



## Grupo de Estudo de Proteção, Medição, Controle e Automação em Sistemas de Potência - GPC

### Proposta de Metodologia para Detecção de Inversão de Polaridade em TCs de Neutro Utilizando a Corrente de *Inrush*

JOSYLAINÉ ELINÁRIA GONÇALVES(1); AURÉLIO LUIZ MAGALHÃES COELHO(1); MARCOS BAETA MIRANDA(2); LORENA ARAÚJO DOS SANTOS(3); UNIFEI - Campus Itabira(1); PITAGORAS(2); IFMG(3);

#### RESUMO

O comissionamento da polaridade do transformador de corrente (TC) da bucha de neutro de um transformador ou autotransformador de potência não é uma tarefa tão simples, pois, em condição de carga equilibrada não há corrente de neutro passando por este TC. Estes TCs de neutro são comumente utilizados no esquema de proteção diferencial dos transformadores ou autotransformadores e inversões de polaridade podem ocasionar atuações incorretas do sistema de proteção. Neste sentido, o objetivo deste trabalho consiste em apresentar uma metodologia para o comissionamento da polaridade de TCs de neutro, durante a energização do autotransformador, utilizando a corrente de *inrush*.

#### PALAVRAS-CHAVE

*Inrush*, Polaridade, Proteção, TCs, Transformadores.

#### 1.0 - INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico de Potência - SEP está sujeito a ocorrência de distúrbios e por isso é dotado de sistemas de proteção, que têm como função detectar anormalidades e intervir com o objetivo de eliminar ou isolar o defeito. A lógica de atuação destes sistemas utiliza grandezas elétricas que, na maior parte das vezes, são reportadas através de transformadores de corrente – TCs e de tensão – TPs. Deste modo, a confiabilidade do sistema de proteção está diretamente associada à confiabilidade das medições efetuadas por esses dispositivos.

Algumas funções de proteção utilizam-se da direcionalidade da corrente na lógica de atuação, como no caso das proteções de sobrecorrentes direcionais – ANSI 67 e proteções diferenciais – ANSI 87. Nestes casos, a polaridade do TC influencia diretamente na atuação correta ou incorreta do esquema de proteção.

Os transformadores de potência, um dos principais equipamentos que constituem o SEP, utilizam-se da proteção diferencial como função de proteção contra faltas internas, sendo este o principal esquema de proteção para transformadores com potência superior a 10MVA (SOARES, 2015).

Cerca de 10% das faltas que ocorrem no sistema elétrico se dá em transformadores de potência. Estes distúrbios são tão severos quanto faltas em linhas de transmissão, podendo levar a perda do equipamento e interrupção do fornecimento de energia elétrica (FERNANDES, 2017).

Para transformadores ou autotransformadores que possuem um ponto estrela aterrado, faltas monofásicas próximas do neutro podem não sensibilizar a proteção diferencial, pois a magnitude das correntes de fase é pequena enquanto a corrente de neutro é alta (SILVA, 2017).

Neste caso, é aconselhável a implementação da função de proteção diferencial de terra restrita – REF (*Restriction Earth Fault*), que complementa o esquema de proteção diferencial de fase. A função 87REF é responsável pela proteção contra faltas fase-terra. Outra função de proteção que atua como complemento das funções diferenciais de fase é a função 87Q, cuja aplicação consiste em proteger o equipamento de faltas entre espiras próximas do neutro, através da monitoração da corrente de sequência negativa. Ambas podem ser denominadas como função de proteção 87N, pois trata-se de proteções diferenciais que utilizam a corrente de neutro como parâmetro.

Estas funções aumentam a sensibilidade do esquema de proteção do transformador. Porém, para seu correto funcionamento, os fabricantes de relés recomendam que tal função seja habilitada somente se o lado e a polaridade do TC de proteção, conectado na bucha de neutro, tenham sido adequadamente configurados (SIEMENS, 2016).

O comissionamento da polaridade dos TCs de fase consiste simplesmente em medir sua corrente secundária e avaliar sua direcionalidade, em um processo conhecido como “Medição de Ângulos”. Para realização da medição

de ângulo o transformador deverá estar com carga. A medição constitui da última etapa do comissionamento, em seguida o equipamento é liberado para sua operação comercial (JÚNIOR et al, 2005).

Já o TC da bucha de neutro não possui a mesma simplicidade de comissionamento, pois em condições de carga equilibrada não há corrente de neutro a ser avaliada. Deste modo, muitas vezes não são efetuados testes para verificar a correta instalação dos TCs de neutro (JÚNIOR et al, 2005).

A estratégia adotada por algumas concessionárias consiste no fato de deixar o trip da função de proteção diferencial 87N desabilitado até que se possa, durante uma perturbação externa, por exemplo, verificar se há inversão ou não na polaridade do TC e então aplicar as medidas cabíveis, promovendo a correção da polaridade do TC, caso se identifique uma inversão, ou colocar o trip da função em serviço, se a polaridade for a correta.

Tal procedimento visa evitar que, caso haja uma inversão na polaridade do TC de neutro, ocorra uma sensibilização indevida da função 87N, levando o relé a atuar incorretamente, ocasionando desligamentos ou interrupções desnecessárias. Por outro lado, compromete a sensibilidade da proteção para ocorrência de faltas monofásicas internas.

Com objetivo de garantir a correta instalação do TC de neutro desde a entrada de operação do transformador, e conseqüentemente a implementação da função de proteção diferencial 87N, apresenta-se neste trabalho uma metodologia de detecção da polaridade do TC de neutro baseada em registros oscilográficos da energização de autotransformadores.

