



República Federativa do Brasil  
Ministério da Economia  
Instituto Nacional da Propriedade Industrial

**(11) BR 112021018919-0 B1**



**(22) Data do Depósito: 23/03/2020**

**(45) Data de Concessão: 30/08/2022**

---

**(54) Título:** MÉTODO E SISTEMA PARA IDENTIFICAR UMA LOCALIZAÇÃO DE UMA FALHA EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

**(51) Int.Cl.:** G01R 31/02; G05F 1/70; H02H 9/00.

**(30) Prioridade Unionista:** 25/03/2019 US 62/823,117.

**(73) Titular(es):** S&C ELECTRIC COMPANY.

**(72) Inventor(es):** YOAV SHARON.

**(86) Pedido PCT:** PCT US2020024215 de 23/03/2020

**(87) Publicação PCT:** WO 2020/198141 de 01/10/2020

**(85) Data do Início da Fase Nacional:** 22/09/2021

**(57) Resumo:** MÉTODO E SISTEMA PARA IDENTIFICAR UMA LOCALIZAÇÃO DE UMA FALHA EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Um método para identificar uma localização de uma falha em uma rede de distribuição de energia elétrica que inclui identificar uma impedância de uma linha elétrica entre cada par de postes de utilidade adjacentes, medir uma voltagem e uma corrente do sinal de energia em um dispositivo de comutação durante a falha, e estimar uma voltagem em cada um dos postes de utilidade a jusante do dispositivo de comutação usando a impedância da linha elétrica entre os postes de utilidade e a voltagem e corrente medidas durante a falha. O método calcula um valor de energia reativa em cada um dos postes de utilidade usando as voltagens estimadas, em que calcular um valor de energia reativa inclui compensar as cargas distribuídas ao longo da linha elétrica que consomem energia reativa durante a falha e determinar a localização da falha com base em onde a energia reativa vai a zero ao longo da linha elétrica.

## MÉTODO E SISTEMA PARA IDENTIFICAR UMA LOCALIZAÇÃO DE UMA FALHA EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

### REFERÊNCIA CRUZADA A PEDIDO RELACIONADO

[001] Este pedido reivindica o benefício de prioridade do Pedido Provisório dos Estados Unidos 62/823.117, depositado em 25 de maio de 2019, cuja descrição é, pelo presente, expressamente aqui incorporada pela referência para todos os propósitos.

Fundamentos da Invenção

### CAMPO TÉCNICO

[002] A presente descrição se refere, no geral, a um método para identificar a localização de uma falha em uma rede de distribuição de energia elétrica e, mais particularmente, a um método para identificar a localização de uma falha em uma rede de distribuição de energia elétrica que inclui estimar as tensões nos postes de utilidade a jusante de um último religador antes da falha e compensar as cargas distribuídas.

### DISCUSSÃO DA TÉCNICA RELACIONADA

[003] Uma rede de distribuição de energia elétrica, frequentemente referida como uma rede elétrica, normalmente inclui inúmeras usinas de geração de energia, cada qual com inúmeros geradores de energia, tais como motores de turbina a gás, reatores nucleares, geradores movidos a carvão, represas hidroelétricas, etc. As usinas de energia proveem um sinal CA de alta tensão em linhas de transmissão de alta tensão que distribuem energia elétrica para inúmeras subestações normalmente localizadas em uma comunidade, em que a tensão é descendentemente escalonada até uma média tensão. As subestações proveem a energia em média tensão para inúmeras linhas alimentadoras trifásicas. As linhas alimentadoras são acopladas em inúmeras linhas laterais que proveem a média tensão para vários transformadores, em que a tensão é descendentemente escalonada até uma baixa tensão e é provida

para inúmeras cargas, tais como residências, empresas, etc.

[004] Periodicamente, falhas ocorrem na rede de distribuição em decorrência disto de várias coisas, tais como animais tocando as linhas, quedas de relâmpagos, galhos de árvore caindo nas linhas, colisões de veículo com postes de utilidade, etc. Falhas podem criar um curto-circuito que reduz a carga na rede, o que pode fazer com que o fluxo de corrente proveniente da subestação aumente significativamente, por exemplo, até 2.500 ampères, ao longo do caminho da falha. Esta quantidade de corrente faz com que as linhas elétricas aqueçam significativamente e, possivelmente, derretam, e também pode causar dano mecânico nos vários componentes na subestação e na rede.

[005] Muitas vezes, a falha será uma falha temporária ou intermitente, em oposição a uma falha permanente ou fechada, em que a coisa que causou a falha é removida um curto tempo depois que a falha ocorre, por exemplo, uma queda de relâmpagos, em que a rede de distribuição irá começar quase imediatamente a operar normalmente. Falhas permanentes precisam ser removidas, de forma que energia elétrica possa ser restaurada na seção da rede que experimenta a interrupção do serviço. Falhas temporárias frequentemente precisam ser abordadas para impedir que a causa raiz da falha escale em uma falha permanente, bem como para aumentar a qualidade da potência e impedir desgaste no equipamento. Isto normalmente exige que uma equipe de campo identifique a localização da falha e, então, faça os reparos. As falhas permanentes podem ser eventualmente verificadas pela equipe de campo, entretanto, o tempo que leva para verificar a falha pode ser considerável. Falhas temporárias são frequentemente muito difíceis de verificar, e companhias de utilitários podem decidir ignorar tais falhas até que as mesmas escalem para falhas permanentes.

[006] Da forma mencionada, a fim de remover uma falha, a localização da falha deve ser identificada. A fim de que uma equipe de campo ou outro pessoal identifique a localização da falha, os mesmos precisam

conhecer a localização geral da falha a fim de iniciar sua busca. Sistemas de localização da falha para redes de distribuição elétrica existem na tecnologia, e normalmente se baseiam em medições de tensão e de corrente tomadas em uma única localização na rede, que é normalmente em uma subestação. Estes sistemas de localização da falha também exigem que a impedância da linha seja calculada em antecipação e provida pela companhia de utilitários. Entretanto, tais sistemas podem resultar em grandes erros entre a localização da falha estimada e a localização da falha verdadeira. Adicionalmente, estes sistemas podem produzir diversos locais de falha candidatos espalhados por toda a rede. Assim, o valor de conhecidos sistemas de detecção de falha é limitado em suas capacidades para identificar precisamente a localização das falhas. O que é necessário é um método de detecção da localização da falha para uma rede de distribuição de energia elétrica que identifica rapidamente e precisamente a localização de uma falha.

### SUMÁRIO

[007] A seguinte discussão descreve um método para identificar uma localização de uma falha em uma rede de distribuição de energia elétrica, em que a rede inclui uma fonte de alimentação, pelo menos uma linha elétrica, inúmeros postes de utilidade espaçados que sustentam a linha elétrica, e pelo menos um dispositivo de comutação na linha elétrica que é operável para impedir que um sinal de potência flua através do dispositivo de comutação em resposta à detecção da falha. O método inclui identificar uma impedância da linha elétrica entre cada par de postes de utilidade adjacentes a jusante do dispositivo de comutação, medir uma tensão e uma corrente do sinal de potência no dispositivo de comutação durante a falha, mas antes de o dispositivo de comutação impedir que o sinal de potência flua através do mesmo, e estimar uma tensão em cada um dos postes de utilidade a jusante do dispositivo de comutação usando a impedância da linha elétrica entre os postes de utilidade e a tensão e a corrente medidas durante a falha. O método

calcula um valor de potência reativa em cada um dos postes de utilidade usando as tensões estimadas, em que calcular um valor de potência reativa inclui compensar as cargas distribuídas ao longo da linha elétrica que consomem potência reativa durante a falha, e determinar a localização da falha com base em onde a potência reativa vai a zero ao longo da linha elétrica.

[008] Características adicionais da descrição ficarão aparentes a partir da seguinte descrição e das reivindicações anexas, tomadas em conjunto com os desenhos anexos.

### BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

[009] A figura 1 é uma ilustração esquemática simplificada de uma rede de distribuição de energia elétrica;

a figura 2 é uma ilustração de uma rede de distribuição de energia elétrica incluindo um religador em uma linha elétrica com uma falha e um outro religador em uma linha elétrica conectada na linha com a falha;

a figura 3 é uma ilustração de uma rede de distribuição de energia elétrica incluindo um primeiro religador em uma linha elétrica com uma falha, um segundo religador em uma linha elétrica conectada na linha com a falha, e um terceiro religador em uma outra linha elétrica conectada na linha com a falha;

a figura 4 é uma ilustração de uma rede de distribuição de energia elétrica incluindo dois religadores e um transformador em uma linha elétrica com uma falha; e

a figura 5 é uma ilustração de uma rede de distribuição de energia elétrica incluindo dois religadores em uma linha elétrica sem uma falha e uma linha elétrica com uma falha conectada na linha sem a falha.

### DESCRIÇÃO DETALHADA DAS MODALIDADES

[0010] A seguinte discussão das modalidades da descrição direcionadas para um método para identificar uma localização da falha em

uma rede de distribuição de energia elétrica é meramente exemplar em natureza, e, de maneira nenhuma, pretende-se que limite a invenção ou suas aplicações ou usos.

[0011] A figura 1 é um diagrama tipo esquemático de uma rede de distribuição de energia elétrica 10 incluindo uma subestação elétrica 12 que escalona descendentemente a energia em alta tensão proveniente de uma linha de energia em alta tensão (não mostrada) para potência em média tensão, uma linha alimentadora trifásica 14 que recebe um sinal de potência de média tensão a partir da subestação 12, e uma linha lateral 16 que recebe o sinal de potência de média tensão a partir da linha alimentadora 14. O sinal de potência de média tensão é descendentemente escalonada até um sinal de baixa tensão por inúmeros transformadores de distribuição 18 estrategicamente posicionados ao longo da linha lateral 16, e o sinal de baixa tensão é, então, provido para inúmeras cargas 20 aqui representadas como residências. A rede 10 também inclui cargas 20 conectadas na linha alimentadora 14 que são servidas por um transformador de distribuição 18.

[0012] A rede 10 inclui inúmeros religadores do tipo referido anteriormente providos em certos intervalos ao longo da linha alimentadora 14. Neste exemplo, a rede 10 inclui um religador a montante 24 e um religador a jusante 26, em que o religador a montante 24 recebe o sinal de média tensão a partir da subestação 12 na linha alimentadora 14 antes do religador a jusante 26. Embora apenas mostrado como uma única linha, a linha alimentadora 14 incluirá três linhas, uma para cada fase, em que um religador separado será provido em cada linha. Inúmeros postes de utilidade 22 são providos ao longo da linha alimentadora 14 e da linha lateral 16, em que os religadores 24 e 26 serão montados em certos postes 22. O religador 24 inclui um relé ou chave interruptora 30 para abrir e fechar o religador 24 para permitir ou impedir o fluxo da corrente através do mesmo na linha alimentadora 14. O religador 24 também inclui um sensor 32 para medir a

corrente e a tensão do sinal de potência que se propaga na linha alimentadora 14, um controlador 34 para processamento dos sinais de medição e controle da posição do comutador 30, e um transceptor 36 para transmitir dados e mensagens para uma instalação de controle (não mostrada) e/ou para outros religadores e componentes no sistema 10. O religador 26 incluirá os mesmos ou similares componentes como o religador 24. A configuração e a operação de religadores deste tipo são bem entendidas pelos versados na técnica.

[0013] A linha lateral 16 inclui um fusível 38 posicionado entre a linha alimentadora 14 e as primeiras cargas 20 na linha lateral 16 próximo de uma localização de derivação em que a linha lateral 16 é conectada na linha alimentadora 14. O fusível 38 é um dispositivo elétrico independente que não fica em comunicação com outros componentes ou dispositivos na rede 10, em que o fusível 38 cria um circuito aberto se um elemento no fusível 38 aquecer acima de uma temperatura predeterminada em decorrência da alta corrente de falha para impedir que falhas de curto-circuito na linha lateral 16 afetem outras partes da rede 10. A fim dos propósitos de estabilidade de tensão, a tensão na linha alimentadora 14 e na linha lateral 16 precisam ser precisamente controladas. Para aqueles locais na rede 10 em que as correções de tensão são necessárias para intensificar a tensão para manter estabilidade de tensão, um regulador de tensão 42 é provido na linha alimentadora 14, que basicamente mede a tensão na linha 14 e emprega um transformador 44 para intensificar a tensão se a mesma cair abaixo de um valor predeterminado. Alternativamente, o regulador de tensão 42 pode converter média tensão para baixa tensão ou, em vez de escalar descendentemente a tensão para o nível de tensão desejado, o mesmo pode escalar a tensão descendentemente até um valor exatamente acima do valor de tensão desejado. Além do regulador de tensão 42, a rede de distribuição de energia 10 também emprega um capacitor 46 posicionado na linha alimentadora 14 para ajudar a regular a tensão no mesmo, em que o capacitor 46 é uma carga que gera ou supre potência

reativa. Sem o capacitor 46, toda a potência reativa na linha 14 seria provida pela subestação 12, em que significativas perdas da potência reativa ocorreriam quanto mais distante a carga 20 estiver da subestação 12.

[0014] Uma localização da falha 28 é mostrada na linha alimentadora 14 entre os religadores 24 e 26, o que cria um curto-circuito ou quase curto-circuito e, assim, uma alta corrente de falha. O caminho elétrico de uma corrente de falha inclui todos os fios elétricos e condutores entre a subestação 12 e a localização da falha 28. Ao longo deste caminho da falha durante a alta corrente de falha, a tensão do sinal de potência na linha 14 cai gradualmente da subestação 12 até a localização da falha 28, em que a queda da taxa de tensão depende da magnitude da corrente de falha e da impedância  $Z$  das linhas 14 e 16, e em que a tensão na linha 14 na localização da falha 28 satisfaz certas condições, por exemplo, a tensão da linha ao aterramento é zero para falhas da linha ao aterramento e a tensão linha a linha é zero para falhas linha a linha.

[0015] A partir deste entendimento, esquemas de localização da falha foram concebidos na tecnologia para calcular os possíveis locais de uma falha em uma linha elétrica pelo uso da impedância  $Z$  conhecida da linha e das medições de tensão e de corrente providas pelos religadores ao longo do caminho da falha. No geral, nestes tipos de esquemas de localização da falha, a corrente medida antes da falha ocorrer é usada para determinar a quantidade de carga a jusante do religador, e medições e estimativas de tensão são usadas durante a falha, da forma aqui discutida, o que provê uma localização geral da falha em 50 - 100 milissegundos da ocorrência da falha. Percebe-se que a impedância  $Z$  da linha 14 ou 16 pode ser diferente entre os postes 22 dependendo de inúmeros fatores, tais como material do fio, diâmetro do fio, comprimento do alcance, altura dos postes de utilidade, etc., ou a impedância  $Z$  pode ser a mesma ou quase a mesma para todos os alcances entre os postes 22. Os religadores 24 e 26 podem comunicar um com o outro de forma que o

primeiro religador a montante da localização da falha 28 seja conhecido como o último religador em que a corrente de falha e de tensão pode ser medida, em que este religador pode ser aberto de forma que a potência ainda seja capaz de ser provida a montante do mesmo.

