



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

(11) PI 0919098-8 B1



(22) Data do Depósito: 24/08/2009

(45) Data de Concessão: 24/04/2019

(54) Título: MÉTODO DE DETERMINAR UMA FASE DE SERVIÇO DE UM DISPOSITIVO DE PONTO DE EXTREMIDADE

(51) Int.Cl.: G01R 29/18; H02J 13/00.

(30) Prioridade Unionista: 05/09/2008 US 61/094,728; 27/05/2009 US 12/472,622.

(73) Titular(es): SILVER SPRING NETWORKS, INC..

(72) Inventor(es): RAJ WASWANI; JANA VAN GREUNEN; ALEXANDER GOSTRER.

(86) Pedido PCT: PCT US2009004816 de 24/08/2009

(87) Publicação PCT: WO 2010/027421 de 11/03/2010

(85) Data do Início da Fase Nacional: 09/03/2011

(57) Resumo: MÉTODO DE DETERMINAR UMA FASE DE SERVIÇO DE UM DISPOSITIVO DE PONTO DE EXTREMIDADE A fase de serviço da conexão elétrica para um dispositivo de ponto de extremidade do cliente localizado dentro de um sistema de distribuição de energia é determinada por várias técnicas. Ao nível do alimentador, o sistema pode ser programado para induzir interrupções momentâneas, causando assim passagens por zero perdas nos dispositivos de ponto de extremidade dos clientes. O padrão destas interrupções é um padrão controlado, concebido especificamente para evitar causar uma interrupção perceptível até mesmo para dispositivos sensíveis, mas para ser incomum o bastante de modo a ser estatisticamente improvável que seja natural. O acompanhamento das informações das passagens por zero é usado para determinar a fase da linha de serviço para os dispositivos de ponto de extremidade dos clientes.

MÉTODO DE DETERMINAR UMA FASE DE SERVIÇO DE UM DISPOSITIVO
DE PONTO DE EXTREMIDADE

CAMPO DA INVENÇÃO

Modalidades de exemplo referem-se geralmente à
5 determinação da fase de serviço da conexão elétrica a um
ponto extremidade de consumidor localizada dentro de um
sistema de distribuição de energia.

FUNDAMENTOS DA INVENÇÃO

A energia elétrica é gerada em uma estação de energia
10 e transmitida através de uma rede de transmissão de linhas
de alta voltagem. Essas linhas podem ter centenas de
quilômetros de comprimento, e entregar a energia em um pool
de energia comum chamado de "grade". A grade está ligada
aos centros de carga (por exemplo, cidades) através de uma
15 rede de sub-transmissão de linhas de 33kV normalmente (ou
às vezes de 66kV).

A Figura 1 é um diagrama que ilustra um sistema de
distribuição e transmissão de energia convencional. Este
diagrama é um exemplo de uma variedade de topologias de
20 grade conhecidas e é fornecido para propósitos de
ilustração. Referindo-se à Figura 1, linhas de alta
voltagem terminam em uma subestação de 33kV (ou 66kV), onde
a voltagem é atenuada para cerca de 11kV para distribuição
de energia para carregar os pontos através de uma rede de
25 distribuição de linhas em 11kV e inferiores. A rede de
energia é a rede de distribuição de linhas 11kV ou
alimentadores a jusante da subestação. Cada alimentador de
11kV, que emana da subestação de 33kV, se ramifica
adicionalmente em vários alimentadores subsidiários de 11kV
30 para carregar energia próximo aos pontos de carga

(localidades, áreas industriais, aldeias, etc). Nesses pontos de carga, um transformador adicionalmente reduz a voltagem de 11kV para 415V para fornecer a conexão do último quilômetro através de alimentadores de 415V para os clientes individuais, tanto em 240V (como uma fonte monofásica) quanto em 415 V (com uma fonte tri-fásica). Um alimentador pode ser tanto uma linha aérea ou um cabo subterrâneo.

No nível de alimentador, a grade elétrica é polifásica (ou seja, tem várias linhas para diferentes fases). Em um ponto de extremidade do cliente que utiliza uma fase única (por exemplo, uma residência), uma linha física se conecta a um medidor localizado no ponto de extremidade do cliente. No entanto, quando o ponto de extremidade do cliente está conectado fisicamente, isto pode não necessariamente ser conhecido no momento que fase no nível de alimentador corresponde à linha no ponto de extremidade do cliente a qual o medidor está conectado. Isto pode ser porque a concessionária pode nunca ter tido essa informação, ou esta pode não ter sido atualizada desde que a topologia de grade física foi normalmente modificada ao longo do tempo. Além disso, se houver uma queda de energia, ou se a energia for desligada para que um novo transformador possa ser instalado, não há garantia de que o medidor no dispositivo no ponto de extremidade do cliente estará na mesma fase em que estava anteriormente.

A concessionária pode calcular as perdas e roubos, comparando o uso no nível do alimentador com o uso agregado no lado do cliente. Mas sem o conhecimento da topologia de grade real, esta informação poderia ser pelo menos três

vezes menos precisa. Como a densidade de clientes servidos por um alimentador cresce, esta imprecisão pode aumentar e, portanto, pode resultar em um aumento na perda de energia e de receitas para a concessionária.

5 RESUMO DA INVENÇÃO

Modalidades de exemplo referem-se geralmente a métodos para determinar a fase de serviço da conexão elétrica a um ponto de extremidade de consumidor localizado dentro de um sistema de distribuição de energia.

10 As modalidades aqui divulgadas assumem a presença e a utilização de uma rede ad-hoc sem fio que inclui nós de rede nas localidades de medidor, subestações e outros elementos da infra-estrutura de grade elétrica, e são conectados ao servidor da concessionária através de relés e
15 pontos de acesso (APs). Os nós trocam mensagens uns com os outros e com outros elementos da rede através de enlaces sem fio da rede. Em algumas outras modalidades, as mensagens entre os nós podem ser trocadas através de enlaces de comunicação direta fora da rede.

20 De acordo com uma modalidade de exemplo, um método para determinar a fase de serviço de um dispositivo de ponto de extremidade do cliente em um sistema de distribuição de energia pode incluir o envio de uma mensagem para uma subestação requisitando que a subestação
25 crie uma interrupção temporária de energia em uma de uma pluralidade de fases de uma linha de alimentação para a subestação. Um relatório é recebido a partir de pelo menos um de uma pluralidade de dispositivos de ponto de extremidade do cliente que indica se a interrupção de
30 energia foi detectada por um dispositivo de ponto de

extremidade do cliente respectivo. O dispositivo de ponto de extremidade do cliente que relataram a detecção da interrupção de energia é mapeado para a respectiva fase que a interrupção de energia foi criada.

De acordo com outra modalidade de exemplo, um método de determinar uma fase de serviço de um dispositivo de ponto de extremidade do cliente em um sistema de distribuição de energia pode incluir a identificação de uma pluralidade de dispositivos de ponto de extremidade dos clientes que se comunicam diretamente com um único AP, e a sincronização da pluralidade de dispositivos de ponto de extremidade dos clientes temporariamente com a AP. As últimas passagens por zero são detectadas em corrente alternada (AC) dentro de um período de tempo pré-determinado em cada dispositivo de ponto de extremidade do cliente. A diferença de fase relativa da pluralidade de dispositivos de ponto de extremidade do cliente é medida com base nas horodatas das últimas passagens por zero detectadas. A fase de serviço de cada dispositivo do ponto de de ponto de extremidade do cliente é determinada com base na diferença de fase relativa medida.