Tal método pode ser aplicado durante o comissionamento, para entrada em operação de novos transformadores, ou durante sua recomposição. Também se pode aplicar tal metodologia para verificar a polaridade de TCs de neutro em autotransformadores que já estão em operação e possuem registro de energização acessível.

## 2.0 - TRANSFORMADORES DE CORRENTE - TCS

O TC é um equipamento monofásico que possui enrolamentos, primário e secundário, que são isolados eletricamente mas acoplados magneticamente. Eles são utilizados para reduzir a corrente a valores menores, normalmente 1 A ou 5 A, com objetivos diversos, como: promover segurança, isolar eletricamente o circuito de potência dos instrumentos de medição e proteção e padronizar os valores de corrente de relés e medidores [6-7]. Os TCs de proteção são os responsáveis por transmitir os sinais de corrente para os dispositivos de proteção, tais medições podem implicar em trip ou não, de acordo com o ajuste e a função de proteção. Os principais parâmetros utilizados para especificação dos TCs são: corrente nominal primária, relação de transformação, fator de sobrecorrente, classe de exatidão, erro, dentre outros (ONS, 2012) (FRONTIN, 2013).

A aplicação dos TCs deve seguir regras que estão definidas em normas técnicas. Os padrões brasileiros para a aplicação dos TCs se baseiam nas seguintes normas (FRONTIN, 2013);

- a. NBR 6546: Transformadores para Instrumentos – Terminologia;
- b. NBR 6821: Transformador de Corrente – Método de Ensaio;
- c. NBR 6856: Transformadores de Corrente – Especificação;
- d. IEEE Std C57.13 - 1993 (R2003): IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers;
- e. IEEE Std C37.110 - 2007: IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Principles;
- f. IEC 60044 - 1: Instruments Transformers – Part 1: Current Transformers
- g. IEC 60044 - 6: Instruments Transformers – Part 6: Requirements for Protective Current Transformers for Transient Performance.

Os TCs para serviço de proteção podem pertencer a duas classes; A ou B.

Os TCs de classe A, ilustrado na Figura 1 (a), possui alta impedância interna e geralmente possuem tanto a bobina primária quanto a secundária enrolada sobre o núcleo.

Já os TCs de classe B, conforme o modelo ilustrado na Figura 1 (b), tem impedância interna baixa e possuem um núcleo toroidal envolvido apenas pela bobina secundária (FRONTIN, 2013).

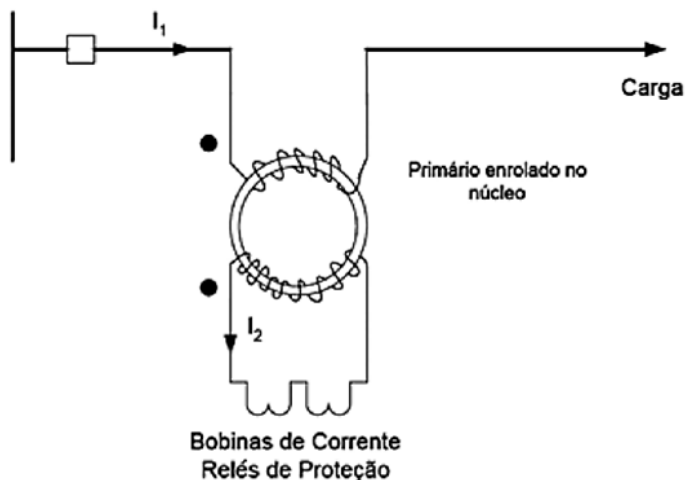


Figura 1 (a) – Ilustração do tipo construtivo de TC da classe A (FRONTIN, 2013)

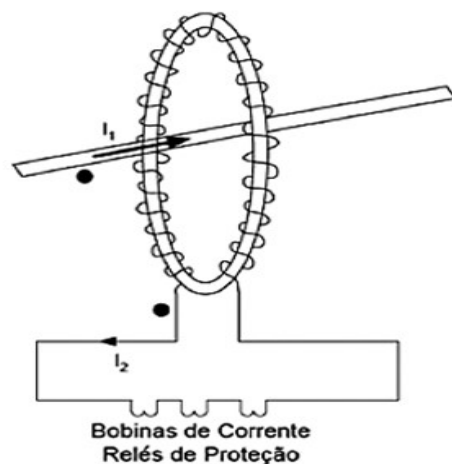


Figura 1 (b) – Ilustração do tipo construtivo de TC da classe B (FRONTIN, 2013)

Existem vários tipos de TCs classificados de acordo com a sua construção. O TC de proteção utilizado no equipamento estudado neste artigo é do tipo bucha. Os TCs tipo bucha são empregados em transformadores de potência para uso, em geral, na proteção diferencial, quando se deseja restringir ao próprio equipamento o campo de ação desse tipo de proteção. Sua instalação é feita na bucha de neutro dos transformadores e autotransformadores, que funcionam como enrolamento primário (ONS, 2012).

A norma NBR 6856 estabelece que os TCs para os serviços de medição e proteção deva ser construídos com a polaridade subtrativa (KINDERMANN, 2006). Durante a instalação do TC é necessário atentar-se para a polaridade, pois a inversão da polaridade ocasiona uma inversão na corrente de circulação no secundário, promovendo uma atuação indevida da proteção diferencial.

