



**SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

GPC - 11  
16 a 21 Outubro de 2005  
Curitiba - Paraná

## **GRUPO V**

**GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO E CONTROLE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA - GPC**

### **NOVAS METODOLOGIAS DE MEDIÇÃO DE ÂNGULOS UTILIZANDO RELÉS DIGITAIS**

**Gilberto José Rigotto Junior\***  
**CEMIG DISTRIBUIÇÃO**

**Weber Melo de Souza**  
**CEMIG TRANSMISSÃO**

**Lourenço Assis Oliveira**  
**CEMIG DISTRIBUIÇÃO**

**André Luiz Medeiros Costa**  
**CEMIG TRANSMISSÃO**

#### **RESUMO**

Este trabalho apresenta a metodologia utilizada para a certificação dos sistemas de proteções digitais de linhas de transmissão e transformadores, quando da sua entrada em operação. Os principais pontos enfocados nessa certificação visam à correta alimentação dos circuitos de corrente alternada dos equipamentos de proteção. Esse procedimento reveste-se de elevada importância, tendo em vista que se trata da etapa final, após a qual o equipamento pode ser colocado em serviço com segurança. O objetivo principal desta metodologia é garantir a correta aplicação dos sistemas de proteção em um determinado circuito elétrico de acordo com o previsto pelo fabricante do equipamento.

#### **PALAVRAS-CHAVE**

Subestação, Proteção Digital, Linha de Transmissão, Transformadores, Comissionamento de Proteções.

#### **1.0 - INTRODUÇÃO**

A confiabilidade e a segurança da entrada em operação de geradores, linhas de transmissão, transformadores, dentre outros equipamentos está intimamente ligada à correta aplicação dos respectivos sistemas de proteção. O processo, na CEMIG conhecido como "Medição de Ângulos", consiste de atividade realizada nos comissionamentos dos equipamentos principais do sistema elétrico de potência, e por consequência dos sistemas de proteção inerentes a esses equipamentos e eventualmente em outras situações. Baseia-se em medições de módulo e ângulo das grandezas analógicas, tensão e corrente, aplicadas aos relés, certificando da ausência de erros, como erro de aplicação da Relação de TCs – RTCs ou da Relação de TPs – RTPs, inversões de polaridades, circuitos interrompidos, falta de conexão entre o fechamento da estrela dos TCs e a bobina de neutro do relé, ou à malha de terra da subestação, e outros, enfim tudo que se refere às fiações de CA que alimentam os sistemas de proteção.

Deve preceder a medição de ângulos a certificação dos circuitos de CC isto é, garantia que os sistemas de proteção estão atuando nos devidos disjuntores e outros equipamentos de manobra, bem como estão atuando corretamente nos alarmes, sistemas supervisórios e partindo registradores digitais de perturbação, etc. Outros procedimentos que antecedem a medição são os testes de bancada nos sistemas de proteção já parametrizados visando aferir os ajustes de serviço, bem como o desempenho da proteção.

Durante o comissionamento são realizados testes nos equipamentos e circuitos novos, ou alterados. Para proceder a Medição de Ângulos, a LT ou Trafo deverá estar com carga. No caso de LTs, no sistema de proteção, sob intervenção, o *trip* é bloqueado. Inicialmente a LT é apenas energizada com os sistemas de proteção em serviço (em alguns casos bloqueados) objetivando garantir sua operação, ainda que de forma indevida, para possíveis defeitos. Nesta fase, apenas os circuitos de potencial são alimentados e aferidos, posteriormente os circuitos de corrente. Transformadores são sempre energizados com o *trip* do relé diferencial em serviço e bloqueado com a colocação de carga. Logo, a medição constitui a última etapa do comissionamento de um

determinado elemento do sistema elétrico, após a qual o equipamento é liberado para operação comercial, com as proteções elétricas atestadas pela equipe responsável pela medição de ângulos.

As metodologias de medições de módulos e ângulos das grandezas elétricas para relés de tecnologias eletromecânica e estática (eletrônicos) encontram-se sedimentadas e disseminadas na empresa e entre seus profissionais mais experientes, contando com instruções e formulários orientativos. Na década de 90, entretanto, alguns fatores indicaram a necessidade de revisão desses procedimentos, destacando-se:

#### - Advento da tecnologia digital

Devido ao desenvolvimento de processadores mais rápidos, compactos, com maior capacidade de processamento e memória, tornaram possível a implementação de algoritmos numéricos, já desenvolvidos desde a década de 60, para condicionamento de sinais, estimação de fasores e tomada de decisões de proteção e controle, através da reprodução matemática dessas funções digitalmente, substituindo completamente os antigos relés de tecnologias eletromecânica e estática. Essa mudança trouxe integração de funções nas unidades de proteção, reduzindo a quantidade de unidades por vão e as fiações CA e CC nos painéis de proteção e controle das subestações.

