



**(11) PI 1006797-3 B1**



\* B R P I 1 0 0 6 7 9 7 B 1 \*

**(22) Data do Depósito: 12/01/2010**

**República Federativa do Brasil**

Ministério da Economia

Instituto Nacional da Propriedade Industrial

**(45) Data de Concessão: 03/09/2019**

**(54) Título:** SISTEMA DE MONITORAMENTO CONFIGURADO PARA DETERMINAR PELO MENOS UMA CONDIÇÃO DE LINHA DE CONDUTOR DE FASE, MÉTODO PARA DETERMINAR PELO MENOS UMA CONDIÇÃO EM CADA UMA DE UMA PLURALIDADE DE SEGMENTOS DE UMA LINHA DE CONDUTOR DE FASE, E MEIO LEGÍVEL POR COMPUTADOR CODIFICADO COM INSTRUÇÕES EXECUTÁVEIS POR COMPUTADOR PARA DETERMINAR PELO MENOS UMA CONDIÇÃO DE LINHA DE CONDUTOR DE FASE

**(51) Int.Cl.:** H02J 3/00; H02J 13/00.

**(30) Prioridade Unionista:** 14/01/2009 US 12/353,413; 14/01/2009 US 12/353,836.

**(73) Titular(es):** ACCENTURE GLOBAL SERVICES LIMITED.

**(72) Inventor(es):** JEFFREY D. TAFT.

**(86) Pedido PCT:** PCT US2010020770 de 12/01/2010

**(87) Publicação PCT:** WO 2010/083164 de 22/07/2010

**(85) Data do Início da Fase Nacional:** 14/07/2011

**(57) Resumo:** SISTEMA DE MONITORAMENTO CONFIGURADO PARA DETERMINAR PELO MENOS UMA CONDIÇÃO DE LINHA DE CONDUTOR DE FASE, MÉTODO PARA DETERMINAR PELO MENOS UMA CONDIÇÃO EM CADA UMA DE UMA PLURALIDADE DE SEGMENTOS DE UMA LINHA DE CONDUTOR DE FASE, E MEIO LEGÍVEL POR COMPUTADOR CODIFICADO COM INSTRUÇÕES EXECUTÁVEIS POR COMPUTADOR PARA DETERMINAR PELO MENOS UMA CONDIÇÃO DE LINHA DE CONDUTOR DE FASE A presente invenção refere-se a um sistema de monitoramento que inclui um primeiro sensor posicionado em uma primeira localização ao longo de uma linha de condutor de fase e um segundo sensor posicionado em uma segunda localização ao longo da linha de condutor de fase. O primeiro sensor está configurado para gerar um primeiro conjunto de dados de sincrofásor. O segundo sensor está configurado para gerar um segundo conjunto de dados de sincrofásor. O sistema de monitoramento inclui um processador configurado para receber o primeiro e o segundo conjuntos de dados de sincrofásor. O processador está ainda configurado para determinar uma tensão do lado primário de pelo menos um transformador de distribuição eletricamente conectado na linha de condutor de fase com base em uma tensão do lado secundário de pelo menos um transformador de distribuição. A tensão do (...).

Relatório Descritivo da Patente de Invenção para "SISTEMA DE MONITORAMENTO CONFIGURADO PARA DETERMINAR PELO MENOS UMA CONDIÇÃO DE LINHA DE CONDUTOR DE FASE, MÉTODO PARA DETERMINAR PELO MENOS UMA CONDIÇÃO EM CADA UMA DE UMA PLURALIDADE DE SEGMENTOS DE UMA LINHA DE CONDUTOR DE FASE, E MEIO LEGÍVEL POR COMPUTADOR CODIFICADO COM INSTRUÇÕES EXECUTÁVEIS POR COMPUTADOR PARA DETERMINAR PELO MENOS UMA CONDIÇÃO DE LINHA DE CONDUTOR DE FASE".

#### CAMPO DA TÉCNICA

[0001] A presente invenção refere-se à análise de sistema elétrico e, especificamente, à análise de distribuição elétrica.

#### TÉCNICA RELACIONADA

[0002] Os dados de fasor podem ser utilizados para analisar os sistemas de energia tais como os sistemas de transmissão. Os dados de fasor podem ser sincronizados permitindo que várias análises sejam completadas para as linhas de condutor no sistema de energia utilizando os dados de sistema sincronizados. No entanto, os sensores utilizados para obter os dados de fasor podem estar espaçados muito distantes ao longo das linhas de condutor, o que pode reduzir a precisão na localização de um problema com uma linha de condutor com base nos dados de fasor.

#### SUMÁRIO

[0003] Um sistema de monitoramento configurado para determinar pelo menos uma condição de condutor de fase em um sistema de distribuição pode incluir um primeiro sensor posicionado em uma localização ao longo de uma linha de condutor de fase. O primeiro sensor pode estar configurado para gerar um primeiro conjunto de dados de sincrofasor. O sistema de monitoramento pode incluir um segundo sensor posicionado em uma segunda localização ao longo da linha de

condutor de fase. O segundo sensor pode estar configurado para gerar um segundo conjunto de dados de sincrofase. O sistema de monitoramento pode incluir um processador configurado para receber o primeiro conjunto de dados de sincrofase e o segundo conjunto de dados de sincrofase. O processador pode estar ainda configurado para determinar uma tensão do lado primário de pelo menos um transformador de distribuição eletricamente conectado no condutor de fase com base em uma tensão do lado secundário do pelo menos um transformador de distribuição. O processador pode estar ainda configurado para determinar pelo menos uma condição de condutor de fase com base no primeiro conjunto de dados de sincrofase, no segundo conjunto de dados de sincrofase, e na tensão do lado primário do pelo menos um transformador de distribuição.

[0004] Um método para determinar pelo menos uma condição de uma linha de condutor de fase pode incluir receber um primeiro conjunto de dados de sincrofase associados com a linha de condutor de fase. O método pode ainda incluir um segundo conjunto de dados de sincrofase associados com a linha de condutor de fase. O método pode ainda incluir determinar uma tensão do lado primário de pelo menos um transformador de distribuição com base em uma tensão do lado secundário do pelo menos um transformador de distribuição. O método pode ainda incluir determinar a pelo menos uma condição de linha de condutor de fase com base no primeiro conjunto de dados de sincrofase, no segundo conjunto de dados de sincrofase, e na tensão do lado primário do pelo menos um transformador de distribuição.

[0005] Um meio legível por computador pode estar codificado com instruções executáveis por computador executáveis com um processador. O meio legível por computador pode incluir instruções executáveis para receber um primeiro conjunto de dados de sincrofase associados com a linha de condutor de fase e instruções executáveis

para receber um segundo conjunto de dados de sincrofase associados com a linha de condutor de fase. O meio legível por computador pode ainda incluir instruções executáveis para determinar uma tensão do lado primário de pelo menos um transformador de distribuição com base em uma tensão do lado secundário do pelo menos um transformador de distribuição. O meio legível por computador pode ainda incluir instruções executáveis para determinar pelo menos uma condição de linha de condutor de fase com base no primeiro conjunto de dados de sincrofase, no segundo conjunto de dados de sincrofase, e na tensão do lado primário do pelo menos um transformador de distribuição.

[0006] Um método para determinar uma pluralidade de pontos de sensor em um sistema de distribuição para obter os dados sincronizados pode incluir carregar um mapa representativo de um sistema de distribuição. O método pode ainda incluir determinar um primeiro conjunto de pontos de sensor sobre o mapa em um primeiro nível do sistema de distribuição com base em primeiros critérios predeterminados. O método pode ainda incluir determinar um segundo conjunto de pontos de sensor sobre o mapa no primeiro nível do sistema de distribuição com base em critérios de entrada de usuário.

[0007] Um método para determinar uma tensão do lado primário de um transformador de distribuição pode incluir determinar uma primeira corrente que flui através de um enrolamento secundário do transformador de distribuição e uma pluralidade de instantes de tempo. A determinação da primeira corrente pode estar baseada em dados de medidor de corrente gerados por uma pluralidade de cargas medidas conectadas a um lado secundário do transformador de distribuição. O método pode determinar uma segunda corrente que flui através do enrolamento secundário do transformador de distribuição na pluralidade de instantes de tempo. A determinação da segunda corrente está ba-

seado em dados de medidor de corrente gerados pela pluralidade de cargas medidas conectadas no lado secundário do transformador de distribuição.

[0008] O método pode incluir determinar uma corrente total que flui para a pluralidade de cargas medidas para cada um da pluralidade de instantes de tempo com base na primeira corrente na pluralidade de instantes de tempo e na segunda corrente na pluralidade de instantes de tempo. O método pode incluir receber uma respectiva tensão de medidor de cada uma da pluralidade de cargas medidas em cada um da pluralidade de instantes de tempo. O método pode incluir determinar uma tensão de lado secundário do transformador de distribuição em cada um da pluralidade de instantes de tempo com base na primeira corrente, na segunda corrente, na corrente total, e nas respectivas tensões de medidor na pluralidade de instantes de tempo. O método pode incluir determinar a tensão do lado primário com base na tensão do lado secundário determinada em um da pluralidade de instantes de tempo.

[0009] Em um exemplo, a pluralidade de instantes de tempo pode ser um primeiro instante de tempo, um segundo instante de tempo, e um terceiro instante de tempo. Em outro exemplo, a respectiva tensão de medidor de cada uma da pluralidade de cargas medidas em cada um da pluralidade de instantes de tempo pode ser uma respectiva tensão de medidor de um primeiro medidor e um segundo medidor em cada um da pluralidade de instantes de tempo. Em outro exemplo, o método pode incluir determinar a tensão do lado secundário do transformador de distribuição em cada um da pluralidade de instantes de tempo com base em respectivas perdas de queda de linha de serviço. Em outro exemplo, o método pode incluir determinar a tensão do lado secundário do transformador de distribuição em cada um da pluralidade de instantes de tempo com base em perdas de linha comuns.

[00010] Um sistema para determinar uma tensão do lado primário de um transformador de distribuição pode incluir um processador configurado para determinar uma primeira corrente que flui através de um enrolamento secundário de um transformador de distribuição em uma pluralidade de instantes de tempo com base em dados de medidor de corrente gerados por uma pluralidade de cargas medidas conectadas no lado secundário do transformador de distribuição. O processador pode estar configurado para determinar uma segunda corrente que flui através do enrolamento secundário de um transformador de distribuição na pluralidade de instantes de tempo com base em dados de medidor de corrente gerados pela pluralidade de cargas medidas conectadas no lado secundário do transformador de distribuição.

[00011] O processador pode estar configurado para determinar uma corrente total que flui para a pluralidade de cargas medidas para cada um da pluralidade de instantes de tempo com base na primeira corrente na pluralidade de instantes de tempo e na segunda corrente na pluralidade de instantes de tempo. O processador pode estar configurado para receber uma respectiva tensão de medidor de cada uma da pluralidade de cargas medidas em cada um da pluralidade de instantes de tempo. O processador pode estar configurado para determinar uma tensão do lado secundário do transformador de distribuição em cada um da pluralidade de instantes de tempo com base na primeira corrente, na segunda corrente, e na corrente total, e nas respectivas tensões de medidor na pluralidade de instantes de tempo. O processador pode estar configurado para determinar a tensão do lado primário com base na tensão do lado secundário determinada em um da pluralidade de instantes de tempo.

[00012] Em um exemplo, a pluralidade de instantes de tempo pode ser um primeiro instante de tempo, um segundo instante de tempo, e um terceiro instante de tempo. Em outro exemplo, a respectiva tensão

de medidor de cada uma da pluralidade de cargas medidas em cada um da pluralidade de instantes de tempo pode ser uma respectiva tensão de medidor de um primeiro medidor e um segundo medidor em cada um da pluralidade de instantes de tempo. Em outro exemplo, o processador pode estar ainda configurado determinar a tensão do lado secundário do transformador de distribuição em cada um da pluralidade de instantes de tempo com base em respectivas perdas de queda de linha de serviço. Em outro exemplo, o processador pode estar ainda configurado para determinar a tensão do lado secundário do transformador de distribuição em cada um da pluralidade de instantes de tempo com base em perdas de linha comuns.

[00013] Um meio legível por computador codificado com instruções executáveis por computador que são executáveis com um processador podem incluir instruções executáveis para determinar uma primeira corrente que flui através de um enrolamento secundário de um transformador de distribuição em uma pluralidade de instantes de tempo com base em dados de medidor de corrente gerados por uma pluralidade de cargas medidas conectadas a um lado secundário do transformador de distribuição. O meio legível por computador pode incluir instruções executáveis para determinar uma segunda corrente que flui através do enrolamento secundário do transformador de distribuição na pluralidade de instantes de tempo com base em dados de medidor de corrente gerados pela pluralidade de cargas medidas conectadas no lado secundário do transformador de distribuição.