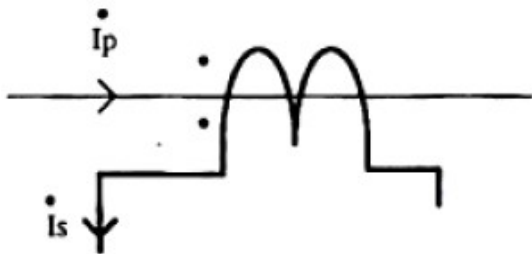


Figura 2 (a) – Polaridade subtrativa

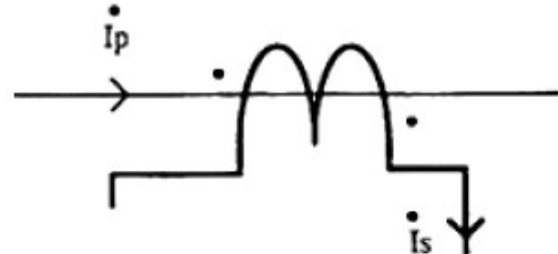


Figura 2 (b) – Polaridade aditiva

### 3.0 - PROTEÇÃO DIFERENCIAL – ANSI 87

O princípio de atuação da função diferencial consiste da comparação entre as correntes que entram e as que saem do equipamento protegido. O elemento diferencial deve ser sensível aos defeitos internos e insensível aos defeitos externos a zona protegida.

Durante a operação normal ou na ocorrência de uma falta externa, como apresentado na Figura 3 (a), as correntes secundárias, da alta ( $I_B$ ) e da baixa ( $I_b$ ) do transformador, medidas pelo TC tendem a ser iguais. Assim, a diferença entre as correntes primárias ( $I_a$ ) e secundárias ( $I_b$ ) do transformador é praticamente nula, indicando que não há problemas no equipamento protegido. Portanto, em função da filosofia de proteção empregada, não há atuação do relé (ONS, 2012).

Para as faltas internas, como apresentado na Figura 3 (b), ocorre um desbalanceamento entre as correntes primárias e secundárias do transformador. Este desbalanceamento faz com que exista uma diferença significativa entre as correntes secundárias dos TCs da alta e da baixa tensão. Quando essa corrente atinge um valor considerável, ultrapassado um valor predefinido, denominado corrente de Pickup ( $I_{pk}$ ), o relé opera, enviando um sinal de atuação (*trip*) ao disjuntor responsável por desconectar o equipamento do sistema (ONS, 2012) (BERNARDES, 2006).

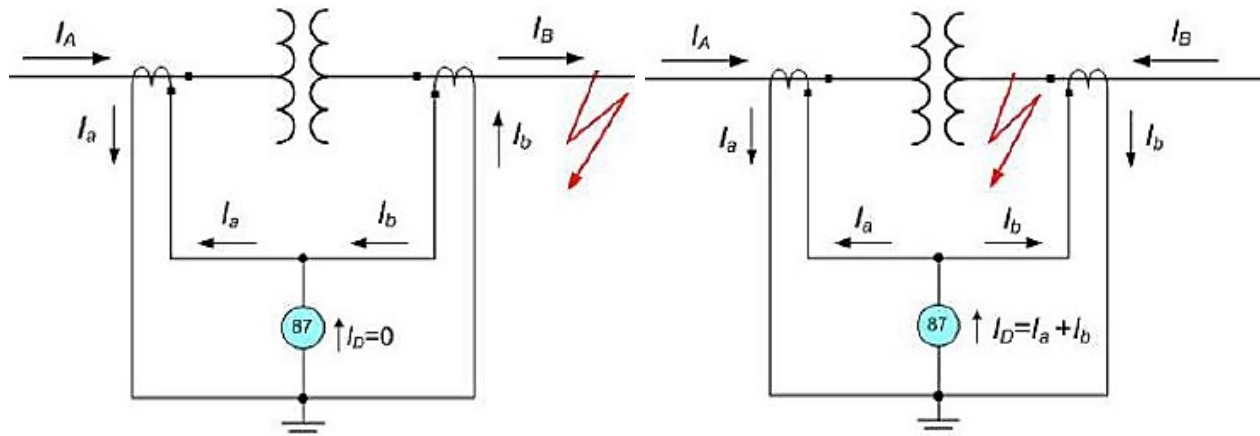


Figura 3 (a) – Condição de falta externa (ONS, 2012)

Figura 3 (b) – Condição de falta interna (ONS, 2012)

#### 3.1 Proteção Diferencial Contra Falta a Terra Restrita – 87REF

A proteção diferencial de terra restrita normalmente é utilizada para detectar falhas em enrolamentos conectados em estrela aterrada de transformadores e autotransformadores (ONS, 2012).

Seu princípio de funcionamento baseia-se na comparação de correntes de sequência zero. Normalmente, uma corrente é medida diretamente com um TC no ponto de aterramento da estrela e a outra é calculada somando as três correntes das fases, como ilustrado na Figura 4.

Trata-se de uma proteção de sobrecorrente diferencial de sequência zero. Durante operação normal, sem ocorrência de falta a terra, praticamente não circula corrente de sequência zero no condutor neutro do ponto estrela.

Quando ocorre uma falta a terra dentro ou fora da zona protegida, há circulação de corrente de sequência zero no neutro do transformador. A proteção diferencial compara o fluxo de corrente na conexão ponto estrela com a soma das correntes de fase. Se a falta for externa a corrente diferencial de sequência zero será praticamente nula, porém, se a falta for interna haverá corrente diferencial significativa. Quando a corrente diferencial de sequência zero atinge o Pickup, o relé opera.

Se houver uma inversão na polaridade do TC de neutro a corrente diferencial calculada pela função 87REF, durante uma falta externa, poderá indicar, erroneamente, que há uma falta interna, induzindo o relé a operar indevidamente e comprometendo a seletividade do sistema de proteção.

