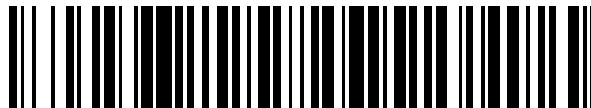


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 727 130**

51 Int. Cl.:

H02J 3/00

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **30.09.2014** **E 14187096 (4)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **20.02.2019** **EP 3002846**

54 Título: **Método, controlador y producto de programa informático para controlar una tensión en una red eléctrica**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
14.10.2019

73 Titular/es:

SIEMENS AKTIENGESELLSCHAFT (100.0%)
Werner-von-Siemens-Strasse 1
80333 München, DE

72 Inventor/es:

MÜNZ, ULRICH y
SOLLACHER, RUDOLF

74 Agente/Representante:

LOZANO GANDIA, José

ES 2 727 130 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

Método, controlador y producto de programa informático para controlar una tensión en una red eléctrica

5 En las redes eléctricas contemporáneas para la transmisión y/o distribución de energía eléctrica, cada vez es más complejo controlar la tensión de los diversos buses de la red eléctrica. Esto se debe, al menos parcialmente, al aumento de la fuente de energía renovable, lo que conduce a variaciones de flujo de potencia más rápidas y al flujo de potencia inverso desde las redes de distribución a las redes de transmisión.

10 Habitualmente, un control de tensión tiene que cumplir varios requisitos. En primer lugar, la tensión de los buses PQ, es decir, buses donde la tensión no puede controlarse directamente, debe estar dentro de límites de tensión predeterminados. Ejemplos de buses PQ son buses de carga o buses con fuente de energía renovable. En segundo lugar, la tensión de los buses PV, es decir, buses donde el nivel de tensión puede controlarse directamente, debe estar cerca de un valor de tensión nominal. Ejemplos de buses PV son buses de generador con generadores convencionales o buses con transformadores de cambiadores de tomas bajo carga (OLTC), compensadores de potencia reactiva, sistemas de transmisión de CA flexibles (FACTS) o terminales de red eléctrica de CC. Estos requisitos deben cumplirse incluso en caso de variaciones de potencia rápidas de, por ejemplo, una fuente de energía renovable. Por lo tanto, el control de tensión debe permitir una reoptimización rápida después de variaciones de flujo de potencia significativas, incluso para redes eléctricas grandes.

25 Los métodos conocidos para el control de tensión en una red eléctrica incluyen métodos basados en la resolución numérica de un conjunto de ecuaciones de flujo de potencia no lineales, que combinan valores para potencias activas, potencias reactivas, amplitudes de tensión y ángulos de fase de los buses PV y los buses PQ de la red eléctrica. Se sabe cómo resolver estas ecuaciones de flujo de potencia para las amplitudes de tensión en los buses PQ introduciendo los valores para el suministro y la demanda de potencia activa y reactiva en los buses PQ y el suministro y la demanda de potencia activa y amplitud de tensión en los buses PV. Estos valores de entrada se miden o se estiman, por ejemplo basándose en perfiles de carga predeterminados. Según métodos conocidos, los niveles de tensión óptimos en los buses PV no se determinan directamente, sino más bien mediante una solución iterativa de las ecuaciones de flujo de potencia para diferentes niveles de tensión. Esto a menudo implica cálculos que llevan mucho tiempo. Además, la dependencia de valores estimados o variables para el suministro y la demanda de potencia activa y reactiva conduce a un aumento significativo de la complejidad numérica.

35 El documento de Chanwit Boonchuay *et al.*: "Robust optimization-based DC optimal power flow for managing wind generation uncertainty", AIP CONFERENCE PROCEEDINGS, 1 de enero de 2012 (01-01-2012), páginas 31-35, XP055460910, NUEVA YORK enseña a llevar a cabo un cálculo de flujo de potencia en una red eléctrica en la que, basándose en parámetros conocidos de la red eléctrica (parámetros de entrada), se calculan parámetros desconocidos de la red eléctrica (parámetros de salida). Además, se da a conocer la aplicación de una optimización robusta a dicho cálculo de flujo de potencia, es decir, la consideración de la incertidumbre en los parámetros de entrada del cálculo de flujo de potencia.

45 Un objeto de la presente invención es proporcionar un método, un controlador y un producto de programa informático para controlar una tensión en una red eléctrica que sean más flexibles en particular en casos de flujos de potencia variables o inciertos.

50 Este objeto se logra mediante un método según la reivindicación de patente 1, un controlador según la reivindicación de patente 10 y un producto de programa informático según la reivindicación de patente 11. Según la invención, se proporcionan un método, un controlador y un producto de programa informático para controlar una tensión en una red eléctrica que comprende un bus PV y un bus PQ. El controlador y/o el producto de programa informático pueden ser instancias centrales para la red eléctrica o pueden distribuirse en varias instancias de comunicación. Se reciben un primer intervalo de tolerancia para una potencia activa del bus PV y un segundo intervalo de tolerancia para una potencia activa del bus PQ. En este caso, los intervalos de tolerancia pueden estar representados como intervalos definidos por valores mínimos y máximos de las cantidades respectivas. Además, se recibe un primer valor para una potencia reactiva del bus PQ. Con ello, se ejecuta un procedimiento de optimización robusta mediante un procesador para un conjunto de ecuaciones de flujo de potencia que combinan valores para potencias activas, potencias reactivas, y tensiones del bus PV y el bus PQ.

