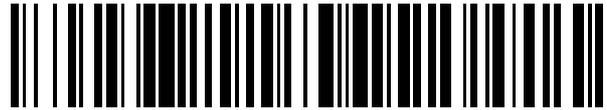


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 454 790**

51 Int. Cl.:

G01R 19/25 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **01.10.2010 E 10765958 (3)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **05.03.2014 EP 2486414**

54 Título: **Procedimiento y dispositivo para determinar una tensión de entrada en una estación de red local de una red eléctrica**

30 Prioridad:

09.10.2009 DE 102009048509

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

11.04.2014

73 Titular/es:

**ABB TECHNOLOGY AG (100.0%)
Affolternstrasse 44
8050 Zürich, CH**

72 Inventor/es:

VON SENGBUSCH, KLAUS

74 Agente/Representante:

UNGRÍA LÓPEZ, Javier

ES 2 454 790 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

Procedimiento y dispositivo para determinar una tensión de entrada en una estación de red local de una red eléctrica

- 5 La invención se refiere a la técnica de distribución de energía, en particular a estaciones de red local, es decir, subestaciones transformadoras que unen entre sí el nivel de tensión media y el nivel de tensión baja de una red eléctrica. En particular, la invención se refiere a un procedimiento para determinar la tensión media que existe en la estación de red local.
- 10 Las redes eléctricas para la transmisión de energía eléctrica tienen por regla general una serie de subestaciones transformadoras que unen entre sí un nivel de tensión máxima, un nivel de tensión alta, un nivel de tensión media y un nivel de tensión baja. En el pasado, la energía eléctrica de centrales eléctricas se proporcionaba de forma central, de modo que se conocía la dirección del flujo de energía en las redes eléctricas, concretamente desde el nivel de tensión alta hasta el nivel de tensión baja. Se podía partir por tanto hasta el momento de que la tensión media es
- 15 máxima en una salida de la subestación transformadora entre el nivel de tensión alta y el nivel de tensión media y que disminuye correspondientemente en la dirección de una entrada de una estación de red local. Con el número creciente de plantas de producción descentralizadas resultan nuevos requisitos con respecto a las redes de distribución. Con la ampliación de energías renovables se conectan cada vez más instalaciones de producción a pequeña escala a la red eléctrica que proporcionan energía eléctrica que se alimenta en el nivel de tensión media,
- 20 en particular en proximidad de las estaciones de red local. De este modo se pueden producir picos de carga mediante una retroalimentación que pueden dañar aparatos del cliente final debido a aumentos excesivos de tensión no admisibles.
- Además, por regla general no se puede predecir el comportamiento de alimentación de las instalaciones de producción a pequeña escala, es decir, la fiabilidad y la cantidad de la energía proporcionada, como por ejemplo en
- 25 plantas solares y similares. Por tanto, resulta necesario en el futuro supervisar mejor los flujos de energía en la red eléctrica, en particular en el nivel de tensión media. Para obtener conclusiones acerca de los flujos de energía y el desarrollo de tensión en las redes de tensión media sin equipar a todas las estaciones de red local con sistemas técnicos de medición es necesario un conocimiento de la tensión media que existe en la entrada de algunas
- 30 estaciones de red local. Sin embargo, sin una medición directa en las estaciones de red local no se pueden derivar de manera sencilla las tensiones medias que existen en las mismas.
- Además, en estaciones de red local existentes habitualmente no está instalado ningún sistema técnico de medición con el que se pueda detectar la tensión media que existe en el lado de entrada de la estación de red local. Debido al
- 35 modo de construcción compacto de las estaciones de red local resulta difícil por regla general reequipar un sistema de medición de tensión de este tipo en la entrada.
- Además, en las instalaciones existentes se desconocen las corrientes en vacío de los transformadores de la estación de red local, por lo que no es posible sin más recalcular la tensión media que existe en el lado de entrada
- 40 partiendo de una tensión fácilmente medible y por tanto conocida y de una corriente fácilmente medible y por tanto conocida en el lado de la tensión baja del transformador. Asimismo, ocasionalmente se puede adaptar de forma manual la regulación de nivel del transformador, es decir, la relación de transmisión del transformador, a tensiones medias cambiadas para conseguir la tensión de red deseada en el nivel de tensión baja. La detección automática de un cambio de una regulación de nivel del transformador es posible pero complicada. También resulta problemático
- 45 un reajuste manual, ya que cambios de regulación de nivel habitualmente no se realizan por el personal especializado que también está formado para realizar cambios de parámetro de la técnica local de medición y automatización.
- El documento DE 101 17 643 A1 (MIELE & CIE, 5 de diciembre de 2002) da a conocer un procedimiento para
- 50 determinar la magnitud de una tensión de entrada de red en una configuración de circuito en la que ésta se convierte en una tensión baja para alimentar una carga eléctrica utilizando un transformador de fuente de alimentación mediante una medición de la tensión de salida de transformador secundaria y de la corriente de salida de transformador secundaria.
- 55 El objetivo de la presente invención es proporcionar un procedimiento y un dispositivo con los que se pueda determinar de manera sencilla la tensión de entrada en el lado de la tensión superior de un transformador de una estación de red local también con estaciones de red local existentes, en particular con transformadores de construcción más antigua.
- 60 Este objetivo se soluciona mediante el procedimiento para determinar una tensión de entrada de un transformador según la reivindicación 1 así como mediante el dispositivo según la reivindicación independiente.
- Configuraciones ventajosas se indican en las reivindicaciones dependientes.
- 65 Según un primer aspecto está previsto un procedimiento para determinar una tensión de entrada de un transformador de una estación de red local. El procedimiento comprende las siguientes etapas:

- medir una corriente de entrada del transformador, una corriente de salida del transformador, una tensión de salida del transformador así como un ángulo de fase entre la corriente de salida y la tensión de salida;
- 5 - determinar la relación de transmisión de la admitancia compleja, por ejemplo de los elementos transversales de un esquema p-equivalente del transformador de la estación de red local o de valores adicionales, de los que se pueda derivar esta admitancia, con ayuda de la corriente de entrada medida, de la corriente de salida medida, de la tensión de salida medida y del ángulo de fase entre la corriente de salida y la tensión de salida;
- 10 - determinar la tensión de entrada del transformador de la estación de red local basándose en la relación de transmisión determinada y la admitancia compleja anteriormente determinada, esto es, en el esquema equivalente determinado.

Una idea de la presente invención consiste en determinar la tensión de entrada que existe en el lado de entrada sin especificar previamente la relación de transmisión, la corriente en vacío, las pérdidas en el hierro y/o también las pérdidas en el cobre del transformador de una estación de red local o especificando previamente magnitudes de las que se puede derivar la corriente en vacío del transformador. Esto se puede realizar al determinarse en primer lugar la relación de transmisión y, en caso de usar un esquema p-equivalente, la admitancia de los elementos transversales con ayuda de las magnitudes de la tensión de salida del transformador, de la corriente de entrada y de la corriente de salida. Adicionalmente se requieren sólo datos característicos de transformador que se pueden deducir habitualmente de la placa indicadora de tipo del transformador, y a partir de los que se puede determinar el elemento longitudinal del esquema p-equivalente del transformador de la estación de red local. Éste puede ser por ejemplo la tensión de cortocircuito relativa del transformador en combinación con su potencia aparente nominal y sus corrientes nominales.

25 Según una forma de realización, los elementos en primer lugar desconocidos del esquema equivalente del transformador de la estación de red local se puede determinar resolviendo un sistema de ecuaciones que tiene en cuenta al menos tres conjuntos de valores de medición a partir de la corriente de entrada (I_{OS}) del transformador, la corriente de salida (I_{US}) del transformador y la tensión de salida (U_{US}). En el caso del esquema p-equivalente, los elementos en primer lugar desconocidos son los elementos transversales \underline{Y} y la relación de transmisión \ddot{u} .

30 Además, puede estar previsto que se utilicen más de tres de los conjuntos de valores de medición anteriormente mencionados, como la corriente de entrada (I_{OS}) del transformador, la corriente de salida (I_{US}) del transformador y la tensión de salida (U_{US}) del transformador, que llevan a un sistema de ecuaciones sobredeterminado que por ejemplo se puede resolver con ayuda del método matemático de la estimación de estado no lineal.

35 Según un aspecto adicional está prevista una unidad de medición y supervisión para determinar una tensión de entrada de un transformador de una estación de red local. La unidad de medición y supervisión comprende:

- una unidad de medición de tensión para medir una tensión de salida;
- 40 - unidades de medición de corriente para medir una corriente de entrada del transformador y una corriente de salida del transformador;
- una unidad de diferencia de fase para determinar un ángulo de fase entre la corriente de salida y la tensión de salida;
- 45 - una unidad de cálculo que está configurada para
 - 50 o determinar la relación de transmisión y la admitancia de un elemento transversal de un esquema p-equivalente del transformador de la estación de red local con ayuda de la corriente de entrada medida, la corriente de salida medida, la tensión de salida medida y el ángulo de fase entre la corriente de salida y la tensión de salida;
 - o para determinar la tensión de entrada del transformador de la estación de red local basándose en la relación de transmisión determinada y en la admitancia, por ejemplo del elemento transversal del esquema p-equivalente.