#### - Reestruturação do setor elétrico

O novo modelo do setor elétrico com privatizações, criação de competição entre empresas geradoras e distribuidoras, bem como a regulamentação da transmissão coincidindo com perda de domínio tecnológico por parte do corpo técnico das concessionárias, devidos planos incentivados de aposentadoria, atingindo especialistas da área, sem a devida reposição.

#### - Novas facilidades

Além das novas características da tecnologia digital, novas facilidades tornaram os procedimentos tradicionais de medição de ângulos obsoletos:

- registro de oscilografias nos relés;
- registro de eventos;
- softwares de análise e medição;
- interface humano-máquina – IHM;
- sistemas de supervisão e controle – SSC (SCADA);
- registradores digitais de perturbação - RDPs;
- pinças amperométricas.

## 2.0 - OBJETIVOS

Apesar da designação Medição de Ângulos sugerir uma simples leitura de valores, esse processo vai muito além e objetiva certificar a correta ligação executada dos diagramas esquemáticos de CA, se correspondem às definidas no projeto e pelo fabricante da proteção, bem como se as RTCs e as RTPs estão de acordo com aquelas solicitadas pela área de estudos de ajustes de proteção.

As fiações sob avaliação são sumariadas abaixo.

#### - Circuitos de corrente

Verifica-se a correta polarização dos relés, especialmente importante para sua direcionalidade de proteção, assim como o ponto de conexão à malha de terra da SE (aterramento), que deve ser único e de acordo com o projeto.

A verificação da RTC é feita através da verificação das conexões diretamente na caixa do secundário do TC e da medição do valor de corrente medida na IHM, no software do relé ou na oscilografia. Isto poderá ser feito, uma vez que os relés já terão sido testados, comprovando sua resposta correta às grandezas aplicadas, pode ser feita a leitura através dele próprio, dispensando abertura do circuito de corrente para inserção de amperímetro, como no método tradicional. Lembra-se da verificação, nesse instante, das RTCs que alimentam os circuitos de medição da SE, amperímetros, sistema supervisórios, etc, tão importantes para a operação do sistema elétrico.

A figura 1 mostra um típico circuito de corrente de relé de LT e a figura 2 de um relé diferencial de transformador de dois enrolamentos.

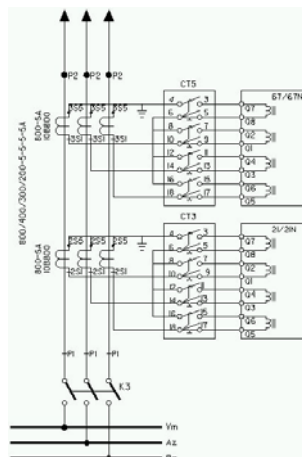


FIGURA 1 – Circuito de corrente de relés de sobrecorrente e distância de proteção de LT

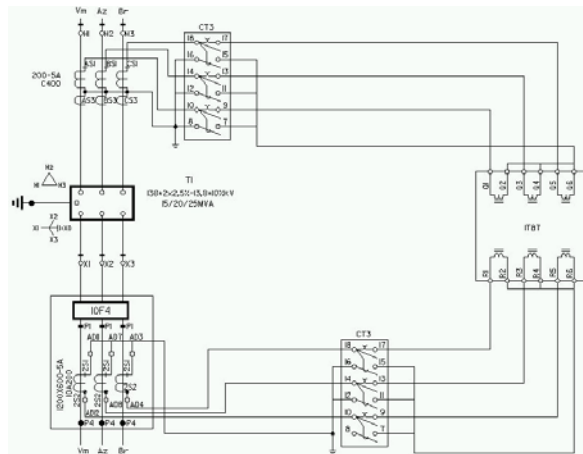


FIGURA 2 – Circuito de corrente de relé de proteção diferencial de transformador de dois enrolamentos