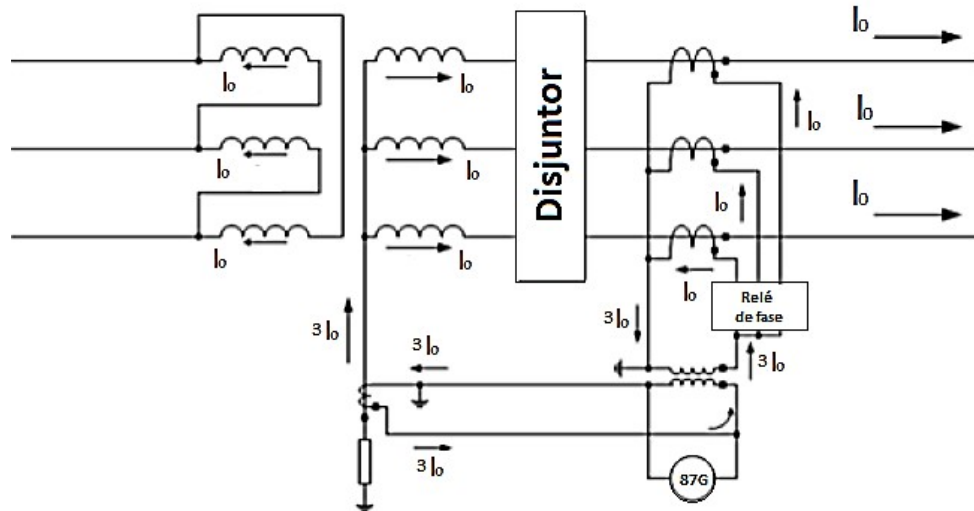


Figura 4 – Proteção diferencial de falta à terra restrita (ONS, 2012)

#### 4.0 - MÉTODOS CONVENCIONAIS DE COMISSONAMENTO DE POLARIDADE DE TCS DE PROTEÇÃO

A entrada de operação de transformadores ou autotransformadores consiste, basicamente, de três etapas (GUIMARÃES, 2009):

- a. Fase 1: Projeto de ampliação e reforma da subestação;
- b. Fase 2: Estudos pré-operacionais;
- c. Fase 3: Comissionamento.

Na etapa de comissionamento são efetuadas diversas medições em campo com o intuito de avaliar a conformidade da instalação com aquilo que foi designado na etapa de projeto. Espera-se que os TCs estejam montados com a marcação do terminal de polaridade conforme a designada no projeto elétrico.

A medição de ângulo é uma das principais atividades do comissionamento do sistema de proteção dos autotransformadores.

Os métodos tradicionais de medição de ângulo utilizam medidores de ângulos ou cossifímetros, amperímetros, voltímetros e outros equipamentos. Métodos modernos se baseiam na utilização de software de análise de oscilografia para monitoração das variáveis de interesse.

O procedimento padrão para o comissionamento do TC de neutro consiste na medição das correntes secundárias do TC durante a aplicação de um curto-circuito monofásico no secundário do transformador (JÚNIOR et al, 2005). O objetivo é provocar um desequilíbrio de corrente, forçando a circulação de corrente de neutro pelo relé ou pelo medidor.

Alguns medidores e relés exigem um mínimo de 10% da corrente nominal do TC para que as medições sejam efetuadas. Tal procedimento possui certo nível de insegurança pois envolve trabalhos com equipamentos energizados. Em transformadores de potência, conectados aos sistemas de extra alta tensão, tal procedimento não é aplicado. O ideal seria a aplicação deste método em um sistema com tensão reduzida, neste caso é necessário o uso de medidores confiáveis para medição de pequenos valores de corrente, além de uma rotina de testes mais elaborada.

Uma das práticas que vem sendo amplamente utilizada durante a entrada em operação ou recomposição de autotransformadores é a "energização assistida", que consiste em monitorar as tensões e as correntes primárias e secundárias através de registros feitos pelo sistema de oscilografias, presente na maioria das subestações (GUIMARÃES, 2009).

A energização assistida permite a substituição dos métodos convencionais de comissionamento de TCs de neutro, uma vez que durante a energização o transformador fica exposto naturalmente a uma condição de desequilíbrio, devido as correntes transitórias de energização. Além disto, toda análise pode ser efetuada remotamente tornando o processo mais seguro.

## 5.0 - CORRENTES TRANSITÓRIAS DE ENERGIZAÇÃO

Quando um transformador é energizado surge uma corrente chamada corrente de magnetização ou corrente de *inrush*, necessária para estabilização do campo magnético do transformador (LEONEL et al, 2014).

A corrente de *inrush*, ilustrada na Figura 5, é uma corrente transitória que pode atingir valores elevados, principalmente em grandes transformadores de potência. A amplitude e a forma de onda da corrente de *inrush* dependem de diversos fatores, tais como: potência nominal do transformador, fluxo remanescente, instante de energização, impedância da fonte e tensão de energização (ONS, 2012) (RAFFO, 2010).

As principais características das correntes de *inrush* são (ONS, 2012) (RAFFO, 2010):

- Contém nível DC, harmônicos ímpares e pares;
- A constante de decaimento é geralmente maior que a constante de decaimento da corrente de falta;
- O seu conteúdo de segundo harmônico começa com valor baixo que aumenta à medida que a corrente de *inrush* diminui.