60 Los métodos de optimización robusta son una clase particular de métodos de optimización que permiten parámetros inciertos. Permiten específicamente la optimización de primeras cantidades que satisfacen restricciones dadas para un dominio completo de segundas cantidades inciertas. Las restricciones a menudo se indican como restricciones de optimización robusta y el dominio de segundas cantidades inciertas a menudo se indica como incertidumbre o incertidumbre de optimización robusta.

65 Según la invención, los intervalos de tolerancia primero y segundo y el primer valor de potencia reactiva se introducen en el procedimiento de optimización robusta usando los intervalos de tolerancia primero y segundo como incertidumbre de optimización robusta. Con ello, el procedimiento de optimización robusta determina un punto de

consigna de tensión para el bus PV de modo que se cumpla el conjunto de ecuaciones de flujo de potencia para los intervalos de tolerancia primero y segundo. Según el punto de consigna de tensión determinado, se controla una tensión en el bus PV.

5 Puesto que la invención usa intervalos de tolerancia para un procedimiento de optimización robusta en lugar de parámetros de red eléctrica dados o estimados, el punto de consigna de tensión puede determinarse de conformidad con los intervalos de tolerancia aunque no se conozca con precisión la fuente de alimentación y/o el consumo o muestre variaciones rápidas. En particular, la invención permite una determinación y optimización rápidas y flexibles del punto de consigna de tensión, permitiendo así un control eficaz de la tensión del bus PV con un tiempo de reacción corto.

Realizaciones particulares de la invención se facilitan en las reivindicaciones dependientes.

15 Según la presente invención, se recibe un tercer intervalo de tolerancia para una tensión del bus PQ y se introduce en el procedimiento de optimización robusta como una restricción de optimización robusta. Con ello, se determina el punto de consigna de tensión de modo que se satisfaga la restricción de optimización robusta para los intervalos de tolerancia primero y segundo.

20 Según una realización adicional puede recibirse un valor nominal para una tensión del bus PQ e introducirse en el procedimiento de optimización robusta teniendo en cuenta una diferencia entre el valor nominal y una tensión real del bus PQ en una función de coste de optimización robusta. Con ello, puede determinarse el punto de consigna de tensión de modo que se minimice la función de coste de optimización robusta para los intervalos de tolerancia primero y segundo.

25 Según una realización ventajosa de la invención puede minimizarse una desviación del punto de consigna de tensión a partir de una tensión nominal del bus PV mediante el procedimiento de optimización robusta. Esto permite minimizar las fluctuaciones de la tensión en el bus PV, mejorando así la estabilidad de la tensión.

30 Según una realización de la invención, el primer intervalo de tolerancia puede recibirse desde un generador de energía convencional o un terminal de corriente continua de alta tensión (HVDC) en el bus PV. Además, el segundo intervalo de tolerancia y el primer valor de potencia reactiva pueden recibirse desde un generador de energía renovable o un dispositivo de carga en el bus PQ.

35 Además, el punto de consigna de tensión puede transmitirse a un generador de energía convencional, un terminal de corriente continua de alta tensión y/o un sistema de transmisión de CA flexible, por ejemplo un compensador de VAR estático, en el bus PV.

40 Ventajosamente, el conjunto de ecuaciones de flujo de potencia puede comprender una ecuación de flujo de potencia linealizada.

Para una red de transmisión, la linealización de la ecuación de flujo de potencia linealizada puede basarse en despreciar una resistencia de una línea de potencia de la red de transmisión en comparación con una inductividad de la línea de potencia. Además, puede linealizarse una diferencia de ángulo de fase entre buses vecinos.

45 Para una red de distribución, la linealización de la ecuación de flujo de potencia linealizada puede basarse en despreciar una desviación de un valor de tensión a partir de una tensión nominal del bus PV o bus PQ en comparación con una diferencia de tensión entre buses vecinos. Además, puede linealizarse una diferencia de ángulo de fase entre buses vecinos.

50 Con las linealizaciones anteriores, las ecuaciones de flujo de potencia pueden simplificarse considerablemente. Esto permite una solución numérica rápida y estable incluso en el caso de una red eléctrica muy grande.

55 Además, el procedimiento de optimización robusta puede ser un procedimiento de optimización robusta lineal basado en una rutina de programación lineal. Las rutinas de programación lineal permiten una solución numérica particular rápida y estable de problemas de optimización restringidos. Además, el procedimiento de optimización robusta puede distribuirse eficazmente en diversos procesadores.

En los siguientes párrafos se describen realizaciones particulares de la invención conjuntamente con los dibujos.

60 Los dibujos muestran en representación esquemática:

Figura 1 una red eléctrica con varios buses PV y varios buses PQ, y

Figura 2 un modelo de ramificación que representa una conexión entre dos buses.

65 La figura 1 representa una realización a modo de ejemplo de una red eléctrica con varios buses PV PV1, PV2 y

varios buses PQ PQ1, PQ2 y PQ3 en representación esquemática. Según esa realización, los buses PV PV1 y PV2 son buses de generador con generadores de energía convencionales G. Uno de los buses PV PV1 o PV2 puede tratarse como un bus de referencia para fines de computación. Además, los buses PQ PQ1 y PQ2 son buses de carga con dispositivos de carga L, mientras que el bus PQ PQ3 es un bus con una fuente de energía renovable W, por ejemplo un generador eólico. Los buses PV PV1 y PV2 y los buses PQ PQ1,...,PQ3 se conectan mediante líneas de potencia PL.

Para controlar las tensiones de los generadores de energía convencionales G de los buses PV PV1 y PV2, se proporciona un controlador CTL en la red eléctrica. El controlador CTL está acoplado a los buses PV PV1 y PV2 así como a los buses PQ PQ1,...,PQ3 tal como se indica mediante líneas discontinuas en figura 1.