**- Circuitos de tensão**

São os circuitos que conectam o secundário dos TPs aos relés alimentados com essa tensão, incluindo-se a supervisão de tensão para religamento. Certas proteções não são alimentadas por circuito de potencial, como relés de sobrecorrente não direcional, aos quais obviamente não se aplicam as observações abaixo. Os relés polarizados por tensão são trifásicos e geralmente, alimentados por três fases e neutro, do secundário dos TPs através da chave de aferição. Esses circuitos são chamados de “circuitos de medida”, em contraponto aos “circuitos de supervisão”, conectados ao TP de linha ou de barra, cuja finalidade é executar a função de supervisão de tensão para o religamento automático da linha de transmissão após sua abertura, por atuação da proteção. A correta alimentação e polarização dos circuitos de medida é fundamental para a direcionalidade da proteção e decisão de *trip*. A correta alimentação e polarização do circuito de supervisão de tensão é fundamental para o sucesso do fechamento do(s) disjuntor(es) após abertura por proteção, restabelecendo a integridade do sistema. A figura 3 mostra um exemplo de circuito de tensão de polarização e supervisão de religamento.

A aferição da RTP, semelhantemente à RTC, pode ser feita via IHM, software, oscilografia do relé, ou medida diretamente na chave de aferição ou contatos do relé, porém dispensa desconexão da fiação. Devem também ser aferidos os sistemas de medição de tensão voltímetros, sistemas supervisórios, etc. Sugere, nesse momento, que seja disparado um registro oscilográfico, caso exista RDP na instalação, a fim de serem verificadas e aferidas as medições de tensão e corrente para aquele equipamento.

**3.0 - MÉTODOLOGIA CONVENCIONAL**

Os métodos tradicionais de medição de ângulos utilizam medidores de ângulos ou cossifímetros, amperímetros, voltímetros e outros. Os valores de esperados (fluxos de potências ativa e reativa, módulos e ângulos ou lugares geométricos de corrente e tensão) eram fornecidos pela área de planejamento da operação, após simulação de fluxo de potência com o equipamento (LT, trafo, gerador) em serviço, prevendo os valores a serem medidos.

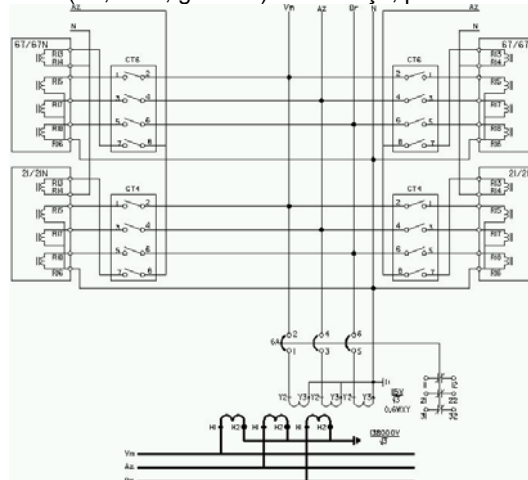


FIGURA 3 – Circuitos de tensão de relé de proteção de LT

Para medição de corrente, potências e ângulos é necessária interrupção do circuito de corrente para inserção dos instrumentos correspondentes. Os relés eletromecânicos e estáticos possuem como acessórios “pentes de teste” que, inseridos nos relés, proporcionam acesso aos circuitos de corrente e tensão, além de interromper o circuito de *trip*, possibilitando testes e medição de módulos e ângulos de forma segura com o relé no painel.

Foram produzidos formulários para teste de cada tipo de relé: distância, sobrecorrente direcional e não direcional, de neutro e de fase, diferencial de trafo e diferencial de barra. Esses formulários são emitidos pela equipe de operação com os valores previstos, a serem complementados com os valores medidos pela Comissão de Recepção de Novas Instalações – CRNI. Esta Comissão, composta por equipes de estudos de proteção, manutenção de proteção, coordenação do comissionamento, equipes de construção analisa os resultados e atestavam o resultado. Em caso de detecção de erros, a solução é discutida pelo grupo e ações corretivas são tomadas, repetindo-se todo o procedimento.

O marco inicial da medição de ângulos é a identificação de uma grandeza conhecida como referência plotada no ângulo zero (geralmente a tensão da fase B ou Azul – Az – conforme padrão CEMIG), chamada de tensão de referência ou  $V_{ref}$ , a partir da qual, é traçado todo o diagrama fasorial das medições.

A partir de uma convenção, os formulários são preenchidos com os valores medidos, plotando as grandezas conforme exemplificado na Figura 4. Essa convenção facilita a plotagem do lugar geométrico da corrente, adiantada da tensão, compensando-se o cálculo do seu conjugado através dos fluxos de potência ativa e reativa.