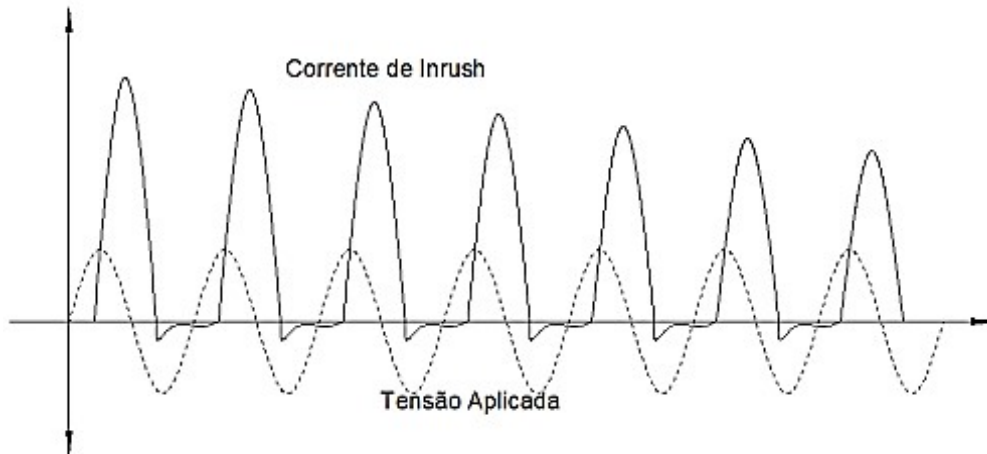


Figura 5 – Forma de onda típica da energização de um transformador (ALENCAR, 2013)

A corrente de *inrush* pode apresentar amplitudes de 8 a 10 vezes o valor da corrente nominal do transformador (RAFFO, 2010).

Além disto, a corrente de magnetização produz desequilíbrio de corrente durante a energização do transformador (MAÑANA et al). Em sistemas que possuem neutro aterrado ocorre, durante a energização, circulação de corrente no neutro.

## 6.0 - METODOLOGIA

A metodologia proposta neste trabalho consiste na comparação entre a corrente medida pelo TC de neutro e a corrente calculada a partir das medições efetuadas pelos TCs de fase durante a energização do autotransformador. Para aplicação do método é necessário que:

- Exista TCs instalados em todas as fases do lado em que o transformador será energizado;
- Os TCs de fase necessitam ser comissionados previamente, utilizando métodos padrões de medição de ângulo, a fim de que possam ser usados como referência;
- É necessário dispor de algum dispositivo de registro oscilográfico, como Registradores de Perturbação (RDPs) ou qualquer outra fonte de obtenção de oscilografias do instante da energização;
- Os sinais que devem ser obtidos para análise são: correntes secundárias dos TCs de fase e corrente secundária do TC de neutro;
- A corrente de energização deve ser superior a 10% da corrente nominal do TC de neutro a ser comissionado;
- Faz se necessário o auxílio de alguma ferramenta matemática, a fim de facilitar a comparação entre as correntes de neutro medidas e calculada.

O presente trabalho propôs o desenvolvimento de uma metodologia para aplicação em autotransformadores, uma vez que a maior parte dos equipamentos de elevação ou abaixamento de tensão nos sistemas de transmissão constituem de autotransformadores trifásicos.

Convencionalmente, os TCs utilizados para proteção diferencial de transformadores são instalados de forma a considerar positiva uma corrente entrando no equipamento.

A Figura 6 (a) ilustra o modo de instalação correta do TC de neutro, com a corrente entrando pela polaridade e saindo pela não polaridade.

Deste modo, durante a energização, considerando que o autotransformador tenha sido energizado pela alta, as correntes que circulam pelos TCs TC<sub>AT</sub> e TC<sub>GND</sub> são:

$$I_{TC_{AT}} = I_1 \quad (1)$$

$$I_{TC_{GND}} = -I_2 \quad (2)$$

Onde:

$I_1$  = Corrente de energização de fase;

$I_2$  = Corrente de energização de neutro;

$I_{TC_{AT}}$  = Corrente que circula pelo primário dos TCs de fase do lado de alta do transformador;

$I_{TC_{GND}}$  = Corrente que circula pelo primário do TC de neutro.

O autotransformador é energizado sem carga, logo, a corrente de neutro é o somatório das correntes de fase:

$$I_2 = \sum I_1 \quad (3)$$

$$I_{TC_{GND}} = -\sum I_1 = -\sum I_{TC_{AT}} \quad (4)$$

Porém, se houver inversão na polaridade do TC de neutro, como na Figura 6 (b), a corrente que circulará pelo  $TC_{GND}$  estará defasada em 180°:

$$I_{TC_{GND}} = I_2 \quad (5)$$

Sendo assim:

$$I_{TC_{GND}} = \sum I_{TC_{AT}} \quad (6)$$

Deste modo, basta comparar a corrente medida pelo TC de neutro com o somatório das correntes medidas pelo TC de fase. Se estiverem em fase, como na equação 6, o diagnóstico é de que há inversão na polaridade do TC de neutro, caso contrário, como na equação 4, o TC foi instalado corretamente.