[0016] Para o exemplo mostrado na figura 1, o religador 24 é o primeiro religador a montante da localização da falha 28. Já que as impedâncias  $Z$  da linha alimentadora 14 e da linha lateral 16 são usualmente conhecidas para cada alcance das linhas 14 e 16 entre os postes de utilidade 22 a jusante do religador 24, a tensão e a corrente podem ser estimadas em cada um dos postes de utilidade 22 usando a tensão e corrente medidas no religador 24 durante a falha, em que a tensão irá continuar a diminuir até a localização da falha 28, em que a mesma ficará em ou próximo de zero. Especificamente, já que a tensão  $V_0$  e a corrente  $I_0$  são medidas no religador 24 durante a falha, mas antes de o comutador 30 ter aberto, e a impedância  $Z$  da linha alimentadora 14 e da linha lateral 16 é conhecida em cada alcance entre os postes de utilidade 22, a tensão em cada poste de utilidade 22 pode ser estimada como  $V_1 = V_0 - Z_1 I_0$ ,  $V_2 = V_1 - Z_2 I_0$ ,  $V_3 = V_2 - Z_3 I_0$ , etc., em que  $V_1$  é a tensão estimada no primeiro poste de utilidade 22 a jusante do religador 24,  $V_2$  é a tensão estimada no segundo poste de utilidade 22 a jusante do religador 24,  $V_3$  é a tensão estimada no terceiro poste de utilidade a jusante do religador 24,  $Z_1$  é a impedância da linha alimentadora 14 entre o religador 24 e o primeiro poste de utilidade 22,  $Z_2$  é a impedância da linha alimentadora 14 entre o primeiro e segundo postes de utilidade, e  $Z_3$  é a impedância da linha alimentadora 14 entre o segundo e o terceiro postes de utilidade. Assim, a tensão é estimada em cada um dos postes 22 desta maneira até que a tensão estimada comece a aumentar. Já que o religador 24 conhece os locais dos postes de utilidade 22 e suas distâncias a partir do religador 24, a localização geral da falha 22 pode ser determinado. Percebe-se que a impedância  $Z$  usada nestes cálculos não precisa ser excessivamente precisa

em virtude de haver uma comparação entre dois valores que são computados com base na mesma impedância  $Z$ .

[0017] O supradescrito método para determinar a localização da falha 28 considera que a falha é um curto-circuito direto e não tem impedância  $Z$ . Entretanto, uma típica falha não irá causar um curto-circuito direto, e, assim, haverá alguma impedância  $Z$  na localização da falha 28 que é toda resistiva, que age para gerar calor e criar uma queda de tensão. A potência reativa  $Q$  pode ser calculada no religador 24 usando a equação  $Q_0 = \text{imag}(I_0^*V_0)$ , em que  $I_0$  e  $V_0$  são números complexos,  $*$  é um operador conjugado, e  $\text{imag}$  é a parte imaginária de um número complexo. A potência reativa  $Q$  pode ser estimada em cada um dos postes de utilidade 22 com base na tensão estimada determinada anteriormente, especificamente  $Q_1 = \text{imag}(I_0^*V_1)$ ,  $Q_2 = \text{imag}(I_0^*V_2)$ ,  $Q_3 = \text{imag}(I_0^*V_3)$ , etc. Já que  $I_0$  é a corrente de falha, os cálculos da potência reativa são válidos, desde que o poste 22 para o qual a potência reativa  $Q$  é calculada esteja a montante da localização da falha 28. Na localização da falha 28, a potência reativa  $Q$  é calculada como zero já que a falha extrai apenas potência real, e a jusante da localização da falha, a potência reativa  $Q$  torna-se negativa. Já que a falha pode não ser diretamente em uma localização do poste, a localização estimada será no alcance entre o último poste 22 em que a potência reativa  $Q$  é positiva e o primeiro poste em que a potência reativa  $Q$  é negativa.

[0018] Uma vez que o alcance entre dois dos postes de utilidade 22 é identificado como a localização em que a potência reativa vai a zero e, assim, onde a falha ocorreu, então, a seguinte equação pode ser usada para identificar onde, neste alcance, a falha realmente está, em que  $Q$  é a potência reativa estimada no último poste de utilidade 22 antes da localização da falha 28,  $I$  é a corrente de falha,  $X$  é o componente indutivo da impedância da linha  $Z$ , e  $l$  é a distância do religador 24 até a localização da falha 28.

$$Q = lX_{\text{line}/\text{mile}}I^2 \quad (1)$$

[0019] A tensão medida no religador 26 durante a falha é basicamente igual à tensão na localização da falha 28, que fica em ou próximo de zero. Em virtude da alta taxa de amostra, o religador a jusante 26 verá a queda de tensão no momento em que a falha ocorrer. À medida que a corrente de falha desloca até a localização da falha 28 a partir da subestação 12, a queda de tensão em cada um dos postes de utilidade 22 será significativa, mas, uma vez que os postes de utilidade 22 estiverem fora do caminho da falha, então, a queda de tensão em cada um dos postes de utilidade 22 será mínima em virtude de a corrente de falha não estar mais presente. Portanto, o religador a jusante 26 pode prover uma medição de tensão próxima na localização da falha 28 se a mesma estiver na linha alimentadora 14 ou uma medição de tensão próxima onde a linha lateral 16 conecta na linha alimentadora 14 se a falha estiver na linha lateral 16.

[0020] Por simplicidade, a discussão exposta considera que apenas uma fase das linhas trifásicas está falha. O método de localização da falha, entretanto, é aplicável para falhas que envolvem duas ou três fases. Por exemplo, com a abordagem com base em tensão, uma falha fase a fase seria identificada no ponto em que a tensão fase a fase está em ou próxima de zero. Com a abordagem com base em potência reativa, uma falha fase a fase seria identificada no ponto em que a soma de potência reativa através de todas as fases falhas é zero ou negativa.

[0021] Medições sincronizadas a partir do religador a jusante 26, de forma que uma comparação do fasor possa ser feita, irão levar a melhor desempenho. Entretanto, os métodos de detecção da localização da falha aqui descritos não consideram medições sincronizadas. Na ausência de medições sincronizadas, apenas a magnitude da tensão pode ser comparada. Alternativamente, a diferença do ângulo pode ser estimada pela comparação de todas as tensões trifásicas.

[0022] O processo de detecção da localização da falha com base em

impedância Z, da forma discutida anteriormente, tem inúmeras desvantagens que podem não permitir que a técnica determine precisamente a localização da falha 28. Por exemplo, o processo é suscetível a imprecisões em decorrência de erros na impedância da linha, cargas na rede, derivações provenientes dos reguladores de tensão, erros de sensor, harmônica, etc. Várias soluções para alguns destes problemas são discutidas a seguir.

[0023] A discussão exposta considera que a localização da falha 28 age como um elemento resistivo para aterramento quando houver apenas uma pequena quantidade de potência real e nenhuma potência reativa, da forma discutida. Entretanto, na realidade, há, normalmente, cargas, representadas pela carga 40, a jusante da localização da falha 28 que consomem potência tanto real quanto reativa, de forma que as mesmas estejam extraindo alguma potência reativa na localização da falha 28 durante a falha. Além do mais, quando a potência atravessar um indutor, há perda de potência reativa, e estas cargas 20 que estão a montante da localização da falha 28 também estão consumindo potência reativa quando a falha ocorrer. Portanto, a fim de prover uma determinação mais precisa da localização da falha 28 com base na localização em que a potência reativa vai a zero na linha 14, um fator de compensação de carga precisa ser empregado para compensar as cargas a montante 20 e as cargas a jusante 40 que consomem potência reativa durante a falha. Entretanto, a potência extraída das cargas 20 e 40 não é um valor disponível que pode ser usado para prover compensação de carga para identificar mais precisamente a localização da falha 28. Portanto, o fator de compensação de carga precisará ser determinado com base em quanta potência atravessa o religador 24 antes da falha e durante a falha, em que a medição da potência antes da falha é usada para estimar quanta potência as cargas 20 e 40 estão consumindo a jusante do religador 24 durante a falha.

[0024] A presente descrição descreve uma técnica para calcular o fator de compensação de carga pela medição do fluxo de potência através do

reliador a montante 24 antes da falha ocorrer e durante a falha. Antes da falha ocorrer, toda a potência proveniente do reliador 24 é usada para energizar as cargas 20 e 40 a jusante do reliador 24. Quando a falha ocorrer, e a tensão cair ao longo da linha alimentadora 14, as cargas 20 e 40 se comportarão diferentemente em decorrência desta queda de tensão. A fim de estimar a potência reativa extraída das cargas 20 e 40 durante a falha, de forma que a mesma possa ser removida do cálculo da potência reativa para identificar a localização da falha 28, é necessário determinar se a tensão medida no reliador 24 durante a falha é usada ou a tensão na localização da falha 28 é usada para determinar quanto carga é conectada na linha 14 durante a falha. Em outras palavras, é necessário determinar quanto da corrente de falha está sendo usada para energizar a carga 20 durante a falha, em que esta quantidade de corrente pode, então, ser removida da estimativa da tensão nos postes 22 que é usada para identificar onde a potência reativa vai a zero para determinar a localização 28 da falha.