[00014] O meio legível por computador pode incluir instruções executáveis para determinar uma corrente total que flui para a pluralidade de cargas medidas para cada um da pluralidade de instantes de tempo com base na primeira corrente na pluralidade de instantes de tempo e na segunda corrente na pluralidade de instantes de tempo. O meio legível por computador pode incluir instruções executáveis para

receber uma respectiva tensão de medidor de cada uma da pluralidade de cargas medidas em cada um da pluralidade de instantes de tempo. O meio legível por computador pode incluir instruções executáveis para determinar uma tensão do lado secundário do transformador de distribuição em cada um da pluralidade de instantes de tempo com base na primeira corrente, na segunda corrente, na corrente total, e nas respectivas tensões de medidor na pluralidade de instantes de tempo. O meio legível por computador pode incluir instruções executáveis para determinar uma tensão do lado primário do transformador de distribuição com base na tensão do lado secundário determinada em um da pluralidade de instantes de tempo.

[00015] Em um exemplo, a pluralidade de instantes de tempo pode ser um primeiro instante de tempo, um segundo instante de tempo, e um terceiro instante de tempo. Em outro exemplo, a respectiva tensão de medidor de cada uma da pluralidade de cargas medidas em cada um da pluralidade de instantes de tempo pode ser uma respectiva tensão de medidor de um primeiro medidor e um segundo medidor em cada um da pluralidade de instantes de tempo. Em outro exemplo, o meio legível por computador pode incluir instruções executáveis para determinar a tensão do lado secundário do transformador de distribuição em cada um da pluralidade de instantes de tempo com base em respectivas perdas de queda de linha de serviço. Em outro exemplo, o meio legível por computador pode incluir instruções executáveis para determinar a tensão do lado secundário do transformador de distribuição em cada um da pluralidade de instantes de tempo com base em perdas de linha comuns.

[00016] Objetos e vantagens adicionais da presente invenção ficarão aparentes da descrição seguinte, referência sendo feita aos desenhos acompanhantes em que as modalidades preferidas da presente invenção estão claramente mostradas.

## BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

[00017] A inovação pode ser melhor compreendida com referência aos desenhos e à descrição seguintes. Os componentes nas figuras não estão necessariamente em escala, uma ênfase ao contrário sendo colocada sobre a ilustração dos princípios da invenção. Mais ainda, nas figuras, os números de referência iguais designam as partes correspondentes através de todas as diferentes vistas.

Figura 1 é uma vista diagramática de um exemplo de um sistema de distribuição;

figura 2 é um exemplo de um circuito equivalente T de um sistema de distribuição;

figura 3 é um exemplo de uma técnica para decompor um circuito equivalente T;

figura 4 é outro exemplo de uma técnica para decompor um circuito equivalente T;

figura 5 é um exemplo do circuito equivalente T decomposto da figura 2;

figura 6 é uma vista diagramática de uma porção de um sistema de distribuição;

figura 7 é um fluxograma de um exemplo de operação utilizada para determinar uma tensão do lado primário de um transformador de distribuição;

figura 8 é um exemplo de um sistema configurado para determinar os valores de variável de estado em um sistema de distribuição;

figura 9 é um exemplo de um sistema configurado para determinar as falhas de condutor de linha;

figura 10 é um fluxograma de um exemplo de operação para determinar as falhas de linha de condutor de fase em um sistema de distribuição; e

figura 11 é um fluxograma de um exemplo de operação para determinar os pontos de sensor em um sistema de distribuição.

#### DESCRIÇÃO DETALHADA

[00018] A figura 1 apresenta uma vista diagramática de um exemplo de sistema de distribuição 100. O sistema de distribuição 100 pode incluir uma subestação 102 que supre energia ao longo de uma linha de condutor de fase 104 para uma terminação de circuito 106. Os sistemas de distribuição, tal como o sistema de distribuição 100, podem incluir mais de um condutor de fase, tal como em um sistema de distribuição de serviço público trifásico. A vista diagramática da figura 1 ilustra uma única fase como um exemplo; no entanto, os conceitos descritos podem ser aplicados a um sistema de distribuição que implemente uma pluralidade de fases, tal como em um sistema de distribuição de serviço público bifásico ou trifásico.

[00019] O sistema de distribuição 100 pode incluir uma pluralidade de circuitos alimentadores 108. Cada circuito alimentador 108 está individualmente designado como  $FC_1$  até  $FC_P$  na figura 1. Cada circuito alimentador 108 pode estar configurado para suprir energia para um ou mais circuitos de cliente. Cada circuito de alimentador 108 pode estar eletricamente conectado a um lado secundário de um transformador de distribuição 110 correspondente. Cada transformador de distribuição 110 está individualmente designado como  $DT_1$  até  $DT_P$ . Em um exemplo, cada transformador de distribuição 110 pode estar configurado para reduzir (por exemplo, transformar a tensão de uma tensão mais alta no lado primário para uma tensão mais baixa no lado secundário) uma tensão suprida da subestação 102 e prover a tensão reduzida para o circuito alimentador correspondente.

[00020] Sensores 112 podem estar colocados ao longo da linha de condutor de fase 104 para medir vários valores associados com a linha de condutor de fase 104, tal como a tensão e a corrente em um ponto

ao longo da linha de condutor de fase 104. Em um exemplo, os sensores 112 podem estar configurados para gerar dados de sincrofase, os quais podem incluir as medições de fasor de tensão e as medições de fasor de corrente que são sincronizadas com medições simultâneas que ocorrem em outro local dentro de um sistema de distribuição associado. Na figura 1, os sensores 112 estão designados individualmente como S1 e S2, os quais podem cada um medir as tensões e as correntes de fasor em um ponto de conexão ao longo da linha de condutor de fase 104. Os dados coletados por cada sensor S1 e S2 podem ser sincronizados para permitir que várias porções do sistema sejam monitoradas em um único ponto no tempo. Na figura 1, os sensores 112 estão mostrados como estando localizados nas extremidades da linha de condutor de fase 104. Em exemplos alternativos, os sensores 112 podem estar colocados em qualquer localização ao longo da linha de condutor de fase 104, e mais de dois sensores podem estar posicionados ao longo da linha de condutor de fase 104. O sistema de distribuição 100 pode também incluir outros níveis de circuito abaixo dos circuitos alimentadores 108.

[00021] Na configuração mostrada na figura 1, as tensões e as correntes associadas com cada circuito alimentador 108 podem ser medidas para determinar a tensão e as correntes do transformador do lado secundário de cada transformador de distribuição 110 correspondente. Cada uma destas tensões de transformador do lado secundário pode ser utilizada para determinar uma tensão do lado primário correspondente de cada transformador de distribuição 110. Cada tensão do lado primário pode ser utilizada juntamente com os dados de sincrofase obtidos dos sensores 112 para fazer determinações sobre as condições de linha da linha de condutor de fase 104.

[00022] A figura 2 mostra uma vista diagramática de sensores 200 configurados para gerar os dados de sincrofase que podem estar po-

sicionados ao longo de uma seção 202 da linha de condutor de fase 104. Em um exemplo, a seção 202 pode ser a linha de condutor de fase 104 inteira como ilustrado na figura 1. A figura 2 mostra a seção 202 entre os sensores 200 como sendo modelada como um circuito equivalente T. A linha de condutor de fase 104 pode incluir uma ou mais impedâncias equivalentes, as quais podem ser representadas como blocos  $\tilde{z}_1$  na figura 2 e qualquer impedância de carga sendo designada como bloco  $\tilde{z}_N$ . A seta através do bloco  $\tilde{z}_N$  indica o modo no qual a impedância de carga pode variar ao longo do tempo. Em um exemplo, a impedância de carga  $\tilde{z}_N$  pode representar um ou mais circuitos alimentadores eletricamente conectados na seção de linha 202.

[00023] Similar aos sensores 112, os sensores 200 podem ser utilizados para medir os fasores de tensão e de corrente sincronizados em um sistema de distribuição. Estas medições permitem que as variáveis de estado sejam ou medidas ou calculadas para o modelo equivalente T, o qual pode prover informações relevantes utilizadas para determinar uma resposta de sistema a novas entradas. O modo no qual um sistema atinge um estado presente não tem nenhum efeito sobre um estado futuro. Para um dado estado e entrada admissível, o estado futuro do sistema é unicamente determinado. Por exemplo, o sensor S1 pode medir o fasor de tensão  $\hat{V}_1$  e o fasor de corrente  $\hat{I}_1$  no ponto de conexão da seção de linha 202. Similarmente, o sensor S1 pode medir o fasor de tensão  $\hat{V}_2$  e o fasor de corrente  $\hat{I}_2$  no ponto de conexão da seção de linha 202. Estes valores podem ser determinados de modo que estes sejam sincronizados e utilizados para calcular outras variáveis de estado associadas com o circuito equivalente T, tal como  $\tilde{z}_1$ ,  $\tilde{z}_N$ ,  $\hat{V}_N$ , e  $\hat{I}_N$ . Utilizando as tensões e correntes de fasor medidas, estes valores podem ser determinados utilizando um conjunto de

equações de variáveis de estado apresentadas abaixo:

$$\text{EQN. 1} \quad \tilde{Z}_1 = (\tilde{V}_1 - \tilde{V}_2) / (\tilde{I}_1 + \tilde{I}_2)$$

$$\text{EQN. 2} \quad \tilde{V}_N = \tilde{V}_1 - \tilde{I}_1 \tilde{Z}_1 = \tilde{V}_2 - \tilde{I}_2 \tilde{Z}_1$$

$$\text{EQN. 3} \quad \tilde{I}_N = \tilde{I}_1 - \tilde{I}_2$$

$$\text{EQN. 4} \quad \tilde{Z}_N = \tilde{V}_N / \tilde{I}_N$$

[00024] A utilização dos dados de sincrofase obtidos em medições pelos sensores 200 permite que as variáveis de estado sejam determinadas em qualquer momento instantâneo quando as medições dos sensores 200 estão sincronizadas no tempo, tal como através de um sistema de posicionamento global (GPS). As medições das variáveis de estado permitem que várias condições de linha de condutor de fase sejam determinadas com base em dissipação de potência. Medições adicionais ao longo da seção de linha 202 podem permitir uma maior resolução na determinação de dissipação de potência ao longo da seção de linha 202. Em um exemplo, o circuito equivalente T 204 pode ser decomposto em seções T menores.

[00025] O circuito equivalente T produz uma matriz T relacionando os valores de  $\tilde{V}_1$ ,  $\tilde{I}_1$  no com os valores de  $\tilde{V}_2$ ,  $\tilde{I}_2$  como segue:

$$\text{EQN. 5} \quad \begin{bmatrix} \tilde{V}_1 \\ \tilde{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_2 \\ \tilde{I}_2 \end{bmatrix}$$

onde a matriz T é uma função de transferência que provê uma relação entre as tensões e correntes de entrada e as tensões e correntes de saída de um circuito equivalente T.

[00026] Em um exemplo, a matriz T pode ser decomposta em P diferentes seções T. A figura 3 mostra um fluxograma de um exemplo de técnica de decomposição 300 de um circuito equivalente T em P seções T. Na figura 3, os autovetores podem ser determinados através de uma análise de autovetor. Como mostrado na figura 3, os autovetores finalmente permitem que P diferentes seções T sejam determina-

das. A técnica de autovetor da figura 3 utiliza duas propriedades de matrizes: os autovetores de matriz podem ser utilizados para calcular uma matriz equivalente que é diagonal na forma; e a raiz P de uma matriz diagonal pode ser encontrada calculando a raiz P de cada uma das entradas diagonais independentemente. Utilizando esta técnica, a matriz T pode ser decomposta em um número arbitrário de seções T, as quais podem ser executadas em cascata de volta novamente para gerar a matriz T original.

[00027] Em outro exemplo, a matriz T da Equação 5 pode ser decomposta em menores seções T para análise. Em um exemplo, a matriz T pode ser fatorada em dois componentes de raiz quadrada 400 como mostrado na figura 4. Esta técnica de decomposição permite que N fatorações ocorram resultando em 2N seções T.