A partir de cada uno de los buses PV1, PV2, PQ1,...,PQ3, el controlador CTL recibe un valor mínimo P_{min} y un valor máximo P_{max} para la potencia activa suministrada o consumida por el generador de energía o dispositivo de carga respectivo del bus respectivo. Además, el controlador CTL recibe de cada uno de los buses PV1, PV2, PQ1,...,PQ3 un valor mínimo v_{min} y un valor máximo v_{max} para una tensión del bus respectivo. Los valores mínimo y máximo v_{min} y v_{max} pueden proporcionarse alternativamente por un código de red del sistema de potencia. Para cada bus, los valores P_{min} y P_{max} especifican un intervalo de tolerancia para la potencia activa de ese bus y los valores v_{min} y v_{max} especifican un intervalo de tolerancia para la tensión de ese bus.

Además, el controlador CTL recibe de cada uno de los buses PQ PQ1,...,PQ3 un valor Q para la potencia reactiva del bus PQ respectivo. Este valor de potencia reactiva Q puede ser también un vector, en particular un par de parámetros que indican un intervalo, en particular un intervalo de tolerancia para la potencia reactiva del bus respectivo PQ. Este último puede ser el caso cuando se controla la tensión de los buses PV en redes de distribución según la segunda realización descrita a continuación.

El controlador CTL introduce los intervalos de tolerancia recibidos especificados por P_{min} , P_{max} , v_{min} y v_{max} para cada bus y los valores de potencia reactiva Q recibidos para los buses PQ en un procedimiento de optimización robusta para un conjunto de ecuaciones de flujo de potencia tal como se describe en detalle a continuación. El procedimiento de optimización robusta genera un punto de consigna de tensión v_{st} optimizado respectivo para cada uno de los buses PV PV1 y PV2 de modo que se satisfacen las restricciones de optimización robusta. Cada uno de los puntos de consigna de tensión v_{st} respectivos se transmite al generador de energía G respectivo del bus PV PV1 o PV2 respectivo con el fin de controlar sus tensiones.

Un modelo de red común de una red eléctrica representa una línea de potencia entre dos buses de red eléctrica B_i y B_k mediante una impedancia en serie compleja $z_{ik} = r_{ik} + j*x_{ik}$ y admitancia de derivación compleja $c_{ik} = j*b_{ik}$, estando esta última dividida por igual entre buses adyacentes. En este caso y a continuación, la unidad imaginaria se indica mediante "j". La figura 2 muestra una representación esquemática de un modelo de línea o ramificación con tensiones de nodo complejo $v_i = v_i*exp(j*\theta_i)$ en el bus B_i y $v_k = v_k*exp(j*\theta_k)$ en el bus B_k y corriente compleja $i_{ik} = (v_i - v_k)/z_{ik}$ que fluye desde el bus B_i hasta el bus B_k adyacente.

En este caso, θ_i y θ_k indican las fases de las tensiones v_i y v_k en los buses B_i y B_k , respectivamente. r_{ik} , x_{ik} , b_{ik} , v_i , v_k , θ_i y θ_k se consideran cantidades reales, mientras que z_{ik} , v_i , v_k y c_{ik} se consideran cantidades complejas. A continuación, los buses B_i y B_k se indican a menudo por su índice i o k, respectivamente.

La potencia aparente S_{ik} que fluye desde el bus i hasta el bus k viene dada por:

$$S_{ik} = P_{ik} + j*Q_{ik} = v_i * i_{ik}^*, \quad (1)$$

Donde "*" elevada indica conjugación compleja.

Esto conduce a las ecuaciones de flujo de potencia de CA, es decir de corriente alterna, conocidas para una red eléctrica con N buses:

$$S_i = P_i + jQ_i = \sum_{k \in \mathcal{N}_i} S_{ik} = \sum_{k \in \mathcal{N}_i} \left[\frac{v_i(v_i^* - v_k^*)}{z_{ik}^*} - \frac{v_i v_i^* j b_{ik}}{2} \right] \quad (2a)$$

$$P_i = \sum_{k \in \mathcal{N}_i} \left[v_i^2 \frac{r_{ik}}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2} - \frac{v_i v_k}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2} (r_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) - x_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)) \right] \quad (2b)$$

$$Q_i = \sum_{k \in \mathcal{N}_i} \left[v_i^2 \left(\frac{x_{ik}}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2} - \frac{b_{ik}}{2} \right) - \frac{v_i v_k}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2} (x_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + r_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)) \right] \quad (2c)$$

Las ecuaciones de flujo de potencia son un conjunto de ecuaciones no lineales que combinan cantidades características de la red eléctrica. En este caso, la suma incluye todos los buses vecinos k conectados al bus i por una línea de potencia. S_i , P_i y Q_i indican la potencia aparente neta, la potencia activa y la potencia reactiva, respectivamente, generadas en el bus i .

Hay tres tipos de buses

- bus de referencia s : con $v_s = 1$ y $\theta_s = 0$, proporciona la potencia activa y la potencia reactiva que faltan con el fin de equilibrar las ecuaciones de flujo de potencia (s indica el índice del bus de referencia),
- bus PV i : con $P_i = P_i^*$ y $v_i = v_i^*$ para P_i^* , v_i^* dados (normalmente un bus de generador), y
- bus PQ k : con $P_k = P_k^*$ y $Q_k = Q_k^*$ para P_k^* , Q_k^* dados (normalmente un bus de carga).

Habitualmente, una red eléctrica contiene varios buses de generador, siendo todos ellos buses PV excepto uno que es el bus de referencia. Normalmente, todos los buses de carga son buses PQ.