Formas de realización preferidas se explican a continuación en más detalle mediante los dibujos adjuntos. Muestran:

- 60 La figura 1 una representación esquemática de una red eléctrica con diferentes niveles de tensión;
- La figura 2 una representación esquemática de un dispositivo de transformación, en particular de una estación de red local; y
- La figura 3 un esquema equivalente de un transformador de una estación de red local.

65 En la **figura 1** se representa de manera esquemática una red eléctrica 1 con líneas de transmisión 3 que presenta un nivel de tensión máxima E1, un nivel de tensión alta E2, un nivel de tensión media E3 y un nivel de tensión baja E4. Las líneas de transmisión se representan como líneas sencillas por motivos de sencillez, aunque por regla

general están previstas varias líneas de transmisión para transmitir la corriente. Entre los niveles de tensión E1 a E4 están previstas subestaciones transformadoras 2 que como componente principal presentan un transformador para transformar las tensiones de un nivel de tensión mayor a un nivel de tensión menor. Las subestaciones transformadoras entre el nivel de tensión media E3 y el nivel de tensión baja E4 se denominan estaciones de red local.

Mientras que las subestaciones transformadoras 2 entre el nivel de tensión máxima E1 y el nivel de tensión alta E2 así como entre el nivel de tensión alta E2 y el nivel de tensión media E3, debido a su número bajo en comparación y su modo de construcción más grande, se pueden dotar de manera sencilla de dispositivos de medición correspondientes para medir las tensiones en el lado de entrada y las tensiones en el lado de salida (tensión de entrada y tensión de salida), en las estaciones de red local esto sólo se puede conseguir con un esfuerzo elevado debido a su número elevado. Además, las estaciones de red local tienen habitualmente una configuración compacta y por tanto resulta difícil por regla general prever una medición de tensión en el lado de entrada, en particular en caso de instalaciones existentes.

Hasta el momento era habitual prever sólo uno o pocos puntos de alimentación para el nivel de tensión media. En la figura 1, e punto de alimentación puede corresponder por ejemplo a una subestación transformadora 2 entre el nivel de tensión alta E2 y el nivel de tensión media E3. La tensión en el nivel de tensión media E3 es máxima en este punto de alimentación y disminuye a medida que aumenta la distancia con respecto al punto de alimentación. La dirección del flujo de energía siempre se conocía. Esta situación cambia progresivamente, ya que al conectar adicionalmente instalaciones de producción descentralizadas, por ejemplo de fuentes de energía regenerativas, la distribución de corriente y tensión en el nivel de tensión media se vuelven difícilmente predecibles. Éste es el caso en particular cuando no se pueda predecir la disponibilidad de la instalación de producción descentralizada, tal como es el caso por ejemplo en plantas eólicas o plantas solares.

Sin embargo, para poder supervisar el estado del nivel de tensión media E3, resulta de ayuda el conocimiento acerca de la tensión de entrada que existe en las estaciones de red local por el lado de entrada, ya que esta tensión no sólo contiene información acerca de la estación medida sino también información acerca de las estaciones adyacentes. De este modo, con pocas mediciones dentro de una salida de tensión media en combinación con las mediciones disponibles de todas formas en la estación de alimentación ya se puede concluir de forma relativamente exacta el estado de esta última.

En particular, una tensión de entrada U_{OS} demasiado elevada en el lado de entrada de las estaciones de red local puede resultar problemática, ya que debido a la relación de transmisión prácticamente no variable del transformador de la estación de red local esto llevaría a una tensión de red demasiado aumentada (tensión baja) que se suministra a los consumidores. Ésta puede provocar daños en aparatos terminales conectados o reducir la vida útil de los mismos.