[0025] De acordo com uma modalidade, a técnica de compensação de carga determina quanta carga é conectada em cada um dos postes de utilidade 22 que inclui um transformador 18, que é provido pela utilidade, mas não está disponível em todo momento. Entretanto, a utilidade provê o tamanho de cada transformador 18 na rede 10, em que se considera que o tamanho ou classificação do transformador 18 é com base na quantidade de carga que o mesmo precisa suportar. Mais particularmente, o tamanho dos transformadores de distribuição 18 irá depender do tamanho e do número das cargas 20 que os mesmos servem, em que, quanto maior a carga 20, mais alta a classificação do transformador 18. Quando uma falha ocorrer, uma busca gráfica de todos os transformadores 18 a jusante do reliador 24 é realizada e o tamanho destes transformadores 18 é adicionado para obter um tamanho do transformador cumulativo, o que provê uma estimativa da quantidade de potência que flui através do reliador 24 antes da falha. Uma vez que o

tamanho do transformador cumulativo for obtido, então, é determinado uma razão de utilização que é uma potência em pré-falha  $P_{prefault}$  dividida pelo tamanho do transformador cumulativo, o que determina uma média de quanta potência cada um dos transformadores 18 está extraindo antes da falha, em que a potência em pré-falha  $P_{prefault}$  é a potência calculada pelo religador 24 com base nas medições de corrente e tensão antes da falha.

[0026] Para cada poste 22 que inclui um transformador de distribuição 18, uma potência da carga nominal é, então, determinada como a razão de utilização vezes o tamanho do transformador 18 neste poste 22. A seguir, a tensão é estimada em cada poste 22 durante a falha usando a corrente medida e a impedância  $Z$  da maneira discutida anteriormente. Então, a equação (2) a seguir é usada para determinar uma potência da carga falha  $P_{fault}$  durante a falha em cada poste 22 que inclui um transformador 18.

$$P_{fault} = \left( \frac{v_{fault}}{v_{nominal}} \right)^n P_{prefault}, \quad (2)$$

em que  $v_{fault}$  é a tensão estimada na localização da falha 28 durante a falha,  $v_{nominal}$  é a tensão no religador 24 antes da falha, e  $n$  é um exponencial que é determinado por experimentação, em que  $n = 2$  para uma impedância constante,  $n = 1$  para uma corrente constante e  $n = 0$  para potência constante.

[0027] A potência da carga  $P_{fault}$  durante a falha é dividida pela tensão calculada neste poste 22 para obter a corrente que vai para a carga 20 servida por este poste 22. Portanto, para cada estimativa da tensão em cada um dos postes 22, em vez de usar a corrente  $I_0$  para calcular esta estimativa, da forma discutida anteriormente, a quantidade de corrente extraída pelas cargas 20 a montante do poste 22 é subtraída da corrente  $I_0$  de uma maneira cumulativa à medida que a estimativa da tensão em cada poste continua a jusante do religador 24 para identificar mais precisamente a localização 28 da falha. Mais particularmente, a potência reativa  $Q$  é calculada em cada um dos

postes 22 da maneira discutida anteriormente como  $Q = \text{imag}((I_0^* - I_c^*)V)$ , em que  $I_c$  é a corrente cumulativa servindo a carga 20 neste poste 22 e a carga 20 a montante deste poste 22 durante a falha. Este processo também é realizado para a carga 40 a jusante da localização da falha 28.

[0028] Da forma mencionada, o capacitor 46 provê uma grande contribuição de potência reativa em uma localização em particular na rede 10, o que também precisa ser compensado durante a determinação da localização da falha 28. Esta compensação também pode ser provida pela potência de falha  $P_{\text{fault}}$  na equação (2), já que o capacitor 46 é bem distinguido, em que o valor  $n$  pode ser determinado e, assim, a dependência da tensão do capacitor 46 pode ser prontamente calculada. O capacitor 46 também será posicionado em um os postes de utilidade 22 e, portanto, o consumo de potência pelo capacitor 46 pode ser removido a partir da corrente medida  $I_0$  como parte da remoção cumulativa da corrente, além dos transformadores 18, da maneira discutida anteriormente.

[0029] Algumas vezes, o capacitor 46 pode ser desativado em virtude de demandas de carga inferiores não exigirem tanta potência, em que a potência reativa  $Q$  gerada pelo capacitor 46 é retornada para a subestação 12.

Por exemplo, durante as horas do dia e ao entardecer quando a demanda de potência for usualmente alta, a utilidade pode ativar o capacitor 46 para distribuir a potência reativa desejada para a carga 20, e, então, pode desativar o capacitor 46 no período noturno quando a demanda for baixa para poupar custo e prover eficiência. Entretanto, o estado do capacitor 46 não é conhecido pelo religador 24 em virtude de não haver comunicação entre os mesmos.

[0030] O esquema de detecção da localização da falha discutido anteriormente pode identificar múltiplos possíveis locais de falha nas várias linhas, dependendo de como as mesmas são configuradas. Mais particularmente, o número dos postes de utilidade 22 e os alcances entre os

mesmos serão diferentes dependendo se a falha está em uma certa das linhas, em que múltiplos locais de falha gerais podem ser identificados. Entretanto, uma distância próxima do religador 24 até a localização pode ser provida independente de em qual linha a falha está. Adicionalmente, a tensão medida pelo religador a jusante 26 será aproximadamente igual à tensão na localização em que a falha está ocorrendo se a mesma estiver na linha alimentadora 14 ou à tensão na localização em que a corrente de falha ocorreu por último na linha alimentadora 14 se a falha estiver na linha lateral 16. Como será discutido com detalhes a seguir, a presente descrição propõe empregar múltiplos religadores que medem a tensão e a corrente para eliminar possíveis locais de falha que não são a localização da falha real.

[0031] A figura 2 é uma simples ilustração de uma rede de distribuição de energia elétrica 70 que ilustra esta modalidade da descrição. A rede 70 inclui uma linha elétrica principal 72, uma linha secundária 74 derivada a partir da linha principal 72 na localização de derivação 76 e uma linha secundária 78 derivada a partir da linha principal 72 na localização de derivação 80. A linha principal 72 inclui um religador 82 e inúmeros postes de utilidade 84, a linha secundária 74 inclui um religador 86 e inúmeros postes de utilidade 88, e a linha secundária 78 inclui um religador 90 e inúmeros postes de utilidade 92.

[0032] Pelo uso do processo de estimativa de tensão em cada um dos postes discutido anteriormente para determinar a localização de uma falha pelo emprego da impedância das linhas 72, 74 e 78, o processo pode identificar locais 96, 98 e 100 como possíveis locais de falha, em que, neste exemplo, a localização da falha 98 é a localização da falha real. Para este exemplo específico, o religador 82 mede a corrente de falha quando a falha ocorrer, mas os religadores 86 e 90 não irão medir a corrente de falha em virtude de os mesmos não estarem no caminho da falha, a saber, a linha 72. Quando a falha ocorrer, o religador 86 na linha 74 fica a montante da possível

localização da falha 96, mas não mede uma corrente de falha em virtude de o mesmo não estar no caminho da falha, e, assim, é conhecido que a localização 96 não é a localização da falha real. Entretanto, em virtude de o religador 90 estar a jusante da possível localização da falha 100, essa localização não pode ser imediatamente eliminada como a localização da falha real, mesmo embora a mesma não meça a corrente de falha em virtude de a mesma não estar no caminho da falha.