De acordo com outra modalidade de exemplo, um método de determinar uma fase de serviço de um dispositivo de ponto de extremidade do cliente em um sistema de distribuição de energia pode incluir o envio, a partir de um host, de uma requisição para o dispositivo de ponto de extremidade do cliente solicitando os dados delta das passagens por zero detectados no dispositivo de ponto de extremidade do cliente. No host, uma mensagem de resposta é recebida a partir do dispositivo de ponto de extremidade do

cliente. Essa mensagem inclui dados delta da passagem por zero detectados no dispositivo de ponto de extremidade do cliente, indicando a diferença entre o momento em que a última passagem por zero foi detectada no dispositivo de ponto de extremidade do cliente e o momento em que a mensagem de resposta foi criada pelo dispositivo de ponto de extremidade do cliente.

O método inclui ainda o cálculo dos dados delta das passagens por zero detectados no host, indicando a diferença entre o momento em que a última passagem por zero foi detectado no host e o momento em que a mensagem de resposta foi recebida pelo host. Uma diferença de fase do dispositivo de ponto de extremidade do cliente é calculada com base nos dados delta das passagens por zero detectados no dispositivo de ponto de extremidade do cliente, os dados delta das passagens por zero calculados detectados no host, um tempo de latência de mensagens, e um período de frequência de uma linha de alimentação eletricamente conectada ao dispositivo de ponto de extremidade do cliente. A fase de serviço do dispositivo de ponto de extremidade do cliente é determinada com base na diferença de fase calculada.

De acordo com outra modalidade de exemplo, um método de determinar uma fase de serviço de um dispositivo de ponto de extremidade do cliente em um sistema de distribuição de energia pode incluir o envio de uma requisição a partir de um primeiro dispositivo de ponto de extremidade do cliente a um dispositivo de ponto de extremidade vizinho, requisitando os dados delta das passagens por zero detectados no dispositivo vizinho. No

primeiro dispositivo de ponto de extremidade do cliente, uma mensagem de resposta é recebida a partir do dispositivo vizinho incluindo os dados delta das passagens por zero detectados no dispositivo vizinho. Esta mensagem indica a
5 diferença entre o momento em que a última passagem por zero foi detectada no dispositivo vizinho e quando a mensagem de resposta foi criada pelo dispositivo vizinho.

BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

Modalidades de exemplo serão mais claramente
10 compreendidas a partir da seguinte descrição detalhada tomada em conjunto com os desenhos que a acompanham. As Figuras de 1 a 8 representam modalidades de exemplo não-limitantes, como aqui descrito.

A Figura 1 é um diagrama que ilustra um sistema de
15 distribuição e transmissão de energia convencional.

A Figura 2 é um diagrama esquemático de uma rede de comunicação sem fio de um sistema de distribuição de energia em que modalidades de exemplo podem ser implementadas.

20 A Figura 3 é um diagrama esquemático de uma rede de transmissão e distribuição de energia em que modalidades de exemplo podem ser implementadas.

A Figura 4 é um diagrama de estado que ilustra como os dispositivos de ponto de extremidade do cliente detectam
25 falhas momentâneas de acordo com uma modalidade de exemplo.

A Figura 5 é um diagrama que ilustra a a troca de mensagens "obtenção das diferenças das passagens por zero" entre o sistema host e um dispositivo de ponto de extremidade do cliente de acordo com uma modalidade de
30 exemplo.

A Figura 6 é um diagrama que ilustra um exemplo de detecção de fase pelo sistema host de acordo com uma modalidade de exemplo.

A Figura 7 é um diagrama que ilustra a troca de mensagens "obtenção das diferenças das passagens por zero" entre um dispositivo de ponto de extremidade do cliente e um vizinho direto de acordo com uma modalidade de exemplo.

A Figura 8 é um diagrama que ilustra um exemplo de detecção de fase pelo vizinho directo de acordo com uma modalidade de exemplo.

DESCRIÇÃO DETALHADA

Para fins de simplicidade e ilustrativos, os princípios da invenção são descritos por referência principalmente para modalidades de exemplo do mesmo.

A Figura 2 apresenta um diagrama esquemático de uma rede de comunicação sem fio de um sistema de distribuição de energia em que modalidades de exemplo podem ser implementadas. A rede de comunicação pode incluir um servidor back office da concessionária 10, um ponto de acesso gateway (AP) 20, e uma pluralidade de dispositivos de ponte de extremidade do cliente 30. O servidor back office 10 controla a comunicação entre a concessionária e os dispositivos de ponto de extremidade do cliente 30 e recebe informações (por exemplo, dados de utilização, relatórios de queda de energia, e outras informações similares) a partir de dispositivos de ponto de extremidade do cliente 30. O AP 20 conecta-se à concessionária através de uma WAN ("wide area network"), Internet, celular, ou qualquer outra rede (com fio, sem fio, óptica, etc), e serve como ponto de comunicação direta com os dispositivos

de ponto de extremidade do cliente 30. Os dispositivos de ponto de extremidade 30 podem se conectar ao AP 20 através de uma LAN (local area network) com fio, sem fio ou óptica. Os dispositivos de ponto de extremidade 30 podem ser conectados uns aos outros e ao AP usado topologia de rede mesh. Outras topologias de rede podem ser usadas em algumas modalidades.

Pode haver mais de um AP 20 conectando à concessionária na rede de comunicação. Alguns dos dispositivos de ponto de extremidade do cliente 30 podem ser capazes de se comunicar diretamente com um AP particular 20, enquanto outros dispositivos de ponto de extremidade do cliente 30 pode não ser capaz de se comunicar diretamente com o AP particular 20, devido à distância, por exemplo. Esses dispositivos de ponto de extremidade dos clientes 30 que estão muito longes do AP particular 20 podem se comunicar com o AP 20 através de dispositivos de ponto de extremidade vizinhos 30 mais próximos do AP particular 20 pelo o conceito de "salto".

"Salto", a partir de nó para nó até que o destino seja alcançado permite conexões contínuas e comunicação entre os dispositivos de ponto de extremidade do cliente 30 e um ou mais dos APs 20. Da mesma forma, um AP 20 pode se comunicar com um dispositivo de ponto de extremidade do cliente 30 localizado remotamente através de dispositivos de ponto de extremidade do cliente vizinhos 30 localizados mais próximos ao PA 20. Em algumas outras modalidades, um dispositivo 30 não capaz de se conectar a um AP 20 pode se conectar a outro AP 20 para alcançar o servidor da concessionária.

Um dispositivo de ponto de extremidade do cliente 30 (ou seja, um medidor elétrico 35 com um cartão de interface de rede (NIC)) é capaz de detectar, registrar e reportar interrupções momentâneas de voltagem. Isso pode ser feito
5 tanto pelo NIC ou pelo medidor 35.

Interrupção momentânea de voltagem é um evento da linha de energia onde apenas alguns ciclos de energia estão em falta. Assim, a qualidade de energia pode ser afetada minimamente, e o medidor 35 ou o NIC não é forçado a
10 reiniciar. O dispositivo de ponto de extremidade do cliente é capaz de detectar, registrar e reportar passagens por zero perdidas em corrente alternada (AC).