En lugar de una medición directa de la tensión de entrada que existe en el lado de la tensión superior se podría determinar la tensión de entrada que existe en el lado de la tensión superior mediante una medición de la tensión de salida U_{US} que existe en el lado de salida en los transformadores de las estaciones de red local 2 y de la corriente de salida I_{US} que fluye en el lado de salida con ayuda de magnitudes características eléctricas del transformador (\ddot{u} : relación de transmisión, es decir, la relación del número de los devanados primarios con respecto al número de los devanados secundarios, \underline{Y} : elementos transversales de un esquema p-equivalente del transformador), sin embargo, en particular en el caso de estaciones de red local más antiguas no se conocen todas las magnitudes características eléctricas que son necesarias para ello. Esto implica en particular las pérdidas en vacío. Tampoco están disponibles indicaciones exactas acerca de la relación de transmisión \ddot{u} y los elementos transversales \underline{Y} del esquema p-equivalente. Sólo una información acerca de la tensión de cortocircuito relativa u_k , una tensión nominal en el lado de la tensión alta U_{OSr} , una tensión nominal en el lado de la tensión inferior así como una corriente nominal siempre se indican por regla general en placas indicadores de tipo en los transformadores en las estaciones de red local, de modo que éstas se pueden presuponer como conocidas. La tensión de cortocircuito relativa u_k en transformadores es la tensión que tiene que existir en el devanado primario en caso de un devanado secundario puesto en cortocircuito para que el devanado primario absorba una corriente nominal. Es válido:

$$u_k = U_k \cdot 100\% / U_{OSr}$$

correspondiendo U_k a la tensión de cortocircuito medida y U_{OSr} a la tensión nominal en el lado de la tensión superior.

En la **figura 2** se representa un sistema con un dispositivo de transformación 2, en particular un dispositivo de transformación de una estación de red local que está acoplado con una unidad de medición y supervisión 4. La unidad de medición y supervisión 4 mide en el lado de la salida una tensión de salida del dispositivo de transformación 2 con ayuda de una unidad de medición de tensión 5, y una corriente de salida del dispositivo de transformación 2 con una primera unidad de medición de corriente 6, y la corriente que fluye en el lado de entrada al interior del dispositivo de transformación 2 con ayuda de una segunda unidad de medición de corriente 7.

Las unidades de medición de corriente 6, 7 pueden estar configuradas como transformadores de corriente y pueden comprender unos denominados transformadores de intensidad para cables que presentan uno o varios devanados alrededor del conductor en cuestión en el que se debe medir una corriente que fluye. En el devanado se induce una tensión nominal que es proporcional al flujo de corriente en el conductor. En la unidad de medición y supervisión 4 se miden las tensiones de medición, proporcionadas por los transformadores de corriente, con ayuda de las unidades de medición de corriente 6, 7 y se proporcionan en la unidad de medición y supervisión 4 indicaciones correspondientes acerca de la corriente de entrada I_{OS} y la corriente de salida I_{US} que fluyen al interior del lado de entrada y del lado de salida del transformador de la subestación transformadora 2. Con ayuda de una unidad de cálculo 9 se realizan los siguientes cálculos para determinar la tensión de entrada U_{SO} .

Además, se mide una tensión de salida U_{US} en el lado de salida de la subestación transformadora 2 a través de la unidad de medición de tensión 5 de la unidad de medición y supervisión 4. La medición de tensión se puede realizar por ejemplo con un convertidor analógico-digital convencional. A partir de la tensión de salida U_{US} medida y la corriente de salida I_{US} se determina un desplazamiento de fase en un detector de diferencia de fase 8 y se proporciona como diferencia de ángulo de fase φ entre la tensión de salida U_{US} y la corriente de salida I_{US} .

En la **figura 3** se representa el esquema p-equivalente del transformador de la estación de red local 2. El esquema p-equivalente prevé un transformador T ideal que está ampliado en el lado de entrada por un circuito p a partir de dos elementos transversales \underline{Y} y un elemento longitudinal \underline{Z} . Un primer elemento transversal une entre sí las conexiones de entrada del transformador de la estación de red local. Un segundo elemento transversal con una admitancia \underline{Y} idéntica une entre sí las conexiones de entrada del transformador T ideal. Entre los elementos transversales dispuestos así de manera paralela al transformador ideal está dispuesto en serie el elemento longitudinal.

Mientras que el importe de la impedancia \underline{Z} del elemento longitudinal se puede determinar a partir de la tensión de cortocircuito relativa u_k y éste se puede suponer de manera simplificada como meramente inductivo en transformadores en estaciones de red local, por ejemplo cuando no existe información acerca de las pérdidas en el cobre, la admitancia \underline{Y} de los elementos transversales se desconoce primer lugar. La regulación del transformador y de este modo la relación de transmisión \ddot{u} también se presuponen como desconocidas, ya que se puede cambiar la regulación de nivel sin que la técnica secundaria en la estación tenga conocimiento de ello.