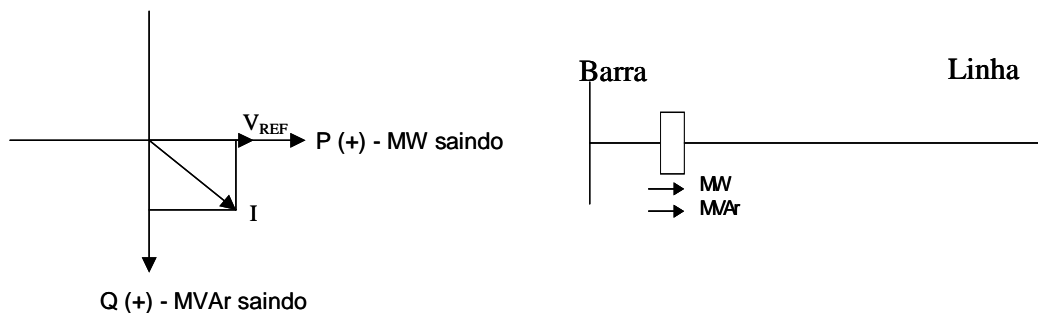


FIGURA 4 – Diagrama fasorial plotando fluxos de potências ativa e reativa, corrente e tensão de referência

#### 4.0 - NOVAS METODOLOGIAS

Cada relé tem uma maneira de abordar e apresentar as medições na IHM e no seu software. Por conta disso a metodologia é apresentada como um roteiro para o alcance dos objetivos da medição de ângulos, a ser adaptado de acordo com o fabricante e suas facilidades. Alguns possuem software de análise de oscilografia de fácil manipulação, outros dificultam a medição de defasagens ou não mostram os valores RMS. Aqueles cujos arquivos oscilográficos têm formato reconhecido por outros softwares (ex. COMTRADE da UAN) podem ser analisados via tal ferramenta.

Para os valores esperados, além de poder contar com a simulação prévia dos fluxos de potência, pode ser usada a medição de outro secundário do TC que alimenta a proteção e já tenha sido comissionado, utilizando leitura dos instrumentos locais, caso existam, ou da IHM do sistema SCADA local ou das através da unidade remota, medidas no Centro de Operação responsável pela supervisão da instalação. Caso esse Centro possua estimativa de estado que contemple o novo vão em comissionamento, podem ser usados tais valores. O conhecimento prévio do sistema elétrico adjacente e o bom-senso são decisivos para o sucesso do procedimento.

Caso a instalação possua RDP, uma vez aferidos, sua oscilografia pode auxiliar o procedimento.

A medição do terminal remoto da LT também constitui fonte de referência para valores esperados de fluxo de potências, principalmente ativa.

O uso de pinças amperométricas dispensa abertura dos circuitos de corrente, contribuindo para a segurança e confiabilidade do procedimento, porém devem ser instalados corretamente evitando-se os erros de polaridade.

A seguir, apresenta-se um detalhamento do processo de medição de ângulos para os sistemas de proteção de linhas de transmissão e transformadores:

##### 4.1 Proteções de Linhas de Transmissão

Inicialmente deve-se proceder a identificação da grandeza para referência, em geral tensão da fase AZ, comparando-a com a tensão identificada como AZ no relé, medindo-se ângulo e diferença de módulo entre ambas iguais a zero, para RTPs idênticas e tensões aquisitadas na mesma barra.

Posteriormente, tomando-se aquela tensão como referência, as medições devem buscar avaliação dos seguintes aspectos: diferença angular entre fases, seqüência de fases, RTCs / RTPs, aterramento da estrela dos TCs em um só ponto, polaridade dos circuitos de corrente e tensão conectados ao relé, lado do fechamento da estrela dos TCs, linha ou barra conforme especificado no projeto.

##### 4.1.1 Verificações iniciais

###### **Circuitos de corrente**

O procedimento inicial baseia-se em:

- Verificar a fiação de alimentação das correntes nas três fases conectadas à proteção;
- Verificar o aterramento do circuito de corrente em apenas um ponto. A falta de aterramento no circuito ou aterramento duplo pode ser detectados com medição externa, para isso antes da energização soltar o ponto de aterramento conhecido e medir com o ohmímetro a resistência do fechamento do circuito para o ponto de terra. Medindo resistência infinita significa que o ponto levantado era o único ponto de terra, neste caso reconecte o ponto e proceda novamente a medição. No caso de medir resistência baixa provavelmente o circuito estará aterrado em mais um ponto, o que deve ser corrigido. Vale ressaltar aqui que o aterramento deve sempre ser feito dentro do painel em que o relé está instalado;
- Conferir a fiação dos pontos de ligação do secundário do TC de acordo com a RTC prevista para entrada em operação;
- Verificar as polaridades dos circuitos de corrente ligados às fases do relé, de acordo com o fabricante da proteção;
- Verificar a polaridade do circuito ligado ao neutro, de acordo com o catálogo do fabricante da proteção, através da entrada de corrente específica para tal, caso esteja ligada.