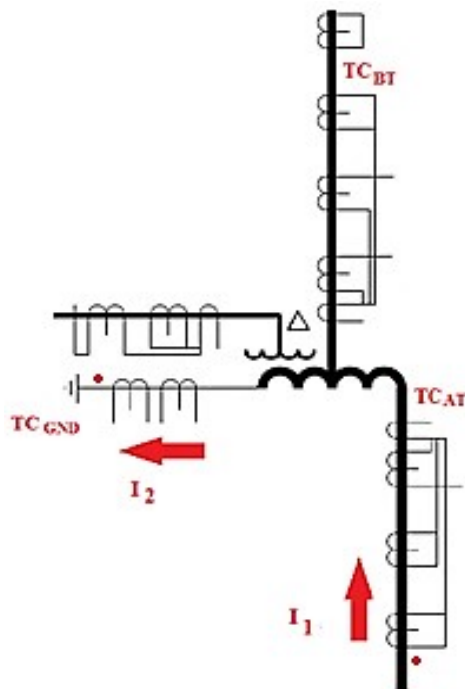


Figura 6 (a) – Instalação correta do TC de neutro

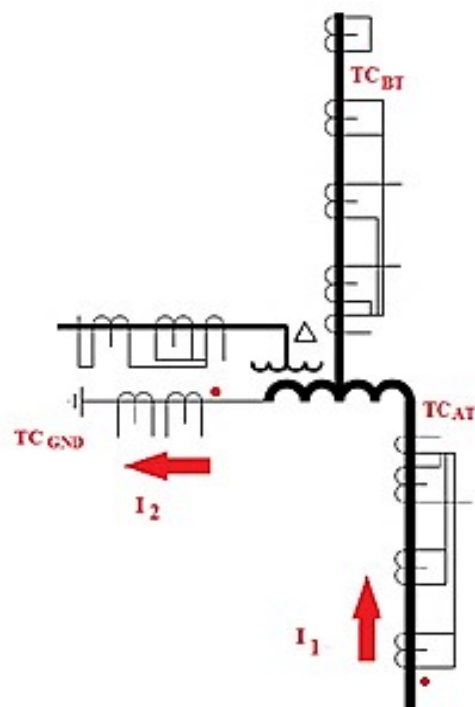


Figura 6 (b) – Instalação incorreta do TC de neutro

## 7.0 - APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DE DETECÇÃO DE POLARIDADE

O método proposto foi aplicado em um autotransformador pertencente a uma subestação de uma concessionária brasileira. O registro de energização, o diagrama de operação, bem como os dados do equipamento foram cedidos pela transmissora.

Trata-se de um autotransformador trifásico de três enrolamentos (Y-Y-D), com tensões de 345/138/13,8 kV e potência de 50MVA. O autotransformador, cujo diagrama de operação é representado na Figura 7, é o responsável pelo abaixamento da tensão de 345kV para 138kV que alimenta linhas de transmissão do sistema

interligado nacional.

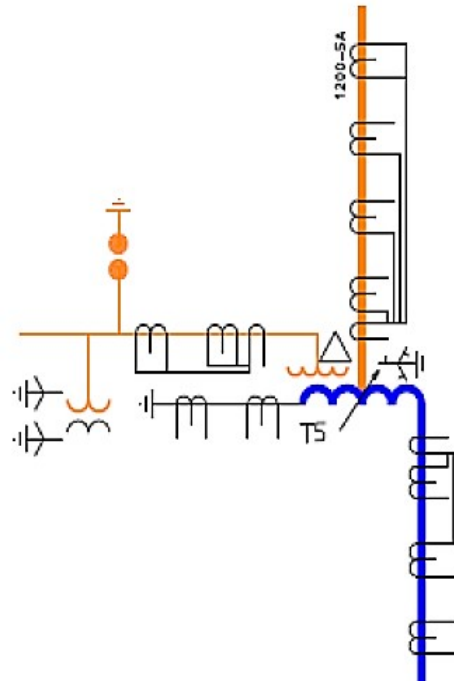


Figura 7 – Diagrama de operação do autotransformador de uma subestação

O autotransformador possui um TC com três enrolamentos na alta, um TC de quatro enrolamentos na baixa tensão, um TC de dois enrolamentos no terciário e um TC de dois enrolamentos na bucha de neutro.

A última energização deste equipamento ocorreu no dia 11 de junho de 2017. Os dados oscilográficos desta energização ficaram armazenados no histórico de um software de análise de perturbações da empresa transmissora.

Estes dados foram exportados em formato comtrade, padrão IEEE, e posteriormente processados através do software MatLab®.

A Figura 8 consiste das correntes de energização (correntes de *inrush*) em cada uma das fases do autotransformador. É possível observar que essas correntes assumem formas de ondas distintas em cada uma das fases e possuem elevada distorção harmônica.