En la unidad de medición y supervisión 4 se determinan las admitancias \underline{Y} desconocidas de los elementos transversales del transformador y su relación de transmisión \ddot{u} a partir de la corriente de entrada I_{OS} , la corriente de salida I_{US} y la tensión de salida U_{US} así como la impedancia Z presupuesta como conocida del elemento longitudinal. Para ello se requieren al menos tres conjuntos de valores de medición, compuestos por la corriente de entrada I_{OS} , la tensión de salida U_{US} , la corriente de salida I_{US} y la diferencia de ángulo de fase φ entre la tensión de salida U_{US} y la corriente de salida I_{US} , en momentos de una carga diferente. Se obtienen mejores resultados al utilizar un mayor número de conjuntos de valores de medición, ya que así se pueden reducir las consecuencias de errores de medición.

Existe una posibilidad de determinar conjuntamente \ddot{u} e \underline{Y} al resolver la siguiente ecuación que se basa en el esquema p-equivalente según la figura 3:

$$\left| \frac{I_{OS}}{I_{US}} \right| = \left| \underline{A} \cdot \frac{U_{US}}{I_{US}} + \underline{B} \right| \text{ con } \underline{A} = \underline{Y} \cdot (2 + \underline{Z} \cdot \underline{Y}) \cdot \ddot{u} \quad \text{y} \quad \underline{B} = \frac{1 + \underline{Z} \cdot \underline{Y}}{\ddot{u}}$$

En la ecuación se desconocen las magnitudes \underline{Y} y \ddot{u} . Dado que \underline{Y} se compone de una parte real Y_r y una parte imaginaria Y_i , esto corresponde a tres variables reales desconocidas Y_r , Y_i y \ddot{u} . El importe de la relación de I_{OS} e I_{US} de la ecuación se conoce por las dos mediciones de corriente. También se conoce la relación compleja de U_{US} e I_{US} en la parte derecha de la ecuación. Mientras que cambian las corrientes y las tensiones con respecto a diferentes situaciones de carga, todos los demás elementos de la ecuación son constantes. Sólo mediante una evaluación de la ecuación en tres momentos diferentes se obtiene un sistema de ecuaciones que se puede resolver.

Dado que los valores de medición de los conjuntos de valores de medición contienen errores en la práctica, no sólo se recurre a los tres conjuntos de valores de medición necesarios como mínimo sino a claramente más, como por ejemplo 100. De este modo es posible una estimación muy precisa de los parámetros eléctricos de los elementos del esquema equivalente basándose en el método matemático conocido de una estimación de estado no lineal (*non-linear state estimation*). En este método se encuentra la solución más probable en un sistema de ecuaciones sobredeterminado. En particular, se pueden determinar de manera conocida los elementos transversales \underline{Y} y la relación de transmisión \ddot{u} a partir de un sistema de ecuaciones altamente sobredeterminado, de modo que al emplear los valores de medición de los conjuntos de valores de medición se obtiene en total la menor desviación posible para las magnitudes a determinar. Si los parámetros admitancia \underline{Y} y relación de transmisión \ddot{u} se determinan de este modo, entonces se puede determinar a continuación directamente la tensión de entrada U_{OS} en el lado de la

tensión superior del transformador al incluir cada conjunto nuevo de valores de medición.

Dado que también se puede calcular la corriente de entrada I_{OS} , aunque éste adicionalmente también se mide, está contenida una comprobación regular de la calidad del cálculo en el procedimiento descrito. Por ejemplo, en caso de una discrepancia entre las corrientes de entrada I_{OS} medida y la calculada se puede iniciar mediante un determinado valor umbral de corriente un nuevo procedimiento para determinar las admitancias \underline{Y} complejas y la relación de transmisión \hat{u} para corregir estos valores. Por ejemplo se puede dar un caso de este tipo cuando se haya cambiado una regulación de nivel del transformador de la estación de red local.