"Passagens por zero" em corrente alternada (AC) é o ponto instantâneo em que não há voltagem presente. Em
15 outras palavras, as alterações de polaridade da linha AC. Um circuito eletrônico e um processador podem detectar quando a voltagem da linha de energia AC muda sua polaridade de negativo para positivo e / ou de positivo para negativo. Um circuito de exemplo, pode incluir um
20 atenuador com um amplificador seguido por um comparador. A saída deste circuito eletrônico geralmente é conectada a um pino de interrupção do processador que fica interrompido cada vez que a voltagem alternada muda sua polaridade. Este detector pode ser usado para determinar a frequência de
25 voltagem AC. A frequência de linha de energia tem uma estabilidade relativamente elevada. A perda de uma ou mais passagens por zero em um certo intervalo de tempo significa que a frequência AC pode ter mudado, mas é mais provável que a energia pode ter sido interrompida.

30 Referindo-se a Figura 3, o acompanhamento da

informação de passagens por zero pode ser usado para determinar a fase da linha de serviço para um dispositivo de ponto de extremidade do cliente 30. Na subestação 40 (ou seja, nível de alimentação), o sistema pode ser programado para induzir interrupções momentâneas de energia, causando assim perda de passagens por zero nos dispositivos de ponto de extremidade do cliente 30. O padrão destas interrupções é um controlado, concebido especificamente para evitar o causamento de interrupção perceptível até mesmo para dispositivos sensíveis, mas para ser incomum o bastante de modo que seja estatisticamente improvável de acontecer naturalmente. As interrupções de energia não estão limitadas a serem induzidas na subestação 40 ou em um local a jusante da subestação 40. Uma pessoa de conhecimento normal na técnica vai apreciar as interrupções de energia também podem ser induzidas em locais a montante da subestação 40.

O acontecimento natural "pique" em uma dada linha de alimentação 50 podem ser monitorados antes de gerar o padrão de interrupção adequado para o alimentador 50. O servidor back office da concessionária 10 pode ser usado para analisar as interrupções de energia ao longo de alimentadores de distribuição 50 na grade elétrica para gerar um modelo de padrões naturais pertinentes a qualquer alimentador 50 ou todos os alimentadores 50. Então, o servidor back office 10 pode ser programado para criar o padrão de interrupção para um alimentador 50 de interesse. O padrão de interrupção para o alimentador 50 pode ser inserido no alimentador 50 diretamente ou a qualquer linha equivalente a montante ou a jusante. A especificação do

ponto de inserção deve estar em conformidade com a exigência de que o padrão de interrupção atinge o dispositivo final 30 sem mudanças significativas. Em outras palavras, o número e a duração das interrupções inseridas
5 devem ser os mesmos no ponto de inserção e no dispositivo final 30.

Uma vez que existem várias fases provenientes de um alimentador 50, as interrupções podem ser induzidas em série em cada fase do alimentador 50. Por exemplo, os
10 piques simulados podem ser induzidos na fase 1 no dia 1, na fase 2 no dia 2, e assim por diante. Este teste pode ser aplicado tanto manualmente, pelo fornecimento do padrão de teste necessário para o pessoal pelo pessoal da concessionária, ou de uma forma mais automatizada,
15 fornecendo os "tiques" por um sistema DA/SCADA (Distribution automation/supervisory control and data acquisition). O teste automatizado pode ser controlado pelo servidor back office da concessionária 10, se a rede tem pontes, conectadas em rede, conectadas aos controles do
20 alimentador o que permite que o teste seja feito através da rede, ou por mensagens de alimentação adequadamente formatadas para um sistema de teste que pode ser conectado a rede elétrica em qualquer um dos elementos da rede (por exemplo: sub-estação, transformador de alta voltagem,
25 transformador de distribuição, etc) especialmente projetado para induzir padrões de teste.

Durante o período de teste, os dispositivos de ponto de extremidade do cliente 30 em um alimentador 50 particular são programados para registrar os piques, e
30 reportar essas informações para o servidor back office 10.

O servidor back office 10 tem a informação referente a qual padrão de pique foi testado e em que fase. Com base nos relatórios recebidos a partir dos dispositivos de ponto de extremidade dos clientes 30, o servidor back office 10 será capaz de ligar os dispositivos 30 observando e relatando um padrão de pique especial no dia 1 para uma determinada fase (fase 1, por exemplo). Este processo é repetido para os relatórios recebidos em cada um dos dias de teste até que todos os dispositivos 30 no alimentador 50 estejam com as fases mapeadas. Se houver irregularidades ou erros nos dados de relatório a partir de certos dispositivos 30 com ligações com mais de uma fase ou sem nenhuma fase em particular, o teste pode ser repetido até que a incerteza seja retirada. A repetição do teste também serve para confirmar as conclusões iniciais. O teste pode ser repetido em cada alimentador 50 quantas vezes for necessário para obter o mapeamento completo das fase.

O teste pode ser realizado em todos os alimentadores 50, quer em série ou em paralelo, e pode ser repetido periodicamente para toda a rede que abrange todos os dispositivos de ponto de extremidade dos clientes 30. A partir destes testes, um modelo de conectividade de fase completo pode ser desenvolvido para toda a grade dentro da rede.

A Figura 4 é um diagrama de estado que ilustra como os dispositivos de ponto de extremidade dos clientes detectam falhas momentâneas de acordo com uma modalidade de exemplo. No processo de detecção de interrupção de energia 100, inicialmente um dispositivo irá operar no Estado de Energia Normal 101. Como o servidor back office inicia o processo

de interrupção de energia, o dispositivo de ponto de extremidade do cliente mede as passagens por zero para este período de interrupção "momentâneo". "Momentâneo" significa uma interrupção de energia poder única para uma duração inferior a um período máximo, `momentary_length_max` (por exemplo, 100ms), mas maior do que um período mínimo, `momentary_length_min` (por exemplo, 30ms). Duração mínima "momentânea" (`momentary_length_min`) é o tempo mínimo decorrido para uma interrupção de energia ser registrada.

Quando o medidor no dispositivo de ponto de extremidade do cliente detecta uma interrupção de energia única, que é maior do que `momentary_length_min`, o dispositivo opera em Estado Momentâneo de Energia 102. Durante esse estado, o dispositivo mede os dados das passagens por zero, por exemplo, registra o intervalo entre cada passagem por zero detectada durante o tempo em que está neste estado, e reporta os dados medidos para o servidor back office 10.

Duração máxima momentânea (`momentary_length_max`) é o tempo máximo decorrido para uma interrupção de energia para ser registrada. Quando o medidor no dispositivo de ponto de extremidade do cliente detecta uma interrupção de energia única, que é maior do que `momentary_length_max`, o dispositivo reconhece isso como Estado de perda de Energia 103. As interrupções excedendo o período de tempo `momentary_length_max` levam a NIC para o desligamento, e o medidor no dispositivo de ponto de extremidade do cliente tentará reiniciar uma vez que recupera a energia.

A Tabela 1 apresenta períodos de tempo exemplares para a duração mínima momentânea e a duração máxima momentânea. Estes períodos de tempo são determinados de modo que uma

interrupção momentânea de energia seja suficientemente longa para levar um dispositivo a entrar no Estado Momentâneo de Energia, mas não tão longa para fazer com que o dispositivo trate a interrupção como uma perda de energia e reaja em conformidade.