### Circuito de tensão

De forma análoga, sugere-se:

- Primeiramente com o seqüencímetro, deve-se medir a seqüência de fases, ligando seus terminais A B C nas supostas fases A, B, C, respectivamente fornecidas pelo projeto. Contudo, a correta seqüência de fase não identifica plenamente as fases, já que uma dupla inversão nestas, preserva-se a seqüência A,B,C. Para identificação definitiva, deve-se fazer o chamado "teste de tensão nula", ou seja, consiste em se medir a tensão da suposta fase B e de um condutor da mesma fase em um outro ponto previamente identificado. Caso a proteção digital possua medição do módulo e ângulo da tensão ou oscilografia, pode-se utilizar estes recursos para confirmar a identificação do circuito de potencial.
- Verificar o aterramento do circuito de tensão em apenas um ponto, de forma análoga ao circuito de corrente;
- Conferir a fiação dos pontos de ligação do secundário do TP de linha e TP de barra usado - Vref de acordo com a RTP prevista para entrada em operação e conforme o catálogo do fabricante da proteção;
- Verificar as polaridades dos circuitos de tensão ligados às entradas da proteção, incluindo o  $V_{ref}$ , de acordo com o catálogo do fabricante da proteção;
- Verificar a polaridade e ligação do TP ligado em delta aberto, de acordo com a RTP prevista e o catálogo do fabricante da proteção, através da entrada específica para tal, caso esteja ligada.

#### 4.1.2 Colocação de carga na Linha de Transmissão - LT

Primeiramente deve-se conectar o computador à proteção, através do software do fabricante do relé e bloquear o comando de *trip* da proteção, via bloco de testes da proteção, para logo em seguida proceder a colocação de carga na LT.

Observa-se que algumas funções de proteção exigem um mínimo de 10% da corrente nominal do TC -  $I_{nTC}$  para que as medições sejam efetuadas e que para uma condição de ligações corretas dos sistemas de proteções não espera-se atuação de partida, nem *trip* de funções de proteção, ou mesmo LEDs acesos indicando tais atuações. No visor frontal da proteção espera-se apenas os anunciadores operacionais parametrizados para aquela condição.

Então, deve ser verificada a seqüência de fase do sistema, através do software do relé, a maioria dos equipamentos de proteção atuais dispõe essa funcionalidade. Logo em seguida, sugere-se a seguinte seqüência:

- Medir e registrar em arquivo os módulos e ângulos entre  $V_a$ ,  $V_b$  e  $V_c$  contra  $V_{ref}$ , caso esta medição esteja disponível no software do relé. Caso contrário medir módulos entre as três primeiras grandezas. Vide exemplos nas figuras 5 e 6.

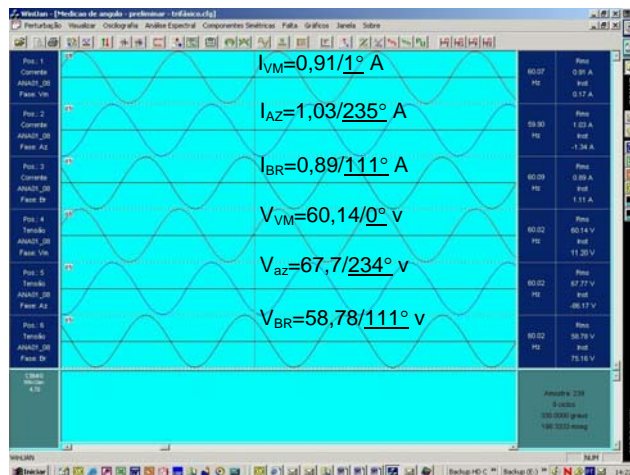


FIGURA 5 Medição de defasamentos com fase VM na referência,  $I_{RMS}$ ,  $V_{RMS}$  em valores secundários (software UAN)