10 Lista de números de referencia

	1	Red eléctrica
	2	Subestación transformadora
	3	Líneas de transmisión
15	4	Unidad de medición y supervisión
	5	Unidad de medición de tensión
	6, 7	Unidades de medición de corriente
	8	Detector de diferencia de fase
	9	Unidad de cálculo
20	U_k	Tensión de cortocircuito relativa
	U_k	Tensión de cortocircuito
	\underline{Y}	Admitancia compleja de los elementos transversales, por ejemplo en el esquema p-equivalente del transformador
	\underline{Z}	Impedancia compleja del elemento longitudinal, por ejemplo en el esquema p-equivalente del transformador
25	U_{US}	Tensión de salida
	I_{US}	Corriente de salida
	U_{OS}	Tensión de entrada
	I_{OS}	Corriente de entrada
30	U_{OSr}	Tensión nominal en el lado de la tensión superior del transformador

REIVINDICACIONES

1. Procedimiento para determinar una tensión de entrada de un transformador de una estación de red local (2), con las siguientes etapas:

- 5
- medir una corriente de entrada (I_{OS}) del transformador, una corriente de salida (I_{US}) del transformador, una tensión de salida (U_{US}) del transformador así como un ángulo de fase entre la corriente de salida (I_{US}) y la tensión de salida (U_{US});
 - 10 - determinar la relación de transmisión (\ddot{u}) y las admitancias (\underline{Y}) complejas de elementos transversales, por ejemplo de un esquema p-equivalente, del transformador de la estación de red local (2) con ayuda de la corriente de entrada (I_{OS}) medida, de la corriente de salida (I_{US}) medida, de la tensión de salida (U_{US}) medida y del ángulo de fase entre la corriente de salida (I_{US}) y la tensión de salida (U_{US}); y
 - 15 - determinar la tensión de entrada (U_{OS}) del transformador de la estación de red local (2) basándose en la relación de transmisión (\ddot{u}) determinada y las admitancias (\underline{Y}) determinadas de los elementos transversales, por ejemplo del esquema p-equivalente.

2. Procedimiento según la reivindicación 1, realizándose la determinación de la relación de transmisión (\ddot{u}) y de las admitancias (\underline{Y}) de los elementos transversales mediante indicaciones con respecto a una tensión nominal en el lado de la tensión superior, con respecto a una tensión de cortocircuito relativa (u_k) y con respecto a una corriente nominal en el lado de la tensión superior.

3. Procedimiento según la reivindicación 1 o 2, determinándose la relación de transmisión (\ddot{u}) y las admitancias (\underline{Y}) mediante la resolución de un sistema de ecuaciones, determinándose el sistema de ecuaciones con ayuda de una matriz de transmisión del esquema p-equivalente.

4. Procedimiento según la reivindicación 3, estando el sistema de ecuaciones sobredeterminado y resolviéndose con ayuda de una estimación de estado no lineal.

5. Procedimiento según la reivindicación 4, determinándose varios, preferiblemente más de tres, conjuntos de valores de medición a partir de la corriente de entrada (I_{OS}) del transformador, la corriente de salida (I_{US}) del transformador y la tensión de salida (U_{US}) del transformador que aumentan la sobredeterminación del sistema de ecuaciones.

6. Procedimiento según la reivindicación 3 o 4, previendo el esquema p-equivalente dos elementos transversales paralelos con admitancias (\underline{Y}) entre los que está dispuesto en serie un elemento longitudinal con una impedancia (\underline{Z}), determinándose una parte imaginaria de la impedancia (\underline{Z}) de forma aproximada mediante una determinación del importe de la impedancia (\underline{Z}).

7. Procedimiento según la reivindicación 3 o 4, previendo el esquema p-equivalente dos elementos transversales paralelos con admitancias (\underline{Y}) entre los que está dispuesto en serie un elemento longitudinal con una impedancia (\underline{Z}), determinándose la impedancia (\underline{Z}) a partir de una tensión de cortocircuito relativa o absoluta y pérdidas en el cobre.

8. Unidad de medición y supervisión (4) para determinar una tensión de entrada de un transformador de una estación de red local (2), que comprende:

- una unidad de medición de tensión (5) para medir una tensión de salida (U_{US});
- unidades de medición de corriente (6, 7) para medir una corriente de entrada (I_{OS}) del transformador y una corriente de salida (I_{US}) del transformador;
- 50 - una unidad de diferencia de fase para determinar un ángulo de fase entre la corriente de salida (I_{US}) y la tensión de salida (U_{US});
- una unidad de cálculo (9) que está configurada

- o para determinar la relación de transmisión (\ddot{u}) y una admitancia (\underline{Y}) de elementos transversales, por ejemplo de un esquema p-equivalente, del transformador de la estación de red local (2) con ayuda de la corriente de entrada (I_{OS}) medida, de la corriente de salida (I_{US}) medida, de la tensión de salida (U_{US}) medida y del ángulo de fase entre la corriente de salida (I_{US}) y la tensión de salida (U_{US}); y
- o para determinar la tensión de entrada (U_{OS}) del transformador de la estación de red local (2) basándose en la relación de transmisión (\ddot{u}) determinada y en la admitancia (\underline{Y}) determinada del elemento transversal del esquema p-equivalente.