[0033] A tensão na localização de derivação 80 pode ser estimada com base na medição da corrente e da tensão no religador 82 durante a falha e a impedância da linha Z entre os postes 84, da maneira discutida anteriormente. Se a falha estiver na localização da falha 98, então, a corrente medida pelo religador 90 será muito menor do que a corrente de falha, e, se a falha estiver na localização 100, então, a corrente medida pelo religador 90 durante a falha será próxima de zero, mas ainda mensurável. Estas diferentes medições de corrente, dependendo se a falha está na localização 98 ou 100, podem ser usadas para estimar as tensões nos postes 84 e 92 usando os conhecidos valores da impedância pelo religador 90, da maneira discutida anteriormente para ajudar a identificar a localização da falha. A tensão na localização de derivação 80, no último poste 84 antes da localização da falha 98 e nos postes 92 em ambos os lados da localização da falha 100 pode ser estimada por ambos os religadores 82 e 90, e estas várias tensões podem ser comparadas umas com as outras. Se as tensões estimadas pelos religadores 82 e 90 forem as mesmas na localização de derivação 80, então, é conhecido que a localização da falha 98 é a localização da falha real. Entretanto, se a tensão calculada pelos religadores 82 e 90 for a mesma na localização 100, então, esta é a localização da falha real.

[0034] Frequentemente, a impedância Z da linha provida pela utilidade não é precisa e, assim, não irá proporcionar precisas estimativas de tensão nos postes para determinar locais de falha, da forma discutida

anteriormente. De acordo com uma modalidade da descrição, a corrente e a tensão medidas pelos religadores 24 e 26 durante a falha podem ser usadas para prover uma estimativa mais precisa da impedância  $Z$  da linha alimentadora 14 entre os mesmos, e esta estimativa da impedância  $Z$  pode ser comparada com a impedância  $Z$  da linha 14 provida pela companhia de utilitários para determinar sua precisão. Um erro entre a impedância calculada  $Z$  e a impedância dada  $Z$  pode ser usado para determinar mais precisamente a localização 28 da falha pela correção da impedância dada  $Z$  da linha 14 a jusante do religador 24 onde as tensões são estimadas. Por exemplo, se o cálculo da impedância da linha  $Z$  entre os religadores 24 e 26 determinar que a impedância calculada  $Z$  e a impedância dada  $Z$  têm um erro de 10%, esta correção de 10% pode, então, ser usada nos cálculos discutidos anteriormente durante a estimativa da tensão nos postes 22, o que proporciona uma localização mais precisa da falha com base em quando a tensão vai a zero ou próximo de zero, em que a impedância  $Z$  é dada normalmente em ohms por milha.

[0035] A figura 3 é uma simples ilustração de uma rede de distribuição de energia elétrica 50 que ilustra a modalidade da correção da impedância  $Z$  para prover uma determinação mais precisa de uma localização da falha. A rede 50 inclui uma primeira linha elétrica 52 e uma segunda linha elétrica 54 conectada na primeira linha 52 em uma localização de derivação 56, em que uma falha ocorreu na localização 58 na linha 52, e em que as linhas 52 e 54 podem ser linhas alimentadoras ou linhas laterais. Um religador 60 é provido na primeira linha 52 a montante da localização da falha 58 e um religador 62 é provido na segunda linha 54, e não fica no caminho da falha. Inúmeros postes de utilidade 64 são providos na linha 52 e inúmeros postes de utilidade 66 são providos na linha 54.

[0036] Em virtude da falha não estar localizada nas linhas 52 e 54 entre os religadores 60 e 62, a impedância  $Z$  das linhas nesta seção da rede 50

pode ser precisamente determinada em virtude de a tensão e corrente medidas serem providas nos religadores 60 e 62. A tensão na linha 52 irá diminuir significativamente do religador 60 até a localização de derivação 56 durante a falha e o religador 62 irá medir esta tensão durante a falha. A tensão é estimada pelo religador 60 na localização de derivação 56 da maneira discutida anteriormente usando a impedância dada  $Z$ , e esta tensão é comparada com a tensão medida pelo religador 62 durante a falha, em que a diferença na tensão estimada e na tensão medida é um resultado de um erro da impedância  $Z$  na linha 52 usada para estimar a tensão em cada poste 64. Em outras palavras, em virtude de a impedância entre postes adjacentes 64 e postes adjacentes 66 ser provida, e a tensão ser medida no religador 60 e no religador 62, a estimativa da tensão na localização de derivação 56 pode ser usada para prover o erro que identifica uma correção para a impedância. A tensão medida pelo religador 62 menos a tensão estimada no último poste 64 antes da localização da falha 58 é igual à corrente medida pelo religador 62 vezes a impedância  $Z$  na linha 54 entre o religador 62 e a localização de derivação 56. Portanto, a impedância  $Z$  da linha 52 pode ser corrigida na linha 52 depois da localização de derivação 56 com base no cálculo da impedância real e essa correção pode ser aplicada na seção da linha 52 entre a localização de derivação 56 e a localização da falha 58.

[0037] Se um regulador de tensão 68 for provido na linha 52 a jusante do religador 60, mas a montante da localização da falha 58, as estimativas da tensão a jusante do regulador de tensão 68 podem não mais ser precisas, e as correções precisam ser feitas a fim de determinar mais precisamente a localização 58 da falha. A comparação da tensão na localização de derivação 56 com a tensão medida no religador 62 irá permitir que o religador 60 saiba quanto o regulador de tensão 68 escalonou ascendentemente a tensão, o que pode ser empregado nos cálculos de estimativa de tensão a jusante da localização de derivação 56. Adicionalmente, é possível usar a comparação

destas duas tensões para identificar se a diferença nas tensões é um resultado do erro na impedância  $Z$  ou causada pelo aumento na tensão provida pela regulador de tensão 68.

[0038] A presente descrição também descreve uma técnica para identificar a localização de uma falha se a impedância  $Z$  da linha alimentadora 14 entre os postes 22 não for conhecida. A figura 4 é uma simples ilustração de uma rede de distribuição 110 que ilustra esta modalidade. A rede 110 inclui um transformador 112 que representa o grande transformador de potência na subestação 12 que escalona descendentemente a alta tensão na linha de transmissão 114 proveniente de uma usina de potência 116 no lado da transmissão do transformador 112 para uma média tensão na linha 118 no lado da distribuição do transformador 112, em que a tensão no lado da transmissão não muda em decorrência das falhas que podem ocorrer no lado da distribuição. Um primeiro religador 120 e um segundo religador 122 são providos na linha 118 e postes de utilidade 124 são providos ao longo da linha 118, em que uma localização da falha 126 é identificada a jusante do religador 122. A tensão e a corrente são medidas pelos religadores 120 e 122 e as tensões são estimadas nos postes a jusante 124 dos religadores 120 e 122 durante a falha, da maneira discutida anteriormente, em que a tensão medida pelos religadores 120 e 122 antes da falha é igual ou quase igual à tensão na linha de transmissão 114. A partir destas medições, a impedância  $Z_1$  da linha 118 entre a subestação 112 e o primeiro religador 120 e a impedância  $Z_2$  da linha 118 entre a subestação 112 e o segundo religador 122 podem ser determinadas como:

$$Z_1 = \frac{V_{ld} - V_{ft1}}{I_{ft}}, \quad (3)$$

$$Z_2 = \frac{V_{ld} - V_{ft2}}{I_{ft}}, \quad (4)$$

em que  $V_{ld}$  é a tensão na linha de transmissão 114,  $V_{ft1}$  é a

tensão medida pelo religador 120 durante a falha,  $V_{ft2}$  é a tensão medida pelo religador 122 durante a falha, e  $I_{ft}$  é a corrente de falha medida pelos religadores 120 e 122.

[0039] As impedâncias  $Z1 - Z2$  são subtraídas para obter a impedância da linha 118 entre os religadores 118 e 120, e este valor é dividido pela distância entre os religadores 118 e 120 para proporcionar uma impedância  $Z$  por distância, tal como por milha ou por quilômetro. Portanto, esta impedância  $Z$  por distância pode ser considerada igual para a linha 116 a jusante do religador 122, e a localização da falha 124 pode ser determinada pela estimativa da tensão em cada poste 124 a jusante do religador 122 até que a potência reativa vá a zero, da maneira discutida anteriormente. Se a impedância do transformador 112 for conhecida, então, apenas um único dos religadores 120 ou 122 é necessário na linha 116 para estimar a impedância  $Z$  por distância, em que a impedância  $Z$  calculada pela equação (3) é subtraída da impedância do transformador para obter este valor.