Según la técnica anterior, las ecuaciones de flujo de potencia habitualmente se resuelven para proporcionar una solución en Q , θ para los buses PV con P^* , v^* dados y v , θ para los buses PQ con P^* , Q^* dados. En este caso, Q , θ , P^* , v^* , v , θ , P^* , Q^* indican los vectores de las cantidades indexadas correspondientes.

Con la presente invención, en cambio, se considera la siguiente cuestión:

Dada una red eléctrica con un bus de referencia, $N_G - 1$ buses PV, y N_L buses PQ con cargas de potencia activa inciertas o generadores P_n^* con $P_{n \min}^* \leq P_n^* \leq P_{n \max}^*$, ¿cómo deben ajustarse las tensiones v_i^* en los buses PV de manera que las tensiones v_k en los buses PQ satisfagan $V_{k \min} \leq v_k \leq V_{k \max}$?

Los intervalos $[P_{n \min}^*, P_{n \max}^*]$ indican intervalos de tolerancia o incertidumbres para las potencias activas P_n^* de los buses PV y PQ. La cuestión anterior define un denominado problema de optimización robusta. Los problemas de optimización robusta son una clase conocida particular de problemas de optimización que permiten parámetros inciertos. Permiten específicamente la optimización de primeras cantidades, en este caso las tensiones v_i^* de los buses PV, satisfaciendo restricciones dadas, en este caso las tensiones v_k de los buses PQ, para un dominio completo de segundas cantidades inciertas, en este caso las cargas de potencia activa P_n^* de los buses PV y PQ. Las restricciones a menudo se indican como restricciones de optimización robustas y el dominio de segundas cantidades inciertas a menudo se indica como incertidumbre o incertidumbre de optimización robusta.

Según una primera realización a modo de ejemplo de la invención, la red eléctrica comprende una red de transmisión. En las redes de transmisión, las líneas de potencia son principalmente inductivas, es decir $x_{ik} \gg r_{ik}$. Por tanto, las ecuaciones de flujo de potencia (2b) pueden simplificarse a

$$P_i = \sum_{k \in \mathcal{N}_i} \left[\frac{v_i v_k}{x_{ik}} \sin(\theta_i - \theta_k) \right] \quad (3)$$

que puede simplificarse adicionalmente en ecuaciones de flujo de potencia de CC, es decir de corriente continua, usando $\sin(x) \approx x$ para pequeñas diferencias de fase $|\theta_i - \theta_k|$:

$$P_i = \sum_{k \in \mathcal{N}_i} \left[\frac{v_i v_k}{x_{ik}} (\theta_i - \theta_k) \right] \quad (4)$$

5

o en forma de vector

$$P = H\theta, \quad (5)$$

10

donde P , θ son los vectores de P_i , θ_i y H es una matriz laplaciana con elementos fuera de diagonal $-(v_i^* v_k)/x_{ik}$ y

$$\sum_{k \in \mathcal{N}_i} \frac{v_i v_k}{x_{ik}}$$

15

en la diagonal. Aparentemente, H tiene un valor propio 0 y por tanto no es invertible. Sin embargo, si se satisface $1^T P = 0$, entonces $\theta = H^+ P$ resuelve (5) para P dado, donde H^+ es la pseudoinversa de H .

20

Para los buses PV, así como para los buses PQ, la potencia activa viene dada por P^* . Dado que las líneas de potencia son puramente inductivas, no hay pérdida de potencia activa en la red de transmisión y, por tanto, puede obtenerse el suministro de potencia activa del nodo de referencia a partir de $1^T P = 0$. Si P^* se define como un vector dimensional $N_G + N_L - 1$, es decir, como un vector con una dimensión menor que P , con un elemento para cada bus PV y PQ, entonces se obtiene

$$P = MP^* = \begin{pmatrix} -1^T \\ I \end{pmatrix} P^*, \quad (6)$$

25

dónde I es la matriz de identidad. Para los ángulos de fase se obtiene

$$\theta = H^+ MP^*, \quad (7)$$

30

Con el fin de determinar estimaciones de las tensiones en los buses PQ, puede usarse un resultado del documento "A DC power flow extension" de T. Kyriakidis, R. Cherkaoui y M. Kaya, en "4th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) Europe", 2013. La denominada aproximación P-inv se basa en el flujo de potencia de CC (5) suponiendo líneas de potencia principalmente inductivas para estimar los ángulos de fase de tensión. Entonces, se estiman los niveles de tensión de todos los buses basándose en un flujo de potencia de CA aproximado considerando parámetros tanto inductivos como resistivos de las líneas de potencia. Esta condición establece

35

$$A_P \delta v = b_P, \quad (8)$$

40

donde $\delta v = v - v_b$ es la desviación absoluta de la tensión en cada bus con respecto a una tensión de base v_b . Esta tensión de base es v^* para PV y los buses de referencia, es decir $\delta v = 0$ para estos buses, y la tensión de base corresponde a la tensión de referencia para los buses PQ. Los otros parámetros son

$$A_P = G^+ + \text{diag}(P^+) \quad (9)$$

45

$$b_P = P^+ + G^+ v_b, \quad (10)$$

donde P^+ es un vector con elementos $P_i^+ = P_i^* \cos \theta_i + Q_i^* \sin \theta_i$ y G^+ es una matriz con elementos $G_{ik}^+ = G_{ik}^* \cos \theta_k + B_{ik}^* \sin \theta_k$, donde $G_{ik} = r_{ik}/(r_{ik}^2 + x_{ik}^2)$ y $B_{ik} = -x_{ik}/(r_{ik}^2 + x_{ik}^2)$. Estas igualdades son aproximadas para fases pequeñas $|\theta_i|$ tal como sigue