TABELA 1

Variável configurável	Valor mínimo	Valor máximo	Valor padrão
Duração mínima momentânea	30 ms	100 ms	30 ms
Duração máxima momentânea	100 ms	150 ms	100 ms

De acordo com outra modalidade de exemplo, um método de determinar uma fase de serviço da ligação elétrica para um dispositivo de ponto de extremidade do cliente pode confiar na precisão de sincronização na rede mesh para permitir que a fase relativa de todos os medidores do alimentador seja calculada.

O método inclui a identificação de um grupo de dispositivos de ponto de extremidade que se comunicam diretamente com o mesmo ponto de acesso (AP), e forçando estes dispositivos de ponto de extremidade para sincronizar rapidamente com a AP temporariamente (por exemplo, cerca de 10 minutos). Depois, as últimas passagens por zero podem ser detectadas em cada dispositivo de ponto de extremidade dentro de um período de tempo predeterminado. A horodata é associada com a última passagem por zero detectada em cada dispositivo de ponto de extremidade. A diferença de fase

relativa dos dispositivos de ponto de extremidade pode ser determinada pelo cálculo da diferença entre as horodatas das últimas passagens por zero detectadas nos dispositivos de ponto de extremidade.

5 Se a diferença calculada entre as horodatas é perto de zero, então os dispositivos de ponto de extremidade do cliente estão na mesma fase de serviço. Se a diferença calculada entre as horodatas está perto de 5,5 ms para uma linha de 60 Hz ou perto de 6,6 ms para uma linha de 50 Hz,
10 então a diferença de fase relativa entre os dispositivos de ponto de extremidade do cliente é de 120° . Se a diferença calculada entre as horodatas está perto de 11 ms para uma linha de 60 Hz ou perto de 13,2 ms para uma linha de 50 Hz, então a diferença de fase relativa entre os dispositivos de
15 ponto de extremidade do cliente é de 240° .

Este procedimento é repetido para diferentes grupos de medidores. Se pools de sobreposição de medidores foram identificados e escolhidos, então as fases relativas dos medidores no alimentador inteiro podem ser determinadas.

20 Para chegar a fase "absoluta" dos dispositivos de ponto de extremidade dos clientes, o AP em si deve ser sincronizado com precisão para o curto período de tempo. Isso pode ser feito através de Ethernet, celular, ou através de GPS (Global Positioning System). A fase absoluta
25 também pode ser obtida por um FSU secundário (Field Service Unit) ou pelo AP sendo sincronizado com uma fonte externa, como um GPS para determinar a fase de um medidor. As fases dos outros medidores podem ser calculadas com base na fase desse medidor.

30 O processo de sincronização do relógio é repetido para

todos os medidores na rede para desenvolver um modelo de conectividade de fase completo de toda a grade. As medições são repetidos periodicamente (por exemplo, em intervalos de tempo definidos pelo usuário) para atualizar o mapa de fase dos dispositivos de rede da grade.

De acordo com outra modalidade de exemplo, a fase de serviço dos dispositivos de ponto de extremidade do cliente na rede pode ser determinada com base na diferença de fase em relação a um sistema host. O sistema host pode ser qualquer dispositivo que seja capaz de comunicar com os dispositivos de ponto de extremidade. Em concretizações exemplares, o sistema host pode ser o servidor back office ou um AP. Tanto o dispositivo de ponto de extremidade do cliente quanto o sistema host são capazes de determinar a diferença de tempo ("tempo delta (Δ)") para qualquer transições de voltagem positivo / negativo para zero em relação ao tempo de originar uma mensagem a ser enviada para outro dispositivo, ou receber uma mensagem de outro aparelho.

Referindo-se a Figura 5, o sistema host envia um pedido para "obtenção das diferenças das passagens por zero" para o NIC do dispositivo de ponto de extremidade do cliente. O NIC sendo consultado obtém os dados solicitados e envia uma resposta.

Referindo-se a Figura 6, quando o NIC recebe o pedido para "obtenção das diferenças das passagens por zero" a partir do sistema host, ele calcula a diferença entre o seu tempo atual e a horodata da última passagem por zero detectada no dispositivo de ponto de extremidade do cliente. Uma vez que a diferença (Δ_1) é calculada, o NIC

envia a mensagem de resposta ao sistema host. A mensagem de resposta inclui um campo para transmitir latência. Cada nó de encaminhamento ao longo do caminho ajusta a latência adicionando suas próprias latências ao número de latência do remetente no campo especificado (Veja Fig. 5). O nó de origem envia uma mensagem de resposta junto com a horodata da mensagem de resposta (que indica quando a mensagem de resposta foi criada no nó de envio). A latência total do caminho pode ser calculada no nó de recepção, como a diferença entre o tempo atual (ou seja, o tempo quando a mensagem de resposta é recebida no nó de recepção) e a horodata da mensagem de resposta. O sistema host irá receber a mensagem de resposta com a latência agragada da mensagem (ML).

Uma vez que o sistema host recebe a mensagem de resposta, ele calcula a diferença entre o seu tempo atual e a horodata da última passagem por zero detectada no sistema host ($\Delta 2$). Em seguida, a diferença de fase (ΦS) pode ser calculada através da seguinte equação:

$$\Phi S = (\Delta L + ML - \Delta 2 + P) \bmod P \text{ [Equação 1]}$$

onde P é o período de frequência de linha (16.6mS para 60Hz, 20mS para 50Hz) e mod é uma operação que retorna o resto de uma operação de divisão (por exemplo, $25 \bmod 20 = 5$).

Se ΦS é perto de zero, então tanto o sistema host quanto o NIC estão na mesma fase. Se ΦS está perto de 5,5 mS para uma linha de 60 Hz ou 6,6 mS para uma linha de 50 Hz, então a diferença de fase entre o sistema host e o NIC é de 120° . Se ΦS está perto de 11mS para uma linha de 60 Hz ou 13,2 mS para uma linha de 50 Hz, então a diferença de

fase entre o sistema host e o NIC é de 240° .

Para obter a fase "absoluta" dos dispositivos de ponto de extremidade dos clientes, o sistema host deve ter conhecimento de sua própria fase (por exemplo, o circuito de passagem por zero do sistema host zero deve estar recebendo sua energia em uma fase conhecida).

O processo acima é repetido para todos os medidores (NICs) na rede e a fase de cada medidor é assim estabelecida. Desde que a fase do sistema host é conhecida, este processo permite que as fases de todos os medidores na rede alcançadas pelo sistema host sejam mapeadas. Este processo resultará em um modelo de fase de conectividade completo para a grade na rede. Para todos os dispositivos que não fazem parte da rede, testes manuais podem ter que ser realizados para determinar a fase.

Este processo pode ser repetido periodicamente (isto é, em intervalos de tempo definidos pelo usuário) para toda a rede para atualizar as informações do mapa de fase.

De acordo com outra modalidade de exemplo, a fase de serviço de um dispositivo de ponto de extremidade do cliente na rede pode ser determinada com base na diferença de fase em relação a cada um dos seus vizinhos diretos (isto é, dispositivos de ponto de extremidade dos clientes vizinhos). Qualquer dois dispositivos de ponto de extremidade são capazes de obter a diferença de tempo ("tempo delta (Δ)") para quaisquer transições de voltagem voltagem positivo / negativo para zero em relação ao tempo de origem / recepção de uma mensagem.