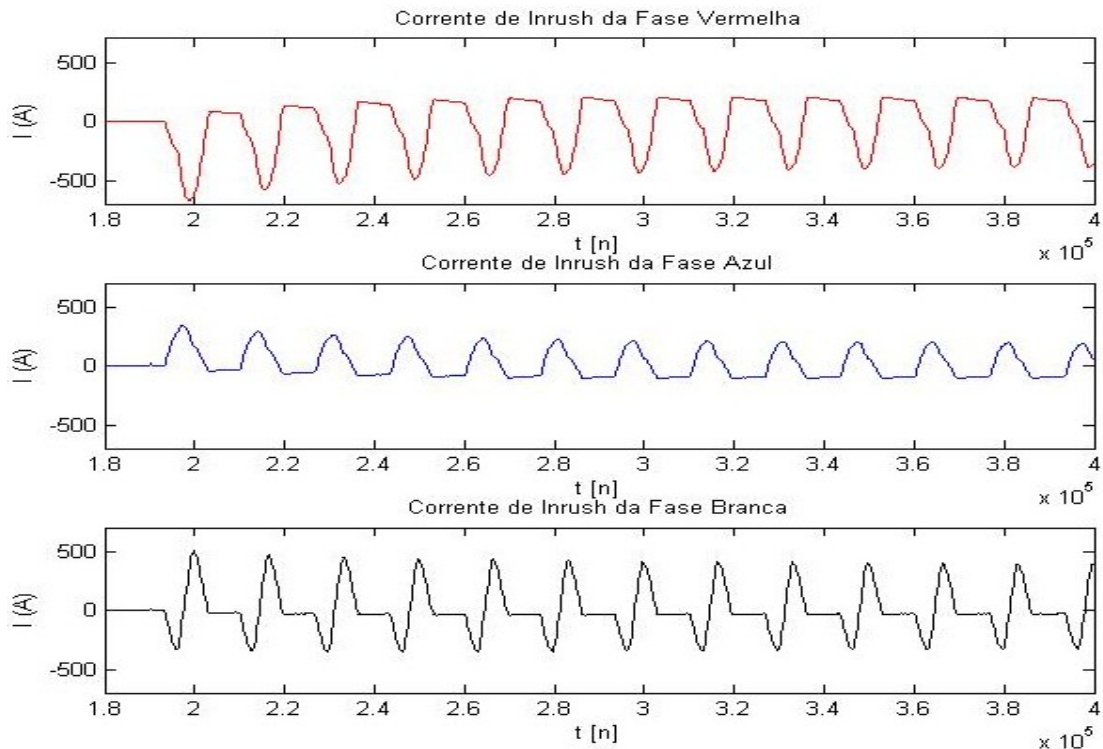


Figura 8 – Corrente de energização nas fases do autotransformador

O somatório das correntes de fase, medidas pelos TCs de fase, resulta em uma corrente de neutro calculada. Uma vez que, durante a energização, o secundário do transformador está aberto, sem carga, a corrente de neutro medida pelo TC da bucha de neutro corresponde unicamente a corrente resultante do desequilíbrio entre as correntes de fase.

Logo, a corrente medida no neutro e o somatório das correntes medidas nas fases devem ser iguais em módulo e defasadas de  $180^\circ$  em ângulo. Caso estas correntes se diferenciem em módulo acredita-se na possibilidade de erro na relação de transformação do TC (RTC), caso estejam em fase há possibilidade de inversão de polaridade. O TC conectado na bucha de neutro do autotransformador apresentou uma corrente em fase com a corrente de neutro calculada, conforme se pode observar na Figura 9, o que indica que há uma possível inversão na polaridade do TC de neutro.

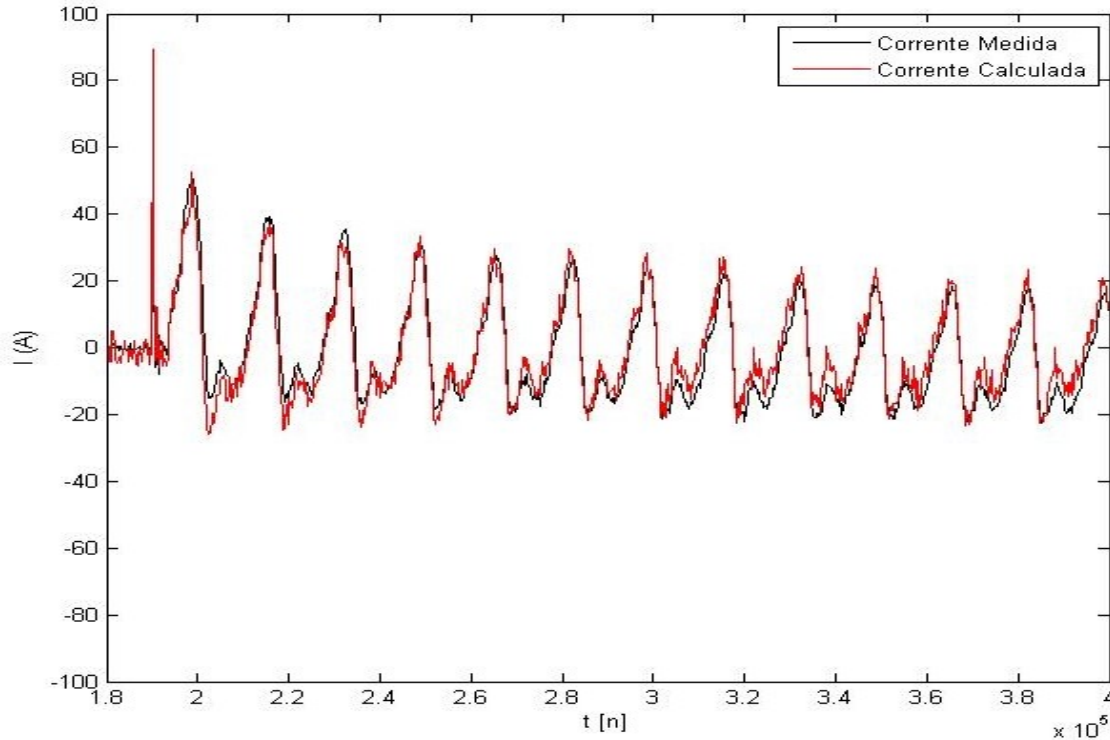


Figura 9 – Corrente de energização do neutro do autotransformador

## 8.0 - CONCLUSÃO

A metodologia de detecção de polaridade de TC de neutro, utilizando a corrente de magnetização do autotransformador, propicia a correção de eventuais erros de ligação do TC de neutro durante o processo de comissionamento da proteção. Tal metodologia pode ser programada e aplicada remotamente durante a entrada de operação ou recomposição de autotransformadores, servindo como apoio no comissionamento de novos equipamentos.

