

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA**

LUIZ HENRIQUE COSTA DE VERNEY

**DESEMPENHO DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL EM
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA PERANTE CONDIÇÕES
ESPECIAIS DE OPERAÇÃO**

Florianópolis

2012

Luiz Henrique Costa de Verney

**DESEMPENHO DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL EM
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA PERANTE CONDIÇÕES
ESPECIAIS DE OPERAÇÃO**

Dissertação submetida ao Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
da Universidade Federal de Santa
Catarina para a obtenção do Grau de
Mestre em Engenharia Elétrica.
Orientadora: Prof^a Jacqueline G. Rolim

Florianópolis

2012

Catálogo na fonte pela Biblioteca Universitária
da
Universidade Federal de Santa Catarina

V534d Verney, Luiz Henrique Costa de
Desempenho da proteção diferencial em transformadores de
potência perante condições especiais de operação
[dissertação] / Luiz Henrique Costa de Verney ; orientadora,
Jacqueline Gisèle Rolim. - Florianópolis, SC, 2012.
164 p.: il., grafs., tabs.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica.

Inclui referências

1. Engenharia elétrica. 2. Reles elétricos. 3. Sistemas
de energia elétrica - Proteção. 4. Transformadores elétricos.
I. Rolim, Jacqueline Gisèle. II. Universidade Federal de Santa
Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.
III. Título.

CDU 621.3

Luiz Henrique Costa de Verney

**DESEMPENHO DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL EM
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA PERANTE CONDIÇÕES
ESPECIAIS DE OPERAÇÃO**

Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de “Mestre em Engenharia Elétrica”, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 30 de março de 2012.

Prof. Patrick Kuo-Peng, Dr.

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof^a. Jacqueline Gisèle Rolim, Dra.

Orientadora

Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Mário Oleskovicz, Dr.

Universidade de São Paulo

Prof. Mauricio Valencia Ferreira da Luz, Dr.

Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Geraldo Kindermann, M.Sc.

Universidade Federal de Santa Catarina

AGRADECIMENTOS

À professora Jacqueline G. Rolim, pela dedicação de tempo e disposição de conhecimento na orientação neste trabalho.

À minha família, Luiz Artur, Catarina, Rita e Luiz Fernando, que sempre estiveram por perto, compreenderam minha ausência em muitos momentos e depositaram sua confiança desde o início de minha educação, permitindo crescer como profissional e também como ser humano. Sou eternamente grato por estarem comigo.

À minha namorada Gabriela, por suportar minha ausência em tempos de dificuldades, e pelo apoio em momentos críticos deste trabalho. Sua companhia e seu amor foram cruciais para esta conquista.

Aos Professores do Departamento de Engenharia Elétrica, pelo conhecimento repassado desde ingresso como aluno de graduação.

Aos amigos do LABSPOT, André, Carol, Eduardo, Guilherme, Leonardo, Danilo, entre outros, por todos os momentos vividos entre estudos e confraternizações desde o início desta jornada.

Ao Setor de Estudos, Análise e Controle do Sistema da companhia Eletrosul Centrais Elétricas S.A., Ricardo Antunes, Ulisses Massaro, Paulo e Otávio pela grande contribuição na modelagem do sistema teste e disposição para atender as dúvidas surgidas durante o desenvolvimento do trabalho.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pelo apoio financeiro no desenvolvimento da pesquisa e trabalho durante o período do curso de Mestrado em Engenharia Elétrica.

À Schweitzer Engineering Laboratories pela doação de relés digitais e caixa de testes ao Laboratório de Proteção e Automação de Sistemas Elétricos (LAPSE), e prontidão em atendimento a questionamentos, onde sem este apoio não seria possível realizar este trabalho.

Aos colegas da Companhia Paranaense de Energia que incentivaram o término deste trabalho.

À Universidade Federal de Santa Catarina por prover uma ótima estrutura para estudos, proporcionando a formação de ótimos profissionais na sociedade.

“O gênio consiste em um por cento de inspiração e noventa e nove por cento de transpiração.”

(Thomas Alva Edison, 1932)

RESUMO

Relés digitais vêm gradualmente substituindo os relés eletromecânicos porque são mais sensíveis, mais flexíveis e várias funções de proteção podem ser incorporadas em um único relé multifuncional. Apesar dos avanços da tecnologia digital nas últimas décadas, algumas condições transitórias ainda podem refletir nos sistemas de comunicação e de proteção de usinas e subestações, causando operação inadequada de relés. Algumas situações normais da operação causam transitórios em sinais de tensões e correntes que podem levar a operações desnecessárias de relés. A proteção diferencial deve ser capaz de distinguir transitórios decorrentes de situações normais dos relacionados a faltas, o que aumenta a complexidade do algoritmo desta função de proteção. Normalmente, relés diferenciais permitem alguns ajustes adicionais, tais como, proteção de bloqueio por harmônicas, visando evitar operações inapropriadas. A proteção de bloqueio por harmônicas bloqueia o elemento diferencial percentual se a magnitude de determinadas componentes harmônicas ultrapassa o limiar de bloqueio. Esta dissertação de mestrado apresenta uma análise sobre as principais condições de operação que podem levar à operação indevida da proteção diferencial. Estas condições foram simuladas utilizando o programa ATP/EMTP e a modelagem de um sistema real. O modelo do transformador foi o componente principal destas simulações, onde seu núcleo é modelado por uma resistência de magnetização e um indutor não linear. Os resultados das simulações no ATP /EMTP foram convertidos no formato COMTRADE e utilizados para verificar o desempenho de um relé comercial de proteção de transformador em um laboratório de baixa tensão, empregando diversos ajustes nos relés para avaliar também a sua influência.

Palavras-chave: Relé digital. Proteção. Transformador. Falta. COMTRADE.

ABSTRACT

Digital relays have been gradually replacing electromechanical relays, because they are more sensitive, more flexible and several protection functions are available in a single device. Despite the advance of digital technology in recent decades, some transient conditions can still reflect on the communication and protection systems in substations and power plants, causing relay misoperation. Some normal operation situations cause voltage and current transients that can lead to unnecessary relay operation. Differential protection should distinguish normal transient conditions from the ones related to faults, which increases the complexity of the algorithm of this protective function. Usually, differential relays allow some additional settings, for instance, harmonic blocking protection, aiming to avoid inappropriate operation. The harmonic blocking protection blocks the percentage differential element if harmonic content of any phase is greater than the blocking threshold. This paper presents an analysis of the main operating conditions that may lead to inappropriate differential protection operation. These conditions were simulated using ATP/EMTP and the model of a real system. The transformer model was the main component of the ATP/EMTP simulations, which transformer core is represented by a resistance and a non-linear inductor. Results of simulations in the ATP/EMTP were converted into COMTRADE format files. These files were used to verify the performance of relays in a low-voltage laboratory, using various relays settings in order to evaluate their influence.

Keywords: Digital relay. Protection. Transformer. Fault. COMTRADE.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Enrolamento do tipo helicoidal.....	40
Figura 2 – Enrolamento do tipo disco.....	41
Figura 3 – Comutador de derivação sem tensão.....	42
Figura 4 – Comutador de derivação em carga.....	43
Figura 5 - Representação do núcleo do transformador.....	45
Figura 6 - Núcleo de um transformador.....	45
Figura 7 – Modelo ideal do Transformador.....	48
Figura 8 – Curva de excitação do transformador.....	49
Figura 9 – Curva de histerese do material ferromagnético.....	51
Figura 10 – Modelo do transformador considerando perdas e fluxo de dispersão.	52
Figura 11 – Modelo do transformador monofásico para transitórios de baixa frequência.....	53
Figura 12 – Modelo do circuito RL.....	57
Figura 13 – Corrente de inrush.....	58
Figura 14 – Tensão e fluxo em regime permanente.....	59
Figura 15 – Formas de onda do fluxo magnético no núcleo e da corrente de magnetização.....	61
Figura 16 – Circuito elétrico equivalente do transformador de corrente.....	66
Figura 17 – Transformador de corrente instalado em subestação.....	68
Figura 18 – Representação do transformador de corrente no digrama unifilar da subestação.....	69
Figura 19 – Transformador de corrente do tipo bucha.....	70
Figura 20 – Transformador de corrente do tipo janela.....	71
Figura 21 – Transformador de Potencial instalado em subestação e o núcleo montado em posição horizontal.....	74
Figura 22 – Representação do transformador de potencial indutivo em um esquema unifilar operacional.....	75
Figura 23 – Transformador de potencial capacitivo.....	77
Figura 24 - Representação do transformador de potencial capacitivo no diagrama unifilar.....	78
Figura 25 – Principais processos de um relé digital.....	86
Figura 26 – Curva de atuação muito inversa.....	92
Figura 27 – Proteção diferencial comum.....	96
Figura 28 – Conexão dos transformadores de corrente no transformador de conexão (Δ -Y).....	97
Figura 29 – Proteção diferencial percentual.....	99
Figura 30 - Característica de operação do elemento diferencial percentual.....	100
Figura 31 – Modos de operação do elemento de bloqueio a harmônicas.....	104
Figura 32 – Cálculo dos elementos diferenciais.....	107
Figura 33 - Lógica de decisão do elemento diferencial.....	108

Figura 34 – Esquema de proteção diferencial com elemento diferencial de sequência negativa para identificar falta entre espiras.....	109
Figura 35 – Esquema da Proteção Diferencial de Terra Restrita.....	110
Figura 36 – Modelos do transformador ideal disponíveis no <i>ATPDraw</i>	116
Figura 37 – Janela de inserção de dados do modelo do transformador ideal... ..	116
Figura 38 – Modelo <i>Saturable</i> disponível no <i>ATPDraw</i>	117
Figura 39 – Janela de preenchimento dos parâmetros do modelo do transformador saturável.....	118
Figura 40 – Sistema teste.....	119
Figura 41 – Sistema teste modelado no <i>ATPDraw</i>	119
Figura 42 – Região de estudo para entrada do TF3 no sistema.....	120
Figura 43 – Curva de excitação, dado por fluxo x corrente.....	121
Figura 44 – Modelo do arquivo .cfg.....	124
Figura 45 – Modelo do arquivo .dat.....	125
Figura 46 – Fluxograma dos testes em laboratório.....	126
Figura 47 – Relé digital e fonte multicanal utilizados nos testes.....	128
Figura 48 – Correntes medidas pelo relé, habilitado por proteção diferencial com bloqueio de harmônicas.....	135
Figura 49 – Correntes medidas pelo relé, habilitado por proteção diferencial com restrição de harmônicas.....	136
Figura 50 – Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase A.....	136
Figura 51 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase B.....	137
Figura 52 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase C.....	137
Figura 53 – Corrente de operação nas três fases durante energização do transformador.....	138
Figura 54 – Correntes de entrada do relé durante energização do transformador e saturação do transformador de corrente das fases B e C.....	139
Figura 55 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase A.....	140
Figura 56 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase B.....	140
Figura 57 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase C.....	141
Figura 58 – Corrente de operação nas três fases durante energização do transformador com saturação do transformador das fases B e C.....	141
Figura 59 - Correntes de entrada do relé, habilitado por proteção diferencial com bloqueio de harmônicas.....	143
Figura 60 - Correntes de entrada do relé, habilitado por proteção diferencial com restrição de harmônicas.....	144
Figura 61 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase A.....	144
Figura 62 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase B.....	145
Figura 63 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase C.....	145
Figura 64 – Sistema teste, com a falta fora da zona de proteção do transformador.....	146
Figura 65 - Correntes de entrada do relé, habilitado por proteção diferencial com bloqueio de harmônicas.....	147
Figura 66 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase A.....	148
Figura 67 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase B.....	148

