza en un marco de referencia temporal.
- 60 15. Método según la reivindicación 1 que incluye la obtención de los datos de mediciones fasoriales (114) y no fasoriales
 (116) de una base de datos (118) de un sistema SCADA.

16. Aparato que comprende:
medios (104, 106) para obtener datos de mediciones no fasoriales (116) sobre un sistema de potencia eléctrica (100);
5 medios (108, 112) para obtener datos de mediciones fasoriales (114) sobre el sistema de potencia eléctrica (100), que se referencia a un marco de referencia de medición fasorial; caracterizado por el hecho de que comprende:
10 un estimador de estado (120) que estima el estado del sistema de potencia eléctrica (100) directamente de los datos de mediciones no fasoriales (116) y los datos de mediciones fasoriales (114) usando un algoritmo de estimación estadística, la estimación de estado siendo realizada en un marco de referencia de estimador de estado que usa los datos de mediciones fasoriales (114) referenciados al marco de referencia de medición fasorial; medios (108, 112) para generar (408) una salida indicativa del estado estimado.
17. Medio de almacenamiento legible por ordenador (118) conteniendo instrucciones que, cuando se ejecutan por un
15 ordenador, provocan que el ordenador lleve a cabo un método según una o más de las reivindicaciones 1-15.

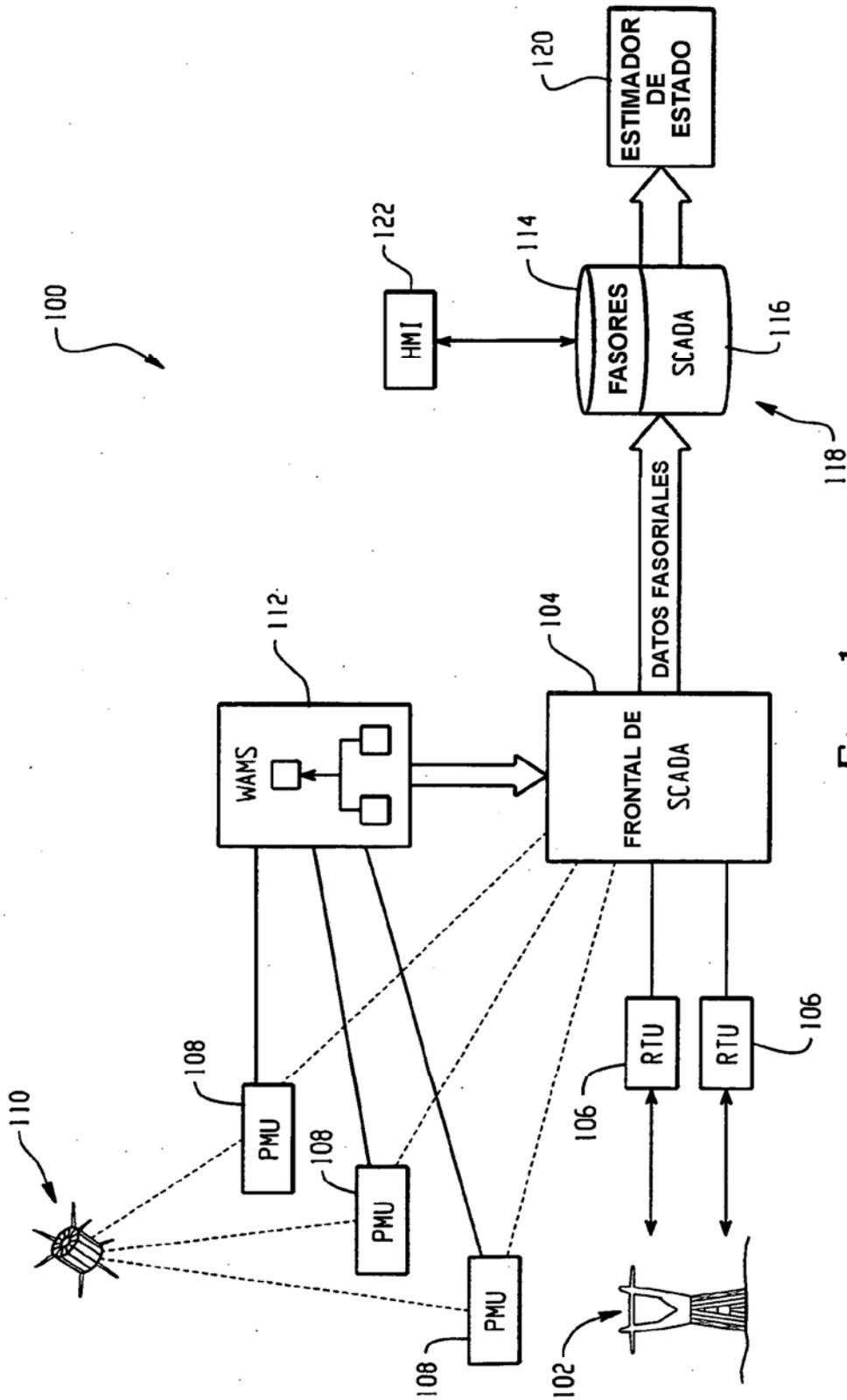


Fig. 1

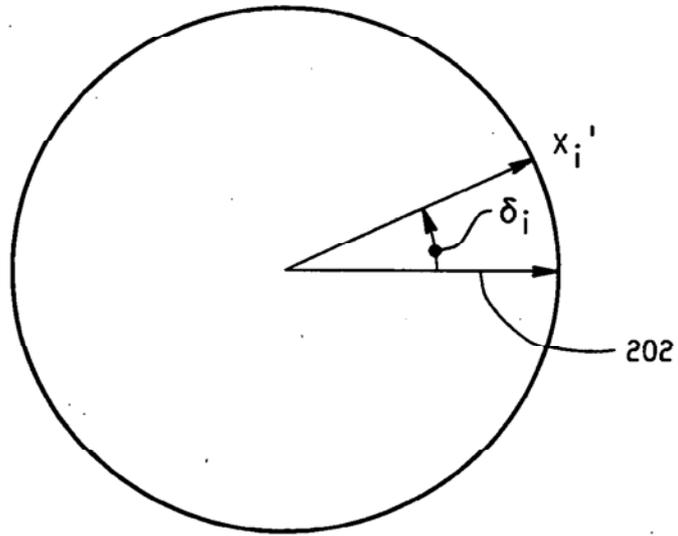


Fig. 2A

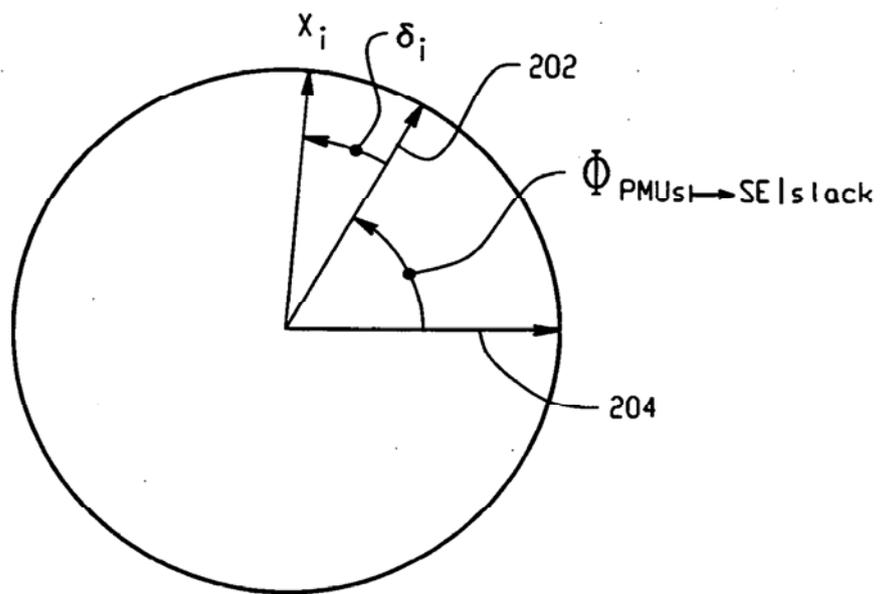


Fig. 2B

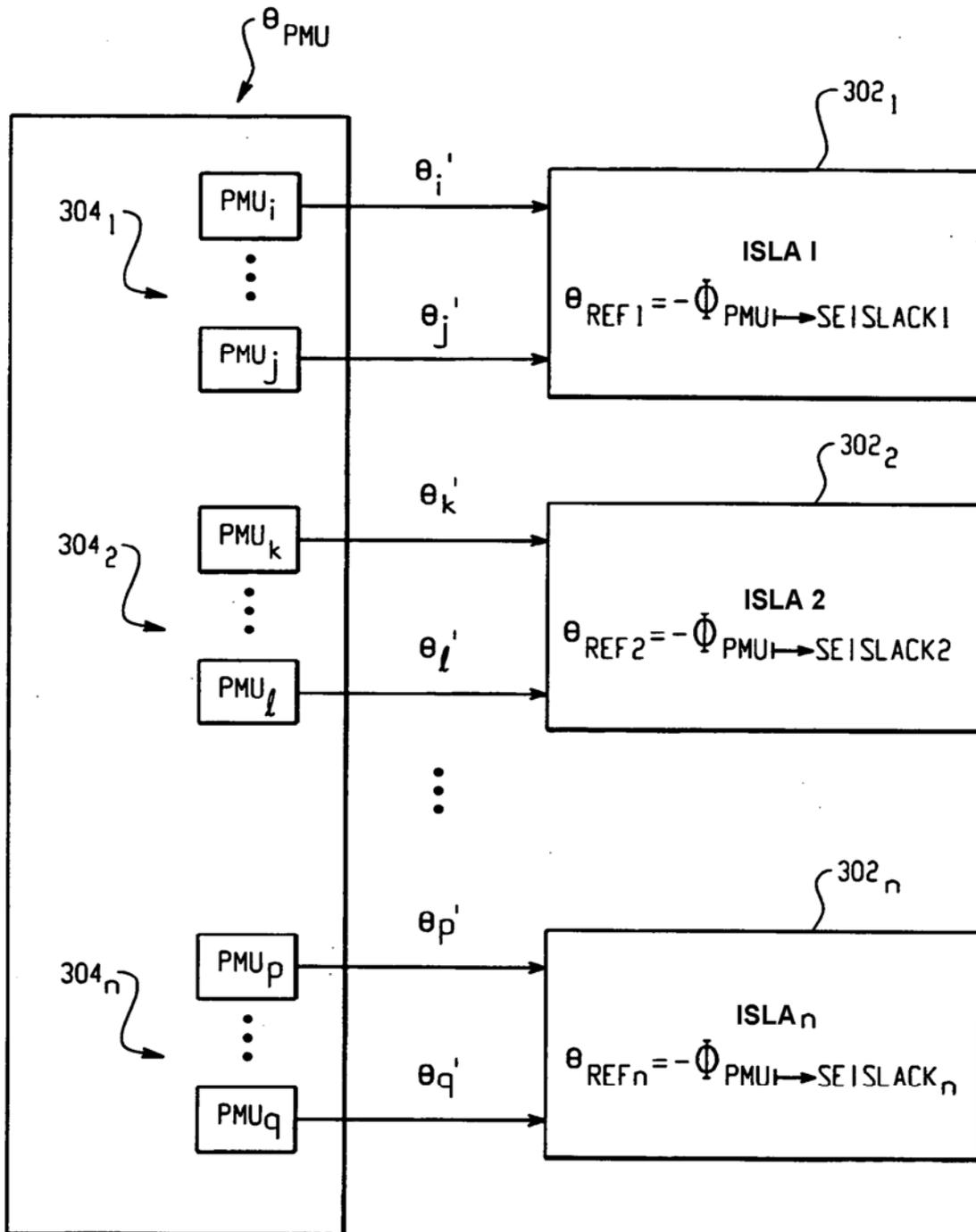


Fig. 3

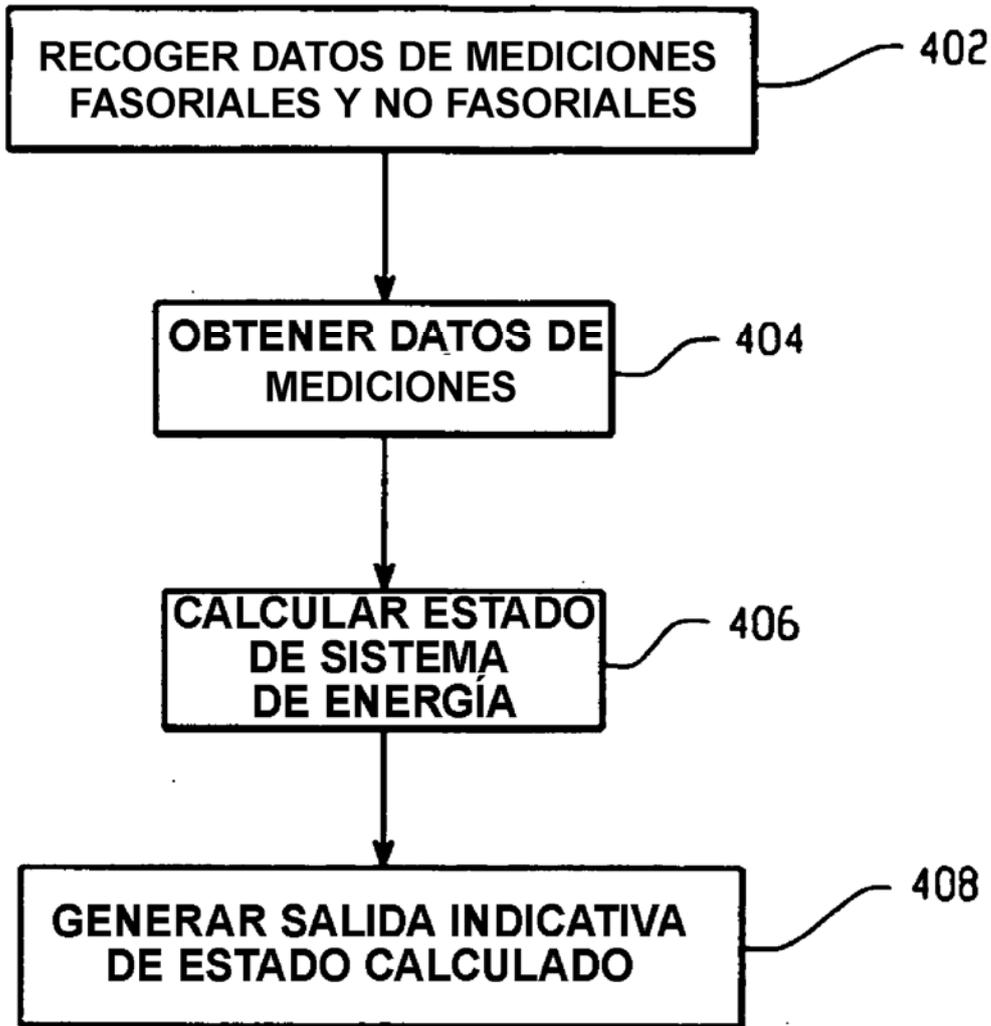


Fig. 4

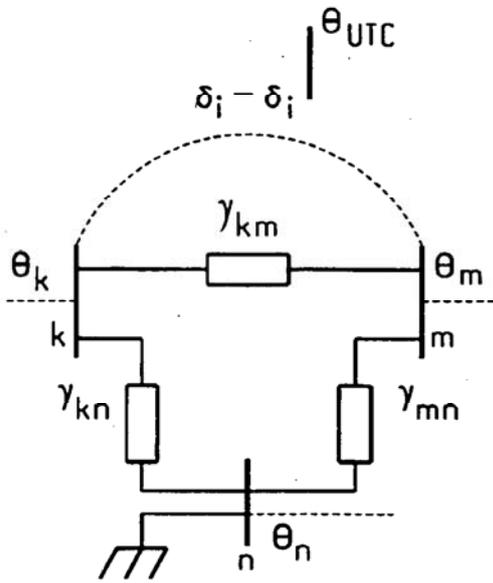


Fig. 5A

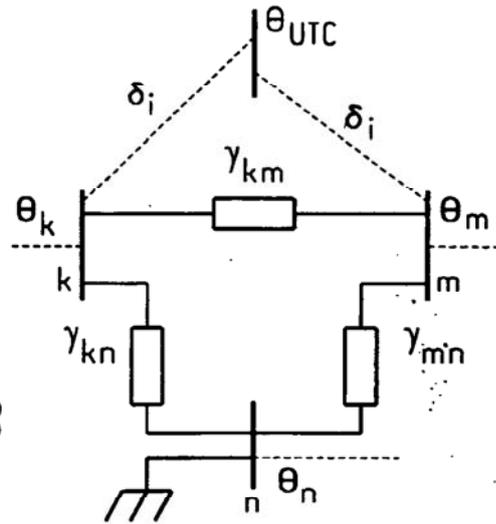


Fig. 5B

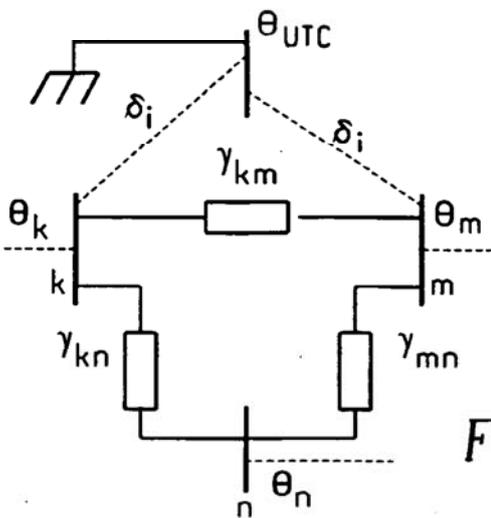


Fig. 5C