[00028] A aplicação da técnica de decomposição da figura 3 no circuito 204 equivalente T da figura 2 pode resultar em P circuitos equivalentes T concatenados tais como aqueles mostrados na figura 5. Cada seção T pode incluir uma impedância de linha representada por respectivos blocos  $\tilde{Z}_1$  e uma respectiva impedância de carga  $\tilde{Z}_N$ . Em um exemplo, uma seção de linha 202 pode incluir P circuitos alimentadores entre cada sincrofase S1 e S2, tais como os circuitos alimentadores 108 mostrados na figura 1. Isto permite que cada seção T na figura 5 inclua uma representação de um transformador de distribuição associado com um circuito alimentador.

[00029] A inclusão de uma representação de um transformador de distribuição em cada seção T pode permitir que a tensão do lado primário de cada transformador de distribuição represente uma estimativa da magnitude de cada tensão de nodo  $\tilde{V}_N$ , 1 até P, associado com cada seção T durante a análise. Uma vez que cada tensão de nodo  $\tilde{V}_N$  é estabelecida as quedas de tensão entre as tensões de nodo  $\tilde{V}_N$  ad-

jacentes, assim como entre cada sensor S1 e S2, e uma tensão de nodo  $\tilde{V}_N$  adjacente podem ser determinadas com base em medições de sistema. As quedas de tensão permitem que as várias condições de linha sejam determinadas, tais como as temperaturas de linha com base em energia dissipada em seções de linha. Por exemplo, quando  $\tilde{Z}_1$  em um circuito equivalente T da figura 2 é determinado, a impedância por distância pode ser determinada já que o comprimento da seção de linha 202 é tipicamente conhecido ou pode ser estimado. Assim, cada impedância  $\tilde{Z}_1$  das seções T menores na figura 5 pode ser determinada com base no comprimento de linha ou entre um sensor S1 e S2 e um transformador de distribuição adjacente ou entre transformadores de distribuição adjacentes.

[00030] Em um exemplo, a energia dissipada pode ser determinada através da relação de  $P=V^2/R$ , onde V é a queda de tensão entre os nodos de tensão  $\tilde{V}_N$  adjacentes ou entre um sensor 200 e um nodo de tensão  $\tilde{V}_N$ . R é a parte real das impedâncias de linha entre os valores de tensão, ou dos transformadores de distribuição ou dos sensores. A energia dissipada pode ser utilizada para determinar as temperaturas de segmentos entre os pontos de sensor (por exemplo, os sensores e o lado primário de um transformador de distribuição) da seção de linha 202, os quais podem ser utilizados para a análise de falha.

[00031] Em um exemplo, a tensão do lado primário de um transformador de distribuição 600 pode ser determinada com base em uma respectiva tensão do lado secundário. A figura 6 mostra um exemplo de uma configuração de circuito alimentador que pode ser utilizada para determinar as tensões de transformador de distribuição do lado primário. A figura 6 mostra uma linha de condutor de fase 602. Um enrolamento primário 604 do transformador de distribuição 600 pode estar eletricamente conectado na linha de condutor de fase 602 e ter

uma tensão do lado primário  $V_P$ . Um enrolamento secundário 606 do transformador de distribuição 600 pode estar eletricamente conectado a um ou mais clientes que formam as cargas no lado secundário do transformador 600. No exemplo da figura 6, dois circuitos de cliente 608, 610 estão mostrados, mas mais circuitos de cliente podem estar conectados no transformador de distribuição 602. Cada circuito de cliente 608, 610 está mostrado como estando conectado no enrolamento secundário 606 em uma configuração de fase dividida. A conexão de fase dividida permite que o circuito de cliente esteja conectado através do enrolamento secundário 606, com uma derivação central 612 mostrada como sendo aterrada. A configuração de fase dividida permite que uma tensão do lado secundário  $V_S$  seja recebida pelos circuitos de cliente 608, 610. Em outros exemplos os circuitos de cliente podem estar conectados no enrolamento secundário 606 em qualquer outra configuração.

[00032] A energia distribuída para cada circuito de cliente 608, 610 pode ser medida e gravada com um medidor 614, 616, respectivamente. Cada medidor 614, 616 pode incluir um processador 618, 620, respectivamente, e uma memória 622, 624, respectivamente. Os medidores 614, 616 podem utilizar os respectivos processadores e memórias para processar o consumo de energia. Cada medidor 614, 616 pode incluir um conversor analógico para digital (não mostrado) que permite que os medidores 614, 616 processem os dados de utilização de energia digitais. Cada medidor 614, 616 pode operar substancialmente no mesmo modo na figura 6, assim um exemplo que descreve o circuito de cliente 608 pode aplicar ao circuito de cliente 610, assim como a outros circuitos de cliente que podem estar conectados no circuito alimentador mostrado na figura 6.

[00033] Em um exemplo, o circuito de cliente 608 pode estar consumindo uma energia suprida da linha de condutor de fase 600. Na

configuração de fase dividida mostrada na figura 6, uma corrente  $I_1$  pode fluir através do enrolamento secundário 606 através da linha de condutor 611 e a corrente  $I_2$  pode fluir através da linha de condutor 613. As linhas de condutor 611, 613 podem cada uma incluir as perdas de linha comuns  $R_{s1}$  e  $R_{s2}$ , as quais representam as perdas de linhas comuns compartilhadas por cada circuito de cliente conectado. Pelo menos uma porção de cada uma das correntes  $I_1$  e  $I_2$  pode fluir através de ramificações 626, 628, respectivamente, do circuito de cliente 608 e estão representadas por correntes de ramificação  $I_{A1}$  e  $I_{B1}$  na figura 6.

[00034] Cada ramificação 626, 628 pode cada uma incluir uma perda de linha de queda de serviço  $R_{d1}$ ,  $R_{d2}$ , respectivamente. As correntes de ramificação  $I_{A1}$  e  $I_{B1}$  cada uma flui através do medidor 614. O medidor 614 pode incluir os medidores de corrente interna 630, 632 para medir as correntes de ramificação  $I_{A1}$  e  $I_{B1}$ . O medidor 614 pode também incluir um voltímetro interno 634 que pode determinar a tensão de medidor  $V_{M1}$  com base no diferencial de corrente entre as correntes de ramificação  $I_{A1}$  e  $I_{B1}$ . O circuito de cliente 608 pode também incluir uma carga representada como  $R_{I1}$  e  $R_{I2}$  na figura 6.

[00035] Similarmente, o circuito de cliente 610 pode receber as correntes de ramificação  $I_{A2}$  e  $I_{B2}$ , as quais podem cada uma ser somente uma porção das correntes  $I_1$  e  $I_2$ , respectivamente. Cada corrente de ramificação  $I_{A2}$  e  $I_{B2}$  pode fluir através de uma respectiva ramificação 636, 638 que têm as perdas de linha de queda de serviço  $R_{d1}$ ,  $R_{d2}$ . As correntes de ramificação  $I_{A2}$  e  $I_{B2}$  podem ser medidas pelo medidor 616, e uma tensão de medidor  $V_{M2}$  pode ser determinada para o circuito de cliente 610. O circuito de cliente 610 pode incluir uma carga representada como  $R_{I3}$  e  $R_{I4}$  na figura 6.

[00036] Em um exemplo, uma relação entre as tensões de medidor  $V_{M1}$  e  $V_{M2}$  e a tensão secundária  $V_s$  podem ser utilizadas para determinar a tensão secundária  $V_s$ . A relação pode ser representada co-

mo:

$$\text{EQN. 6} \quad \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & -I_1[1] & 0 & -I_T[1] \\ 1 & 0 & 0 & 0 & -I_2[1] & -I_T[1] \\ 0 & 1 & 0 & -I_1[2] & 0 & -I_T[2] \\ 0 & 1 & 0 & 0 & -I_2[2] & -I_T[2] \\ 0 & 0 & 1 & -I_1[3] & 0 & -I_T[3] \\ 0 & 0 & 0 & 1 & -I_2[3] & -I_T[3] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_s[1] \\ V_s[2] \\ V_s[3] \\ R_{d1} \\ R_{d2} \\ R_b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{M1}[1] \\ V_{M2}[1] \\ V_{M1}[2] \\ V_{M2}[2] \\ V_{M1}[3] \\ V_{M2}[3] \end{bmatrix}$$

[00037] Na Equação 6, "[1]" pode representar o valor da respectiva variável em um primeiro instante de tempo, "[2]" pode representar o valor da respectiva variável em um segundo instante de tempo, e "[3]" pode representar o valor da respectiva variável em um terceiro instante de tempo. Na Equação 6, várias hipóteses podem ser feitas tais como  $R_{s1}=R_{s2}=R_s/2$  e  $R_{d1}=R_{d2}$ . Em outros exemplos, instantes de tempo adicionais podem ser utilizados.

[00038] Na Equação 6,  $I_T=I_1+I_2$  e representa a corrente total que flui através dos circuitos de cliente. As correntes  $I_1$  e  $I_2$  podem ser encontradas somando as correntes nas ramificações correspondentes de cada circuito de cliente. Isto permite que a corrente  $I_T$  seja determinada utilizando os valores de corrente determinados por cada medidor e somando as correntes medidas juntas. Na Equação 6, a matriz que contém os valores de corrente pode ser invertida e multiplicada pela matriz que contém as tensões de medidor  $V_{M1}$  e  $V_{M2}$  em três instantes de tempo selecionados. Isto permite que a matriz que contém a tensão secundária  $V_s$  seja determinada para os três instantes de tempo selecionados. Assim, cada tensão secundária  $V_s[1]$ ,  $V_s[2]$ , e  $V_s[3]$  determinada pode cada uma ser utilizada para o respectivo instante de tempo. Cada um destes valores pode ser utilizado para determinar a tensão primária  $V_p$  no respectivo instante de tempo com base na razão de espiras do transformador 602.

[00039] A configuração da figura 6 apresenta um exemplo no qual as cargas medidas associadas com os circuitos de cliente em um sis-

tema de distribuição podem ser utilizadas para determinar a tensão do lado primário de um transformador conectado que fornece energia para a carga. Em outros exemplos, as cargas medidas podem ser utilizadas para determinar a tensão do lado primário de um transformador que provê energia para as cargas medidas com um equipamento posicionado entre as cargas medidas e o transformador. Por exemplo, na configuração mostrada na figura 6, vários equipamentos tais como relés ou chaves podem estar conectados entre os circuitos de cliente 608, 610 e o transformador 600. Em outros exemplos, outros transformadores podem estar posicionados entre o transformador 600 e os circuitos de cliente 608, 610. As cargas medidas associadas com os circuitos de cliente 608, 610 podem ser utilizadas nestes exemplos alternativos para determinar uma tensão do lado primário associada com o transformador 600 conectado na linha de condutor de fase.

[00040] A tensão do lado primário de transformadores de distribuição, tal como o transformador de distribuição 600, pode ser determinada em outras maneiras. Em um exemplo, um sistema de distribuição pode incluir um sistema de comunicação baseado em linha de energia. O sistema de comunicação baseado em linha de energia pode estar configurado para operar em um sistema de distribuição tal como o sistema de distribuição 100 na figura 1. O sistema de comunicação baseado em linha de energia pode incluir elementos de ponte localizados em cada transformador de distribuição, tal como os transformadores de distribuição  $DT_1$  até  $DT_P$ . Os elementos de ponte podem permitir que as tensões de transformador do lado secundário sejam medidas e transmitidas ao longo do sistema de comunicação baseado em linha de energia. Cada tensão de transformador do lado secundário pode ser utilizada para determinar uma tensão do lado primário correspondente com base na razão de espiras.

[00041] A figura 7 mostra um fluxograma de um exemplo de ope-

ração para determinar uma tensão do lado primário de um transformador de distribuição. Uma etapa 700 pode incluir determinar as correntes medidas que fluem através de cada ramificação de cada circuito de cliente conectado a um lado secundário do transformador de distribuição para uma pluralidade de instantes de tempo. Em um exemplo, a etapa 700 pode ser executada utilizando os medidores conectados no modo mostrado na figura 6 com relação aos medidores 614, 616. Esta disposição permite que cada medidor meça a corrente que flui através de uma respectiva ramificação por um número de instantes de tempo, tal como três instantes de tempo. Estas correntes podem ser somadas juntas em cada instante de tempo para cada ramificação provendo a corrente total que flui através das ramificações correspondentes.