- Aferir a RTP e seqüência de fase; Medir a tensão de neutro  $3V_0$  igual a zero.
- Medir e registrar em arquivo os módulos e ângulos de  $I_a$ ,  $I_b$  e  $I_c$  entre si, caso esta medição esteja disponível no software do relé. Aferir a RTC e seqüência de fase;
- Medir a corrente de neutro  $3I_0$  igual a zero.
- Medir os ângulos entre  $V_a, I_a$ ;  $V_b, I_b$  e  $V_c, I_c$  caso esta medição esteja disponível no software do relé, conforme mostra a figura 5. Aferir a medição no relé de acordo com o fluxo de carga na LT;
- Provocar o desequilíbrio de corrente da fase A, através das chaves de testes ou do circuito secundário do TC, forçando a circulação de corrente de neutro no relé. Medir e registrar o módulo e ângulo da corrente no neutro  $3I_0$ , através do software do relé;
- Desfazer o desequilíbrio de corrente e medir  $3I_0$  igual a zero no software do relé;
- Provocar o desequilíbrio de tensão no secundário ligado em delta aberto, abrindo o secundário da fase A para o TP e curto-circuitando a fiação para o relé, forçando o aparecimento da tensão de neutro  $3V_0$  no relé. Aferir a RTP. Medir e registrar o módulo e ângulo da tensão  $3V_0$ , através do software do relé;
- Desfazer o desequilíbrio de tensão e medir  $3V_0$  igual a zero no software do relé;
- Partir um arquivo de oscilografia e arquivá-la em meio magnético.

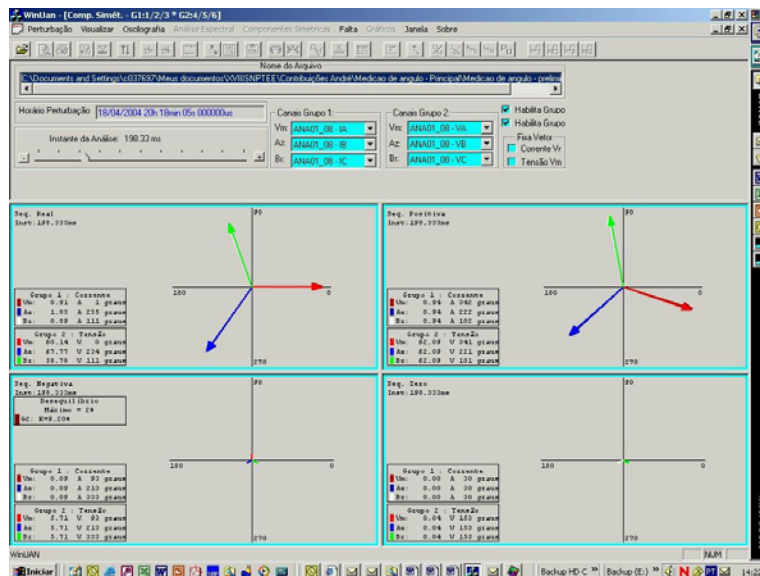


FIGURA 6 Diagramas fasoriais (software UAN)

Observa-se que estando normalizadas todas as funções de proteção e que para uma condição de ligações corretas dos sistemas de proteções não se espera atuação de partida, nem *trip* de funções de proteção, ou mesmo LEDs acesos indicando tais atuações. No visor frontal da proteção espera-se apenas os anunciadores operacionais parametrizados para aquela condição.

Só então deverá ser normalizado o comando de trip das proteções, via chave de testes, e a LT poderá ser liberada para a operação comercial.

#### 4.2 Proteções de Transformadores

Em linhas gerais, segue os mesmos princípios dos sistemas de proteção de LTs, acrescentando-se a certificação do grupo vetorial do transformador ajustado no relé em função das conexões dos TCs, isto é, se tais conexões estão de acordo com os ajustes e com a defasagem produzida pelo transformador, além da compensação das RTCs, estabilizando a proteção.

Pela leitura dos módulos das correntes determinamos se as relações dos TCs estão corretas, se há algum problema de fuga e TCs curto-circuitados ou abertos. Observa-se que algumas proteções apresentam a leitura de corrente em valores percentuais da corrente nominal do trafo. Esta leitura deve ser compatível com o valor esperado pela carga imposta ao transformador.

Através da leitura dos ângulos entre as correntes de um mesmo lado do transformador, determinamos se a seqüência de fases esta correta, leitura que pode ser complementada quando o relé em questão mede também as componentes simétricas. Se o circuitos de corrente apresentar inversão de fase, TC aberto ou curto-circuitados ou inversão de polaridade o relé medirá valores não nulos das componente da corrente de seqüência negativa ou de seqüência zero. Em condições normais o relé não mede apenas a componente da corrente de seqüência positiva, exceto em casos onde o primário do transformador for ligado em estrela, este ponto de conexão do sistema a terra se apresentar como um ponto de equilíbrio para o sistema, onde se mede um valor não nulo da componente de seqüência zero.