Referindo-se a Figura 7, um dispositivo de ponto de extremidade envia um pedido de "obtenção das diferenças das

passagens por zero" para o seu vizinho direto e recebe uma resposta do seu vizinho. O pedido de "obtenção das diferenças das passagens por zero" pode ser uma troca separada ou uma parte de uma troca de mensagem regular.

5 Referindo-se a Figura 8, quando o dispositivo vizinho recebe o pedido "obtenção das diferenças das passagens por zero", ele calcula a diferença entre o seu tempo atual e a horodata da última passagem por zero detectada naquele dispositivo vizinho ($\Delta 1$). Uma vez que a diferença ($\Delta 1$) é
10 calculada, o NIC do dispositivo vizinho envia a mensagem de resposta ao dispositivo de ponto de extremidade de origem. A mensagem de resposta pode ter um campo para a latência de mensagem (ML), que pode ser definida pelas camadas PHY ou MAC da interface de comunicação em rede do dispositivo.
15 Alternativamente, a latência de mensagem pode ser definida como um valor constante, uma vez que pode ser capaz de ser determinada entre vizinhos diretos, por exemplo, durante um período de sincronização de relógios entre os nós da rede.

Uma vez que o dispositivo de ponto de extremidade de
20 origem recebe a mensagem de resposta, ele calcula a diferença entre o seu tempo atual e a horodata da última passagem por zero detectada no dispositivo de ponto de extremidade de origem ($\Delta 2$). Então, a diferença de fase (ΦS) pode ser calculada usando a Equação 1 mostrada acima.

25 Na modalidade de exemplo acima, cada dispositivo na rede pode manter a informação de diferença de fase relativa para cada um dos seus vizinhos diretos. Esta informação pode ser na forma de uma tabela semelhante a uma tabela mantida em um nó respectivo lestando os outros nós com os
30 quais o nó respectivo pode se comunicar, por exemplo, uma

fila de nó, ou pode ser mantida em um campo na tabela de fila do próprio nó . Esta informação pode ser comunicada ao servidor back office, para permitir um mapa da fase de serviço de cada dispositivo de ponto de extremidade na grade a ser desenvolvida.

A troca "obtenção das diferenças das passagens por zero" ocorre entre os vizinhos diretos. Não é crítico quando essa troca deve ocorrer, mas muito provavelmente isso irá acontecer pelo menos uma vez para cada nó após o nó ter sido ligado e / ou reiniciado. Uma vez que cada nó tem a informação de diferença de fase relativa, a diferença de fase relativa entre quaisquer dois nós da rede pode ser facilmente obtido. Por exemplo, o nó 2 pode ter uma diferença de fase de 120° em relação ao nó 1, enquanto o nó 3 tem um diferença de fase de 240° em relação ao nó 2. A diferença de fase entre um nó arbitrário N e o nó 3 pode ser 0° . A diferença de fase entre os nós 1 e 3 é de 360° que é equivalente a 0° e, portanto, os nós 1, 3 e N pertencem à mesma fase, enquanto o nó 2 tem defasagem de 120° em relação a eles. Ao conhecer uma fase "absoluta" de qualquer nó, a fase "absolut" de cada nó também pode ser facilmente obtida. Um nó de referência pode ser escolhido, e pode estabelecer o sua própria fase absoluta.

Esta modalidade de exemplo fornece um método não-invasivo de determinação de fase (por exemplo, sem interrupções de energia, e sem períodos de falta de energia). Assim, não há necessidade de adicionar nenhum equipamento especial à grade. Além disso, a topologia de fase de toda a grade pode ser determinada em um tempo relativamente curto, com pouca sobrecarga (por exemplo, uma

mensagem curta sobre a ligação de energia para cada vizinho ou até mesmo alguns bytes adicionados a uma mensagem existente de ligação de energia). Além disso, esse método não requer sincronização do relógio do medidor com o relógio do host.

Será apreciado por aqueles hábeis na arte que a presente invenção pode ser incorporada em outras formas específicas sem se afastar do espírito ou de suas características essenciais. As incorporações divulgados aqui, portanto, são consideradas em todos os aspectos sendo ilustrativas e não restritivas.

REIVINDICAÇÕES

1. Método de determinar uma fase de serviço de um dispositivo de ponto de extremidade (30) em um sistema de distribuição de energia, o método caracterizado pelo fato
5 de compreender:

o envio de uma mensagem para um ponto no sistema de distribuição de energia solicitando uma interrupção temporária de energia em uma de uma pluralidade de fases de distribuição de força de uma linha de alimentação (50) para
10 a localização do cliente;

o recebimento de um relatório a partir de cada um de uma pluralidade de dispositivos de ponto de extremidade nas respectivas localizações dos clientes indicando que a interrupção de energia solicitada foi detectada por cada um
15 da pluralidade de dispositivo de ponto de extremidade (30);
e

com base nos relatórios recebidos, mapear pelo menos um dispositivo de ponto de extremidade (30) que relatou a detecção da interrupção de energia para a respectiva fase
20 em que a interrupção de energia foi realizada,
identificando assim qual da pluralidade de fases a linha de alimentação (50) dos dispositivos de ponto de extremidade é fornecida por.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1,
25 caracterizado pelo fato de que o ponto no sistema de distribuição de energia para o qual a mensagem é enviada é uma subestação (40).

3. Método, de acordo com a reivindicação 1,
caracterizado pelo fato de que a pluralidade de
30 dispositivos de ponto de extremidade (30) são programados para detectar, registrar e reportar interrupções de

energia.

4. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato de que a pluralidade de dispositivos de ponto de extremidade (30) detectarem a interrupção de energia através do monitoramento das passagens por zero perdidas em corrente alternada de energia dentro de um período de tempo predeterminado.

5. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato de que a perturbação é induzida serialmente em cada fase da linha de alimentação (50) em um determinado momento por um período de tempo pré-determinado.

6. Método, de acordo com a reivindicação 5, **caracterizado** pelo fato de o mapeamento do dispositivo de ponto de extremidade (30) ser executado em um servidor *back office* (10) tendo as informações relativas à interrupção de energia sendo induzido em uma determinada fase, e com base nos relatórios recebidos a partir dos dispositivos de ponto de extremidade, o servidor *back office* (10) liga o dispositivo de ponto de extremidade (30) relatando a interrupção de energia no momento dado para a fase particular.

7. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato de uma interrupção de energia única ser detectada quando o dispositivo de ponto de extremidade (30) mede uma passagem por zero por um período de tempo que é inferior a um determinado período máximo de tempo e maior do que um período mínimo de tempo pré-determinado.

8. Método, de acordo com a reivindicação 7, **caracterizado** pelo fato de o período máximo de tempo ser

determinado de modo que um dispositivo, ao qual a alimentação é fornecida, evita reagir à interrupção como uma perda de energia.

9. Método, de acordo com a reivindicação 7,
5 caracterizado pelo fato de a duração de uma interrupção de energia para o período mínimo de tempo pré-determinado faz com que o dispositivo de ponto de extremidade (30) mensure os dados das passagens por zero, e envie um relatório contendo os dados mensurados.