[00042] A operação pode também incluir uma etapa 702 de determinar a corrente total que flui através de cada circuito de cliente para a pluralidade de instantes de tempo. Em um exemplo, a corrente total de cada um da pluralidade de instante de tempo pode ser encontrada somando as correntes medidas por cada medidor em cada um da pluralidade de instantes de tempo. Em um exemplo, a etapa 702 pode ser executada utilizando medidores tais como os medidores 614, 616 mostrados na figura 6. A operação pode também incluir uma etapa 704 de determinar uma primeira tensão de medidor e uma segunda tensão de medidor na pluralidade de instantes de tempo. Em um exemplo, a etapa 704 pode ser executada em um modo descrito com relação à figura 6 utilizando os medidores 614, 616. A operação pode também incluir uma etapa 706 de determinar uma tensão do lado secundário do transformador de distribuição em cada um da pluralidade de instantes de tempo. Em um exemplo, a etapa 706 pode ser executada em um modo descrito com relação à figura 6, o qual pode utilizar a Equação 6 para determinar as tensões do lado secundário de cada um de três instantes de tempo. A operação pode também incluir uma etapa 708 de de-

terminar a tensão do lado primário do transformador de distribuição. Em um exemplo, isto pode ser executado determinando a tensão do lado primário utilizando uma razão de espiras e a tensão do lado secundário do transformador de distribuição.

[00043] A determinação de uma tensão de transformador do lado primário, ou tensão de nodo  $\tilde{z}_N$ , para cada seção T associada mostrada na figura 6 permite que as tensões de nodo sejam utilizadas para determinar as perdas de energia ao longo de seções de um condutor de fase como anteriormente descrito. Em um exemplo, a análise para determinar as condições de linha de condutor de fase pode ser determinada utilizando exemplos de configurações mostradas nas figuras 8 e 9. A figura 8 mostra um exemplo de sistema configurado para gerar as variáveis de estado utilizando os dados de fasor obtidos de um par de sensores, os quais podem ser utilizados para gerar os dados de sincrofasor para uma seção de linha de condutor de fase entre o par de sensores, tal como aquela mostrada na figura 1. As variáveis de estado associadas podem ser utilizadas para determinar as condições de linha de condutor de fase, tal como a temperatura com base em dissipação de potência. As tensões do lado primário tais como aquelas determinadas com base em dados de medidor podem ser utilizadas para várias outras aplicações, tais como uma regulação de tensão de alimentador, uma detecção e classificação de transformador de distribuição, uma detecção e localização de falta de energia, e um rastreamento de restauração de energia, por exemplo.

[00044] O sistema da figura 8 está mostrado como recebendo medições de tensão e de corrente para um sistema trifásico que tem as fases A, B, e C. As tensões  $V_A$  até  $V_C$  e as correntes  $I_A$  até  $I_C$  podem ser determinadas através de sensores de linha (não mostrados). As tensões detectadas  $V_A$  até  $V_C$  e as correntes detectadas  $I_A$  até  $I_C$  podem ser recebidas por um respectivo conversor A/D 802 até 812. A

tensão digitalizada e os dados de corrente podem ser recebidos e armazenados em um respectivo dispositivo de armazenamento digital, tais como os armazenamentos temporários de anel de dados 814 até 824. Os dados digitalizados podem ser utilizados para determinar os valores de variável de estado para cada fase em um tempo específico. Os dados digitalizados podem ser recebidos por um dispositivo de computador 826 que tem um processador 828 e uma memória 830. O dispositivo de computador 826 pode utilizar os dados digitalizados para cada fase para gerar as variáveis de estado associadas com cada fase.

[00045] Os dados de fase digitalizados podem ser transformados para o domínio de frequência pelo dispositivo de computador 826 através do módulo de transformada de Fourier 832. O dispositivo de computador 826 pode processar os dados de domínio de frequência na determinação de informações de raiz média quadrática (RMS) para cada tensão de fase ( $V_{RMS}$ ) e corrente ( $I_{RMS}$ ), assim como a potência real (P) e a potência reativa (Q) através de um módulo 834. Os dados de fase digitalizados podem também ser utilizados pelo dispositivo de computador 826 em um módulo de rastreamento de frequência trifásica 836 para determinar a frequência de linha.

[00046] As tensões e correntes RMS para cada fase, a potência real e reativa para cada fase, e a frequência de linha podem ser utilizadas pelo dispositivo de computador 826 no módulo 838 o qual pode incluir uma determinação de fator de potência, uma compensação de frequência de fasor de tensão, e uma determinação de fasores de corrente para cada fase de fasores de tensão correspondentes, as magnitudes de corrente, e os fatores de potência para cada fase. O módulo 838 pode gerar os fasores de tensão ( $\tilde{V}_{ABC}$ ) e os fasores de corrente ( $\tilde{I}_{ABC}$ ) para cada fase. O dispositivo de computador 826 pode incluir um módulo de correção de fase 840, o qual recebe um sinal de GPS de

uma fonte de sinal de GPS 842 e uma frequência de sistema de tensão CA de uma fonte de frequência de sistema 843, o que resulta em gerar os dados de sincrofase para um sensor de linha. Os dados de sincrofase para cada fase  $\tilde{V}_{\text{synch}}$ ,  $\tilde{I}_{\text{synch}}$  podem ser utilizados pelo dispositivo de computador 826 em um módulo de determinação de variável de estado 845, o qual também implementa os dados de sincrofase de um módulo de dados de sincrofase 844 de outro sensor adjacente para determinar as variáveis de estado para cada fase para uma seção de um condutor de linha. Na figura 9, um conjunto de variáveis de estado 846 está mostrado o qual pode representar os valores de variável de estado para cada uma das três fases.

[00047] O dispositivo de computador 826 pode ser um dispositivo de computador conectado a um sistema de distribuição tal como em uma unidade de terminal remoto (RTU). Em um exemplo, o dispositivo de computador 826 pode gerar as variáveis de estado e transmitir as variáveis de estado para uma localização centralizada para utilização por outro dispositivo de computador. Em um exemplo alternativo, o dispositivo de computador 826 pode transmitir os dados de sincrofase  $\tilde{V}_{\text{synch}}$  e  $\tilde{I}_{\text{synch}}$  para a localização centralizada a qual pode também receber os dados de sincrofase para um sensor de linha adjacente, o que permite que as variáveis de estado sejam determinadas na localização centralizada.

[00048] Quando da determinação das variáveis de estado para cada fase, as variáveis de estado podem ser utilizadas juntamente com as tensões primárias dos transformadores de distribuição para uma fase correspondente para determinar as condições de seção de linha de condutor de fase. A figura 9 mostra um sistema 900 que pode ser configurado para determinar as condições para uma seção de linha de fase A. No entanto, a seção de linha de qualquer outra fase, B ou C, pode ser analisada substancialmente no mesmo modo.

[00049] Em um exemplo, o sistema 900 pode incluir um dispositivo de computador 902. O dispositivo de computador 902 pode ser um único dispositivo de computador ou um número de dispositivos de computador. No exemplo da figura 9, o dispositivo de computador 902 inclui um processador 904 e uma memória 906. O processador 904 e a memória 906 podem ser utilizados para processar os valores de variável de estado e os dados de medidor de circuito de cliente. Em um exemplo, o dispositivo de computador 902 pode estar localizado em uma localização centralizada para receber os dados de variável de estado de dispositivos de coletamento de dados tais como as RTUs localizadas de todo um sistema de distribuição medido. Outros dispositivos podem ser utilizados para capturar e determinar os dados de sistema, tal como os sensores de tensão e de corrente ou qualquer outro dispositivo ou mecanismo capaz de capturar os dados relativos ao sistema de distribuição e calcular os valores de variável de estado. Em exemplos alternativos, o dispositivo de computador 902 pode receber as medições de dados de sincrofase para determinar os valores de variável de estado. O dispositivo de computador 826 na figura 8 pode também ser utilizado para executar as operações e os módulos associados com o dispositivo de computador 902.

[00050] Na figura 9, o dispositivo de computador 902 pode receber as variáveis de estado e os dados de medidor de circuito de cliente para os transformadores de distribuição conectados a um segmento de linha sendo analisado pelo dispositivo de computador 902. Em um exemplo, o dispositivo de computador 902 pode implementar um módulo 908 para processar os dados de medidor de circuito de cliente em um modo descrito com relação à figura 6 para gerar as tensões do lado primário associados com os respectivos transformadores de distribuição posicionados em vários pontos ao longo de uma seção de linha que está sendo analisada. Em um exemplo, o dispositivo de computa-

dor 902 pode consultar um dispositivo de consulta de dados responsável por obter os dados de medidor associados com os circuitos de cliente em um sistema de distribuição, tal como uma RTU, um sistema de controle supervisor e de aquisição de dados (SCADA), um sistema de medidor, ou qualquer outro dispositivo ou sistema de captura de dados.

[00051] As tensões do lado primário podem ser utilizadas com as variáveis de estado pelo dispositivo de computador 902 no módulo 910 para determinar as quedas de tensão ao longo dos segmentos de linha de condutor de fase entre os pontos de sensor, os quais podem incluir os sensores que geram os dados de sincrofase, assim como, as tensões de nodo sobre os primários do transformador de distribuição. Em um exemplo, o módulo 910 pode implementar uma análise de seção T como anteriormente descrito. O dispositivo de computador 902 pode executar uma determinação de dissipação de potência no módulo 912 para cada segmento. A dissipação de potência determinada para cada segmento pode ser utilizada pelo dispositivo de computador 902 no módulo 914 para determinar a temperatura de segmento de linha para cada segmento e gerar um sinal de saída que indica quaisquer segmentos que têm temperaturas anormais, o que pode indicar uma falha ao longo daquele segmento.

[00052] Em outro exemplo, as tensões de transformador do lado secundário  $DT_1$  até  $DT_P$  podem ser determinadas utilizando os elementos de ponte de um sistema de comunicação baseado em linha de energia. As tensões do lado secundário podem ser transmitidas através do sistema de comunicação baseado em linha de energia para o dispositivo de computador 902 e convertidas para as tensões de transformador do lado primário no módulo 912. Em outro exemplo, as tensões do lado secundário recebidas pelo dispositivo de computador 902 podem ser uma combinação de tensões do lado secundário de medi-

dores ou elementos de ponte de um sistema de comunicação baseado em linha de energia.

[00053] A figura 10 mostra um fluxograma de um exemplo de operação para determinar as condições de linha de condutor de fase. Uma etapa 1000 pode incluir determinar os dados de sincrofase com base na saída de um primeiro e um segundo sensores. Em um exemplo, a etapa 1000 pode ser executada utilizando uma configuração tal como aquela mostrada na figura 1 na qual os sensores S1 e S2 estão posicionados ao longo de uma seção de linha 202 e configurados para gerar os dados que podem ser utilizados para determinar os dados de sincrofase.

[00054] A operação pode incluir uma etapa 1002 de determinar os valores de variável de estado associados com a seção de linha entre o primeiro e o segundo sensores. Em um exemplo, a etapa 1002 pode ser executada utilizando os dados de sincrofase e as Equações 1 até 4. A operação pode também incluir uma etapa 1004 de determinar um circuito equivalente T da seção de linha entre o primeiro e o segundo sensores. Em um exemplo, isto pode ser executado utilizando as variáveis de estado determinadas na etapa 1002.

[00055] A operação pode também incluir uma etapa 1006 de decompor um circuito equivalente T em seções T menores. Em um exemplo, a etapa 1006 pode ser executada em um modo descrito com relação às figuras 3 ou 4. A operação pode também incluir uma etapa 1008 de determinar os dados de medidor de medidores de energia conectados a um lado secundário de transformadores de distribuição, os quais podem estar conectados no segmento de linha entre o primeiro e o segundo sensores. A operação pode também incluir uma etapa 1010 de determinar as tensões do lado primário para cada transformador de distribuição eletricamente conectado no segmento de linha entre o primeiro e o segundo sensores. Em um exemplo, a etapa 1010 pode

ser executada em um modo descrito com referência à figura 6 utilizando os dados de medidor adquiridos.

[00056] A operação da figura 10 pode também incluir uma etapa 1012 de determinar a dissipação de potência em uma pluralidade de segmentos de linha entre o primeiro e o segundo sensores. Em um exemplo, a etapa 1012 pode ser executada utilizando os valores de variável de estado e as tensões do lado primário dos transformadores de distribuição entre o primeiro e o segundo sensores em uma análise de circuito equivalente T. Como anteriormente descrito, com base nos valores de variável de estado determinados em uma análise de seção T, a impedância por distância pode ser determinada para um segmento de linha entre o primeiro e o segundo sensores. Esta impedância por distância pode ser utilizada com as tensões de transformador do lado primário determinadas para determinar cada segmento de linha entre os transformadores de distribuição adjacentes e o primeiro e o segundo sensores.