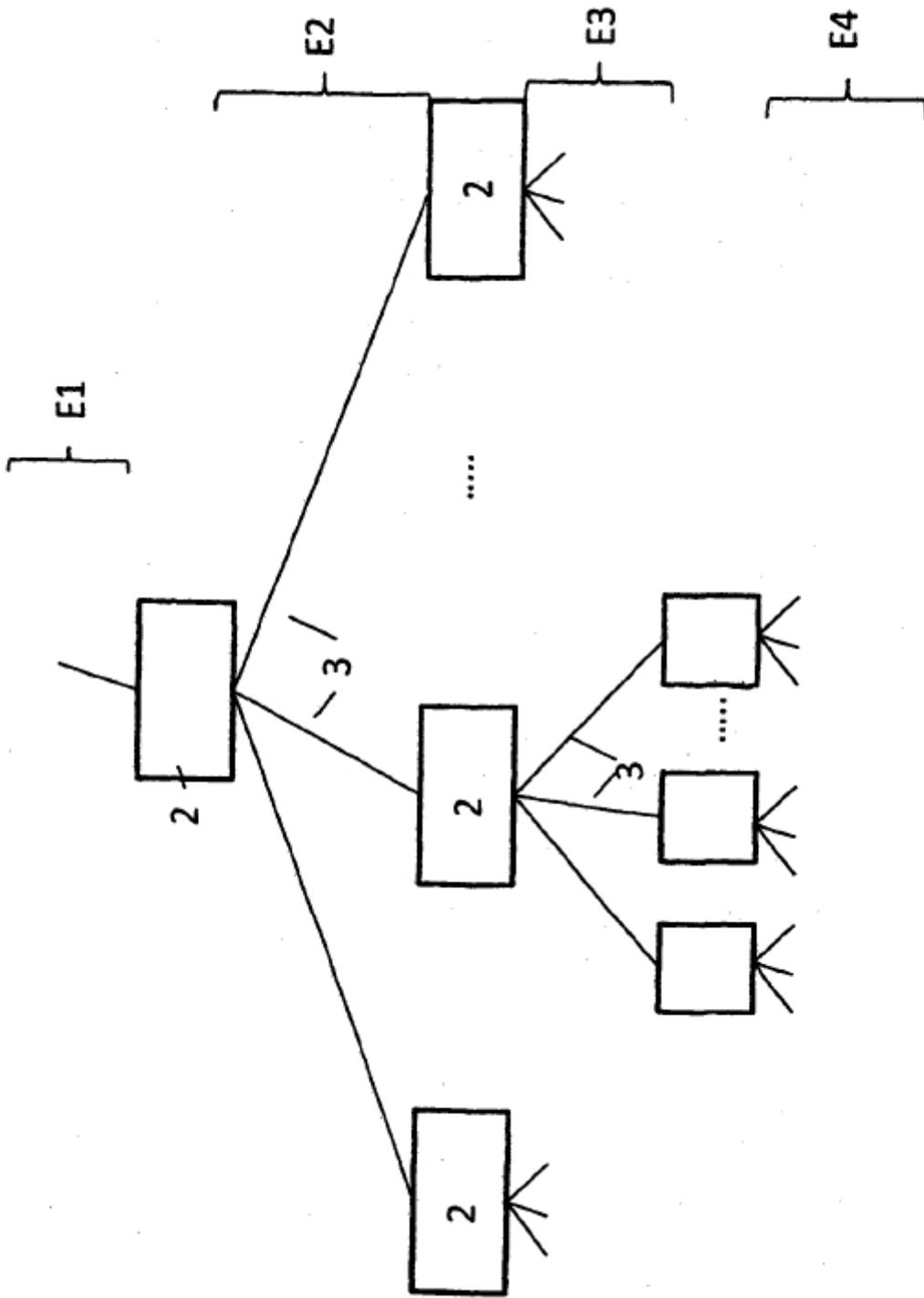


Fig. 1

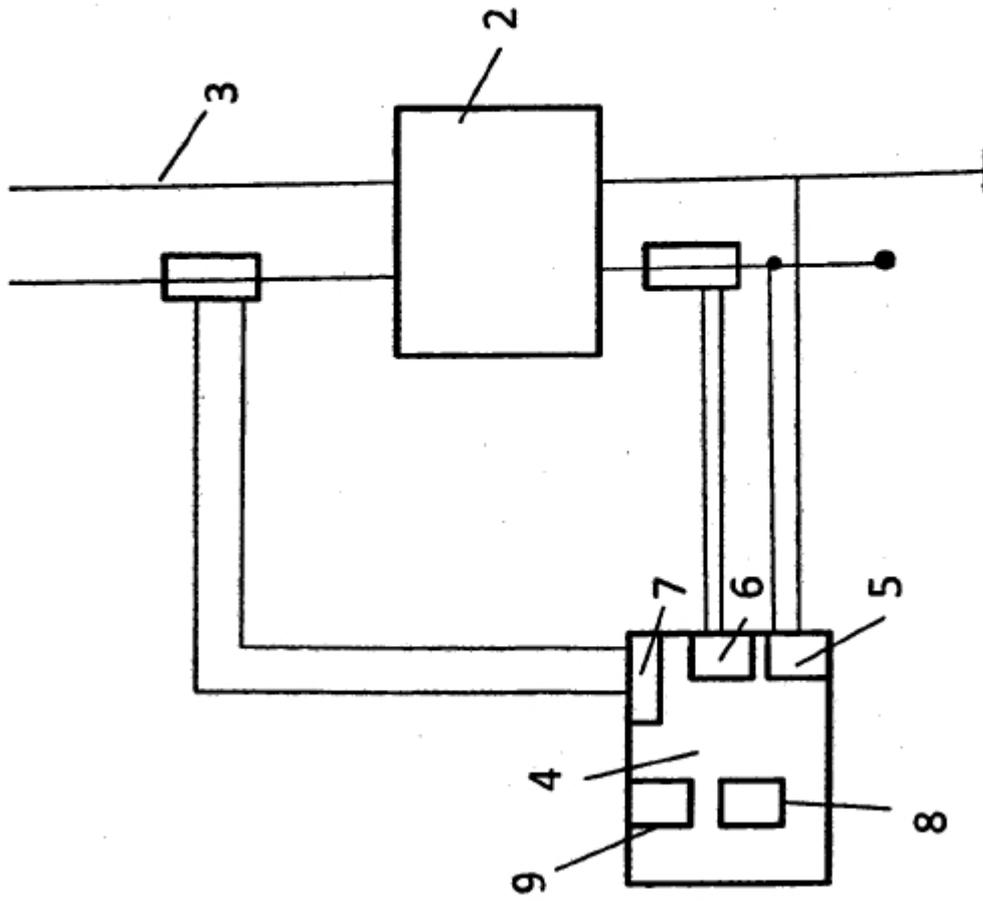