50

$$G_{ik}^+ \approx G_{ik} + B_{ik}\theta_k \quad (11)$$

$$P_i^+ \approx P_i + Q_i\theta_i. \quad (12)$$

5 Puede usarse una linealización adicional en torno a valores típicos para θ_i lo que conduce a resultados más precisos de los ángulos de fase θ_i . Los ángulos de fase θ_i pueden ser diferentes de cero, pero puede suponerse que la variación de θ_i dependiendo de P^* es pequeña. Por tanto, se reescribe (8) usando (7) y (6) de la forma siguiente

$$\begin{aligned} & (G + B\text{diag}(H^\dagger MP_*) + \text{diag}(MP_* + \text{diag}(H^\dagger MP_*)Q)) \delta v \\ & = MP_* + \text{diag}(H^\dagger MP_*)Q - (G + B\text{diag}(H^\dagger MP_*))v_b. \end{aligned} \quad (13)$$

10 Volviendo de nuevo a la cuestión anterior, se reemplaza v^* de los buses PV por $v_b + \Delta v$, donde v_b es la tensión de referencia o de base y Δv es una desviación que debe ajustarse. Por tanto, se obtiene

$$\begin{aligned} & \underbrace{(G + B\text{diag}(H^\dagger MP_*) + \text{diag}(\mathbb{I} + \text{diag}(Q)H^\dagger) MP_*)}_{A(P_*)} \delta v \\ & = \underbrace{(\mathbb{I} + \text{diag}(Q)H^\dagger) MP_* - (G + B\text{diag}(H^\dagger MP_*))}_{b(P_*, \Delta v)} (v_b + \Delta v). \end{aligned} \quad (14)$$

15 Esta restricción de igualdad contiene los parámetros conocidos G, B, H, M y v_b . El interés se centra en δv de los buses PQ. Para estas líneas en (14), los elementos de Q sólo dependen de los buses PQ. Por tanto, también se conocen los elementos de Q relevantes. El vector P^* incierto entra linealmente en la ecuación y la incertidumbre se restringe por un polítopo convexo. Por tanto, todos los vectores P^* admisibles pueden investigarse analizando un conjunto finito de puntos de esquina del polítopo convexo. Además, las variables de control Δv y las variables de salida de restricción δv entran linealmente en la restricción. Por tanto, la relación anterior conduce a un problema de programación lineal que puede resolverse fácilmente usando algoritmos de solución convencionales como métodos de punto interior o el algoritmo simple conocido.

25 Las etapas anteriores pueden resumirse en el siguiente problema de programación lineal a modo de ejemplo que minimiza la mayor desviación de tensión Δv de todos los buses PV.

$$\min_{\Delta v} \|\Delta v\|_\infty \quad (15a)$$

$$\text{s.t. } v_b + A(P_*)^{-1}b(P_*, \Delta v) < v_{max} \quad \forall P_* \in \{P_{min}, P_{max}\} \quad (15b)$$

$$v_b - A(P_*)^{-1}b(P_*, \Delta v) > v_{min} \quad \forall P_* \in \{P_{min}, P_{max}\}, \quad (15c)$$

35 donde $\|\cdot\|_\infty$ indica la norma de infinito, es decir el valor absoluto máximo, y $\{P_{min}, P_{max}\}$ especifica los puntos de esquina del polítopo que encierra todas las P^* admisibles. Como es habitual, la abreviatura "s.t." significa "de manera que" e indica las restricciones de la minimización.

40 Según una segunda realización a modo de ejemplo de la invención, la red eléctrica comprende una red de distribución. A diferencia de las redes de transmisión según la primera realización, no puede suponerse que las líneas de potencia sean puramente inductivas en las redes de distribución. Con estas últimas, la razón r_{ik}/x_{ik} puede estar incluso cerca de 1 o ser mayor de 1.

45 Para las redes de distribución, también se parte de las ecuaciones de flujo de potencia de CA (2). Se describe la razón r_{ik}/x_{ik} por la fase de la impedancia compleja $Z_{ik} = r_{ik} + j^*x_{ik} = z_{ik}^* \exp(j^*\Phi_{ik})$, donde $\Phi_{ik} = \tan(x_{ik}/r_{ik})$. Se deduce que $r_{ik}/(r_{ik}^2 + x_{ik}^2) = \cos(\Phi_{ik})/Z_{ik}$ y $x_{ik}/(r_{ik}^2 + x_{ik}^2) = \text{sen}(\Phi_{ik})/Z_{ik}$. Con ello se obtiene

$$\begin{pmatrix} P_i \\ Q_i \end{pmatrix} = v_i \sum_{k \in \mathcal{N}_i} \frac{1}{z_{ik}} \begin{pmatrix} \text{sen } \phi_{ik} & \text{cos } \phi_{ik} \\ -\text{cos } \phi_{ik} & \text{sen } \phi_{ik} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v_k \text{sen}(\theta_i - \theta_k) \\ v_i - v_k \text{cos}(\theta_i - \theta_k) \end{pmatrix}. \quad (16)$$

Con el fin de encontrar una solución apropiada de (16), son ventajosas las simplificaciones siguientes:

- Las diferencias de fase son bastante pequeñas, es decir puede suponerse que $\text{sen}(\theta_i - \theta_k) \approx \theta_i - \theta_k$ y $\text{cos}(\theta_i - \theta_k) \approx 1$,
- La variación de las tensiones v_i es insignificante en comparación con las diferencias de tensión entre buses adyacentes, es decir $v_i - v_k$ domina la variación de v_i individual. Esto permite reemplazar algunas tensiones por una tensión nominal v_N , es decir puede suponerse que $v_i \approx v_N$,
- Los condensadores de derivación de las líneas de potencia pueden despreciarse, es decir $b_{ik} \approx 0$. Debido a esta suposición, la potencia reactiva para los condensadores de derivación puede añadirse a Q_i como carga de potencia reactiva constante adicional.