[00057] A operação pode incluir uma etapa 1014 de determinar se temperaturas excessivas existem ao longo de qualquer um dos segmentos de linha. Se temperaturas excessivas forem detectadas, a etapa 1016 pode ser executada para determinar o segmento alimentador associado com a temperatura excessiva. Se temperaturas de falha não forem detectadas, a operação pode ser continuamente executada para monitorar a seção de linha de condutor de fase entre o primeiro e o segundo sensores. A operação da figura 10 pode ser utilizada para determinar outras condições de linha de condutor de fase associadas com as condições de falha, tais como as falhas de fase para fase, de fase para terra, trifásicas (curtos circuitos) e falhas de fase aberta (círculo aberto no lado a jusante, de modo que nenhuma corrente de falha flua).

[00058] Um sistema de distribuição pode incluir vários níveis estru-

turais ou topológicos conforme a energia de tensão é distribuída e os alimentadores ramificam nas várias seções. Estes vários níveis podem todos ser decompostos em seções T, permitindo que um sistema seja continuamente analisado em um modo como anteriormente descrito. Os pontos de sensor podem ser determinados através de um sistema de distribuição do qual recebe os dados para analisar um sistema que implementa a análise de seção T. Estes pontos de sensor podem ser localizações dentro de níveis de sistema de distribuição nos quais posicionar os sensores para medir os valores de sistema, tais como os sensores S1 e S2 mostrados na figura 1, assim como pontos de medição de localizações selecionadas para a análise de sistema como discutido com referência à figura 6.

[00059] A figura 11 mostra um fluxograma de um exemplo de operação para determinar os pontos de sensor através de todo um sistema de distribuição. Uma etapa 1100 pode incluir carregar um mapa topográfico de um sistema de distribuição. Em um exemplo, o mapa pode ser carregado em um dispositivo de computador, tal como o dispositivo de computador 902 da figura 9. Um dispositivo ou dispositivos de computador, tal como o dispositivo de computador 902, pode executar a operação inteira da figura 11. O mapa topográfico pode ser um modelo de sistema de distribuição que inclui vários equipamentos de sistema de distribuição que podem ser utilizados para obter os dados de sistema.

[00060] Uma etapa 1102 pode incluir determinar os pontos de sensor em um primeiro nível de um sistema de distribuição com base em primeiros critérios predeterminados e critérios de entrada. O mapa topográfico pode ser utilizado para determinar as localizações de quaisquer pontos de sensor determinados. Em um exemplo, o primeiro nível de um sistema de distribuição pode ser um nível de circuito alimentador. O nível de circuito alimentador pode incluir um circuito de

uma subestação até um final de um circuito. Em um exemplo, os pontos de sensor podem ser selecionados nos quais posicionar os sensores configurados para obter os dados de fasor sincronizados para análise. O primeiro nível pode também incluir as seções de circuito alimentador, as quais podem ser seções de um circuito alimentador definido pelo equipamento de interconexão tais como os relés de circuito ou fusíveis. O primeiro nível pode também incluir os segmentos alimentadores, os quais podem ser definidos por vários fatores para análise, tais como as áreas selecionadas dentro de um sistema de distribuição que podem ser desejadas para uma análise mais resoluta em comparação com outras áreas de um sistema de distribuição.

[00061] Em um exemplo, os primeiros critérios predeterminados podem representar uma configuração de sistema generalizada, a qual pode determinar os pontos de sensor em várias localizações de sensor convencionais predeterminadas. Em outro exemplo, os primeiros critérios predeterminados podem ser obrigações contratuais. Um cliente conectado a um sistema de distribuição pode ter um contrato com um supridor de energia para receber uma compensação monetária em um caso de falta de energia. Este critério pode ser utilizado para monitorar mais de perto os clientes desta natureza em relação a outros clientes, os quais podem requerer mais pontos de sensor do que outras áreas do sistema de distribuição.

[00062] Em outro exemplo, os critérios de entrada podem ser selecionados com base na configuração específica do sistema de distribuição que está sendo analisado, tal como a distribuição de carga. Dentro de um sistema, certos circuitos podem historicamente experimentar uma volatilidade de carga em áreas específicas dentro de um sistema de distribuição. Os critérios de entrada permitem que os pontos de sensor sejam determinados com base nas considerações de distribuição de carga de um sistema de distribuição específico.

[00063] A operação da figura 11 pode incluir uma etapa 1104 de determinar se os pontos de sensor devem ser posicionados em um segundo nível do sistema de distribuição. Em um exemplo, a decisão na etapa 1104 pode estar baseada nos primeiros critérios. Se pontos de sensor devem ser posicionados, a etapa 1106 pode incluir determinar os pontos de sensor no mapa no segundo nível com base nos primeiros critérios predeterminados e nos critérios de entrada de usuário. Em um exemplo, o segundo nível do sistema de distribuição pode incluir um nível de ramificação de alimentador. Um nível de ramificação de alimentador pode ser um ou mais circuitos que ramificam do circuito alimentador. Em um exemplo, o nível de ramificação de alimentador pode ser circuitos diminuídos em tensão em um transformador ou podem ser a mesma tensão que o circuito alimentador. O segundo nível pode também incluir um ou mais níveis de segmento de ramificação, os quais podem ser segmentos dos níveis de ramificação de alimentador determinados por considerações de carga ou outras considerações de sistema tal como uma configuração de circuito específica.

[00064] A operação pode ainda incluir uma etapa 1108 de determinar se os pontos de sensor devem ser posicionados em um terceiro nível do sistema de distribuição. Em um exemplo, a decisão na etapa 1108 pode estar baseada nos primeiros critérios predeterminados e nos critérios de entrada. Se pontos de sensor devem ser posicionados, uma etapa 1110 pode incluir determinar os pontos de sensor no mapa no terceiro nível com base nos primeiros critérios. Em um exemplo, o terceiro nível do sistema de distribuição pode incluir um nível lateral. Um nível lateral pode ser um ou mais circuitos que ramificam do circuito alimentador ou de uma de ramificação de alimentador, e assim pode ramificar de um primeiro e um segundo níveis. Em um exemplo, o nível lateral pode ser um circuito de sistema de distribuição diretamente conectado a um cliente, tal como a configuração de circuito mostrada na

figura 6. O terceiro nível pode também incluir um ou mais níveis de segmento lateral, os quais podem ser segmentos dos níveis de ramificação de alimentador determinados por considerações de carga ou outras considerações de sistema tal como uma configuração de circuito específica. Os pontos de sensor para o terceiro nível podem ser determinados para posicionar os sensores para obter os dados utilizados para a análise de sincrofase, ou os pontos de sensor podem ser medidores de cliente, tais como aqueles descritos com relação à figura 6. Os dados de medidores de cliente podem ser utilizados para a análise de sistema juntamente com os dados de sensor, tal como em um modo anteriormente descrito.

[00065] A operação pode incluir uma etapa 1112 de determinar se os pontos de sensor adicionais devem ser posicionados com base nos primeiros critérios predeterminados e nos critérios de entrada. Se pontos de sensor adicionais devem ser posicionados, uma etapa 1114 pode incluir determinar os pontos de sensor no mapa no primeiro, segundo e terceiro níveis do sistema de distribuição com base em segundos critérios predeterminados. Em um exemplo, os pontos de sensor adicionais podem ser determinados serem posicionados em pelo menos um nível de localização de falha. Um sistema de distribuição pode incluir uma área mais suscetível a falhas por várias razões, tais como ambiente, carga, configuração de circuito, etc. Estas razões podem representar os segundos critérios predeterminados na determinação da posição de um nível de localização de falha e se pontos de sensor adicionais devem ser utilizados. Os pontos de sensor adicionais podem também ser determinados na etapa 1114 com base em critérios predeterminados tais como as localizações de bancos de capacitores de sistema ou sistema de geração distribuídos, tais como as turbinas de combustão ou as células de combustível, por exemplo. Os pontos de sensor determinados na etapa 1114 podem ou ser sensores

configurados para obter os dados para uma análise de fasor sincronizado ou podem ser dados de medidor com base em disponibilidade de medidor.

[00066] A operação da figura 11 pode permitir uma análise de um sistema de distribuição para determinar as condições de linha de condutor de fase. Em um exemplo, quando da determinação de ponto de sensor através da operação da figura 11, os sensores podem ou ser colocados, ou utilizados se já no lugar, para reunir dados que permitem que uma variável de estado seja determinada em várias seções dos condutores de fase no sistema de distribuição que utiliza um circuito equivalente T para análise. Os dados de medidores selecionados como pontos de sensor podem também ser utilizados para a análise de sistema de distribuição permitindo que várias condições de linha de condutor de fase sejam determinadas, tal como no modo descrito com relação à figura 9.

[00067] Apesar de componentes específicos de inovações terem sido descritos, os métodos, sistemas, e artigos de manufatura consistentes com a inovação podem incluir componentes adicionais ou diferentes. Por exemplo, os processadores 828 e 902 podem ser implementados com um microprocessador, um microcontrolador, um circuito integrado de aplicação específica (ASIC), uma lógica discreta, ou uma combinação ou outro tipo de circuitos ou de lógica. Similarmente, as memórias 830 e 906 podem ser DRAM, SRAM, Instantânea ou qualquer outro tipo de memória. Identificadores, dados, bancos de dados, tabelas, entidades, e outras estruturas de dados podem ser separadamente armazenadas e gerenciadas, podem ser incorporadas em uma única memória ou banco de dados, podem ser distribuídas, ou podem ser logicamente e fisicamente organizadas em muitos diferentes modos. Os programas podem ser partes de um único programa, programas separados, ou distribuídos através de diversas memórias e

processadores. Além disso, os módulos 832, 834, 836, 838, 840, 845, 908, 910, 912, e 914 podem ser implementações de software ou de hardware nos processadores e memórias associados.

[00068] Apesar de várias modalidades da inovação terem sido descritas, será aparente para aqueles versados na técnica que muitas mais modalidades e implementações são possíveis dentro do escopo da inovação. Consequentemente, a inovação não deve ser restrita exceto à luz das reivindicações anexas e seus equivalentes.

## REIVINDICAÇÕES

1. Sistema de monitoramento (900) configurado para determinar pelo menos uma condição de linha de condutor de fase (104, 202, 604) em cada um de uma pluralidade de segmentos de uma linha de condutor de fase (104, 202, 604) de um sistema de distribuição (100), o sistema de monitoramento (900) compreendendo:

um primeiro sensor ( $S_1$ , 112, 200) posicionado em uma primeira localização ao longo da linha de condutor de fase (104, 202, 604), em que o primeiro sensor ( $S_1$ , 112, 200) está configurado para gerar um primeiro conjunto de dados de sincrofase;

um segundo sensor ( $S_2$ , 112, 200) posicionado em uma segunda localização ao longo da linha de condutor de fase (104, 202, 604), em que o segundo sensor ( $S_2$ , 112, 200) está configurado para gerar um segundo conjunto de dados de sincrofase; e

um processador (904) configurado para receber o primeiro conjunto de dados de sincrofase e o segundo conjunto de dados de sincrofase;

caracterizado pelo fato de que o processador (904) determina uma tensão do lado primário ( $V_p$ ) de pelo menos um transformador de distribuição eletricamente conectado no condutor de fase com base em uma tensão do lado secundário do pelo menos um transformador de distribuição, em que o processador (904) está ainda configurado para determinar pelo menos uma condição de condutor de fase compreendendo pelo menos uma dissipação de potência em cada um da pluralidade de segmentos com base no primeiro conjunto de dados de sincrofase, no segundo conjunto de dados de sincrofase, e na tensão do lado primário ( $V_p$ ) de pelo menos um transformador de distribuição (110, 600).

2. Sistema de monitoramento de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o processador (904) está ainda

configurado para determinar a tensão do lado secundário ( $V_s$ ) do pelo menos um transformador de distribuição (110, 600) com base em dados gerados por uma pluralidade de medidores eletricamente conectados (608, 610) no lado secundário do pelo menos um transformador de distribuição (110, 600).

3. Sistema de monitoramento, de acordo com a reivindicação 2, caracterizado pelo fato de que os dados gerados pela pluralidade de medidores são um primeiro conjunto de tensões de medidor ( $V_{M1}$ ) e um primeiro conjunto de correntes de medidor ( $I_{A1}, I_{B1}$ ) medidos por um primeiro medidor e um segundo conjunto de tensões de medidor ( $V_{M2}$ ) e um segundo conjunto de correntes de medidor ( $I_{A2}, I_{B2}$ ) medidos por um segundo medidor (610).