Figura 68 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase C.	149
Figura 69 - Correntes de entrada do relé, habilitado por proteção diferencial com restrição de harmônicas.....	149
Figura 70 - Correntes de entrada do relé, habilitado por proteção diferencial com bloqueio de harmônicas.	151
Figura 71 – Corrente de operação das três fases durante recomposição do transformador e após falta fora da zona de proteção.....	152
Figura 72 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase A.	153
Figura 73 – Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase B.....	153
Figura 74 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase C.	154

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Concentração de harmônicas proporcional a componente fundamental	61
Tabela 2 – Dados dos transformadores da região de estudo.	119
Tabela 3 - Parâmetros dos transformadores de corrente utilizados nos testes.	121
Tabela 4 – Parâmetros analógicos e digitais do relé utilizados nos testes.	129
Tabela 5 – Ajustes dos parâmetros da proteção diferencial no TF3.	130
Tabela 6 – Condições especiais de operação estudadas.	130
Tabela 7 – Ensaio da proteção diferencial do TF3 realizados no relé.	131
Tabela 8 – Ensaio da proteção diferencial no transformador TF1 realizados no relé.	133

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	23
1.1 OBJETIVOS	25
1.1.1 Objetivo Geral	25
1.1.2 Objetivos Específicos	25
1.1.3 Organização da Dissertação	26
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	27
2.1 INTRODUÇÃO	27
2.2 FENÔMENOS ELETROMAGNÉTICOS EM TRANSFORMADORES	27
2.3 MODELAGEM E SIMULAÇÕES EM SOFTWARES DE ANÁLISE EM PERÍODO TRANSITÓRIO	30
2.4 RELÉS DIGITAIS	34
2.5 APLICAÇÕES DE TÉCNICAS DE PROCESSAMENTO DE SINAIS E INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL	35
3 TRANSFORMADORES	39
3.1 INTRODUÇÃO	39
3.2 MODELOS USUAIS DO TRANSFORMADOR	47
3.3 FENÔMENOS DECORRENTES DO PERÍODO TRANSITÓRIO EM TRANSFORMADORES	54
3.3.1 Sobre-excitação no transformador - Tensão de surto e ondas em alta frequência	54
3.3.2 Correntes de inrush	56
3.3.3 Falta externa próximas ao transformador	62
3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	63
4 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS	65
4.1 TRANSFORMADORES DE CORRENTE (TC)	65
4.1.1 Saturação em transformadores de corrente	69
4.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	73

4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS	79
5 PROTEÇÃO DIGITAL DE TRANSFORMADORES	81
5.1 SISTEMAS DE PROTEÇÃO	81
5.2 HISTÓRIA E DESENVOLVIMENTO DO RELÉ DIGITAL	83
5.3 PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES	87
5.3.1 Importância da Proteção de Transformadores	87
5.3.2 Relé de Sobrecorrente	90
5.3.3 Relé Buchholz.....	92
5.3.4 Relé de Sobre-excitação.....	93
5.3.5 Relé de Sobretensão	94
5.3.6 Relé de Subtensão	95
5.3.7 Proteção Diferencial de Transformadores.....	95
5.3.7.1 Proteção diferencial percentual	98
5.3.7.2 Proteção Diferencial Digital de Transformadores	101
5.3.7.3 Proteção diferencial com bloqueio de harmônicos.....	103
5.3.7.4 Proteção diferencial com elemento diferencial de restrição por Harmônicas	105
5.3.7.5 Proteção diferencial com elemento diferencial de sequência negativa	108
5.3.7.6 Proteção diferencial com elemento de bloqueio perante componente contínua	109
5.3.7.7 Proteção diferencial de Terra Restrita.....	110
5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	111
6 METODOLOGIA APLICADA PARA AVALIAÇÃO EM LABORATÓRIO DO DESEMPENHO DE UM RELÉ COMERCIAL	113
6.1 INTRODUÇÃO	113
6.2 ALTERNATIVE TRANSIENTS PROGRAM (ATP)	113
6.2.1 Modelos de Transformadores	116
6.2.1.1 Transformador Ideal	116
6.2.1.2 Transformador Saturável	117

6.2.2 Sistema teste	118
6.3 PREPARAÇÃO DO ARQUIVO COMTRADE	121
6.3.1 Arquivo <i>Header</i> (.hdr)	122
6.3.2 Arquivo de configuração (.cfg).....	123
6.3.3 Arquivo de dados (.dat)	124
6.4 METODOLOGIA	125
6.5 TESTES DE EM LABORATÓRIO	128
6.5.1 Energização do transformador TF3 a vazio	134
6.5.2 Energização do transformador TF3 com saturação do transformador de corrente em duas fases.....	138
6.5.3 Curto circuito dentro da zona de proteção do transformador TF3	142
6.5.4 Energização do transformador TF3 e curto circuito fora da zona de proteção do transformador	145
6.5.5 Recomposição do transformador TF1 no sistema com falta fora da zona de proteção.....	150
7 CONCLUSÕES	155
7.1 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	156
REFERÊNCIAS	157

1 INTRODUÇÃO

O fornecimento de energia elétrica é um serviço que deve respeitar padrões de qualidade e continuidade, o que leva à necessidade de investimentos contínuos no sistema elétrico. Se o investimento for insuficiente, o risco da qualidade de serviço não ser atendida é alto, mas o excesso de investimentos pode tornar seu custo elevado. O planejamento e a operação de um sistema de energia elétrica buscam minimizar o custo de investimento, mantendo o atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos pelos órgãos reguladores.

Transformadores de potência são equipamentos muito utilizados nos sistemas de transmissão de energia elétrica, para interligar diferentes níveis de tensão, os quais são estabelecidos com o intuito de transmitir energia com baixo valor de perdas. Quando ocorre uma falta em uma subestação, deve-se verificar se não houve danos no transformador antes de religá-lo durante o período de recomposição. Caso haja alguma falha no transformador, a concessionária deverá acionar a equipe de manutenção para realizar manutenção corretiva no equipamento, sujeito ao risco do tempo da manutenção se tornar extenso ou de ter que substituir o transformador de potência.

O sistema de potência deve ser projetado para suprir energia constantemente aos pontos ao qual foi designado e agir com segurança perante faltas e/ou condições adversas. Os diversos equipamentos que compõem os subsistemas de geração, transmissão e distribuição de energia necessitam de sistemas de proteção eficazes, visando contribuir para o atendimento das metas de confiabilidade e segurança impostas às empresas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e Agência de Energia Elétrica (ANEEL).

A legislação vigente no Brasil determina metas de desempenho na operação do sistema elétrico. Em cada região do sistema interligado nacional (SIN) há um nível de confiabilidade a ser atendido, e caso a concessionária não cumpra as metas determinadas, estará sujeita a punições, passíveis de multa. Os procedimentos de rede são documentos elaborados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), com o auxílio dos agentes, e aprovados pela ANEEL, regulamentando os requisitos necessários para praticar as atividades de planejamento, transmissão, programação e operação em tempo real no SIN (ONS, 2009).

Os objetivos em Operador Nacional do Sistema Elétrico (2009) são garantir e demonstrar transparência, integridade, equanimidade,

reprodutibilidade e excelência da operação do SIN e estabelecer as responsabilidades do ONS e dos agentes no que se referem a atividades, insumos, produtos e prazos para executar a operação integrada dos recursos de geração e transmissão do SIN, e especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Prestação de Serviço de Transmissão, dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão e dos Contratos de Uso da Transmissão. Todas as atividades do ONS são baseadas em regras, critérios e procedimentos técnicos buscando o ponto ótimo de operação do SIN, compatibilizando a otimização energética com a segurança elétrica.

O sistema de proteção é composto basicamente por relés, disjuntores, sensores, bancos de bateria e transformadores de potencial e de corrente. Os equipamentos pertencentes ao sistema de proteção devem garantir uma análise correta do problema, e responder rapidamente com ações corretivas ou de recomposição.

As qualidades essenciais de um sistema de proteção são: confiabilidade, seletividade, rapidez e sensibilidade (THE ENGLISH ELECTRIC COMPANY, 1967). Estas características são combinadas entre si para garantir o desempenho correto do sistema de proteção. O sistema de proteção deve determinar o tipo de falta que ocorreu no sistema e qual o equipamento afetado, isolando a menor área em que o equipamento se encontra (seletividade). A sensibilidade corresponde à capacidade do sistema de proteção em responder às anomalias nas condições de operação.

Para atender ao requisito de seletividade, o sistema protegido é normalmente dividido em zonas que são parcialmente sobrepostas e os dispositivos responsáveis pela proteção destas zonas são coordenados com a finalidade de não permitir desligamentos desnecessários, que prejudicariam a operação do sistema. Caso ocorra uma falta em uma determinada zona, esta deve ser isolada do sistema o mais breve possível (requisito rapidez).

Os relés eletromecânicos foram por várias décadas componentes essenciais para a proteção dos sistemas de potência, mas após o desenvolvimento dos relés digitais na década de 60, estes equipamentos vêm sendo substituídos gradativamente nas subestações existentes. Os projetos de novas subestações de energia elétrica empregam exclusivamente relés de proteção digitais. Isto se tornou possível devido ao desenvolvimento da tecnologia de redes de comunicação de dados e processamento digital de sinais, permitindo aplicar lógicas de proteção, e monitoramento e controle em tempo real de sistemas de potência em apenas um relé (COURY; OLESKOVICZ;

GIOVANINI, 2007). O uso da proteção digital oferece algumas vantagens em relação ao emprego de relés eletromecânicos, como a redução de custo, maior precisão nos ajustes, flexibilidade para realizar funções adicionais como medição e controle, confiabilidade e possibilidade de implementação de novos algoritmos e o uso de técnicas de inteligência artificial.

A política de desregulamentação do setor elétrico incentivou a construção de unidades geradoras de pequeno porte, conectadas a sistemas de distribuição tradicionalmente radiais, o que aumentou o nível de complexidade dos sistemas de proteção utilizados nestas redes.

Embora os relés digitais tenham muitas vantagens em relação aos relés eletromecânicos e estáticos, há algumas condições de operação em que eles podem operar indevidamente, desligando desnecessariamente um equipamento importante para transmissão de energia elétrica, com o transformador de potência. Como uma forma de contornar este problema, surgiu o conceito de proteção adaptativa, onde os ajustes das funções de proteção são realizados automaticamente, de acordo com o ponto de operação do sistema (DAVID; LI; XIA, 1994).