[0040] A figura 5 é uma simples ilustração de uma rede de distribuição 130 que ilustra o caso em que a localização de uma falha pode ser identificada sem conhecer a impedância da linha, em que a falha fica em uma linha que não inclui um religador. A rede 130 inclui uma linha alimentadora 132 que tem um primeiro religador 134 e um segundo religador 136 e incluindo inúmeros postes de utilidade 138. Uma linha secundária ou lateral 140 é derivada a partir da linha 132 na localização de derivação 142, e inclui postes de utilidade 144, em que a falha fica na localização 146 na linha 140. Neste exemplo, a tensão na localização de derivação 142 durante a falha é igual ou quase igual à tensão medida pelo segundo religador 136 durante a falha. A impedância  $Z$  da seção da linha 132 entre o primeiro religador 134 e a localização de derivação 142 pode, então, ser determinada como a tensão  $V_1$  medida pelo religador 134 durante a falha menos a tensão  $V_2$  medida pelo religador 136 durante a falha dividida pela corrente de falha  $I$  como

$(Z = (V_1 - V_2)/I)$ . Já que a distância do religador 134 até a localização de derivação 142 é conhecida, a impedância  $Z$  por distância pode ser obtida, e este valor pode ser usado para obter a localização 146 da falha pela estimativa da tensão em cada poste 124 a jusante do religador 134 até que a potência reativa vá a zero, da maneira discutida anteriormente.

[0041] A discussão exposta descreve meramente modalidades exemplares da presente descrição. Os versados na técnica irão prontamente reconhecer a partir de tal discussão e dos desenhos anexos e reivindicações que várias mudanças, modificações e variações podem ser feitas nos mesmos sem fugir do espírito e do escopo da descrição, da forma definida nas seguintes reivindicações.

## REIVINDICAÇÕES

1. Método para identificar uma localização de uma falha em uma rede de distribuição de energia elétrica, a dita rede incluindo uma fonte de alimentação, pelo menos uma linha elétrica, um número de postes de utilidade espaçados que sustentam a pelo menos uma linha elétrica, e pelo menos um dispositivo de comutação na linha elétrica, o dito pelo menos um dispositivo de comutação sendo operável para impedir que um sinal de potência flua através do dispositivo de comutação em resposta à detecção da falha, o dito método caracterizado pelo fato de que compreende:

identificar uma impedância da pelo menos uma linha elétrica entre cada par de postes de utilidade adjacentes a jusante do pelo menos um dispositivo de comutação;

medir uma tensão e uma corrente do sinal de potência no pelo menos um dispositivo de comutação durante a falha, mas antes de o dispositivo de comutação impedir que o sinal de potência flua através do mesmo;

estimar uma tensão em cada um dos postes de utilidade a jusante do pelo menos um dispositivo de comutação usando a impedância da linha elétrica entre os postes de utilidade e a tensão e corrente medidas durante a falha;

calcular um valor de potência reativa em cada um dos postes de utilidade usando as tensões estimadas, em que calcular um valor de potência reativa inclui compensar cargas distribuídas ao longo da linha elétrica que consomem potência reativa durante a falha; e

determinar a localização da falha com base em onde o valor de potência reativa vai a zero ao longo da pelo menos uma linha elétrica.

2. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que compensar as cargas distribuídas inclui estimar a potência reativa que as cargas distribuídas consomem com base em um tamanho da

classificação de potência cumulativa de uma pluralidade de transformadores de distribuição que proveem energia para as cargas distribuídas a jusante do pelo menos um dispositivo de comutação.

3. Método de acordo com a reivindicação 2, caracterizado pelo fato de que determinar o tamanho da classificação de potência cumulativa dos transformadores inclui fazer uma busca gráfica de todos os transformadores a jusante do pelo menos um dispositivo de comutação e adicionar os tamanhos em conjunto.

4. Método de acordo com a reivindicação 2, caracterizado pelo fato de que compensar as cargas distribuídas inclui determinar um valor de potência em pré-falha a partir de uma corrente e uma tensão medidas por pelo menos um dispositivo de comutação antes da falha, determinar uma razão de utilização que é o valor de potência em pré-falha dividido pelo tamanho do transformador cumulativo, calcular um valor de potência na carga nominal em cada um dos postes de utilidade que inclui um transformador como a razão de utilização multiplicada pelo tamanho do transformador neste poste, usar a tensão estimada e o valor de potência na carga nominal no poste para determinar um valor de potência na carga em falha durante a falha, dividir o valor de potência na carga em falha pela tensão estimada para obter um valor de absorção de corrente no poste, e reduzir cumulativamente a corrente que é usada para estimar a tensão em cada poste com base no valor de absorção de corrente usado para suprir as cargas.

5. Método de acordo com a reivindicação 4, caracterizado pelo fato de que determinar o valor de potência na carga em falha durante a falha inclui usar a equação:

$$P_{fault} = \left( \frac{v_{fault}}{v_{nominal}} \right)^n P_{prefault}$$

em que  $P_{fault}$  é o valor de potência na carga em falha,  $P_{prefault}$  é o valor de potência em pré-falha,  $v_{fault}$  é a tensão medida na

localização da falha durante a falha,  $v_{nominal}$  é a tensão antes da falha, e  $n$  é um exponencial que é determinado por experimentação, em que  $n = 2$  para impedância constante,  $n = 1$  para corrente constante e  $n = 0$  para potência constante.

6. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que calcular um valor de potência reativa inclui compensar um capacitor provido na linha elétrica a jusante do pelo menos um dispositivo de comutação que provê potência reativa na linha elétrica.

7. Método de acordo com a reivindicação 6, caracterizado pelo fato de que compensar o capacitor inclui calcular uma potência de falha no capacitor.

8. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que estimar a tensão em cada poste inclui usar a equação:

$$Q = \text{imag}(I^*V)$$

em que  $Q$  é potência reativa,  $I$  é a corrente de falha medida e  $V$

é a tensão estimada.

9. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que identificar a localização da falha inclui identificar a localização da falha em um alcance entre postes de utilidade usando a equação:

$$Q = lX_{\text{line}/\text{mile}}I^2$$

em que  $Q$  é a potência reativa estimada no último poste de utilidade antes da localização da falha,  $I$  é a corrente de falha,  $X$  é o componente indutivo da impedância da linha  $Z$ , e  $l$  é a distância do pelo menos um dispositivo de comutação até a localização da falha.

10. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a fonte de alimentação é uma subestação elétrica e a rede de distribuição de energia elétrica é uma rede de distribuição de energia em média tensão.

11. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado

pelo fato de que o pelo menos um dispositivo de comutação é um religador.

12. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a pelo menos uma linha elétrica é uma fase de linhas trifásicas em uma linha alimentadora.

13. Método para identificar uma localização de uma falha em uma rede de distribuição de energia elétrica, a dita rede incluindo uma subestação, uma linha alimentadora, um número de postes de utilidade espaçados que sustentam a linha alimentadora, e um religador na linha alimentadora em um dos postes, o dito religador sendo operável para impedir que um sinal de potência flua através do religador em resposta à detecção da falha, o dito método caracterizado pelo fato de que compreende:

identificar um valor de impedância da linha alimentadora entre cada par de postes de utilidade adjacentes a jusante do religador;

medir uma tensão e uma corrente do sinal de potência no religador durante a falha, mas antes de o religador impedir que o sinal de potência flua através do mesmo;

estimar uma tensão em cada um dos postes de utilidade a jusante do religador usando a impedância da linha alimentadora entre os postes de utilidade e a tensão e corrente medidas durante a falha;

calcular um valor de potência reativa em cada um dos postes de utilidade usando as tensões estimadas, em que calcular o valor de potência reativa inclui compensar as cargas distribuídas ao longo da linha alimentadora a jusante do religador que consomem potência reativa durante a falha com base em um tamanho da classificação de potência cumulativa de uma pluralidade de transformadores de distribuição que proveem energia para as cargas distribuídas; e

determinar a localização da falha com base em onde o valor de potência reativa vai a zero ao longo da linha alimentadora.