Através da comparação dos ângulos entre as correntes entre um lado e o outro determinamos se a polaridade dos TCs está corretamente ligada à proteção. Ressalta-se que algumas proteções apresentam o ângulo de deslocamento imposto pelo transformador acrescido de  $180^\circ$ , outros mostram apenas deslocamento angular do transformador e outros medem  $0^\circ$ . É importante considerar nessa análise a parametrização do relé relativa ao deslocamento angular do transformador.

A leitura da corrente diferencial apresenta-se como excelente parâmetro de avaliação das ligações, RTCs, e parametrizações, etc. Essa corrente deve estar próxima de zero em qualquer situação de carga e condições normais de aplicação, valores acima de 4% dessa corrente são considerados suspeitos, indicando provável anormalidade.

Algumas proteções possibilitam a medição da corrente de restrição complementando a certificação final da proteção. Espera-se valores elevados da corrente de restrição para situação de carga e condições normais de aplicação do relé.

#### 4.2.1 Verificações iniciais

##### **Circuitos de corrente**

- Verificar o aterramento do circuito de corrente em apenas um ponto, em todos os lados do transformador Alta Tensão – AT / Baixa Tensão – BT e Média Tensão - MT, análogo ao exposto no item 4.1.1;
- Conferir a fiação dos pontos de ligação do secundário do TC verificando a RTC prevista para entrada em operação e polaridades: AT, BT, MT, incluindo TCs ligados às buchas de *ground* caso existam;

##### **Circuitos de tensão**

Algumas proteções diferenciais possuem a função de desequilíbrio de tensão 64 ou 59N, ligadas ao enrolamento terciário do transformador, alimentada por secundário do TP ligado em delta-aberto.

- Verificar o aterramento do circuito de tensão em apenas um ponto;
- Verificar a polaridade e ligação do TP ligado em delta aberto, de acordo com a RTP prevista e o catálogo do fabricante da proteção, através da entrada específica para tal, caso esteja ligada;

#### 4.2.2 Colocação de carga nos transformadores

Primeiramente deve-se conectar o computador à proteção, através do software do fabricante do relé e bloquear o comando de *trip* da proteção, via bloco de testes da proteção, para logo em seguida proceder a colocação de carga no transformador.

Observa-se que algumas funções de proteção exigem um mínimo de 10% da corrente nominal do TC - InTC para que as medições sejam efetuadas e que para uma condição de ligações corretas dos sistemas de proteções não espera-se atuação de partida, nem *trip* de funções de proteção, ou mesmo LEDs acesos indicando tais atuações. No visor frontal da proteção espera-se apenas os anunciadores operacionais parametrizados para aquela condição. Então, sugere-se:

- Medir e registrar em arquivo os módulos de Ia, Ib, Ic e bucha de *ground* -  $I_G$  dos lados AT, BT e MT, caso esta medição esteja disponível no software do relé. Aferir a RTC dos três enrolamentos;
- Medir e registrar em arquivo os ângulos entre as correntes Ia, Ib, Ic do mesmo enrolamento dos lados AT, BT e MT, caso esta medição esteja disponível no software do relé. Aferir a seqüência de fase dos três enrolamentos, bem como a ligação das polaridades das fases de cada enrolamento;
- Medir e registrar em arquivo os ângulos entre as correntes Ia, Ib, Ic de enrolamentos distintos AT, BT e MT, conforme mostra a figura 6. Aferir a seqüência de fase dos três enrolamentos, bem como a ligação das polaridades das fases de cada enrolamento, lembrando-se do deslocamento angular do transformador.

Obs: o ângulo esperado de 0 ou 180 para uma mesma fase de enrolamentos distintos, deve ser verificado anteriormente no catálogo do fabricante.