1.1 OBJETIVOS

Este trabalho propõe avaliar o desempenho da proteção diferencial em transformadores de potência perante condições especiais de operação através de um relé digital comercial. São estudadas as principais funções de proteção de transformadores, priorizando a proteção diferencial e o ajuste desta proteção nos relés digitais.

1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral é avaliar o desempenho de um relé comercial de proteção através da aplicação de testes utilizando dados de período transitório.

1.1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho compreendem a modelagem do transformador para baixas frequências, simulação de algumas condições de operação em *software* de análise de período transitório e conversão do resultado da simulação para o padrão IEEE COMTRADE. Os dados destes arquivos são carregados em uma fonte analógica multicanal e os sinais gerados são transmitidos ao relé digital.

1.1.3 Organização da Dissertação

Esta dissertação se divide em sete capítulos. O capítulo 2 constitui uma revisão bibliográfica sobre os relés digitais e as melhorias propostas na literatura para aumentar a eficácia da proteção diferencial. Os modelos mais usuais de transformadores são descritos no terceiro capítulo. O capítulo 4 discorre sobre os transformadores de instrumentos e o capítulo 5 apresenta as funções de proteção usuais empregadas em transformadores.

A metodologia adotada neste trabalho para simulação de diversas condições de operação normal e sob falta e os resultados dos testes para avaliação do desempenho da proteção diferencial em algumas condições de operação são descritos no capítulo 6.

As conclusões deste trabalho e propostas para continuidade desta pesquisa sobre proteção digital de transformadores são apresentadas no capítulo 7.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 INTRODUÇÃO

Com a aplicação de relés digitais nos sistemas de proteção surgiram inúmeras publicações em conferências e revistas sobre proteção. Apesar do avanço da tecnologia digital das últimas décadas ter se refletido nos sistemas de proteção e comunicação em uso atualmente nas subestações e usinas do sistema elétrico, algumas situações anormais de operação ainda podem causar a atuação indevida de relés digitais ou a sua não atuação em situações de falta.

Os efeitos eletromagnéticos pertencentes à operação do transformador despertam grande interesse de pesquisadores em estudá-los com o objetivo de sugerir metodologias para aprimorar a proteção diferencial em transformadores. Apesar de o transformador ser um equipamento simples, os efeitos eletromagnéticos em período transitório neste equipamento podem acarretar em operações indevidas dos relés de proteção, o que traz certa complexidade na atividade de proteção diferencial. A expansão do sistema e o desenvolvimento da geração distribuída trouxeram novos desafios aos sistemas de proteção de equipamentos, devido às novas configurações de sistemas de potência que podem surgir, o que se tornará tópico de discussão entre engenheiros de proteção e pesquisadores.

Neste capítulo serão apresentados alguns trabalhos sobre os fenômenos eletromagnéticos que envolvem os transformadores de potência, como as correntes de *inrush* e energização solidária, além dos *softwares* de análise destes efeitos no comportamento do sistema de potência.

Com a instalação de relés digitais nas subestações, em substituição dos relés eletromecânicos, permitiu-se aos engenheiros de proteção o desenvolvimento de algoritmos mais complexos para melhorar a proteção de equipamentos de sistema de potência. Os testes de relés digitais em período transitório são objetos de pesquisa para fabricantes e universidades, onde são aplicadas novas técnicas de processamento digital de sinais e técnicas de inteligência artificial.

2.2 FENÔMENOS ELETROMAGNÉTICOS EM TRANSFORMADORES

Bronzeado et al. (1998) descrevem alguns fenômenos referentes ao período transitório no sistema interligado nacional, como a

energização de transformadores de potência, que trazem problemas na qualidade de energia elétrica do sistema. É sugerido como solução para mitigar os efeitos do período transitório o chaveamento controlado, utilizando equipamentos de sincronização e controle. No caso de transformadores de potência, a situação ideal é conhecer o fluxo residual no núcleo do transformador para aplicar o chaveamento controlado. O instante ótimo para fechar o disjuntor através desta técnica iniciaria o fluxo magnético com mesma magnitude e sinal oposto do fluxo residual. Como é difícil conhecer os valores dos fluxos residuais em transformadores trifásicos, esta técnica não se torna a melhor solução para diminuir o efeito da corrente *inrush*.

A corrente de *inrush* nos transformadores é analisada em Wu et al. (2006). Através do circuito equivalente de um transformador de dois enrolamentos, o fluxo magnético é equacionado para atender ao objetivo de reduzir as correntes de *inrush* através do controle de fechamento de um disjuntor. Exemplos típicos de energização do transformador sem controle no fechamento do disjuntor foram simulados apresentando uma concentração de harmônicos de segunda ordem de 15% da componente fundamental quando o transformador é energizado a vazio, atuando indevidamente a proteção diferencial. Após retificar o ajuste do elemento de bloqueio de harmônicas de 15% para 10%, o relé não atuou.

A situação de energização de um transformador conectado em paralelo a outro transformador foi discutida em Hayward (1941), através de testes em laboratório. É demonstrado no trabalho que a corrente de *inrush* afeta o transformador com carga que está conectado em paralelo àquele em processo de energização, afetando a proteção diferencial nos dois equipamentos. O autor sugere a utilização do relé com proteção de restrição a harmônicos, que distingue a corrente de *inrush* da corrente de falta interna do transformador, sendo uma solução melhor do que os relés de sobrecorrente e diferenciais de alta velocidade.

O efeito da corrente de *inrush* também foi analisado em Bronzeado, Brogan e Yacamani (1996), desta vez em sistemas que apresentam resistências consideráveis, como os sistemas com longas linhas de transmissão. Discutiu-se o fenômeno de energização solidária entre transformadores, aumentando a duração e magnitude das correntes de *inrush*, aumentando o risco de saturação dos transformadores conectados no sistema. Como conseqüências da energização solidária, surgem problemas na operação do sistema e sobretensões harmônicas temporárias. O conteúdo de harmônicos é comparado entre as situações onde ocorrem correntes de *inrush* com a energização solidária e sem a presença deste fenômeno, e comprova-se que no primeiro caso as

correntes de *inrush* têm um período maior de ciclos até sua extinção.

Em Bronzeado e Yacamani (1995), as correntes de *inrush* e a energização solidária são analisadas em sistemas contendo transformadores em paralelo e em série, e observa a redução deste fenômeno quando a resistência dos enrolamentos ou a resistência entre os transformadores são altas. A energização solidária é causada pela queda de tensão na resistência do sistema originada pela corrente de *inrush*, sendo o valor da resistência série total do sistema o fator determinante para causar este fenômeno.

Outros fatores que influenciam na energização solidária foram analisados em You et al. (2008), tendo como objetivo estimar as razões das correntes de *inrush* em relação a corrente nominal e mitigar seus efeitos indesejáveis. Este trabalho aborda a flutuação assimétrica de tensão em que a energização de um transformador a vazio pode causar no barramento de uma subestação, gerando correntes de *inrush* em transformadores adjacentes. O autor verificou que no momento de energização do transformador, o instante em que o disjuntor ou chave é fechada pode diminuir os efeitos da corrente de *inrush*, quando o deslocamento angular da tensão em relação a corrente nominal é próximo de 90 graus. Quando o transformador que está conectado em paralelo com o transformador em energização está alimentando uma carga pesada ou se o sistema possui uma baixa relação X/R, a energização solidária entre as correntes de *inrush* reflete na redução da magnitude destas correntes.

O fluxo residual é um fator crucial para a saturação de transformadores, produzindo correntes de alta magnitude e com tempo maior de dissipação da componente contínua. O tipo de conexão do transformador influencia na magnitude das correntes de *inrush* devido às correntes de sequência zero, o que causa aumento na amplitude.

A componente contínua de decaimento exponencial da corrente transitória pode ocasionar operações indevidas em relés, dependendo do tipo de aplicação para o qual ele está sendo utilizado (STRINGER, 1997). Nesta publicação, o autor reforça a influência da componente DC da corrente na saturação do núcleo dos transformadores de corrente, causando distorção na forma de onda de corrente. Se um sistema que requer interrupção da corrente de falta com tempos de mínimos, o relé eletromecânico pode operar indevidamente. O exemplo adotado por Stringer (1997) considerou relés de sobrecorrente temporizados, que são aplicados na proteção primária de alimentadores e também como proteção de retaguarda de transformadores ou ainda como detectores de falta em esquemas de falha de disjuntores. Dependendo do tempo de

atraso ajustado na proteção, o relé entrará em operação devido à presença da componente DC da corrente de falta.

2.3 MODELAGEM E SIMULAÇÕES EM SOFTWARES DE ANÁLISE EM PERÍODO TRANSITÓRIO

O desenvolvimento na área de informática e programação tornou possível realizar simulações em sistemas de potência, avaliando seu comportamento perante situações de falta e outros tipos de condições de operação. Uma visão global dos programas disponíveis para estudos de transitórios em sistemas de potência é apresentada em Mahseredjian, Dinavahi e Martinez (2007), que distingue as ferramentas de simulação em modo *offline* e em tempo real. Há *softwares* como *Alternative Transient Program* (ATP), e *Matlab*, com a utilização de *Toolboxes* disponíveis no *Simulink*, entre outros, que emulam situações de falta em sistemas de potência, fornecendo gráficos e outros tipos de informações, que podem ser convertidos em formato COMTRADE, padrão adotado por IEEE (2007) e disponibilizados para simulação em laboratório. Assim diversas situações podem ser testadas nos relés digitais comerciais, a fim de avaliar a eficácia das lógicas de proteção destes equipamentos. O *Real Time Digital Simulator* (RTDS) permite aplicar simulações em dispositivos em sincronismo com *clock* em tempo real, visando testar o componente perante situações não proporcionadas em simulação *offline* (MAHSEREDJIAN; DINAVAHI; MARTINEZ, 2009).

A energização de transformadores é estudada em Barros et al. (2009). A entrada em operação de novos transformadores deve ser precedida de estudos pré-operacionais, incluindo análises de regime permanente, regime transitório e curto circuito. Os autores ressaltam a importância destes estudos para definir condições seguras para a realização de manobras, visando minimizar riscos de desligamentos indesejados, garantindo integridade e vida útil dos equipamentos das subestações. Os estudos são realizados com o *software* ATP, a fim de verificar sobretensões temporárias, correntes de *inrush* e riscos de desligamento de compensadores estáticos e elevadas correntes nos bancos de capacitores shunts, seguindo os procedimentos de rede disponibilizados pelo ONS. Algumas simulações são comparadas com os registros de campo, apresentando boa concordância entre os parâmetros obtidos, o que indica boa exatidão dos modelos dos equipamentos e do sistema elétrico utilizados.