Fig. 2

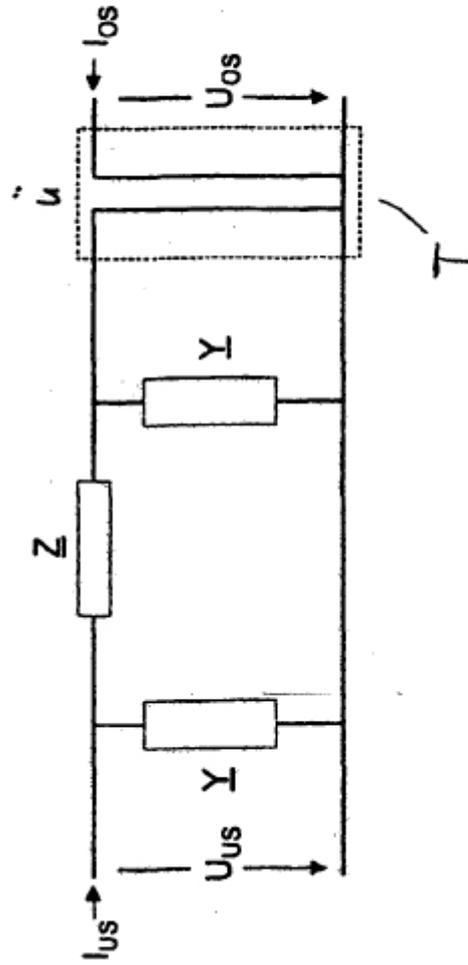


Fig. 3