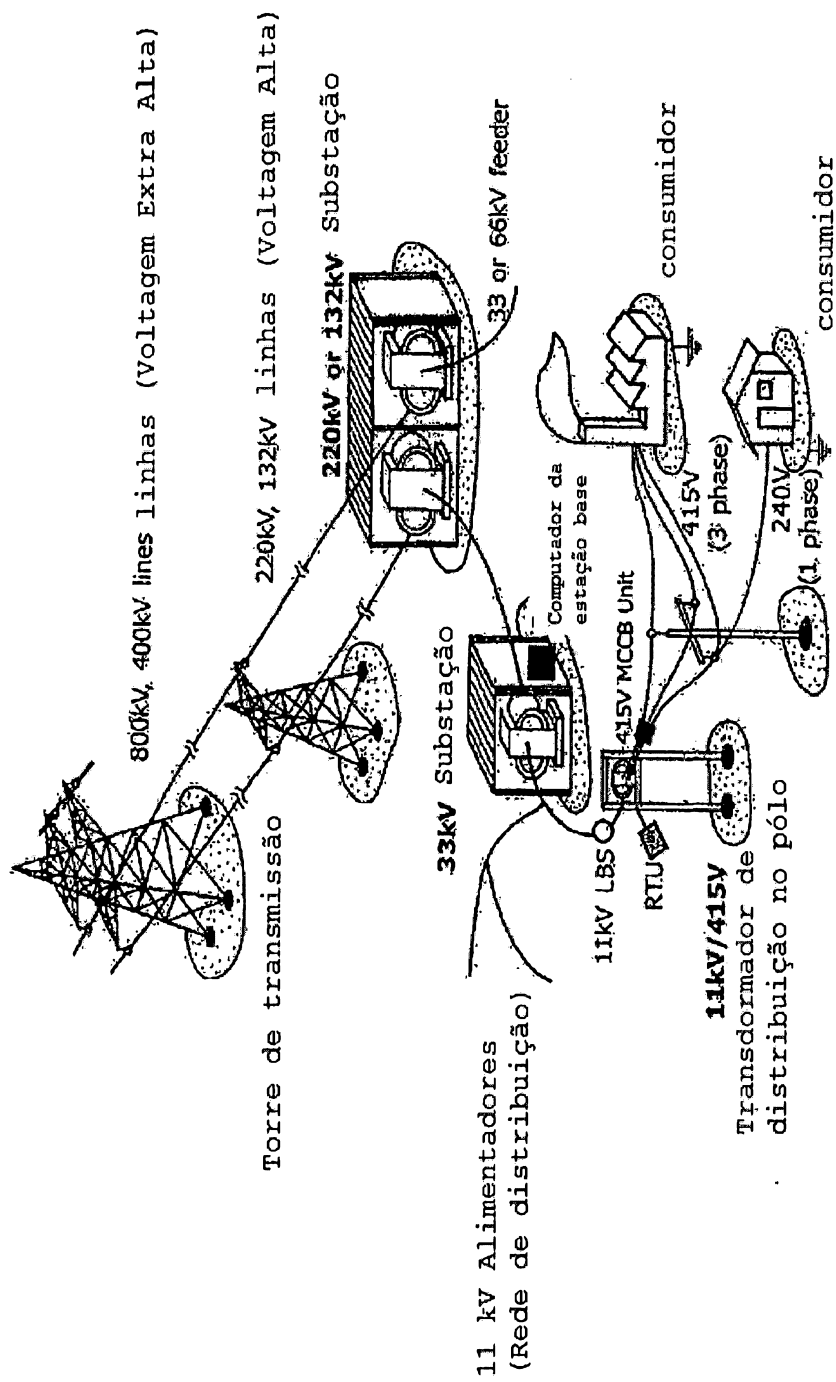


Fig 1

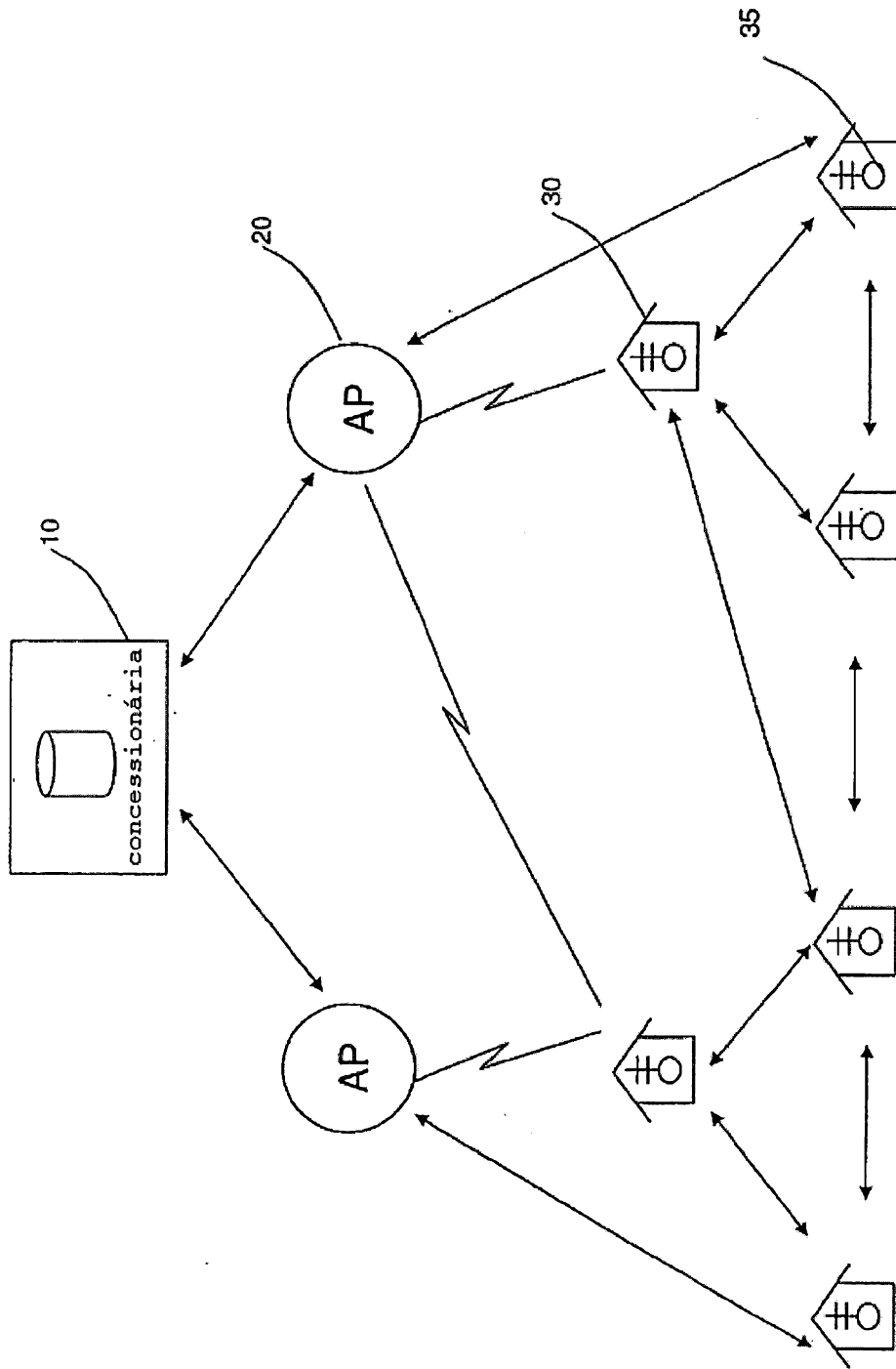