Akkouche et al. (2011) descrevem plataformas computacionais

para simulação de transitórios eletromagnéticos que permitem o estudo de fenômenos como saturação de transformadores de corrente, ferromagnetismo, harmônicas, etc. Estas ferramentas permitem estudar os variados modelos dos equipamentos do sistema de potência, gerando arquivos que contêm informação sobre o período transitório, permitindo ao engenheiro de proteção avaliar o desempenho do sistema de proteção nestas situações. Neste trabalho foram analisados variados modelos de relés de proteção sob comportamento não linear do núcleo magnético dos transformadores de corrente. Em um dos casos simulados, a saturação do transformador de corrente reduz a magnitude de corrente de entrada do relé, o que poderia atrasar a operação do elemento de sobrecorrente.

A aplicação de cargas não-lineares e o desenvolvimento da eletrônica de potência levam à injeção de harmônicas nos sistemas elétricos de potência, que distorcem as formas de onda de tensão e corrente nos sistemas de potência. Os relés digitais convertem os sinais analógicos em sinais digitais, os tratando através de filtros, e estão sujeitos aos efeitos de transitórios eletromagnéticos. Em Martinez-Cardenas e Medina (2005) os autores analisam o impacto da distorção harmônica no sistema de proteção digital através de simulações empregando o *software* PSCAD. Os resultados das simulações são aplicados em um relé digital através de uma fonte de testes. A função de proteção de sobrecorrente foi testada perante injeção de harmônicas de terceira, quinta e sétima ordem, e os resultados mostraram boa operação do filtro de harmônicas, havendo poucas diferenças no tempo de *pickup* do relé, mesmo em casos que a amplitude do sinal de corrente é quase o dobro da amplitude do sinal sem distorção harmônica.

O rápido aumento da carga industrial não linear na China e casos de operações indevidas da proteção diferencial de transformadores foram razões para realizar o trabalho descrito em Lin e Weng (2009). Neste artigo as características de saturação do núcleo do transformador e a carga não linear são modeladas para analisar o período transitório e as formas de onda das correntes de *inrush* quando estas cargas entram em operação, nos dois enrolamentos do transformador.

A modelagem de transformadores e relés digitais são ferramentas práticas para avaliar o desempenho dos equipamentos de proteção. Folkers (1999) discute os programas disponíveis para avaliar os modelos dos equipamentos em período transitório e os efeitos das características do sistema de potência em estudo nos equipamentos de proteção. A construção de um modelo efetivo de transformador de corrente é realizada através dos dados de sua curva de excitação e os

manuais de instruções dos relés permitem construir um modelo deste dispositivo para entender o desempenho transitório do relé no sistema e melhorar as configurações de sua proteção.

A modelagem do transformador de potência e a seleção adequada de transformadores de corrente aplicados à proteção diferencial são estudados em Guzman, Zocholl e Hou (1995). As expressões pertencentes ao modelo básico do transformador são apresentadas junto ao modelo da curva de histerese baseado na equação empírica de Frolich. Os autores concluem que a modelagem da curva de histerese não melhora significativamente o modelo do transformador para avaliação do desempenho de relés de proteção, portanto a complexidade do modelo pode ser reduzida e, conseqüentemente, o tempo de simulação. Um banco de transformadores de 15 kVA foi testado em laboratório nas situações de energização e sobre-excitação e os sinais de corrente medidos são comparados com os sinais de corrente registrados em simulações com o modelo do transformador, tendo sido constatada a similaridade na forma e magnitude dos sinais comparados. A concentração de corrente de segunda harmônica obtida foi de 60% em relação à componente fundamental na energização do transformador, o que permite ajustar adequadamente os elementos diferenciais do relé digital, como o elemento de bloqueio de segunda harmônica e o elemento diferencial sem restrição, para não causar operação indevida do relé. Na sobre-excitação do transformador, o elemento detector de quinta harmônica pode identificar as condições de sobre-excitação, bloqueando o elemento diferencial, ou gerando alarme ou até enviando sinal de abertura do disjuntor adjacente ao transformador. O relé digital diferencial se mostra confiável sob diversas condições de operação, característica não existente nas tecnologias que o precederam.

O transformador de corrente é susceptível aos efeitos de período transitório, se tornando objeto de estudo para seu comportamento no sistema de proteção. Um modelo do transformador de corrente é empregado em Leelajindakrairek et al. (2009) para analisar o fenômeno transitório no ATP-EMTP. O núcleo de ferro dos transformadores de corrente pode entrar em estado de saturação na presença de correntes de curto-circuito ou em períodos transientes. O trabalho descreve os procedimentos para modelar o transformador de corrente com o ramo magnetizante baseado em um indutor não linear. Os autores empregam um modelo de transformador de corrente monofásico para realizar as simulações computacionais. Os arquivos dos resultados obtidos através das simulações foram adaptados para serem utilizados em um programa de testes e transmitidos a um relé de proteção comercial. Os resultados

destes modelos evidenciam um tempo maior de operação do relé para as condições de saturação do transformador de corrente e para a classe exatidão do equipamento. A relação X/R da carga do transformador de corrente também atua na condição de saturação do transformador de corrente. As simulações contemplando este comportamento dos transformadores de instrumentos permitem escolher um ajuste mais favorável do relé ao desempenho eficaz do sistema de proteção, eliminando a falha em menor tempo. Os elementos diferenciais do relé digital diferencial de corrente são apresentados em diagramas de blocos, evidenciando o processo de aquisição e filtragem dos dados de corrente dos enrolamentos do transformador. Os autores discutem as lógicas de proteção diferencial de bloqueio, que proporcionam maior segurança na operação da proteção do que os elementos diferenciais sem restrição perante algumas situações de operação. Os relés digitais possuem detectores de conteúdo de harmônicas, possibilitando melhor distinção entre situações de falta e operação normal.

Al-Abbas e El-Amin (2006) discutem os efeitos de saturação dos transformadores de corrente nos relés digitais de sobrecorrente, através de simulações em laboratório e comparando as formas de onda medidas com as formas de onda provenientes do modelo dos elementos não lineares do *software* ATP. Evidencia-se que a especificação de um transformador de corrente para compor a proteção digital de sobrecorrente é muito importante para a coordenação da proteção digital, pois o relé digital de sobrecorrente temporizado é afetado pela saturação do transformador de corrente. Os mesmos autores em Al-Abbas e El-Amin (2006) recomendam algumas práticas para a especificação do transformador de corrente para conexão com relés digitais de sobrecorrente instantâneos.

Com o auxílio do *software* ATP, Camarena (2004) compara os resultados de simulação de modelo de transformador de corrente do programa com oscilografias que comprovam a saturação de transformadores. A curva de saturação do transformador foi fornecida, junto com seus dados característicos, que aliados ao modelo de transformador saturável incluído no simulador, tornaram possível simulações de falta. Uma falta trifásica foi simulada em um sistema de distribuição para comprovar a saturação do transformador de corrente no período transitório. Estes programas de simulação de transitórios permitem uma especificação apropriada do transformador de corrente para as proteções associadas ao sistema de energia.

2.4 RELÉS DIGITAIS

Quando os relés digitais microprocessados surgiram, não se tinha certeza se estes equipamentos eram ágeis e confiáveis, devido a diferenças nos seus algoritmos internos. Jeyasurya e Rahman (1988) comparam algoritmos de proteção diferencial e concluem que todos são capazes de distinguir faltas internas da corrente de *inrush* e podem ser facilmente implementados em relés diferenciais microprocessados.

A estrutura do *hardware* e lógica de proteção do relé digital para transformadores são apresentados em Kastenny e Kezunovic (1998) onde são discutidas as diretrizes futuras da proteção digital e novas abordagens perante técnicas de inteligência artificial aliada a técnicas avançadas de processamento digital de sinal. A importância da proteção do transformador é evidenciada devido ao custo alto de manutenção do transformador. Os custos relacionados a uma retirada indevida de operação de um transformador de grande porte também são altos, logo, a proteção deve agir com mínimo número de falhas.

O desenvolvimento da proteção digital permitiu construir novos elementos de proteção, combinando a confiabilidade do elemento de restrição de harmônicas com a agilidade do elemento de bloqueio de harmônicas. O desempenho do relé de proteção pode ser melhorado com as adaptações da lógica de proteção disponíveis nos relés digitais comerciais. De acordo com Fischer, Guzman e Labuschagne (2009) muitos elementos de proteção podem ser configurados em um relé digital comercial, customizando a proteção do transformador. São listadas neste trabalho as vantagens e desvantagens dos métodos de proteção, como o elemento diferencial com bloqueio a harmônicas, elemento diferencial com restrição a harmônicas, elemento diferencial que combina os dois elementos anteriores, elemento diferencial de sequência negativa e elemento de tempo inverso.

A importância das configurações de proteção do relé digital também é reforçada em Wang e Hamilton (2008). Os autores fazem uma análise de métodos de proteção que utilizam as informações sobre as harmônicas de segunda ordem nas correntes de *inrush* para assegurar operação correta da proteção na condição de energização de transformadores. O método de restrição com compartilhamento de somatório de harmônicas proporciona uma boa confiabilidade enquanto mantém segurança para a proteção diferencial. O método que analisa a porcentagem de harmônicas na corrente pode causar bloqueio inesperado na proteção perante a uma falta verdadeira no período de energização. O método que analisa as harmônicas por fase garante uma

boa confiabilidade, mas não proporciona segurança em sua operação, enquanto o método de bloqueio em cruz ou em X (*cross-blocking*) tem características opostas ao primeiro método.

Uma preocupação na operação dos relés digitais na proteção diferencial de transformadores é a situação de faltas internas, como as faltas entre espiras e a terra, que podem causar a não operação da proteção diferencial (MAGRIN; ROCHA; ABOUD, 2010). A sensibilidade para faltas internas pode ser melhorada através do elemento diferencial de sequência negativa, que possui princípio de operação similar ao elemento diferencial de fase tradicional. Houve simulações de falta entre espiras em 2% do enrolamento do transformador em que o algoritmo de detecção de falta interna e externa, em conjunto com o elemento diferencial de sequência-negativa, sinalizou a existência de falta interna no transformador, eliminando a falta. Em caso de falta entre espira e a terra, o elemento de proteção de falta à terra restrita detectou a falta interna, eliminando a falta em 2,3 ciclos. Este fator aumenta a sensibilidade da proteção do transformador, mas este elemento somente pode ser aplicado em transformadores com conexão estrela aterrado, devido à utilização dos correntes de sequência zero dos transformadores de corrente. Esta proteção se torna imune a condições de carga. A modelagem dos transformadores para faltas internas permitiu avaliar o comportamento do sistema perante faltas entre espiras e faltas fase-terra e comprovar a eficácia da proteção do relé digital, mesmo em situações de alta saturação dos transformadores de corrente.