Con las simplificaciones anteriores, pueden derivarse ecuaciones de flujo de potencia linealizadas

$$\begin{pmatrix} P_i \\ Q_i \end{pmatrix} = v_N \sum_{k \in \mathcal{N}_i} \frac{1}{z_{ik}} \begin{pmatrix} \text{sen } \phi_{ik} & \text{cos } \phi_{ik} \\ -\text{cos } \phi_{ik} & \text{sen } \phi_{ik} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v_N (\theta_i - \theta_k) \\ v_i - v_k \end{pmatrix}. \quad (17)$$

La parte de potencia activa de esta ecuación de flujo de potencia linealizada cae de nuevo en la ecuación de flujo de potencia de CC para líneas de potencia puramente inductivas, es decir $\Phi_{ik} = \pi/2$. Sin embargo, estas ecuaciones también son válidas para redes de distribución. Obsérvese que las simplificaciones anteriores han convertido la red eléctrica en un modelo de red eléctrica sin pérdidas debido a que la potencia activa y reactiva que fluye en cada línea de potencia es igual al flujo de potencia que sale de esta línea de potencia en el otro extremo.

La ecuación (16) puede reescribirse en forma de matriz

$$\begin{pmatrix} P \\ Q \end{pmatrix} = v_N \begin{pmatrix} B v_N & G \\ -G v_N & B \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \theta \\ v \end{pmatrix}, \quad (18)$$

donde G es una matriz con elementos

$$-g_{ik} = -r_{ik}/(r_{ik}^2 + x_{ik}^2) = -\text{cos}(\Phi_{ik})/z_{ik} \text{ fuera de la diagonal y } \sum_{k \in \mathcal{N}_i} g_{ik} \text{ en la diagonal.}$$

De manera similar, B es una matriz con elementos

$$-b_{ik} = -x_{ik}/(r_{ik}^2 + x_{ik}^2) = -\text{sen}(\Phi_{ik})/z_{ik} \text{ fuera de la diagonal y } \sum_{k \in \mathcal{N}_i} b_{ik} \text{ en la diagonal.}$$

B y G son matrices simétricas y satisfacen $1^T B = B^* 1 = 0$ y $1^T G = G^* 1 = 0$. Por tanto, B y G no son invertibles, sino que se cumple $1^T P = 0$ y $1^T Q = 0$. Esto muestra de nuevo que el modelo de red eléctrica anterior es sin pérdidas.

Volviendo a la cuestión anterior, se considera una red eléctrica con un bus de referencia, $N_G - 1$ buses PV, y N_L buses PQ. Sin pérdida de generalidad, puede suponerse que el primer bus ($i=1$) es el bus de referencia, es decir $\theta_1 = 0$ y $P_1 = -\sum_{i=2}^{N_G} P_i$, los buses 2 a N_G son buses PV, y los buses $N_G + 1$ a $N = N_G + N_L$ son buses PQ. Con esta suposición, pueden retirarse la primera fila y la primera columna de (18) con el fin de obtener

$$\begin{pmatrix} \tilde{P} \\ Q \end{pmatrix} = v_N \begin{pmatrix} \tilde{B} v_N & \tilde{G} \\ -\tilde{G}^T v_N & B \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \tilde{\theta} \\ v \end{pmatrix}, \quad (19)$$

donde $\tilde{P} = \text{vec}(P_2, \dots, P_N)$, $\tilde{\theta} = \text{vec}(\theta_2, \dots, \theta_N)$, \tilde{B} corresponde a B con la primera fila y la primera columna retiradas, y \tilde{G} corresponde a G con la primera fila retirada. Ahora, \tilde{B} es invertible tal como puede observarse, por ejemplo usando el teorema del disco de Gershgorin. Por tanto, puede usarse el complemento de Schur para eliminar $\tilde{\theta}$ del sistema de ecuaciones anterior y obtener

$$v_N (B + \tilde{G}^T \tilde{B}^{-1} \tilde{G}) \begin{pmatrix} v_G \\ v_L \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Q_G \\ Q_L \end{pmatrix} + \tilde{G}^T \tilde{B}^{-1} \tilde{P}, \quad (20)$$

donde se separa v en los elementos conocidos de v_G de los buses de referencia y PV y los valores desconocidos de

v_L de los buses PQ. De manera similar, se divide Q en los elementos desconocidos de Q_G de los buses de referencia y PV y los valores conocidos de Q_L de los buses PQ. Dado que se está interesado en v_L desconocida, pero menos interesado en Q_G desconocida, pueden considerarse sólo las últimas ecuaciones de N_L donde se conocen \tilde{P} y Q_L y tiene que optimizarse v_G con el fin de lograr $v_{min} \leq v_L \leq v_{max}$. Dado que tanto \tilde{P} como Q_L entran linealmente, la restricción puede extenderse a una restricción de diseño para v_G , Q_L , y \tilde{P} o una restricción robusta para Q_L y \tilde{P} inciertas.