- Medir e registrar em arquivo a corrente diferencial e de restrição nas fases A, B e C. Espera-se a corrente diferencial próxima de zero e a corrente de restrição elevada para uma condição normal de operação;
- Para a função diferencial de terra medir e registrar em arquivo, caso esta medição esteja disponível no software do relé: os módulos e ângulos entre as correntes Ia, Ib, Ic do mesmo enrolamento dos lados AT ou BT; módulo da corrente IG medida, módulo da corrente IN calculada, ângulo entre IG e IN. Espera-se o ângulo zero, corrente diferencial de terra igual a zero e valor elevado da corrente de restrição de terra para condição normal de operação;
- Medir a tensão de neutro 3Vo igual a zero.
- Provocar o desequilíbrio de tensão no secundário ligado em delta aberto, abrindo o secundário da fase A para o TP e curto-circuitando a fiação para o relé, forçando o aparecimento da tensão de neutro 3Vo no relé. Aferir a RTP. Medir e registrar o módulo e ângulo da tensão 3Vo, através do software do relé;
- Desfazer o desequilíbrio de tensão e medir 3Vo igual a zero no software do relé;
- Partir um arquivo de oscilografia e arquivá-la em meio magnético.

Observa-se que estando normalizadas todas as funções de proteção e que para uma condição de ligações corretas dos sistemas de proteções não se espera atuação de partida, nem *trip* de funções de proteção, ou mesmo LEDs acesos indicando tais atuações. No visor frontal da proteção espera-se apenas os anunciadores operacionais parametrizados para aquela condição.

Só então, deverá ser normalizado o comando de trip das proteções, via chave de testes, e a LT poderá ser liberada para a operação comercial.

#### **Método com o trafo isolado e curto-circuitado**

Método que consiste na aplicação de tensão reduzida com o trafo(ou auto-trafo) em curto, mostrou-se eficiente e seguro, pois os riscos que envolvem trabalhos com equipamentos energizados são eliminados. A fonte de alimentação utilizada é a do painel do Comutador Sob Carga - CSC/ventilação forçada.

Os resultados são de fácil interpretação:

- Os ângulos obtidos são sempre  $90^\circ$  e  $270^\circ$ ;
- Não importa o modo de ligação dos secundários (delta ou estrela);
- Elimina-se o risco de energização do equipamento com ligações incorretas.

As restrições, quanto a utilização, seriam o uso de medidores confiáveis para pequenos valores de corrente e preparação um pouco trabalhosa dos testes.

O método é sugerido, porem recomendado para medições de proteções de terra restrito (87N e 51G), pois torna-se possível certificar a ligação dos relés conectados aos TC's de bucha de terra(neste caso é aplicado um curto monofásico no secundário do trafo).

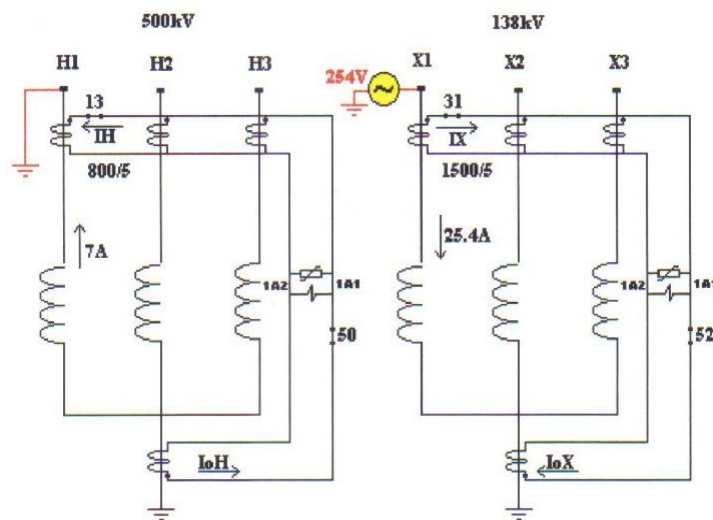


FIGURA 7 Conexões para ensaio de proteção de terra restrito de transformador

## 5.0 - CONCLUSÃO

As facilidades trazidas pela tecnologia digital devem ser usadas, entretanto carecem de ser sistematizadas à luz dos objetivos primordiais do comissionamento: assegurar que as proteções estão funcionais e corretamente conectadas, evitando trips indevidos e operando confiavelmente quando necessário.

Há necessidade de se resgatar os procedimentos tradicionais de medição de ângulos e traduzi-los para o atual ambiente tecnológico.

A perda de pessoal técnico altamente especializado, experiente e bem treinado exige das áreas de engenharia registro e divulgação das melhores práticas, padronizando e adaptando os procedimentos à conjuntura atual.

As metodologias apresentadas neste trabalho têm sido utilizadas nos comissionamentos da CEMIG com sucesso.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) CEMIG; Medição de ângulos – Apostila de curso da EFAP.
- (2) Manuais de relés digitais.