Fig 2

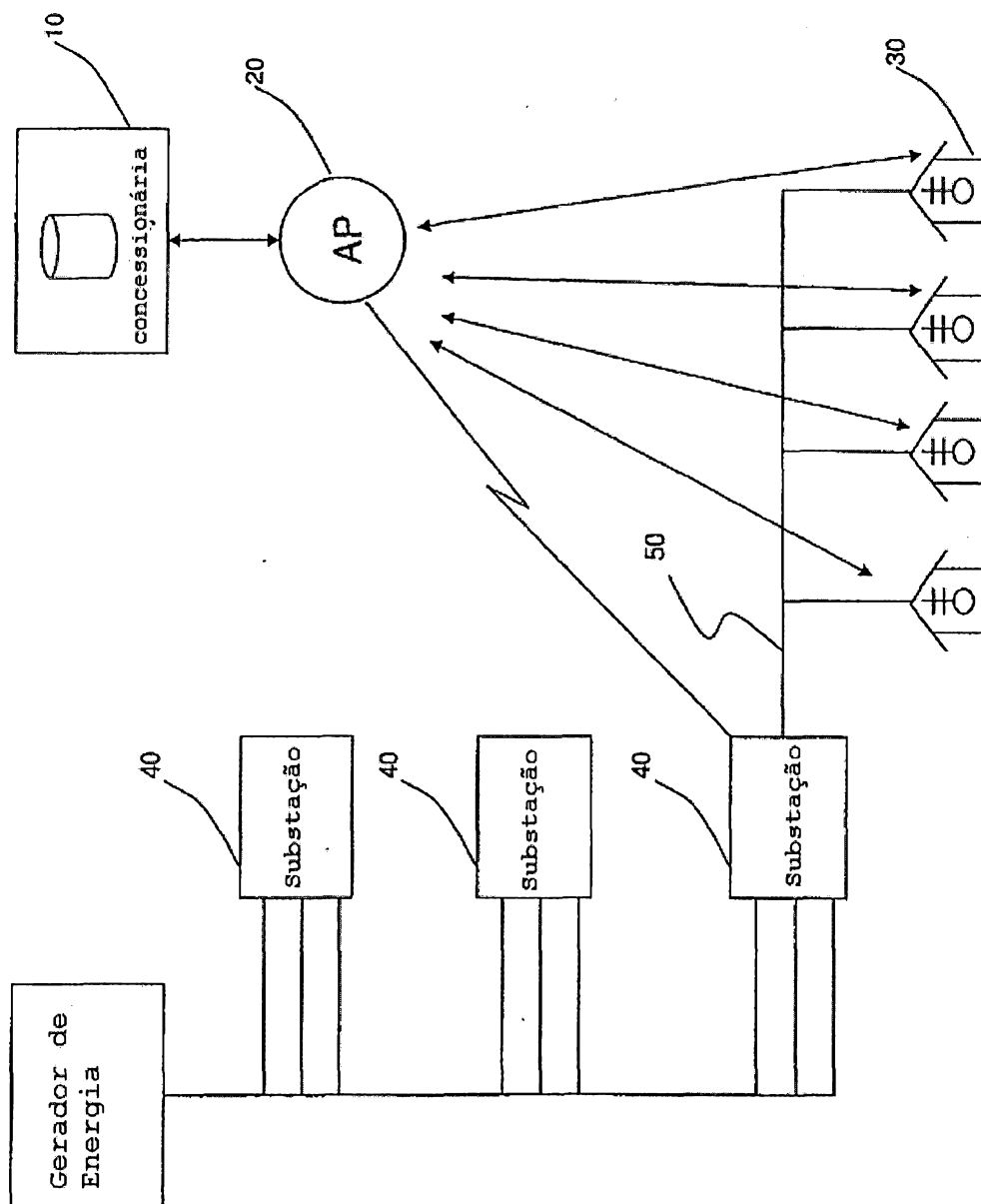
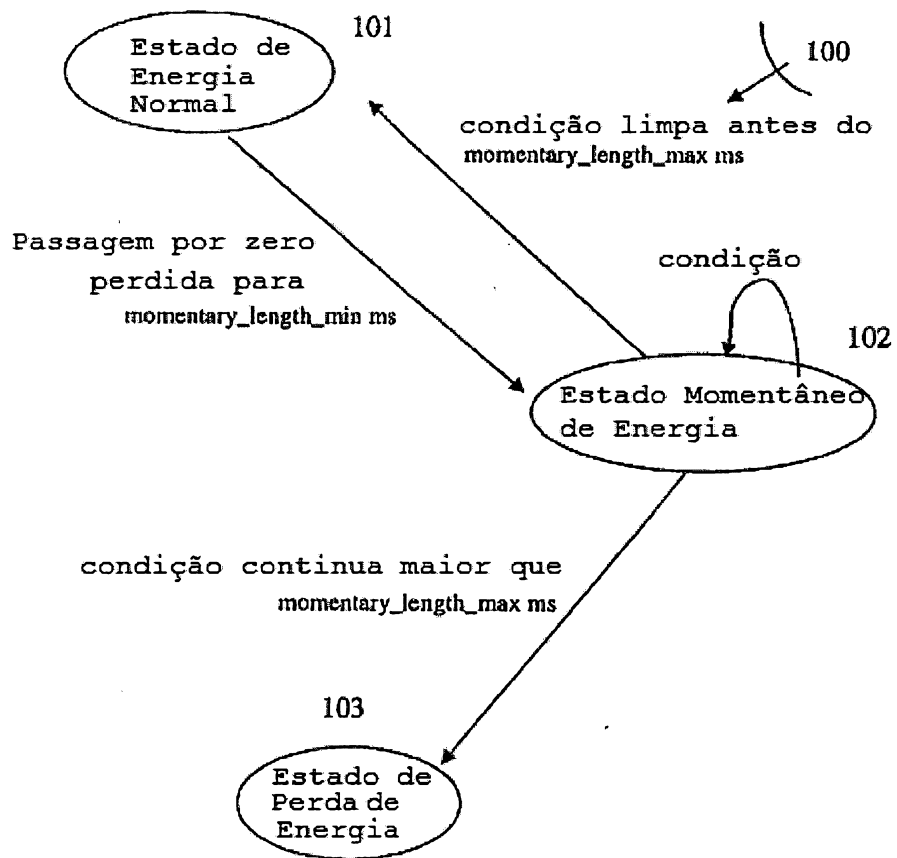