2.5 APLICAÇÕES DE TÉCNICAS DE PROCESSAMENTO DE SINAIS E INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL

O avanço de técnicas de processamento de sinais tornou possível criar novas ferramentas para aperfeiçoar a análise dos sinais provenientes de um sistema de potência, como a transformada *Wavelet*. O trabalho desenvolvido em Nagaopitakkul, Ngamroo e Kunakom (2005) apresenta a aplicação desta ferramenta matemática e um algoritmo de decisão para detectar faltas internas em transformadores trifásicos de dois enrolamentos e correntes de curto circuito em linhas de transmissão ou em cabos conectados ao transformador. Os autores recorrem ao *software* ATP para gerar os sinais de faltas internas e externas do sistema de potência modelado e importaram os dados ao *software* MATLAB para implementar o algoritmo de decisão e a transformada *Wavelet* discreta. Esta técnica se mostra poderosa para

análise precisa de operação dos relés diferenciais em transformadores de potência, pois a transformada *Wavelet* permite detectar precisamente componentes de baixas e altas frequências dos sinais em período transitório, enquanto que a transformada de Fourier é baseada em sinais sinusoidais puros.

A inteligência artificial é uma alternativa para desenvolver novas funções, visando melhorar o desempenho dos relés digitais. Seu uso se tornou possível devido ao avanço da tecnologia digital, que permite lidar com a transmissão dos sinais elétricos e criar sistemas híbridos, que mesclam métodos convencionais e métodos baseados em técnicas de inteligência artificial.

A proteção diferencial de transformadores em relés digitais possibilita criar uma ferramenta baseada na lógica *fuzzy*, como a descrita em Kastenny e Wiszniewski (1995). O algoritmo de proteção é dividido em critérios, aglutinando conhecimentos de proteção e critérios de decisão em regras, ajustando funções de pertinência para os sinais de entrada do relé. Três critérios são adotados para o algoritmo: detecção de falta, mínimo custo devido à operação indevida e obtenção de informações suficientes sobre o caso simulado. Este algoritmo permite que o relé tenha um tempo de operação variável, dependente dos fatores de ponderação e dos critérios atingidos pelos sinais transitórios de corrente e tensão, permitindo gerar um sinal de *trip* mais confiável.

Outro trabalho baseado em na lógica *Fuzzy* é apresentado em Barbosa et al. (2006). A ferramenta criada permite distinguir as condições de operação inerentes aos transformadores, como faltas internas e externas e energização. Os processos de inferência da lógica *Fuzzy* possibilitam que o relé atue rapidamente frente às situações de ocorrências de faltas internas ao transformador. O algoritmo proposto foi baseado na disponibilização de relés monofásicos, o que levou a aplicação dos procedimentos do sistema *Fuzzy* a cada fase em específico. Os critérios utilizados para designar as entradas da ferramenta são baseados nas restrições harmônicas, curva característica diferencial do equipamento e na variação do fluxo magnético no núcleo, incluindo limiares de atuação. Os resultados proporcionados pela ferramenta demonstraram alta sensibilidade e seletividade do algoritmo proposto, o que demonstra sua aplicabilidade para solução de problemas na proteção diferencial de transformadores de potência.

Coury e Segatto (2005) propõem a aplicação de redes neurais artificiais para a correção dos sinais distorcidos causados pela saturação do transformador de corrente. A ferramenta visa evitar a operação atrasada ou indevida do relé de proteção digital devido à saturação do

transformador de corrente, já que esta causa uma redução no valor eficaz de corrente medido para a corrente de falta. O treinamento da rede neural artificial desenvolvida foi baseado em simulações realizadas através do *software* ATP, englobando várias situações de operação e faltas do sistema de potência.

3 TRANSFORMADORES

3.1 INTRODUÇÃO

O transformador é um equipamento que possui dois ou mais circuitos elétricos acoplados por um circuito magnético comum. Apesar de não ser um dispositivo de conversão de energia, os transformadores de potência são equipamentos essenciais para realizar a transmissão de energia elétrica entre unidades geradoras e consumidoras. Sua função é interligar diferentes níveis de tensão.

As unidades geradoras podem produzir energia elétrica com uma tensão de menor magnitude e transferi-la para as unidades transmissoras com uma tensão de magnitude mais elevada. Nos sistemas de distribuição, o nível de tensão fornecido pelas subestações é de 34,5 kV, 23 kV ou 13,8 kV e convertida para a tensão desejada por transformadores instalados próximos da região onde o consumidor está lotado para reduzir muitas perdas técnicas na distribuição da energia.

Os transformadores possuem diversas características que são função do tipo de carga que será suprida ou do ambiente onde se pretende instalá-los. O processo de fabricação e a linha de produção de fabricantes de transformadores são similares, apresentando pequenas diferenças quanto aos recursos técnicos disponíveis, o que implicam na qualidade final do equipamento (MAMEDE, 2005).

As partes principais de um transformador são listadas a seguir:

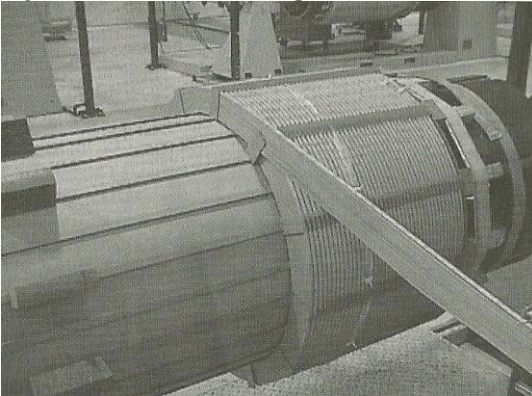
- o circuito magnético;
- os enrolamentos primários e secundários;
- isolamento dos enrolamentos;
- derivações das bobinas, junto com suas modalidades de apoio e terminais;
- reservatório com resfriamento da superfície e do isolante;
- buchas;
- tanques;
- comutadores de derivação, e;
- sistema de refrigeração.

O circuito magnético consiste em um núcleo laminado, que no caso ideal, deveria ter em seu formato seções perfeitamente circulares, a fim de não desperdiçar espaço que seria tomado pela isolamento entre as

lâminas. Lâminas de larguras e tamanhos diferentes são utilizadas para aproximar o núcleo de uma seção circular (HARLOW, 2004). Para aplicação em baixa magnitude, emprega-se o núcleo retangular, constituído por tiras de mesma largura. O núcleo é mantido por estruturas mecânicas e as lâminas do núcleo são realizadas em conjunto com parafusos e materiais isolantes, como fitas ou bandas, muitas vezes impregnadas com resina de fibra de vidro. O uso de parafusos está sendo desprezada pela indústria, pois aumenta as perdas no núcleo e requer espaço entre as lâminas do núcleo, aumentando o risco de falha na isolação do transformador (FRANKLIN; FRANKLIN, 1983).

As bobinas do transformador consistem em condutores de corrente em volta da seção do núcleo, e devem estar devidamente isoladas na operação do equipamento. Usualmente, os condutores possuem seções retangulares e são entrelaçados em vários pontos até se unirem na extremidade para evitar que circule correntes parasitas entre os condutores do enrolamento. Geralmente é utilizado cobre para constituir o enrolamento quando aplicado em transformadores de grande porte, pois é material com bom esforço mecânico, enquanto o alumínio se torna opção menos custosa e mais leve para ser utilizado nos enrolamentos de transformadores de pequeno porte.

Figura 1 – Enrolamento do tipo helicoidal.



Fonte: Harlow (2004).

Os aspectos construtivos do enrolamento do transformador podem variar em algumas formas, como o tipo espiral, disco e *crossover*. As bobinas em forma de espiral são recomendadas para enrolamentos que possuem elevada corrente, utilizada nos enrolamentos de baixa tensão. Representadas na figura 1, as bobinas em espiral

consistem em camadas enroladas por toda extensão da bobina, e o condutor composto é formado por uma série de tiras quadradas ou retangulares em paralelo (HARLOW, 2004). As bobinas do tipo helicoidal têm um número de condutores retangulares enrolados em paralelo radialmente para que cada volta ocupe uma profundidade total radial do enrolamento.

Figura 2 – Enrolamento do tipo disco.



As bobinas em forma de disco são formadas por múltiplos discos enrolados continuamente de um fio único ou de um número de condutores em paralelo. A estrutura inteira do enrolamento é capaz de resistir os estresses causados pelas correntes de curto circuito. Quando necessário, os condutores podem ser reforçados pelo acréscimo de material isolante no revestimento (FRANKLIN; FRANKLIN, 1983). O enrolamento do tipo disco é representado na figura 2, onde é possível observar a transposição dos condutores.

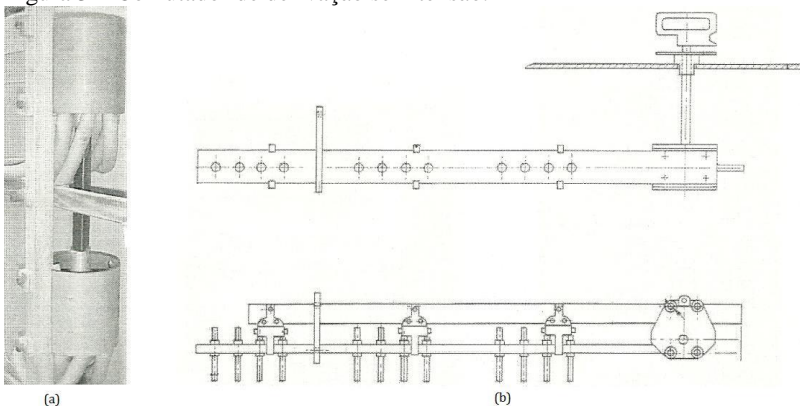
O transformador de potência possui um tanque para abrigar a parte ativa do transformador e o óleo isolante. O tanque e a tampa devem ser de chapas de aço. A tampa do tanque deve ser projetada para evitar o contato do ar e umidade com o óleo isolante, para não contaminá-lo e a superfície interna e externa do tanque deve ter proteção

contra corrosão. A pintura no interior do tanque não pode reagir com o óleo isolante e deve ter alta resistência. Para evitar aumento desnecessário da temperatura do transformador, a pintura externa deve evitar a absorção de radiação solar. O transformador pode ter um tanque de expansão para alocar o óleo durante sua dilatação térmica.

O comutador de derivação é um componente do transformador que realiza o chaveamento entre as derivações dos enrolamentos do transformador. Este componente permite alterar a relação de transformação através de *taps* para compensar queda de tensão devido às perdas no sistema de potência. A comutação pode ser realizada sem tensão ou em carga e seu acionamento pode ser manual ou motorizado.

Os comutadores de derivação do tipo rotativo e do tipo linear são alguns modelos de comutador de derivação sem tensão. O comutador de derivação sem tensão do tipo rotativo, representado no item (a) da figura 3, é composto de pinos de cobre fixos entre dois painéis de material isolante e a manivela com o contato móvel dispõe de uma ou mais cunhas estanhadas, posicionadas por molas de aço que asseguram alta pressão entre os pinos e a cunha. Há também o comutador de derivação linear, apresentado no item (b) da figura 3, constituído por duas réguas: uma composta pelas escovas e a outra contém a engrenagem que realiza a troca de posição e os pinos fixos de latão para a conexão dos cabos com a escova.

Figura 3 – Comutador de derivação sem tensão.