Por fim, os trips das funções 87REF que seriam desabilitados poderão ser colocados em operação durante a primeira energização e início de atividade do ativo. Sistemas que possuem esquemas de proteção de sobrecorrente direcional ou proteção diferencial de sequência negativa também podem ter os TCs de neutro comissionados utilizando-se da metodologia apresentada neste trabalho.

Assim, pode-se reduzir os riscos de atuações indevidas das funções de proteção que dependem da direcionalidade da corrente, garantindo a confiabilidade, segurança e seletividade do sistema de proteção e continuidade ao sistema elétrico de potência.

Quando comprovada a inversão de polaridade de algum TC a empresa que possui concessão do ativo pode optar por disponibilizar uma equipe de manutenção para efetuar a inversão da polaridade do TC em campo ou a utilização de artifícios digitais, através da parametrização de relés que possuem a função de ajuste de ângulo de TCs, neste caso, a inversão de polaridade poderá ser feita virtualmente, no próprio relé.

Para trabalhos futuros pretende-se estabelecer os requisitos e aplicar tal metodologia em outros modelos de transformadores: transformadores de três enrolamentos, transformadores de dois enrolamentos, bancos de transformadores, banco de autotransformadores, dentre outros. Além disto, faz-se necessário a aplicação prática do método em diversos sistemas onde o comissionamento do TC de neutro ainda não foi feito e a incorporação desta metodologia nos procedimentos de energização dos transformadores em campo.



## 9.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) SOARES I.S., R. J. N. ALENCAR. **Identificação de Correntes de *Inrush* na Proteção Diferencial de Transformadores de Potência Através de Redes Neurais Artificiais MLP**, Instituto Federal do Pará, pp. 1-6, XII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, Outubro de 2015.
- (2) FERNANDES J. F. **Proteção Diferencial de Transformadores de Potência Baseada em Máquinas de Vetor de Suporte e Transformada Wavelet**, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2017.
- (3) SILVA JÚNIOR M.A.L.V. **Análise, parametrização e ensaios do relé diferencial de corrente SEL-387A com auxílio da mala de testes SMC MENTOR 12**, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2017.
- (4) SIEMENS. **Manual do Relé 7UT613/63x**, São Paulo, 2016.
- (5) JÚNIOR G. J. R., SOUZA W. M., OLIVEIRA L. A., COSTAS A. L. M. **Novas Metodologias de Medição de Ângulos Utilizando Relés Digitais**, Curitiba, Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Out. 2005.
- (6) ONS - Operador Nacional do Sistema. **Filosofias das proteções dos transformadores e autotransformadores da rede de operação do ONS**, Rio de Janeiro, 2012.
- (7) KINDERMANN G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Florianópolis, 2006.
- (8) FRONTIN S.O. **Equipamentos de Alta Tensão: Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas**. Goya Editora, 1º ed. Brasília, 2013.
- (9) BERNARDES A.P. **Esquema Completo de Proteção Diferencial de Transformadores para Testes em um Relé Digital**. Universidade de São Paulo. São Carlos, 2006.
- (10) GUIMARÃES A.C.S.L. COSTA J.M.S.C CASADO L.M. **Avaliação dos Estudos de Energização de Transformadores em Função dos Resultados de Medições em Campo**. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Recife, 2009. CESF
- (11) LEONEL P. H. G. MANTOVANI J. R. S. **Proteção Diferencial de Transformadores Utilizando a Transformada de Walvelet**, Belo Horizonte, Anais do XX Congresso Brasileiro de Automática, Set. 2014.
- (12) RAFFO G.V. **Análise da Corrente de *Inrush* em Transformadores de Potência**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2010.
- (13) ALENCAR R.J.N. **Identificação de Correntes de *Inrush* na Proteção Diferencial de Transformadores de Potência Através do Gradiente da Corrente Diferencial e de Mapas Auto-Organizáveis**. Universidade do Pará. Instituto de Tecnologia. Pará, 2013.
- (14) MAÑANA M. EGUÍLUZ L. I. ORTIZ A. DÍEZ G. RENEDO C. PÉRES S. **Effects of Magnetizing *Inrush* Current on Power Quality and Distributed Generation**. University of Cantabria. Santander.

## 10.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

**Josylaine Elinária Gonçalves**

Graduanda de Engenharia Elétrica na Universidade Federal de Itajubá – *Campus* Itabira.

Suas áreas de interesse são: Sistema Elétrico de Potência, Proteção do Sistema Elétrico, Análise de Falhas e Equipamentos de Alta Tensão.

**Aurélio Luiz Magalhães Coelho**

Graduado em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas Elétricos pela Universidade Federal do Maranhão (2009). Mestre na área de Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade Federal de Itajubá (2011), onde também realizou seu doutorado (2016). É professor na Universidade Federal de Itajubá, campus Itabira, desde 2014. Suas áreas de interesse são: Proteção de Sistemas Elétricos de Potência e Qualidade da Energia Elétrica.

**Marcos Baeta Miranda**

Graduado em Engenharia Elétrica na Universidade Federal de Juiz de Fora. Pós-graduado em Sistemas Elétricos de Potência e mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais.

Suas áreas de interesse são: Proteção, Planejamento da Operação Elétrica e Operação de Instalações de Alta Tensão.

**Lorena Araújo Dos Santos**

Graduanda de Engenharia Elétrica no Instituto Federal de Minas Gerais – *Campus* Itabirito.

Suas áreas de interesse são: Sistema Elétrico de Potência e Equipamentos de Alta Tensão.