4. Sistema de monitoramento, de acordo com a reivindicação 2, caracterizado pelo fato de que o pelo menos um transformador de distribuição (110, 600) compreende um primeiro transformador de distribuição e um segundo transformador de distribuição;

em que o processador (904) está ainda configurado para determinar uma tensão do lado secundário ( $V_s$ ) do primeiro transformador de distribuição com base nos dados gerados por uma pluralidade de medidores eletricamente conectados (608, 610) no lado secundário do primeiro transformador de distribuição; e

em que o processador (904) está ainda configurado para determinar uma tensão do lado secundário ( $V_s$ ) do segundo transformador de distribuição com base nos dados gerados pela pluralidade de medidores eletricamente conectados (608, 610) no lado secundário do segundo transformador de distribuição.

5. Sistema de monitoramento, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o processador (904) está configurado para determinar a potência dissipada em cada um da pluralidade de segmentos em um momento no tempo com base no primeiro

conjunto de dados de sincrofase, no segundo conjunto de dados de sincrofase, e na tensão do lado primário ( $V_p$ ) do pelo menos um transformador de distribuição (110, 600).

6. Sistema de monitoramento, de acordo com a reivindicação 5, caracterizado pelo fato de que o processador (904) está ainda configurado para determinar pelo menos uma condição de linha para cada um da pluralidade de segmentos com base na potência dissipada determinada em cada um da pluralidade de segmentos.

7. Sistema de monitoramento, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a pelo menos uma condição de linha de condutor de fase (104, 202, 604) é uma distribuição de temperatura de linha.

8. Sistema de monitoramento, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o processador (904) está ainda configurado para determinar a tensão do lado secundário ( $V_s$ ) do pelo menos um transformador de distribuição (110, 600) com base em uma medição por um elemento de ponte de um sistema de comunicação eletricamente conectado na tensão do lado secundário ( $V_s$ ) do pelo menos um transformador de distribuição (110, 600).

9. Método para determinar pelo menos uma condição em cada uma de uma pluralidade de segmentos de uma linha de condutor de fase (104, 202, 604), o método sendo executável por um dispositivo computador tendo um processador (904) e uma memória (906), o dispositivo computador acoplado com pelo menos um dispositivo ou sistema de captura de dados, o método compreendendo as etapas de:

receber, por um dispositivo computador, um primeiro conjunto de dados de sincrofase associados com a linha de condutor de fase (104, 202, 604);

receber, por um dispositivo computador, um segundo conjunto de dados de sincrofase associados com a linha de condutor de

fase (104, 202, 604);

caracterizado pelo fato de que compreende ainda:

determinar, por um processador (904), uma tensão do lado primário ( $V_p$ ) de pelo menos um transformador de distribuição (110, 600) com base em uma tensão do lado secundário ( $V_s$ ) do pelo menos um transformador de distribuição (110, 600); e

determinar, por um processador, pelo menos uma condição de linha de condutor de fase (104, 202, 604) compreendendo pelo menos uma dissipação de potência em cada uma da pluralidade de segmentos com base no primeiro conjunto de dados de sincrofase, no segundo conjunto de dados de sincrofase, e na tensão do lado primário ( $V_p$ ) do pelo menos um transformador de distribuição (110, 600).

10. Método, de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato de que ainda compreende a etapa de determinar a tensão do lado secundário ( $V_s$ ) do pelo menos um transformador de distribuição (110, 600) com base em dados de medidor a partir de uma pluralidade de medidores conectados no lado secundário do pelo menos um transformador de distribuição (110, 600).

11. Método, de acordo com a reivindicação 10, caracterizado pelo fato de que a etapa de determinar a tensão do lado secundário ( $V_s$ ) com base em dados de medidor recebidos a partir de uma pluralidade de medidores (608, 610) conectados no lado secundário do pelo menos um transformador de distribuição (110, 600) compreende determinar a tensão do lado secundário ( $V_s$ ) com base em um primeiro conjunto de dados de tensão de medidor ( $V_M$ ) e um segundo conjunto de dados de corrente de medidor ( $I_A, I_B$ ) recebidos de um segundo medidor (610).

12. Método, de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato de que a etapa de determinar pelo menos uma condição de linha de condutor de fase (104, 202, 604) compreende determinar pelo

menos uma respectiva condição de linha de condutor de fase (104, 202, 604) para uma pluralidade de segmentos da linha de condutor de fase (104, 202, 604) em um momento no tempo com base no primeiro conjunto de dados de sincrofasor, no segundo conjunto de dados de sincrofasor, e na tensão do lado primário ( $V_p$ ) do pelo menos um transformador de distribuição (110, 600).

13. Método, de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato de que a etapa de determinar pelo menos uma condição de linha de condutor de fase (104, 202, 604) compreende determinar a temperatura da condição de linha de condutor de fase (104, 202, 604) com base na dissipação de potência determinada na pluralidade de segmentos de linha de condutor de fase (104, 202, 604).

14. Método, de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato de que ainda compreende a etapa de determinar a tensão do lado secundário ( $V_s$ ) do pelo menos um transformador de distribuição (110, 600) com base em dados de um elemento de ponte de um sistema de comunicação eletricamente conectado no lado secundário do pelo menos um transformador de distribuição (110, 600).

15. Meio legível por computador codificado com instruções executáveis por computador para determinar pelo menos uma condição de linha de condutor de fase (104, 202, 604) em cada um da pluralidade de segmentos de uma linha de condutor de fase (104, 202, 604), as instruções executáveis por computador sendo executáveis com um processador (904), o meio legível por computador compreendendo:

instruções executáveis para receber um primeiro conjunto de dados de sincrofasor associados com a linha de condutor de fase (104, 202, 604);

instruções executáveis para receber um segundo conjunto de dados de sincrofasor associados com a linha de condutor de fase

(104, 202, 604);

caracterizado pelo fato de que compreende ainda:

instruções executáveis para determinar uma tensão do lado primário ( $V_p$ ) de pelo menos um transformador de distribuição (110, 600) com base em uma tensão do lado secundário ( $V_s$ ) do pelo menos um transformador de distribuição (110, 600); e

instruções executáveis para determinar pelo menos uma condição de linha de condutor de fase (104, 202, 604) compreendendo pelo menos uma dissipação de potência em cada um da pluralidade de segmentos com base no primeiro conjunto de dados de sincrofase, no segundo conjunto de dados de sincrofase, e na tensão do lado primário ( $V_p$ ) do pelo menos um transformador de distribuição (110, 600).

16. Meio legível por computador, de acordo com a reivindicação 15, caracterizado pelo fato de que ainda compreende instruções executáveis para determinar a tensão do lado secundário ( $V_s$ ) do pelo menos um transformador de distribuição (110, 600) com base em dados de medidor a partir de uma pluralidade de medidores conectados no lado secundário do pelo menos um transformador de distribuição (110, 600).

17. Meio legível por computador, de acordo com a reivindicação 16, caracterizado pelo fato de que as instruções executáveis para determinar a tensão do lado secundário ( $V_s$ ) do pelo menos um transformador de distribuição (110, 600) compreendem instruções executáveis para determinar um primeiro conjunto de dados de tensão de medidor e um segundo conjunto de dados corrente de medidor recebidos a partir de um segundo medidor.

18. Meio legível por computador, de acordo com a reivindicação 15, caracterizado pelo fato de que ainda compreende instruções executáveis para determinar pelo menos uma condição de linha de condutor de fase (104, 202, 604) para determinar pelo menos uma

respectiva condição de linha de condutor de fase (104, 202, 604) para uma pluralidade de segmentos da linha de condutor de fase (104, 202, 604) em um momento no tempo com base no primeiro conjunto de dados de sincrofase, no segundo conjunto de dados de sincrofase, e na tensão do lado primário ( $V_p$ ) do pelo menos um transformador de distribuição (110, 600).

19. Meio legível por computador, de acordo com a reivindicação 15, caracterizado pelo fato de que as instruções executáveis para determinar pelo menos uma condição de linha de condutor de fase (104, 202, 604) ainda compreendem instruções executáveis para determinar a temperatura da linha de condutor de fase (104, 202, 604) com base na dissipação de potência determinada na pluralidade de segmentos da linha de condutor de fase (104, 202, 604).

20. Meio legível por computador, de acordo com a reivindicação 15, caracterizado pelo fato de que ainda compreende instruções executáveis para determinar a tensão do lado secundário ( $V_s$ ) do pelo menos um transformador de distribuição (110, 600) com base em dados a partir de um elemento de ponte de um sistema de comunicação eletricamente conectado no lado secundário do pelo menos um transformador de distribuição (110, 600).