O comutador de derivação em carga, conhecido também como *on-load tap-changer*, permite realizar o chaveamento entre a derivação dos enrolamentos com tensão. A figura 4 apresenta o comutador de

derivação em carga, que possui duas funções básicas: selecionar a posição do *tap* do transformador e transferir a potência para esta posição sem interrupção da corrente que flui no enrolamento. A transferência de potência ocasiona arcos elétricos, o que pode comprometer as características do óleo isolante no tanque do transformador (KRAMER, 2000). Para contornar esta situação, os comutadores podem ser alocados em compartimento separado do tanque principal do transformador. Há dois princípios de operação do comutador de derivação em carga: o comutador com resistor de alta velocidade e o comutador com Reator.

Figura 4 – Comutador de derivação em carga.



A temperatura de operação do transformador não pode violar limites pré-estabelecidos. Há um sistema de refrigeração para eliminar o calor gerado pelas perdas internas do transformador. Os métodos de resfriamento são classificados por símbolos, indicando a natureza do meio de resfriamento e a natureza da circulação. Por exemplo, os transformadores imersos em óleo, com as alternativas de resfriamento natural ou forçado a ar são classificados como ONAN/ONAF.

As faltas internas em transformadores causam risco à segurança das pessoas que trabalham próximas ao equipamento, devido à possibilidade de explosão. Estes eventos ocorrem por curto circuito entre espiras do enrolamento do transformador, falha de isolamento das

buchas, e sobreaquecimento no núcleo do transformador ou são provenientes de defeitos na fabricação, como materiais defeituosos e erros nos aspectos construtivos do transformador.

Torna-se difícil avaliar qual é a verdadeira causa da falha em um transformador, pois o curto-circuito pode mascarar as avarias no equipamento. Ressalta-se a importância de estudar e avaliar o transformador, e seu local e condição de operação, para ter uma ideia geral da verdadeira causa da falha no equipamento. A mitigação das consequências do defeito no transformador pode ser dada por um sistema de proteção adequado e por inspeções regulares e minuciosas nos transformadores, como também a supervisão da condição de funcionamento.

O princípio de funcionamento do transformador consiste em uma aplicação de uma das equações formuladas por James Clerk Maxwell no século XIX, a lei de Faraday. Esta lei afirma que uma variação no fluxo magnético gera uma força eletromotriz no enrolamento envolvendo a seção através da qual este fluxo variou.

Quando é aplicada uma fonte de tensão alternada em um dos enrolamentos, se produz um fluxo magnético concatenado λ alternado com magnitude dependente do número de espiras N , da frequência e amplitude da tensão aplicada. Este fluxo induzirá uma tensão E nos outros enrolamentos, conforme equação (1), cuja amplitude dependerá do número de espiras N do enrolamento e do fluxo magnético ϕ , representados na equação (2).

$$E = \frac{d\lambda}{dt} \quad (1)$$

$$\lambda = N\phi \quad (2)$$

A figura 5 exibe a representação do núcleo do transformador, com a tensão V_1 aplicada no enrolamento primário do transformador e a tensão V_2 induzida no enrolamento secundário, devido ao fluxo magnético que circula no núcleo, cujas equações são descritas na seção 3.2. O valor de V_2 é proporcional ao número de espiras no enrolamento primário (N_1) e secundário (N_2). Os parâmetros I_1 e I_2 representam as correntes nos enrolamentos primário e secundário respectivamente. O núcleo laminado de um transformador é apresentado na figura 6.

Figura 5 - Representação do núcleo do transformador.

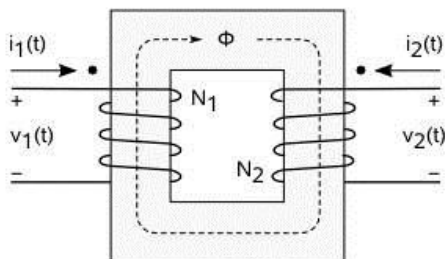
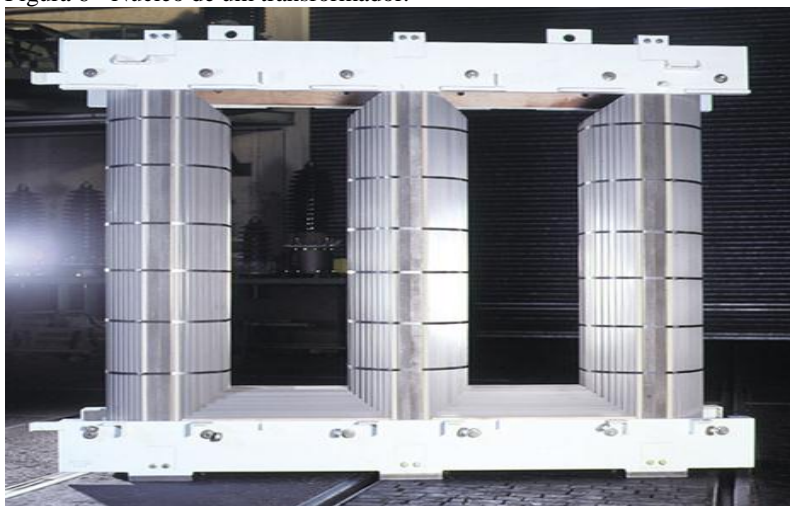


Figura 6 - Núcleo de um transformador.



Deve ser considerado o fluxo mútuo entre os enrolamentos do transformador na operação do transformador, como também o fluxo de dispersão. O fluxo disperso, representado pela equação (3), é caracterizado pelo fluxo que flui fora do núcleo do transformador, que é a diferença entre o fluxo total no enrolamento e o fluxo mútuo entre os enrolamentos do transformador, e que circula pelo material próximo aos enrolamentos. Os transformadores que operam em alta tensão possuem uma distância maior entre seus enrolamentos para atender ao nível de isolamento, provocando aumento na dispersão do fluxo no núcleo. O fluxo disperso nos dois enrolamentos induz uma tensão que se soma àquela produzida pelo fluxo mútuo, e varia linearmente com a corrente que circula no enrolamento primário, e é representada por uma indutância, denominada indutância de dispersão. O fenômeno não linear

do núcleo é considerado em outro modelo do transformador. Sua magnitude depende dos aspectos construtivos do transformador, como a geometria do núcleo e dos enrolamentos, e da corrente nos enrolamentos. A queda de tensão da indutância de dispersão influencia no fator de regulação do transformador. As perdas no transformador devido à resistência dos condutores do enrolamento devem ser consideradas no modelo do transformador.

$$\mathcal{P}_{dispersão} = \mathcal{P}_{enrolamento} - \mathcal{P}_{mútuo} \quad (3)$$

A lei de Lenz é um fenômeno similar à lei de Faraday, proveniente da equação de Maxwell, mas baseada na aparição de uma corrente induzida pelo núcleo, responsável por criar um campo magnético que tende a se opor à variação de fluxo magnético que a gerou, sendo denominada indução de reação. No caso do transformador, as correntes induzidas circularão em seu núcleo provocando seu aquecimento por efeito Joule. Estas correntes induzidas são denominadas correntes de Foucault, e devem ser evitadas na operação do transformador, pois podem causar a fusão do núcleo, causando risco de explosão e, conseqüentemente, a destruição do equipamento, o que é um risco para a segurança das pessoas que trabalham próximas ao transformador.

As perdas no ferro são as perdas por efeito Joule ocasionadas pelas correntes de Foucault e pelo ciclo de histerese. Uma técnica para diminuir as correntes induzidas no núcleo do transformador é laminar o material ferromagnético, impedindo a circulação livre destas correntes. A espessura da lâmina e a frequência de operação são diretamente proporcionais às perdas, o que em aspectos econômicos, implica num preço muito alto para adaptar a espessura das lâminas do núcleo quando a frequência de operação for alta. Os componentes harmônicos da corrente, gerados por alguma condição anormal de operação, podem elevar as perdas no ferro, aumentando a temperatura do núcleo, podendo causar destruição do material (BASTOS, 2003).

De acordo com Operador Nacional do Sistema Elétrico (2009), os transformadores devem ser dimensionados de forma a permitir sua energização tanto pelo enrolamento primário quanto pelo enrolamento secundário, sem causar restrição de operação. Cabe a empresa transmissora avaliar os impactos que a reatância do núcleo de ar e a curva de saturação possam causar ao SIN, devido às sobretensões e correntes de magnetização advindas do processo de energização. Esta

sobretensão sob o transformador pode causar transtornos na estabilidade do sistema de potência, devido sobretensões nas linhas de transmissão e barramentos. A inserção de *taps* nos enrolamentos primários e secundários do transformador permite ao operador o ajuste da relação de transformação do equipamento, sem criar distúrbios efetivos no sistema. Esta variação de tensão através do *tap* permite manter a tensão no enrolamento secundário constante caso haja alguma sobretensão no enrolamento primário do transformador. Esta operação pode ser realizada com o equipamento isolado da fonte, ou sem interrupção da corrente de carga.

3.2 MODELOS USUAIS DO TRANSFORMADOR

Há uma série de modelos de transformadores difundidos na literatura e pesquisa acadêmica. Trata-se nesta seção apenas o transformador de dois enrolamentos, onde um desses enrolamentos é denominado *primário*, enquanto o outro é chamado de *secundário*. O primeiro modelo considera o transformador de um modo ideal, desprezando os efeitos do fluxo de dispersão do primário e secundário e as perdas dos enrolamentos, como também a resistência e a reatância de excitação do núcleo do transformador.

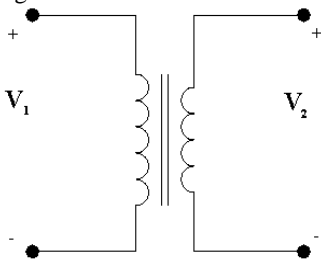
A figura 7 representa o modelo ideal de um transformador monofásico. As marcas de polaridade devem ser identificadas para apresentar como as bobinas estão acopladas magneticamente, e a equação (4), similar à equação (2), representa a tensão V_1 aplicada no primário, onde λ_1 é o fluxo concatenado do enrolamento primário, constituído de N_1 espiras e do fluxo no núcleo ϕ .

$$V_1 = \frac{d\lambda_1}{dt} = N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad (4)$$

O fluxo magnético ϕ no núcleo induz uma tensão V_2 no secundário, dada pela equação (5), onde N_2 é o número de espiras do enrolamento secundário.

$$V_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt} \quad (5)$$

Figura 7 – Modelo ideal do Transformador.



O fluxo do núcleo não se altera com a presença de carga no secundário, tornando desprezível a força magnetomotriz, resultando na equação (6),

$$N_1 i_1 - N_2 i_2 = 0 \quad (6)$$

A relação de transformação usualmente conhecida se constitui na equação (7).

$$n = \frac{N_1}{N_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{V_1}{V_2} \quad (7)$$

Uma análise mais completa de desempenho de transformadores necessita utilizar um modelo mais completo do transformador, que considere os efeitos das resistências e fluxos dispersos dos enrolamentos e as correntes finitas de excitação devidas à permeabilidade não linear do núcleo (FITZGERALD, 1975). A equação (8) representa a corrente de excitação do núcleo, que é tratada como uma corrente senoidal que pode ser decomposta em uma componente de perdas no núcleo do transformador e outra correspondente à corrente de magnetização, representadas por uma resistência e indutância respectivamente. Com estes dados, se pode determinar em programa computacional a curva de excitação do transformador, a fim de verificar a região de saturação do equipamento.