Fig3

**Fig4**

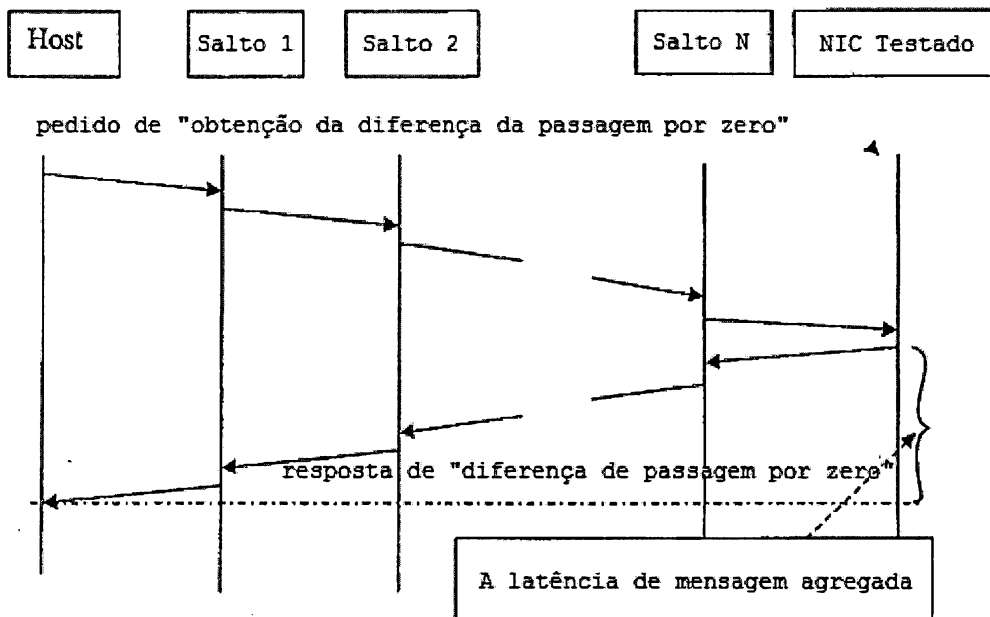
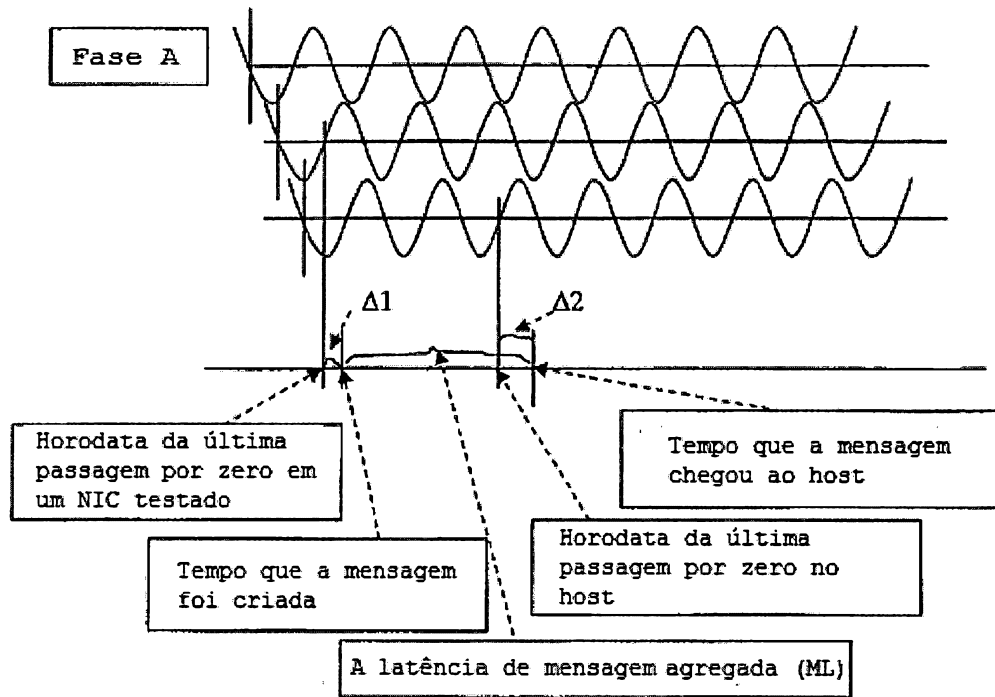
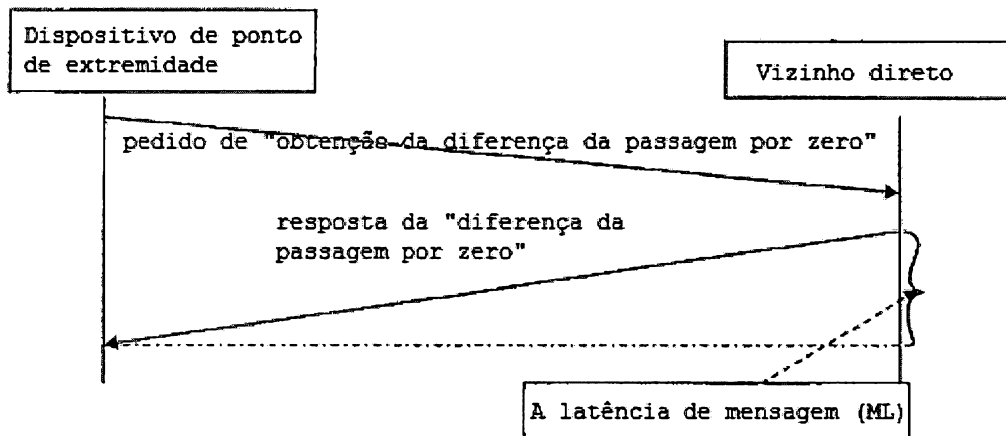


Fig 5

**Fig6**

**Fig 7**

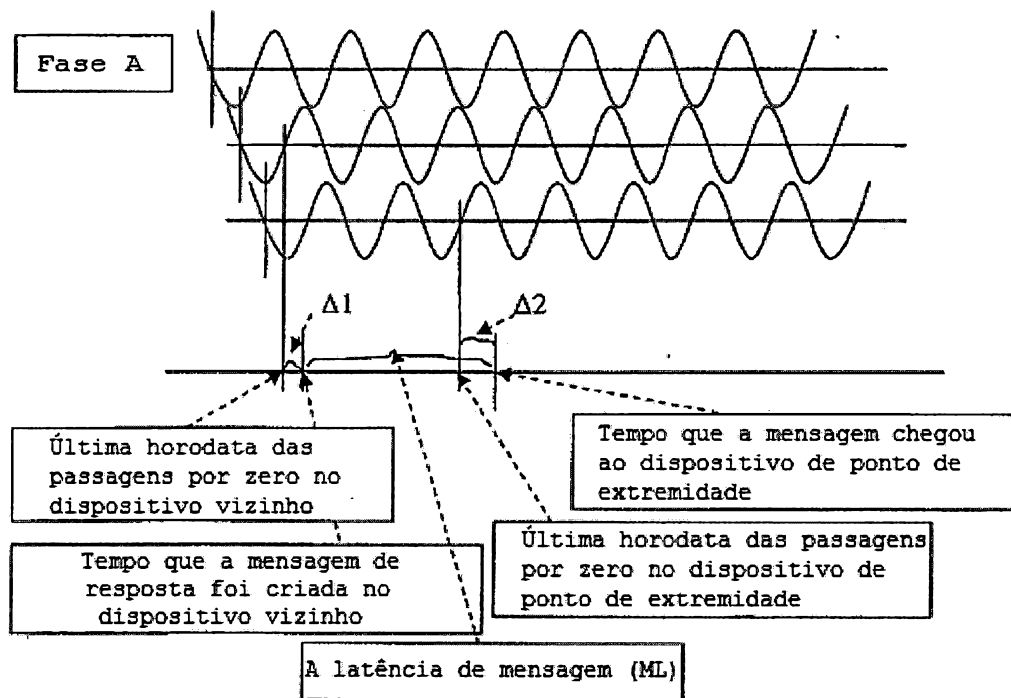


Fig8