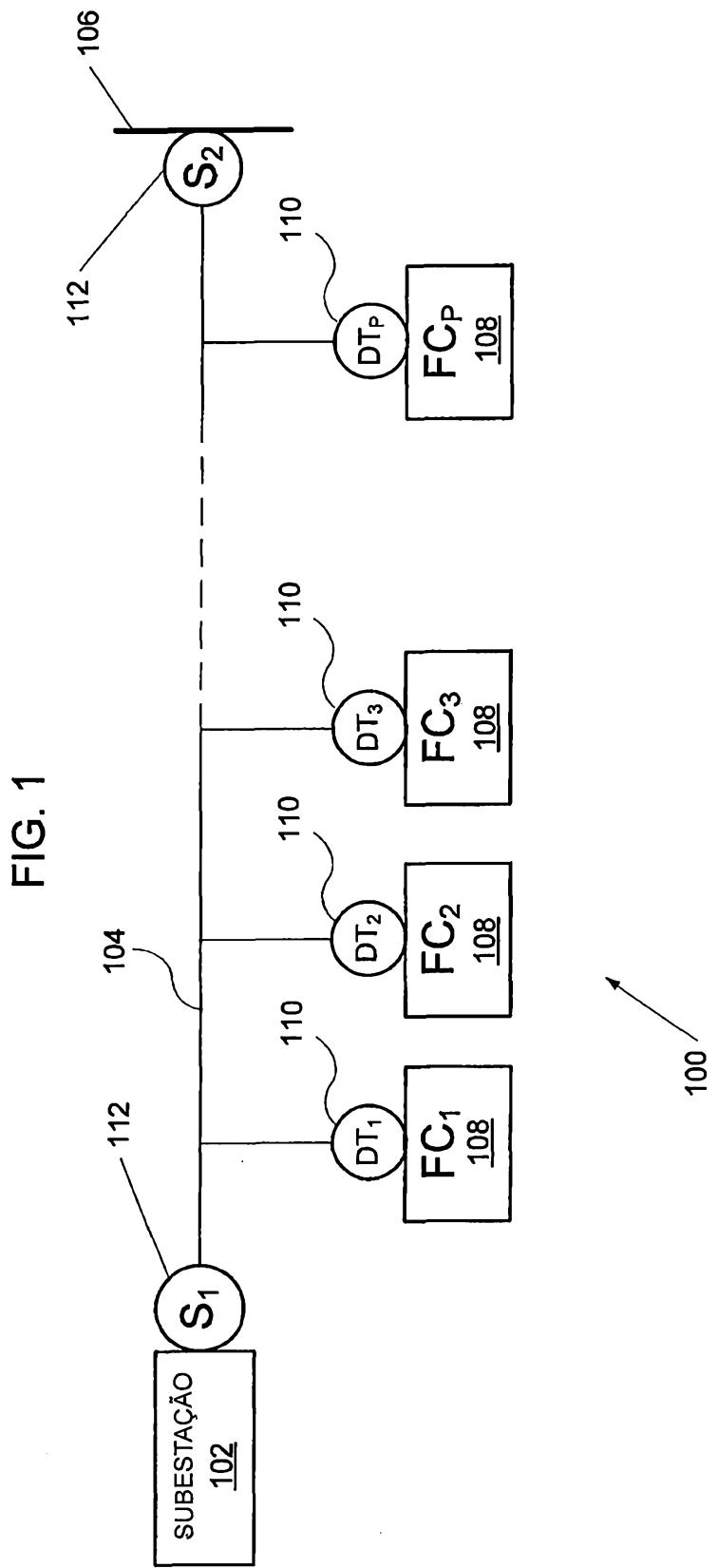


FIG. 2

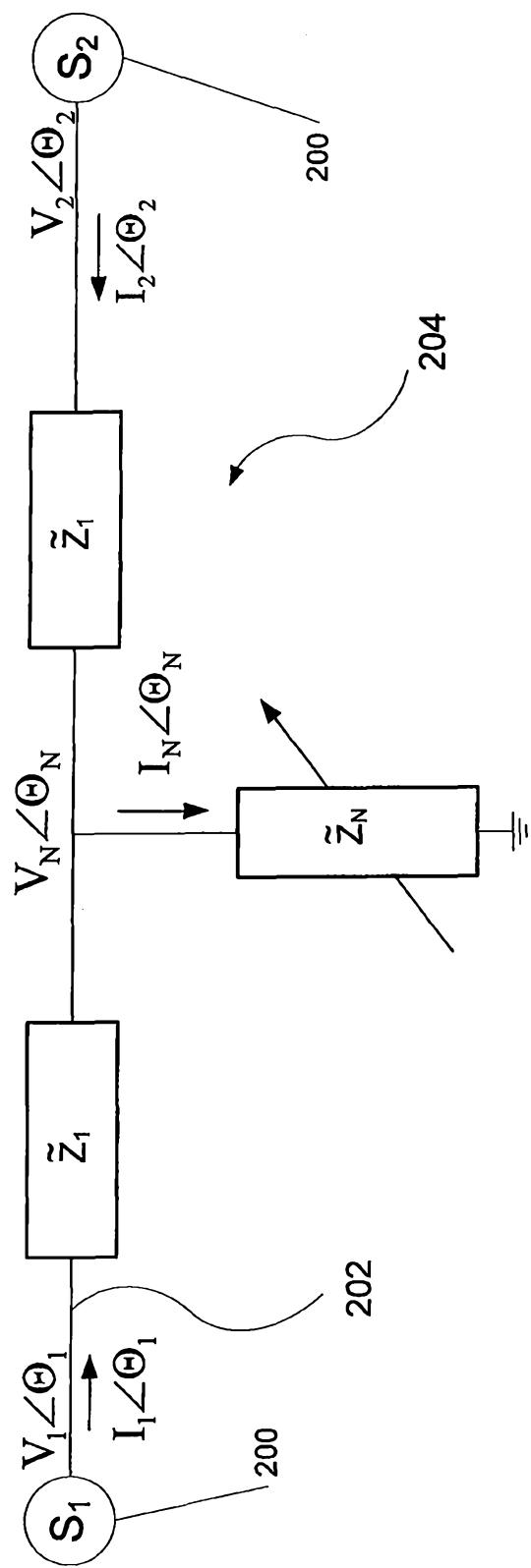


FIG. 3

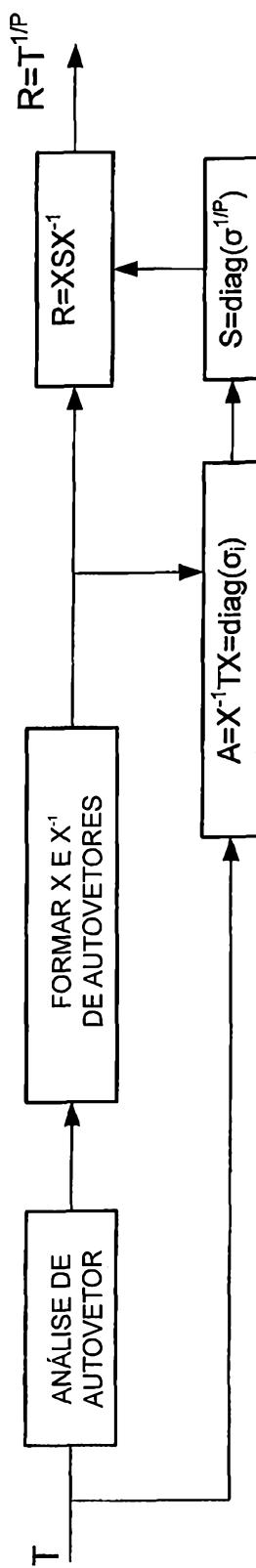
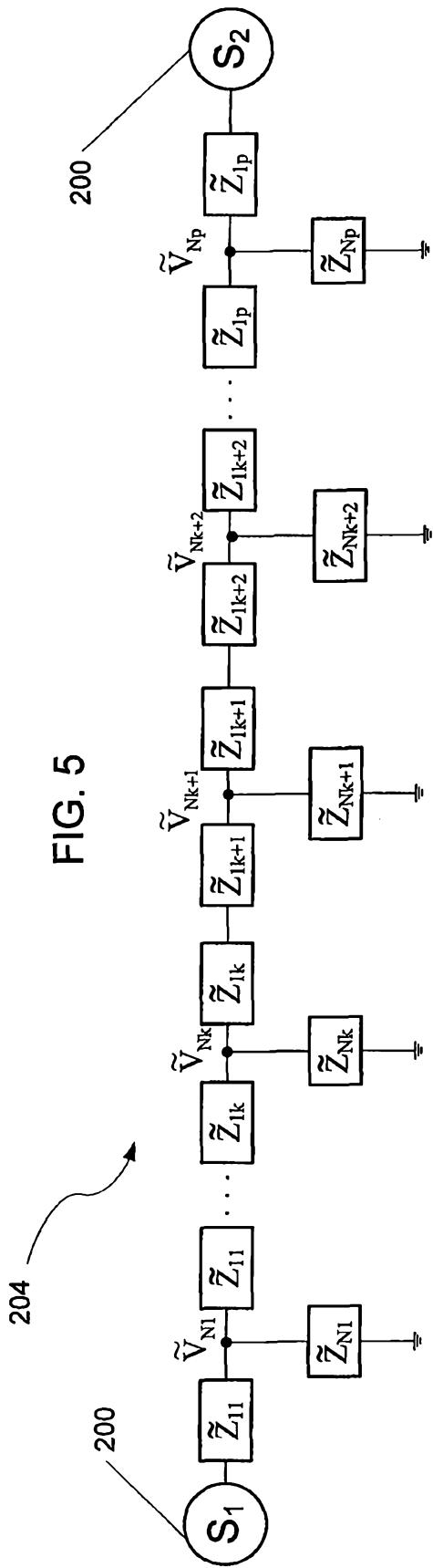


FIG. 4

$$\begin{aligned} T = T : T &= \begin{bmatrix} A^2 + BC & 2AB \\ 2AC & A^2 + BC \end{bmatrix} \quad \text{400} \\ T^2 &= \begin{bmatrix} X & Y \\ W & X \end{bmatrix} \\ &\quad \begin{aligned} A^4 - XA^2 + WY/4 &= 0 \\ B = Y/(2A) \\ C = W/(2/A) \end{aligned} \end{aligned}$$

FIG. 5



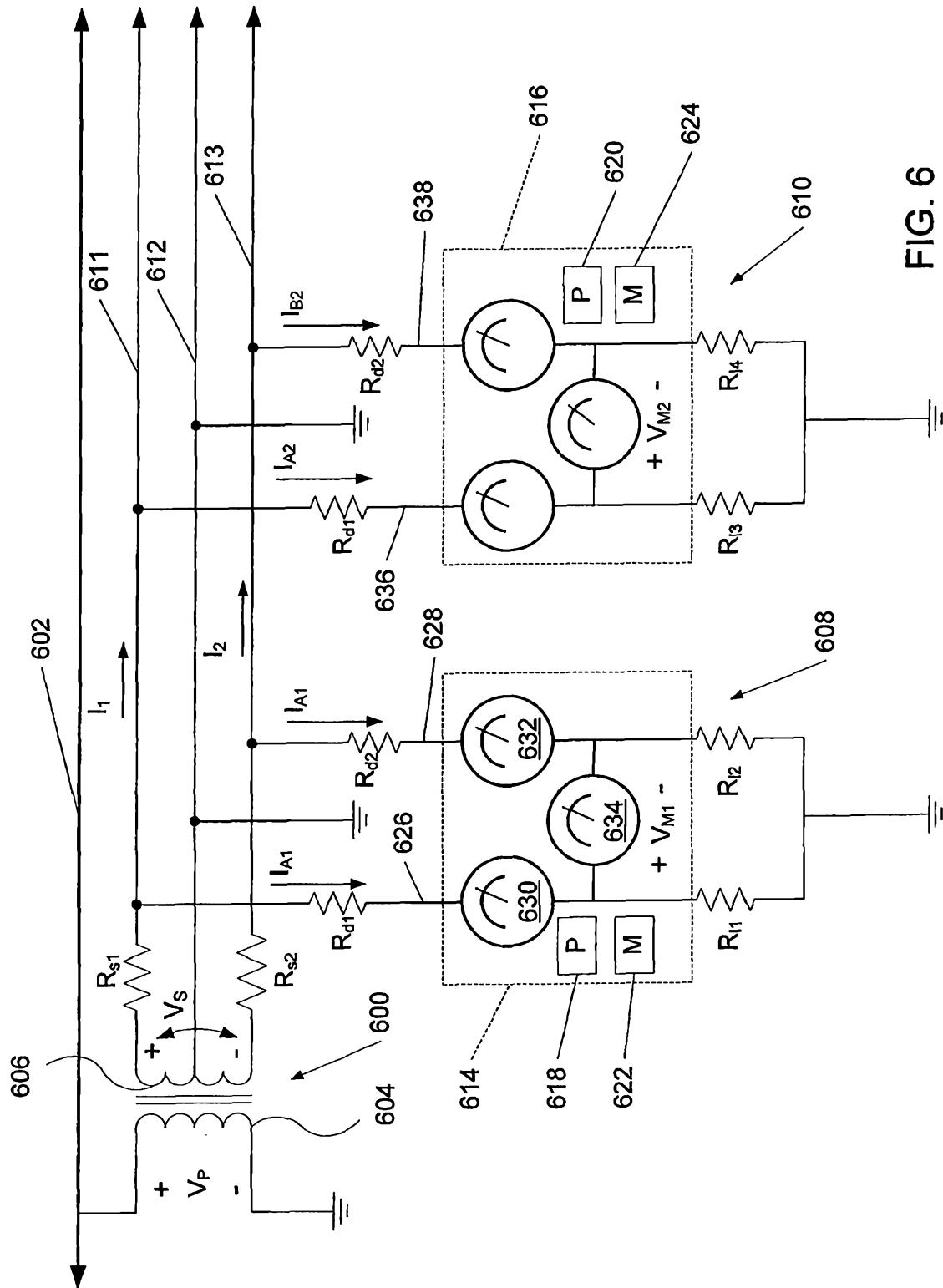
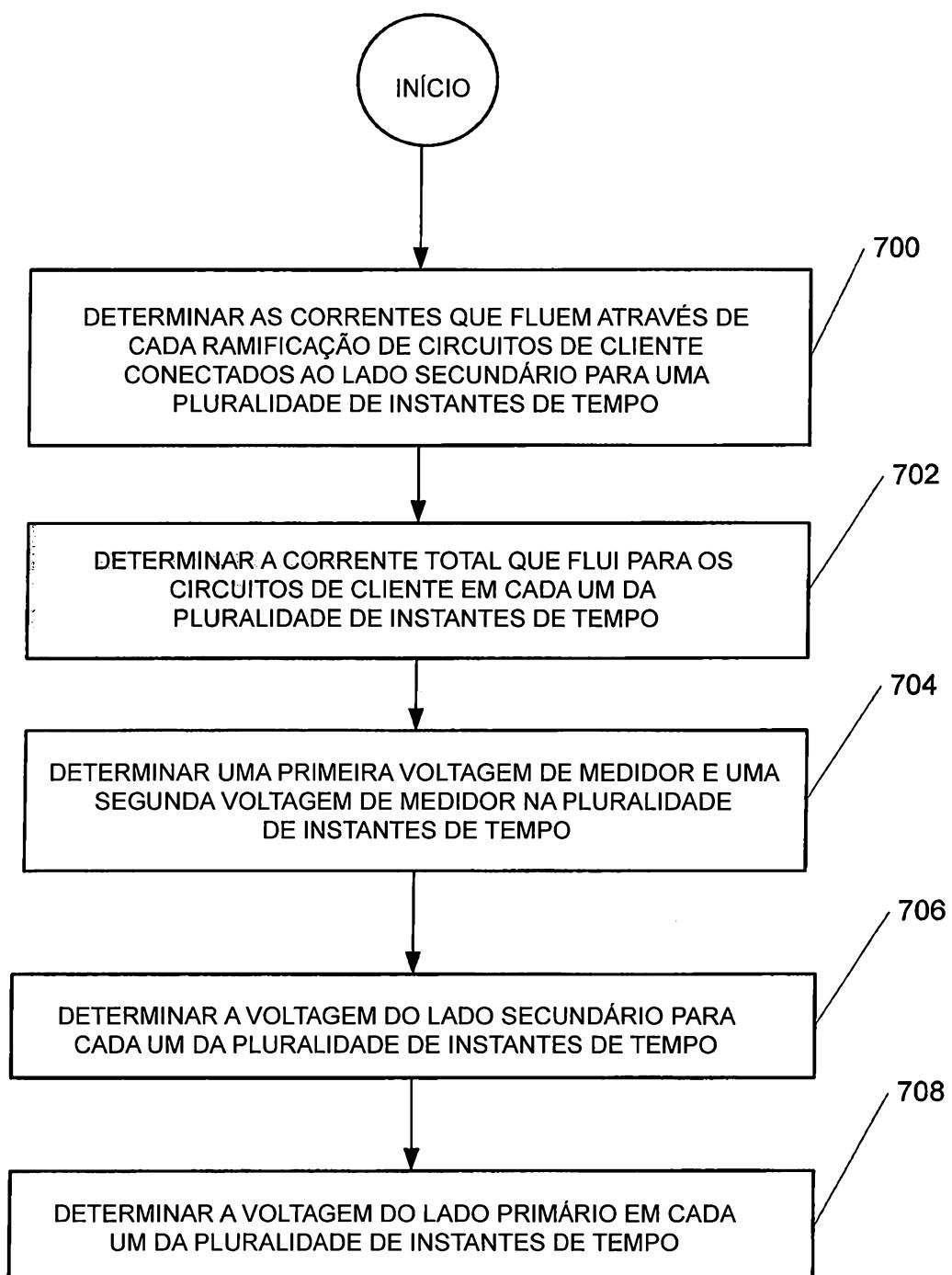