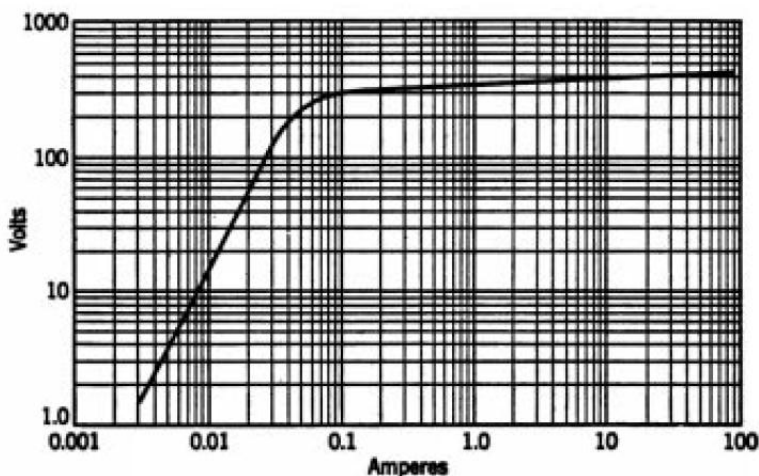
$$I_{excitação} = I_{magnetização} + I_{histerese} \quad (8)$$

A curva de excitação do transformador é necessária para obter a variação do fluxo magnético perante corrente que circula no núcleo de ferro do transformador e pode ser calculada pelos *softwares* de análise transitória, obedecendo algumas aproximações (LEUVEN EMT CENTER, 1987):

- Interpolação linear entre os pontos calculados;
- Negligência a histerese, e ;
- Uso da aproximação de diferença finita, com auxílio da regra da integração trapezoidal.

A figura 8 apresenta a curva de excitação de um transformador, determinada pela corrente de excitação e tensão nominal aplicada na derivação principal, onde é possível observar o ponto em que a curva entra em saturação para determinada corrente de excitação do transformador. A condição de operação em que os transformadores devem trabalhar é próxima deste ponto de saturação, e se deve atentar para o transformador não atingir a saturação perante fenômenos transitórios.

Figura 8 – Curva de excitação do transformador.



Fonte: IEEE (2007).

A permeabilidade dos materiais ferromagnéticos é dependente do campo magnético, e é obtida experimentalmente através da variação de indução magnética (B) x campo magnético (H). Com este levantamento, também é determinada a curva de histerese do material magnético.

Quando é aplicado o campo magnético no núcleo do transformador, a magnetização M do material aumenta proporcionalmente à magnitude de H até o ponto onde a relação dB/dH é unitária, que é denominada ponto de saturação e sua indução é B_s (CULLITY; GRAHAM, 2009).

A figura 9 descreve a curva de histerese, constituída pela indução magnética de saturação B_s e pela indução magnética residual B_r . O ciclo de histerese do material ferromagnético apresenta a característica intrínseca dos materiais magnéticos duros, que após a primeira imanização do material perante campo magnético variável, o material guarda uma imantação remanente quando a corrente é nula, devido à tendência em que os domínios de Weiss têm de se manter alinhados na mesma direção. Neste ponto há a indução residual B_r . A troca de polaridade magnética exige uma despesa de energia, caracterizando a perda por histerese (BASTOS, 2003).

A indução magnética se torna negativa quando o campo magnético atinge a magnitude H_c , denominado campo magnético coercivo intrínseco. A magnetização M é nula neste ponto. Para o campo magnético negativo, o ponto de saturação e o ponto do campo coercitivo são similares à análise realizada anteriormente.

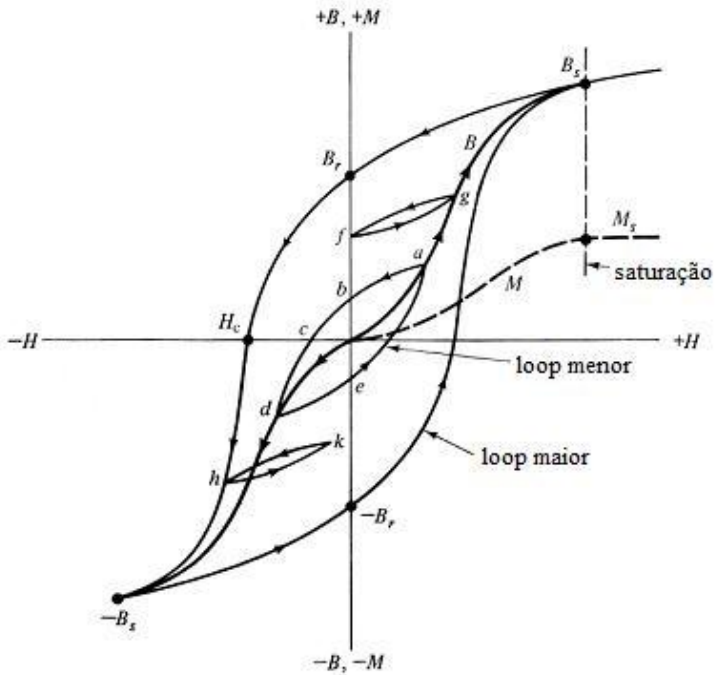
Caso o campo magnético variável é interrompido no ponto a e o campo correspondente é invertido e aplicado novamente, a indução magnética percorre um laço de histerese menor, traçado pelos pontos a , b , c , d e e . Há outros laços menores que são assimétricos, representados pelos pares de pontos f e g e h e k (CULLITY; GRAHAM, 2009).

A lei de Faraday requer o fluxo no núcleo do transformador com comportamento sinusoidal, mas a corrente de excitação se torna não senoidal nos casos da saturação do núcleo, o que pode causar interpretações errôneas na lógica do sistema de proteção do equipamento.

O conhecimento da região de saturação permite obter o melhor desempenho de operação para o transformador. Permite-se classificar os transformadores de corrente através da curva de excitação, obtendo melhor precisão para o sistema de proteção e mitigando os efeitos da saturação do núcleo do transformador.

A corrente de excitação dos transformadores trifásicos é diferente para cada uma das fases. Em transformadores com a conexão do enrolamento primário em formato estrela, as correntes de excitação das fases externas são maiores do que as da fase central, devido à dissimetria dos circuitos magnéticos nas três colunas do transformador (MAMEDE, 2005).

Figura 9 – Curva de histerese do material ferromagnético.



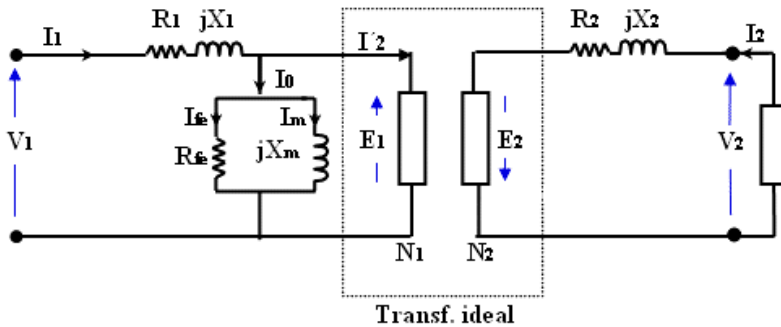
Fonte: Cullity e Graham (2009).

O circuito equivalente do modelo de transformador na figura 10 pode referir os elementos dos circuitos para um lado só do transformador, geralmente o circuito do primário. A impedância original é substituída por uma impedância equivalente proporcional ao quadrado da relação de transformação.

De acordo com o circuito do transformador considerando perdas e equação (9), a tensão nos terminais do lado primário do transformador V_1 é diferente da tensão induzida no núcleo do transformador E_1 , devido à queda de tensão na resistência do enrolamento R_1 e a tensão na reatância de dispersão X_1 . A corrente proveniente de V_1 se divide em duas componentes, a corrente de excitação I_0 e a corrente I'_2 . A corrente de excitação I_0 é composta pela corrente I_{fe} , que circula na resistência de perdas do ferro R_{fe} , e pela corrente I_m , devido à reatância de

magnetização X_m . A tensão no enrolamento secundário E_2 não é igual à tensão V_2 na carga secundária do transformador devido a queda de tensão na resistência do enrolamento secundário R_2 e pela tensão na reatância de dispersão X_2 , conforme equação (10).

Figura 10 – Modelo do transformador considerando perdas e fluxo de dispersão.



$$V_1 = I_1(R_1 + jX_1) + E_1 \quad (9)$$

$$V_2 = I_2(R_2 + jX_2) + E_2 \quad (10)$$

O transformador está sujeito a surtos provenientes de manobras, rejeição de carga, descargas atmosféricas e energização de transformadores adjacentes, e o modelo do transformador a ser adotado em simulações que englobam o período transitório se torna tópico para estudos acadêmicos. Um modelo efetivo de transformador deve compreender fenômenos transitórios de frequência nula até frequências na ordem de MHz, mas se torna muito trabalhoso e em muitos casos não é viável (CHIESA, 2010).

O grupo de trabalho composto em Working Group Cigré (1990) propôs quatro intervalos de frequência correspondentes a fenômenos transitórios, que poderiam ser utilizados para particularizar o modelo do transformador:

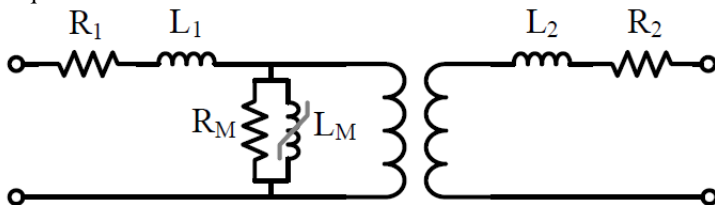
- 5 Hz a 1 kHz – para transitório de frente baixa;
- Frequência fundamental a 10 kHz – para transitórios provenientes de manobras;
- 10 kHz a 1 MHz – para transitórios de frente rápida, e;
- 100 kHz a 50 MHz – para transitórios de frente muito rápida.

O modelo de transformador monofásico para transitórios de baixa frequência é apresentado na figura 11. A representação do transformador trifásico é desenvolvida a partir deste modelo com suas conexões correspondentes no enrolamento primário e secundário. Este modelo é similar ao da figura 10, mas o comportamento não linear do indutor é o diferencial para análise do período transitório. Os acoplamentos capacitivos não são considerados nesta modelagem do transformador, pois o objetivo deste trabalho é verificar o desempenho dos relés digitais perante fenômenos de baixa frequência.