14. Método de acordo com a reivindicação 13, caracterizado

pelo fato de que compensar as cargas distribuídas inclui determinar um valor de potência em pré-falha a partir de uma corrente e tensão medidas por pelo menos um dispositivo de comutação antes da falha, determinar uma razão de utilização que é o valor de potência em pré-falha dividido pelo tamanho do transformador cumulativo, calcular um valor de potência na carga nominal em cada um dos postes de utilidade que inclui um transformador como a razão de utilização multiplicada pelo tamanho do transformador neste poste, usar a tensão estimada e o valor de potência na carga nominal no poste para determinar um valor de potência na carga em falha durante a falha, dividir o valor de potência na carga em falha pela tensão estimada para obter um valor de absorção de corrente no poste, e reduzir cumulativamente a corrente que é usada para estimar a tensão em cada poste com base no valor de absorção de corrente usado para suprir as cargas.

15. Método de acordo com a reivindicação 14, caracterizado pelo fato de que determinar o valor de potência na carga em falha durante a falha inclui usar a equação:

$$P_{fault} = \left( \frac{v_{fault}}{v_{nominal}} \right)^n P_{prefault}$$

em que  $P_{fault}$  é o valor de potência na carga em falha,  $P_{prefault}$  é o valor de potência em pré-falha,  $v_{fault}$  é a tensão medida na localização da falha durante a falha,  $v_{nominal}$  é a tensão antes da falha, e  $n$  é um exponencial que é determinado por experimentação, em que  $n = 2$  para impedância constante,  $n = 1$  para corrente constante e  $n = 0$  para potência constante.

16. Método de acordo com a reivindicação 13, caracterizado pelo fato de que calcular um valor da potência reativa inclui compensar um capacitor provido na linha elétrica a jusante do pelo menos um dispositivo de comutação que provê potência reativa na linha elétrica.

17. Método de acordo com a reivindicação 16, caracterizado

pelo fato de que compensar o capacitor inclui calcular uma potência de falha no capacitor.

18. Método de acordo com a reivindicação 13, caracterizado pelo fato de que estimar a tensão em cada poste inclui usar a equação:

$$Q = \text{imag}(I \cdot V)$$

em que  $Q$  é a potência reativa,  $I$  é a corrente de falha medida e  $V$  é a tensão estimada.

19. Método de acordo com a reivindicação 13, caracterizado pelo fato de que identificar a localização da falha inclui identificar a localização da falha em um alcance entre postes de utilidade usando a equação:

$$Q = lX_{\text{line/mile}}I^2$$

em que  $Q$  é a potência reativa estimada no último poste de utilidade antes da localização da falha,  $I$  é a corrente de falha,  $X$  é o componente indutivo da impedância da linha  $Z$ , e  $l$  é a distância do pelo menos um dispositivo de comutação até a localização da falha.

20. Sistema para identificar uma localização de uma falha em uma rede de distribuição de energia elétrica, caracterizado pelo fato de que a dita rede inclui uma fonte de alimentação, pelo menos uma linha elétrica, um número de postes de utilidade espaçados que sustentam a pelo menos uma linha elétrica, e pelo menos um dispositivo de comutação na linha elétrica, o dito pelo menos um dispositivo de comutação sendo operável para impedir que um sinal de potência flua através do dispositivo de comutação em resposta à detecção da falha, o dito sistema compreendendo:

meios para identificar uma impedância da pelo menos uma linha elétrica entre cada conjunto de postes de utilidade adjacentes a jusante do pelo menos um dispositivo de comutação;

meios para medir uma tensão e uma corrente do sinal de potência no pelo menos um dispositivo de comutação durante a falha, mas

antes de o dispositivo de comutação impedir que o sinal de potência flua através do mesmo;

meios para estimar uma tensão em cada um dos postes de utilidade a jusante do pelo menos um dispositivo de comutação usando a impedância da linha elétrica entre os postes de utilidade e a tensão e corrente medidas durante a falha;

meios para calcular um valor de potência reativa em cada um dos postes de utilidade usando a tensão estimada que inclui compensar as cargas distribuídas ao longo da linha elétrica que consomem potência reativa durante a falha; e

meios para determinar a localização da falha com base em onde o valor de potência reativa vai a zero ao longo da pelo menos uma linha elétrica.