El procedimiento anterior referido a redes de distribución según la segunda realización puede resumirse en el siguiente problema de programación lineal a modo de ejemplo que minimiza la mayor desviación de tensión $v_G - v_N^*1$ de las tensiones nominales v_N de todos los buses PV.

$$\min_{v_G} \|v_G - v_N \mathbf{1}\|_{\infty} \quad (21a)$$

$$\begin{aligned} \text{s.t. } \{ (B + \tilde{G}^T \tilde{B}^{-1} \tilde{G}) \}_{22}^{-1} \left(-\{ (B + \tilde{G}^T \tilde{B}^{-1} \tilde{G}) \}_{12} v_G + \frac{1}{v_N} \left(Q_L + \{ \tilde{G}^T \tilde{B}^{-1} \}_2 \tilde{P} \right) \right) \\ < v_{max} \quad \forall \tilde{P} \in \{P_{min}, P_{max}\}, Q_L \in \{Q_{min}, Q_{max}\} \end{aligned} \quad (21b)$$

$$\begin{aligned} \{ (B + \tilde{G}^T \tilde{B}^{-1} \tilde{G}) \}_{22}^{-1} \left(-\{ (B + \tilde{G}^T \tilde{B}^{-1} \tilde{G}) \}_{12} v_G + \frac{1}{v_N} \left(Q_L + \{ \tilde{G}^T \tilde{B}^{-1} \}_2 \tilde{P} \right) \right) \\ > v_{min} \quad \forall \tilde{P} \in \{P_{min}, P_{max}\}, Q_L \in \{Q_{min}, Q_{max}\}, \end{aligned} \quad (21c)$$

donde $\{P_{min}, P_{max}\}$ y $\{Q_{min}, Q_{max}\}$ indican los puntos de esquina del politopo que encierra todas las \tilde{P} y Q admisibles. Además, para una matriz X , la notación $\{X\}_{12}$ y $\{X\}_{22}$ especifica el bloque $N_L * N_G$ inferior izquierdo y el bloque $N_L * N_L$ inferior derecho de la matriz X y $\{X\}_2$ indica el bloque $N_L * N$ inferior de la matriz X .

Las realizaciones tal como se describieron anteriormente ilustran las ventajas de la invención. En particular, la invención permite una optimización directa que los niveles de tensión controlables, una incorporación de suministro y demanda de potencia activa y potencia reactiva inciertas, y una formulación como problema de programación lineal. Esto último permite una solución rápida incluso para un gran número de variables de optimización.

REIVINDICACIONES

1. Método para controlar una tensión en una red eléctrica que comprende un bus PV (PV1, PV2) y un bus PQ (PQ1,...,PQ3), comprendiendo el método:
- 5
- a) recibir un primer intervalo de tolerancia para una potencia activa del bus PV (PV1, PV2) y un segundo intervalo de tolerancia para una potencia activa del bus PQ (PQ1,...,PQ3),
- b) recibir un primer valor para una potencia reactiva (Q) del bus PQ (PQ1,...,PQ3),
- 10
- c) ejecutar, mediante un procesador, un procedimiento de optimización robusta para un conjunto de ecuaciones de flujo de potencia que combinan valores para potencias activas, potencias reactivas y tensiones del bus PV (PV1, PV2) y el bus PQ (PQ1,...,PQ3),
- 15
- d) introducir los intervalos de tolerancia primero y segundo y el primer valor de potencia reactiva (Q) en el procedimiento de optimización robusta usando los intervalos de tolerancia primero y segundo como incertidumbre de optimización robusta,
- e) determinar mediante el procedimiento de optimización robusta un punto de consigna de tensión (v_{st}) para el bus PV (PV1, PV2) de modo que se cumpla el conjunto de ecuaciones de flujo de potencia para los intervalos de tolerancia primero y segundo, y
- 20
- f) controlar una tensión en el bus PV (PV1, PV2) según el punto de consigna de tensión determinado (v_{st}), en el que
- 25
- se recibe un tercer intervalo de tolerancia para una tensión del bus PQ (PQ1,...,PQ3),
 - se introduce el tercer intervalo de tolerancia en el procedimiento de optimización robusta como una restricción de optimización robusta, y
 - se determina el punto de consigna de tensión (v_{st}) de modo que se satisfaga la restricción de optimización robusta para los intervalos de tolerancia primero y segundo.
- 30
2. Método según la reivindicación 1, en el que
- 35
- a) se recibe un valor nominal para una tensión del bus PQ (PQ1,...,PQ3),
- b) se introduce el valor nominal en el procedimiento de optimización robusta teniendo en cuenta una diferencia entre el valor nominal y una tensión real del bus PQ en una función de coste de optimización robusta, y
- 40
- c) se determina el punto de consigna de tensión (v_{st}) de modo que se minimice la función de coste de optimización robusta para los intervalos de tolerancia primero y segundo.
- 45
3. Método según una de las reivindicaciones anteriores, en el que el procedimiento de optimización robusta minimiza una desviación del punto de consigna de tensión (v_{st}) a partir de una tensión nominal del bus PV (PV1, PV2).
- 50
4. Método según una de las reivindicaciones anteriores, en el que el primer intervalo de tolerancia se recibe desde un generador de energía convencional (G) o un terminal de corriente continua de alta tensión en el bus PV (PV1, PV2) y/o el segundo intervalo de tolerancia y el primer valor de potencia reactiva (Q) se reciben desde un generador de energía renovable (W) o un dispositivo de carga (L) en el bus PQ (PQ1,...,PQ3).
- 55
5. Método según una de las reivindicaciones anteriores, en el que el punto de consigna de tensión (v_{st}) se transmite a un generador de energía convencional (G), un terminal de corriente continua de alta tensión y/o un sistema de transmisión de CA flexible en el bus PV (PV1, PV2).
- 60
6. Método según una de las reivindicaciones anteriores, en el que el conjunto de ecuaciones de flujo de potencia comprenden una ecuación de flujo de potencia linealizada.
7. Método según la reivindicación 4, en el que para una red de transmisión la linealización de la ecuación de flujo de potencia linealizada se basa en
- 65
- a) despreciar una resistencia de una línea de potencia de la red de transmisión en comparación con una inductividad de la línea de potencia y/o