FIG. 6

FIG. 7



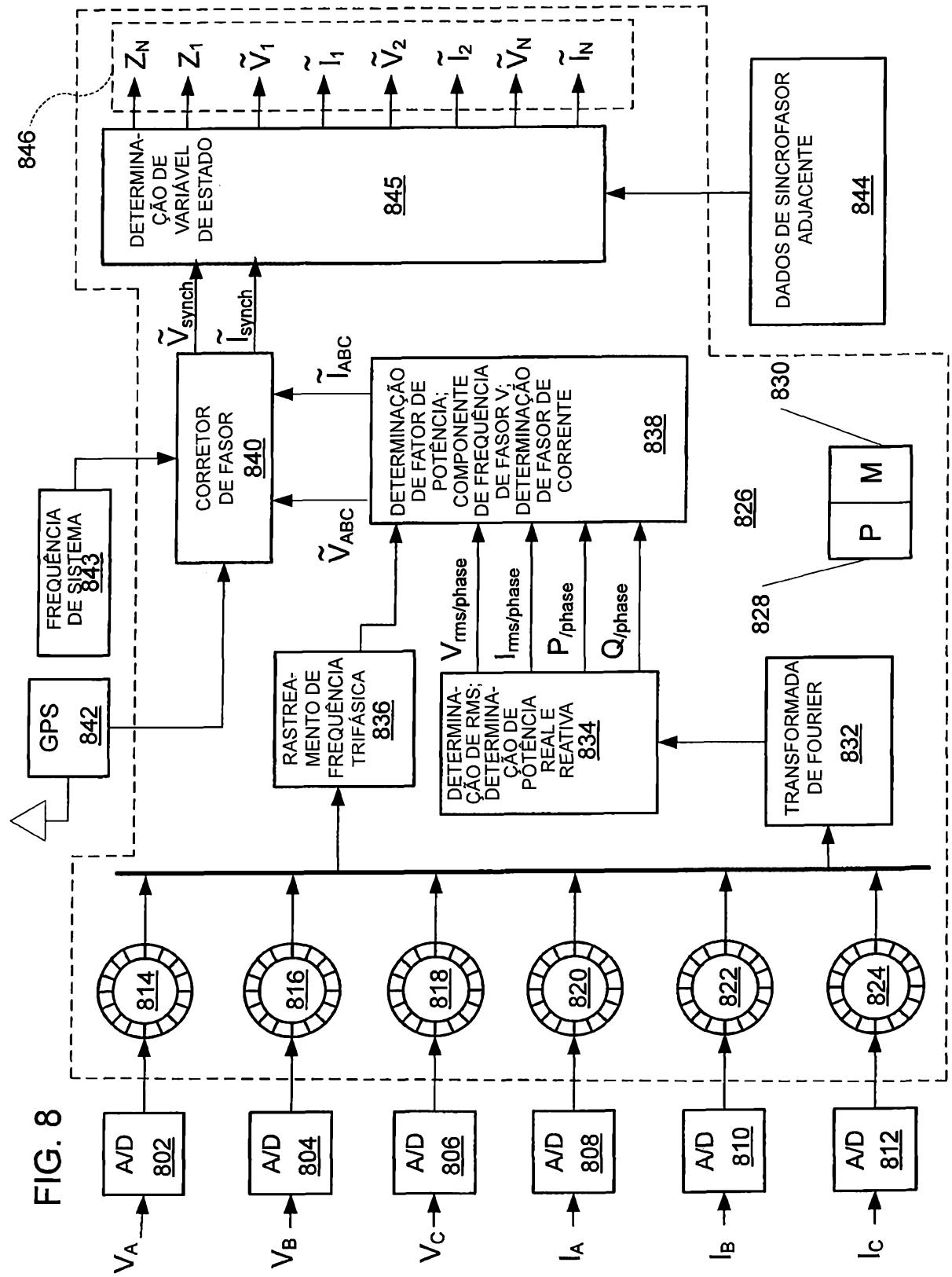


FIG. 9

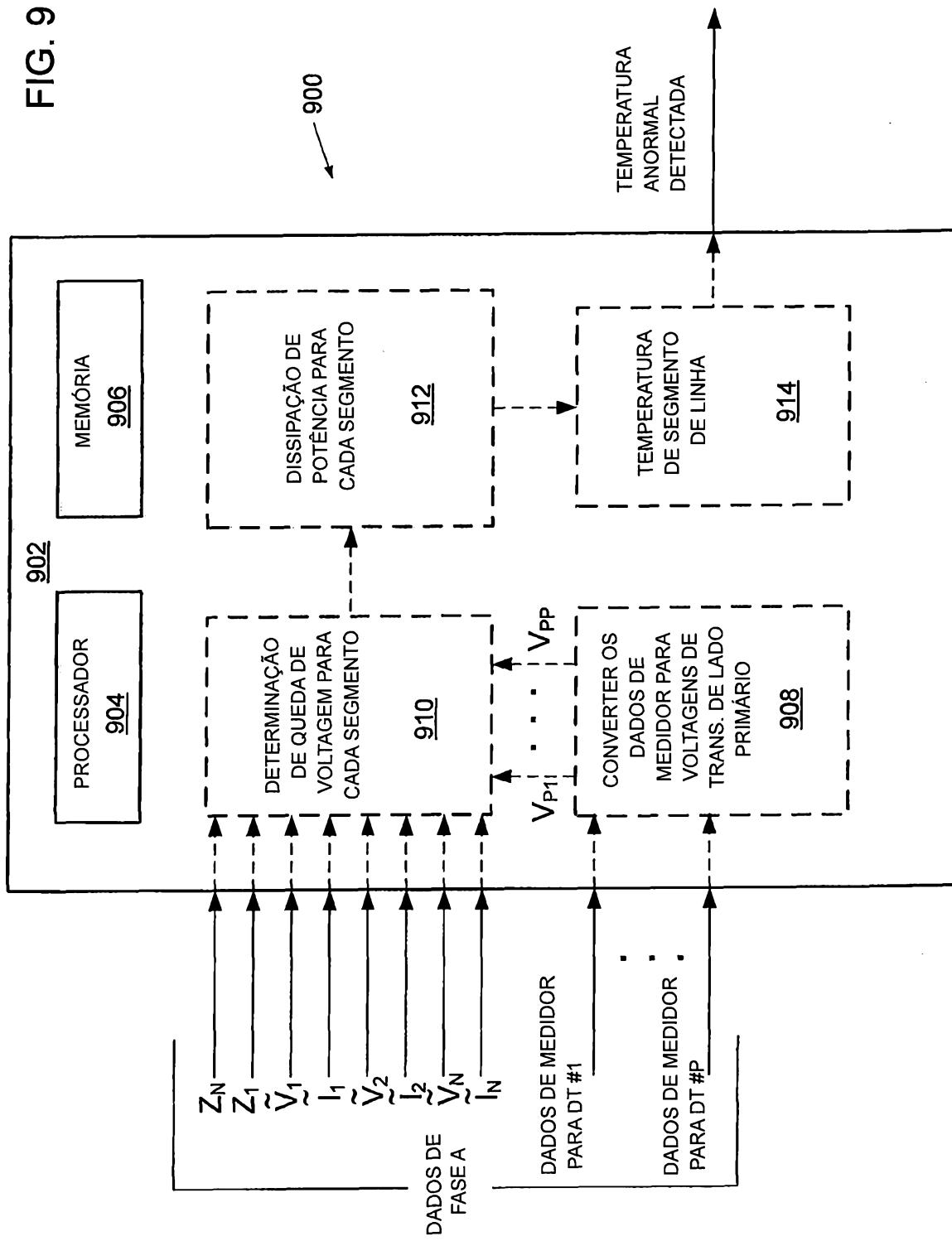


FIG. 10

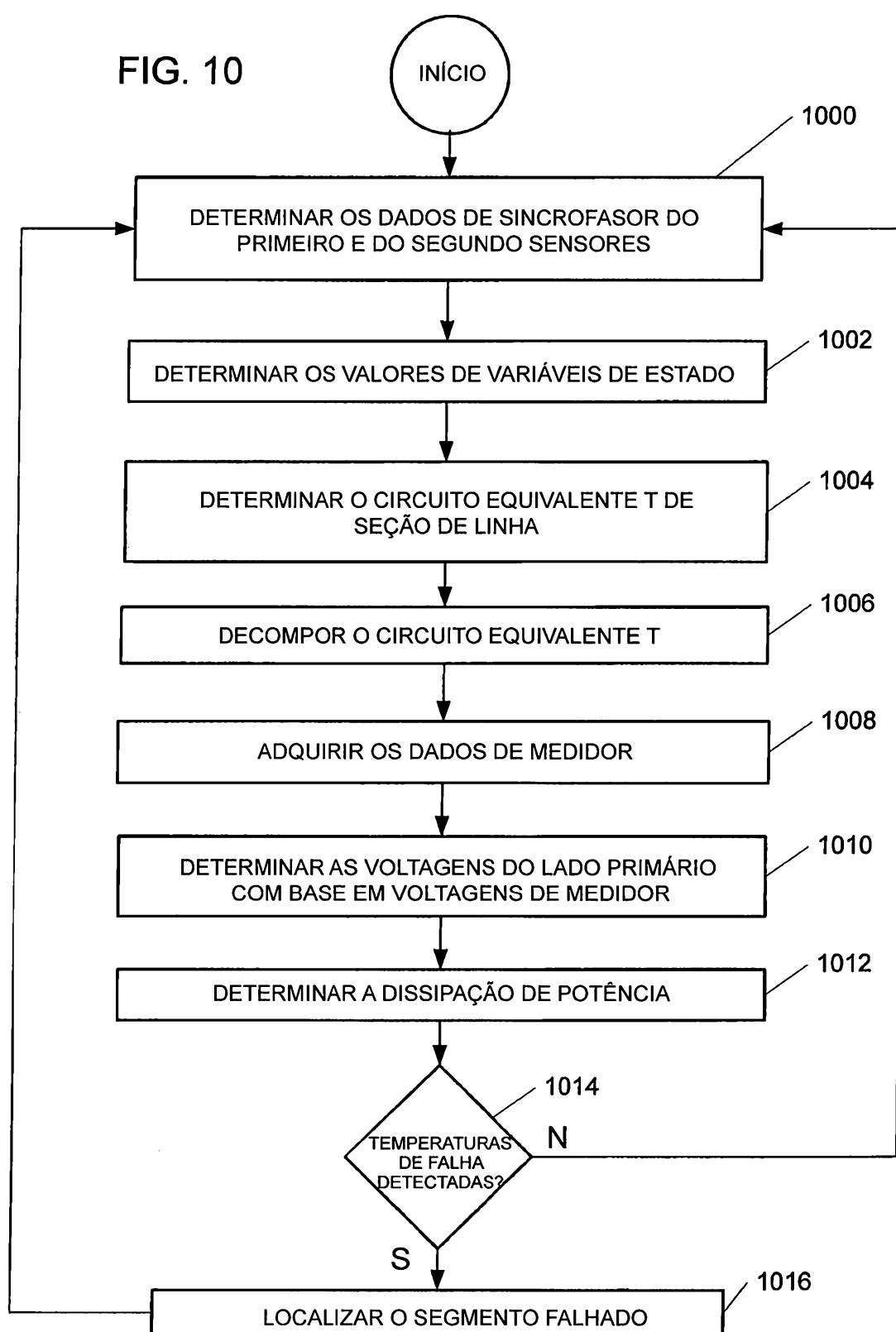


FIG. 11