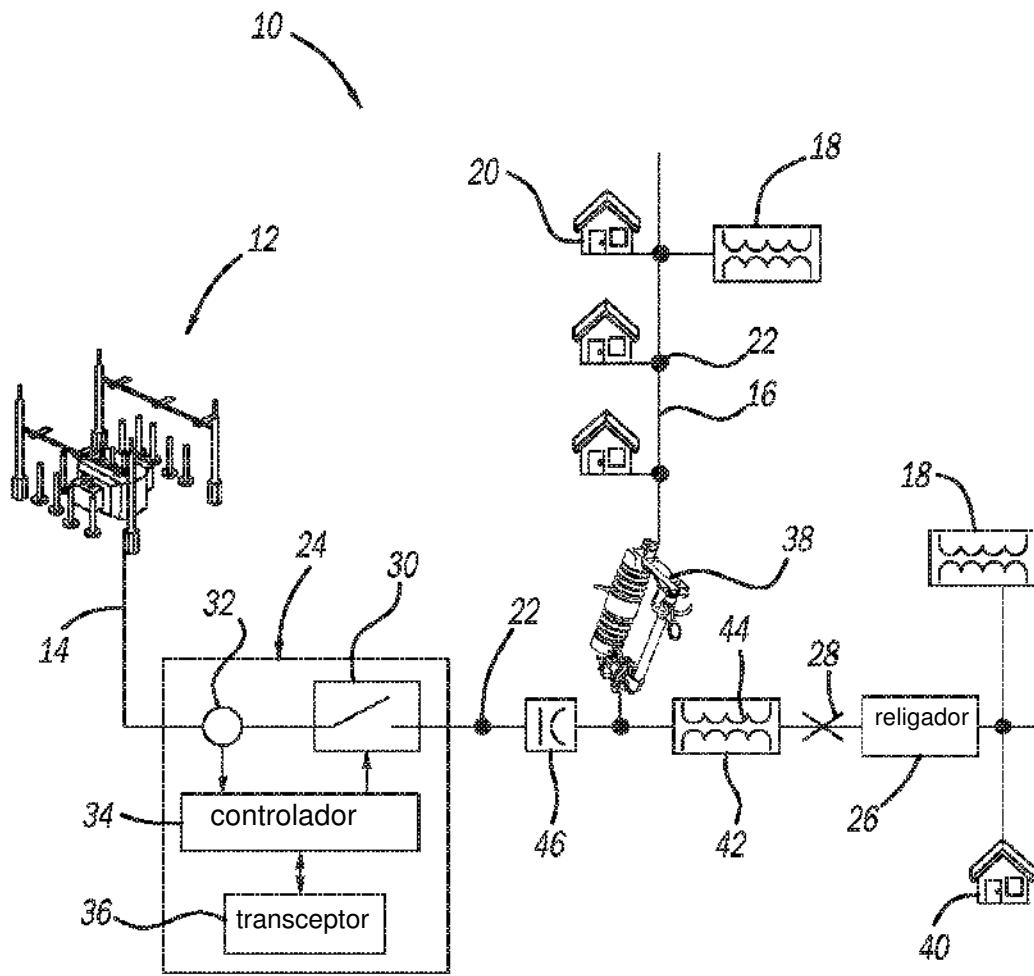
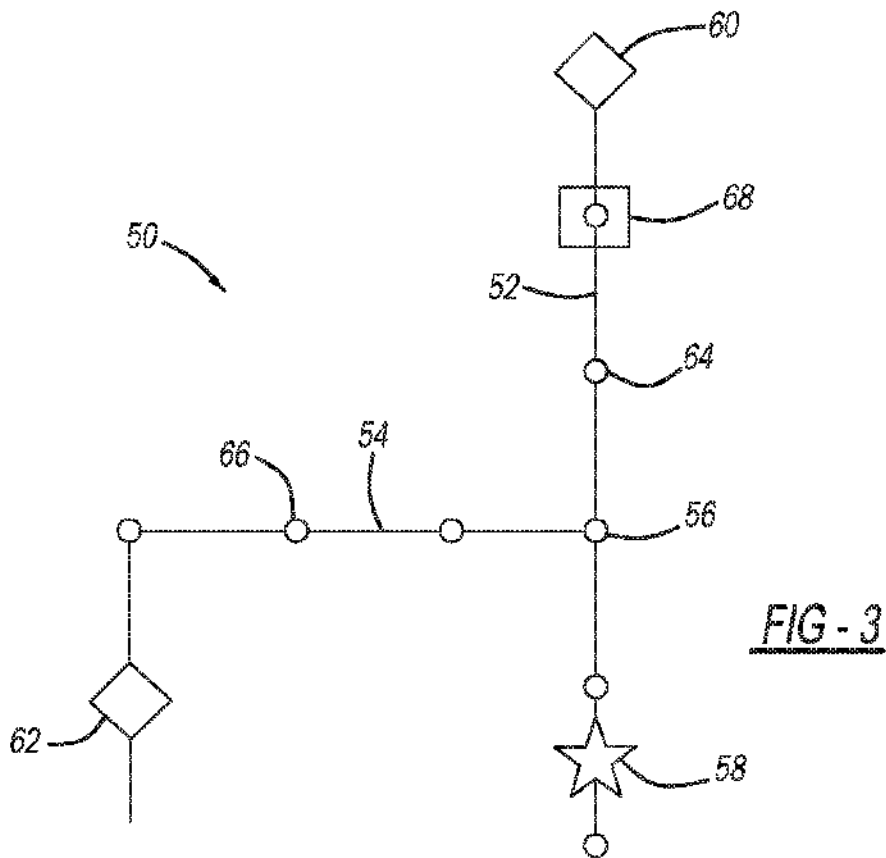
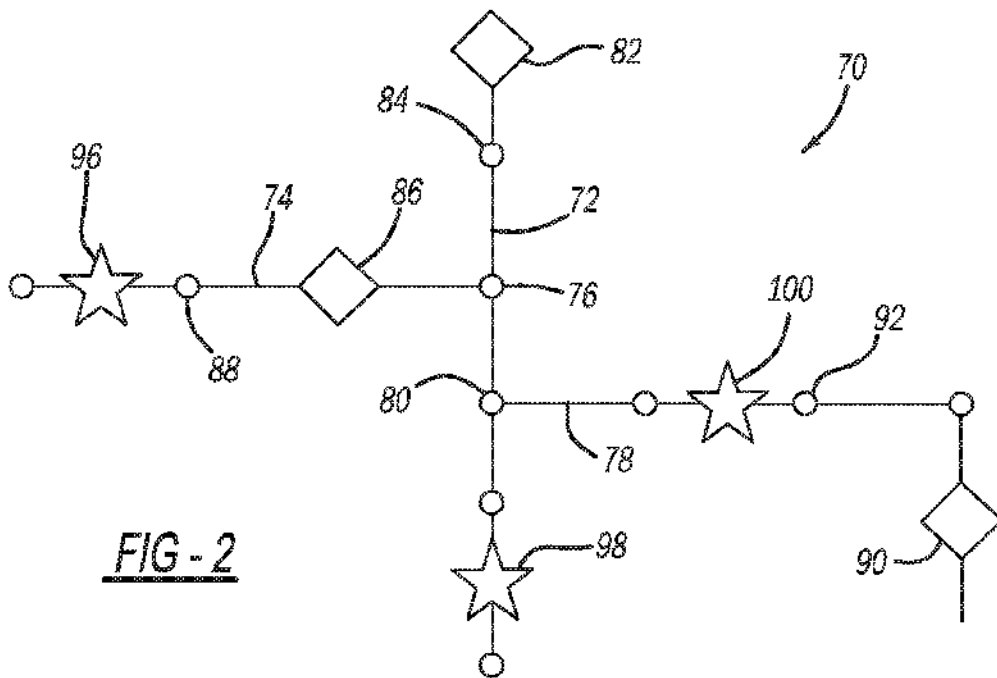


FIG - 1



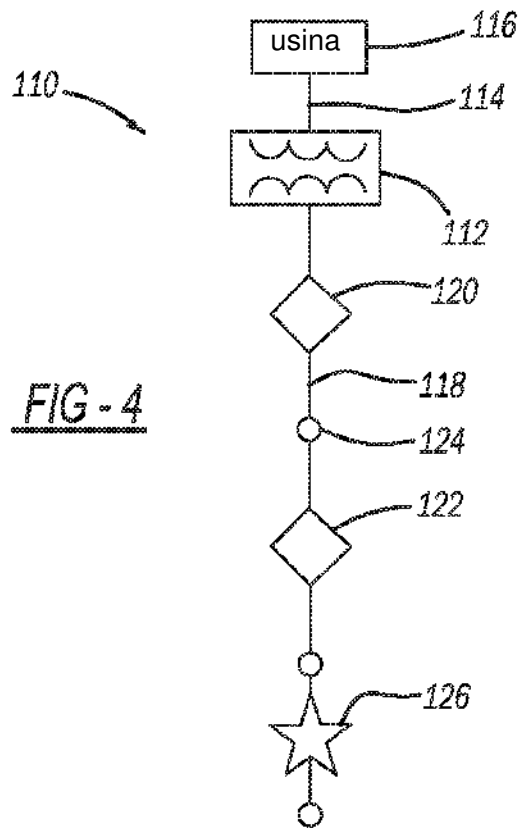


FIG - 4

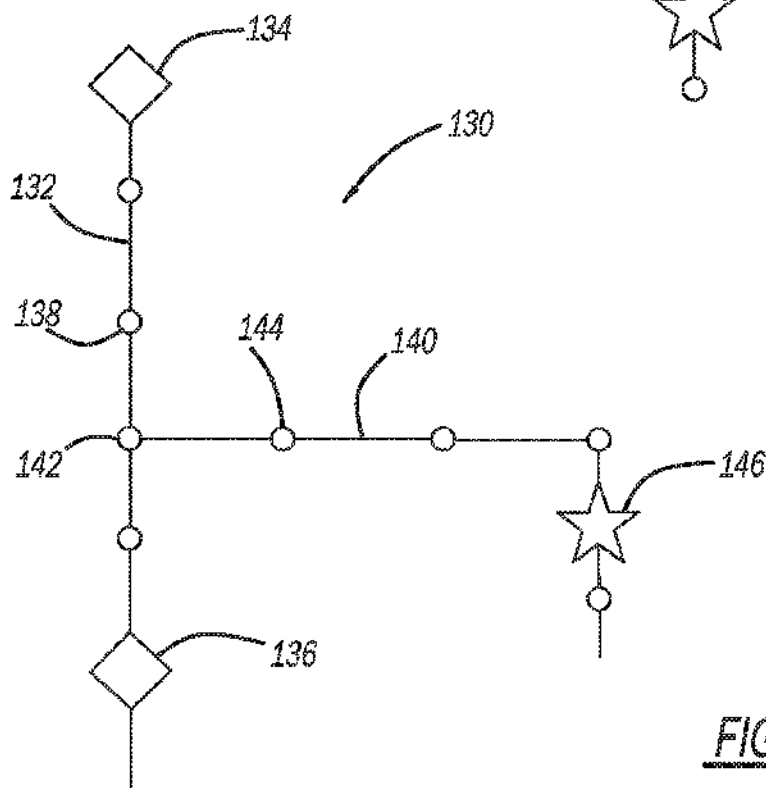


FIG - 5