- b) linealizar una diferencia de ángulo de fase entre buses vecinos.
- 5 8. Método según la reivindicación 4 ó 5, en el que para una red de distribución la linealización de la ecuación de flujo de potencia linealizada se basa en
- a) despreciar una desviación de un valor de tensión a partir de una tensión nominal del bus PV (PV1, PV2) o bus PQ (PQ1,...,PQ3) en comparación con una diferencia de tensión entre buses vecinos y/o
- 10 b) linealizar una diferencia de ángulo de fase entre buses vecinos.
9. Método según una de las reivindicaciones anteriores, en el que el procedimiento de optimización robusta es un procedimiento de optimización robusta lineal basado en una rutina de programación lineal.
- 15 10. Controlador (CTL) para controlar una tensión en una red eléctrica que comprende un bus PV (PV1, PV2) y un bus PQ (PQ1,...,PQ3), estando configurado el controlador (CTL) para realizar un método según una de las reivindicaciones anteriores.
- 20 11. Producto de programa informático para controlar una tensión en una red eléctrica que comprende un bus PV (PV1, PV2) y un bus PQ (PQ1,...,PQ3), estando adaptado el producto de programa informático para realizar un método según una de las reivindicaciones 1 - 7.

FIG 1

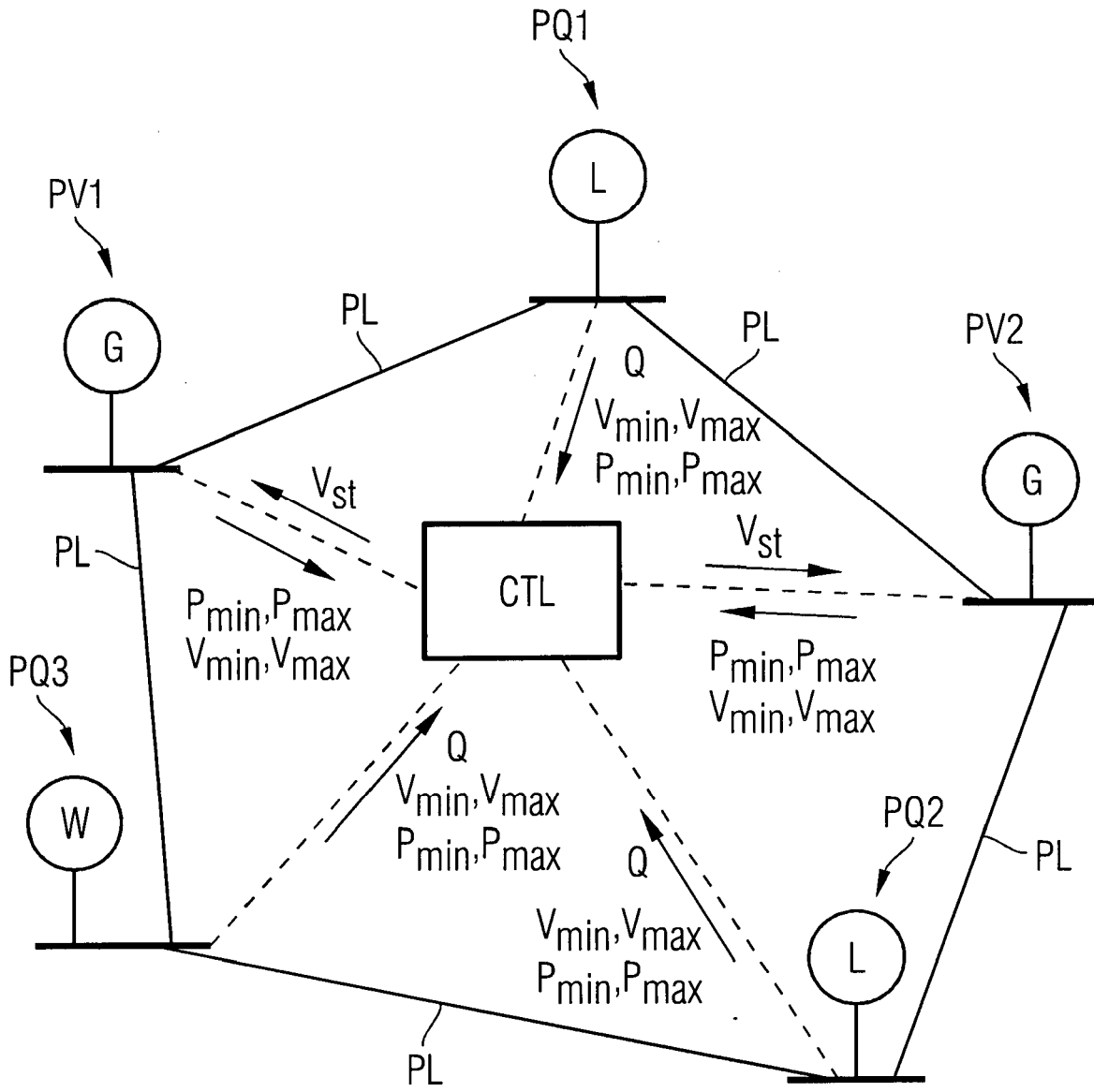


FIG 2