De acordo com a figura 11, há no modelo do transformador as resistências R_1 e R_2 e as indutâncias de dispersão L_1 e L_2 , dos enrolamentos primário e secundário, respectivamente. Os parâmetros R_M e L_M significam a resistência e indutância do núcleo de ferro. A resistência R_M descreve as perdas do núcleo de ferro, e pode ser representada linearmente, pois as perdas por correntes de Foucault e perdas dielétricas são pequenas comparadas às medidas nominais. Devido às características da curva de histerese e da curva de excitação, a indutância de magnetização do núcleo L_M possui um comportamento não linear. A saturação do transformador deve ser considerada nos fenômenos transitórios de baixa frequência, que envolvem fluxo alto, como, por exemplo, a energização de um transformador, que contém o fluxo residual e o fluxo forçado, dependentes do tempo em que o disjuntor é fechado (MARTINEZ-VELASCO, 2004).

A indutância não linear combinado a capacitância presente nos disjuntores e outros equipamentos do sistema de potência podem resultar em ferrorressonância. A concentração de harmônicas e sobretensões temporárias podem causar danos aos equipamentos, violando a classe de isolamento (PIASECKI ET AL., 2008).

Figura 11 – Modelo do transformador monofásico para transitórios de baixa frequência.



Fonte: Chiesa (2010).

3.3 FENÔMENOS DECORRENTES DO PERÍODO TRANSITÓRIO EM TRANSFORMADORES

O transformador está sujeito aos efeitos do período transitório devido a manobras e surtos no sistema elétrico de potência, e as consequências podem ser determinantes em causar uma operação indevida do sistema de proteção do transformador ou danos ao equipamento. Os surtos e manobras no sistema de potência estão relacionados com descargas atmosféricas, perfil e condição da carga, curtos-circuitos, manobra de disjuntores, partidas de motores e acionamento de geradores, entre outras condições de operação.

Os aspectos construtivos de um transformador consistem essencialmente em circuito magnético, bobinas primária e secundária, terminais, isolamento, e, em alguns casos, motor auxiliar para resfriamento externo e *taps*, sendo que todas estas partes estão sujeitas a falhas. Para cada tipo de distúrbio ou manobra há um efeito relacionado à operação do transformador, e cabe ao engenheiro de proteção estudar o comportamento do equipamento perante estas situações.

3.3.1 Sobre-excitação no transformador - Tensão de surto e ondas em alta frequência

No momento de energização do transformador, o enrolamento primário do transformador está sujeito a ondas de alta frequência provenientes de qualquer mudança abrupta nas condições eletromagnéticas e eletrostáticas do circuito do transformador. Muitas falhas de transformadores ocorreram devido à falha de isolamento entre espiras, localizadas próximas aos conectores terminais onde há uma mudança nas características do enrolamento, ou onde há uma concentração de potencial devido a capacitância e indutância entre as espiras das bobinas. Os transformadores são modelados como grandes indutâncias perante uma condição de operação e determinada frequência, onde a capacitância distribuída entre as espiras da bobina são desprezíveis. Quando os enrolamentos do transformador estão sujeitos à influência de componentes de alta frequência, deve-se verificar o efeito da capacitância eletrostática entre as espiras da bobina, que se tornam pequenas impedâncias, ou curtos-circuitos virtuais (GREENWOOD, 1971).

As capacitâncias e indutâncias de um transformador são distribuídas entre as espiras, camadas e enrolamentos, como também do enrolamento a terra, e formam conjuntos paralelos de impedâncias

formadas por indutância e capacitância conectadas em série, onde pode causar efeitos de ressonância e sobretensões internas em vários pontos dentro dos enrolamentos em frequências diferentes. Se a capacitância no final do enrolamento é baixa em comparação às capacitâncias entre espiras e espira-terra, a concentração de tensão no final da espira é mais intensa, aumentando o risco de falha no isolamento do transformador. (FRANKLIN; FRANKLIN, 1983).

Em situações de manobra no sistema de potência, o ponto da forma de onda de tensão momentâneo se torna influente na tensão de surto. Caso a onda de tensão esteja com magnitude igual a metade do valor máximo, a concentração de tensão dada por reflexão pode atingir valor maior do que o valor de pico normal da onda. O surgimento de arcos nos contatos produzem ondas de alta frequência incidentes sobre os enrolamentos do transformador, o que pode ser um risco na proteção por isolamento dos contatos. A tensão eficaz V_{ef} no enrolamento do transformador é proporcional à relação de transformação n , ao fluxo magnético φ e à frequência f , conforme equação (11).

$$V_{ef} = 4,44 \times n \times \varphi \times f \quad (11)$$

Como o fluxo de magnetização do núcleo do transformador é diretamente proporcional à tensão aplicada no equipamento, as sobretensões temporárias podem produzir fluxos acima da região de saturação do núcleo do transformador. A sobre-excitação do transformador ocorre devido à elevação da corrente de excitação do núcleo, e conseqüentemente a elevação da temperatura do núcleo do transformador, efeito característico da presença de altas correntes de Foucault. Outro fator observável na condição de sobre-excitação é a presença de componentes harmônicas de 3ª e 5ª ordem da corrente de magnetização, o que pode influenciar na operação dos equipamentos de proteção, como por exemplo, a proteção diferencial, afetada pelo aumento da corrente diferencial que percorre a corrente de operação do relé.

Uma condição de operação que origina sobre-excitação no núcleo do transformador é a interrupção ou rejeição de carga no sistema. A estabilidade em um sistema de potência é baseada na igualdade entre suprimento e demanda de energia, ou seja, quando a potência da fonte de energia é igual a potência da carga do sistema. Quando ocorre uma interrupção ou rejeição de carga abrupta no sistema, não se tem um balanço na potência mecânica no eixo do rotor do gerador e a potência

elétrica necessária para suprir o sistema. No caso de se ter um acréscimo de carga no sistema, haverá escassez de potência mecânica no rotor do gerador, desacelerando-o, e conseqüentemente diminuindo a frequência do sistema, causando elevação do fluxo magnético do núcleo do transformador. Como os transformadores operam normalmente próximos a região de saturação do núcleo, qualquer mudança na frequência poderá saturar o núcleo do transformador.

Esta análise de variação momentânea de frequência se aplica também quando houver mudança de *tap* no transformador buscando elevar a tensão da carga do sistema, a fim de corrigir o perfil de tensão das barras. Quando se eleva a tensão sobre o transformador através do *tap*, esta operação não é acompanhada de diminuição da frequência do sistema, resultando em maiores perdas no ferro e aquecimento excessivo do núcleo (FRANKLIN; FRANKLIN, 1983).

3.3.2 Correntes de inrush

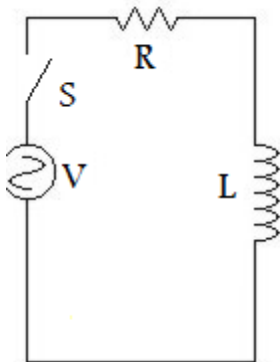
Quando um transformador é energizado no sistema, a corrente fornecida pela fonte se divide em duas componentes, que é a corrente que flui pela bobina do enrolamento primário e a corrente de excitação. A corrente de magnetização do transformador a vazio pode representar cerca de 2% da corrente nominal do transformador. Devido à curva de histerese, característica dos materiais ferromagnéticos duros, o núcleo do transformador armazena uma indução magnética residual. Caso haja alguma falta que desconecte o transformador do sistema, os transformadores de corrente poderão medir uma corrente no circuito primário com magnitude 30 vezes acima da corrente nominal quando o transformador é reenergizado no sistema.

Muitas vezes esta situação se confunde com uma condição de falta, acionando indevidamente o sistema de proteção, e bloqueando o transformador. Como a energização do transformador é usualmente realizada com a carga desconectada do circuito secundário, isto é, a corrente é nula no enrolamento secundário, o relé sensibilizará, causando uma operação indevida pela proteção diferencial. Após a atuação da proteção, a equipe de manutenção não tem conhecimento sobre a situação do transformador, se há ou não uma falha interna no equipamento. A equipe submeterá o transformador a testes e inspeções para localizar o problema, o que pode consumir tempo no restabelecimento do transformador no sistema. Os relés digitais estão sendo fabricados com lógicas de proteção que prevêm esta condição de

operação do transformador, bloqueando a atuação da proteção por alguns ciclos, permitindo a correta operação do sistema de proteção.

Para melhor compreensão desta condição de operação, se analisará o período transitório de um circuito equivalente de um transformador como um circuito RL, considerando apenas a resistência e reatância de dispersão (GREENWOOD, 1971). O circuito da figura 12 possui uma fonte de tensão, uma chave e uma carga constituída de resistência e indutância. Assume-se que a fonte de tensão V tem impedância interna desprezível comparada à carga do circuito. Quando a chave S é fechada, a soma das tensões no circuito da figura 12 é dada pela equação (12).

Figura 12 – Modelo do circuito RL.



$$RI + L \frac{dI}{dt} = V = V_m \text{sen}(\omega t + \theta) \quad (12)$$

A inclusão do ângulo θ permite fechar a chave S em qualquer instante do ciclo da tensão. Em regime permanente, é fácil de determinar a corrente eficaz do circuito, representada na equação (13) e estará defasada de um ângulo ϕ definido pela equação (14).

$$I_{ef} = \frac{V}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} \quad (13)$$

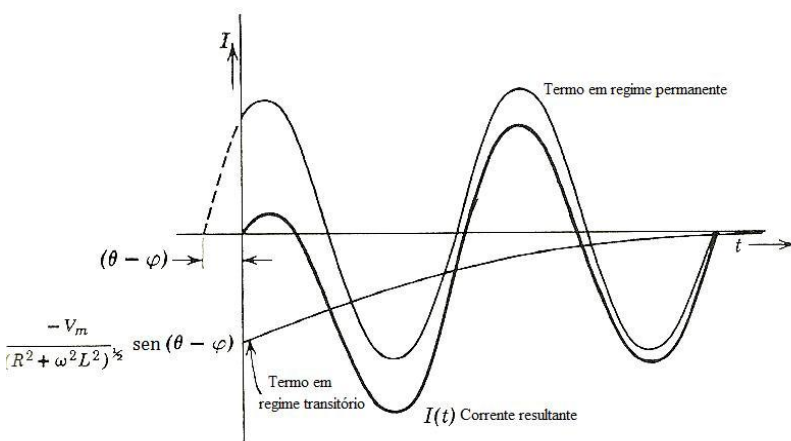
$$\varphi = \arccos\left(\frac{R}{|Z|}\right) \quad (14)$$

Devido à configuração do circuito da figura 12, a corrente não pode variar instantaneamente para este valor, pois a indutância obriga que a corrente inicie com magnitude nula. Como solução para este circuito, há um período transitório que transporta este valor continuamente até o valor de regime permanente (GREENWOOD, 1971). A equação (15) determina o comportamento da corrente neste circuito

$$I(t) = \frac{V_m}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}} \left[\text{sen}(\omega t + \theta - \varphi) - \text{sen}(\theta - \varphi) e^{-\frac{R}{L}t} \right] \quad (15)$$

Observa-se na figura 13 que a corrente possui uma componente alternada de regime permanente e uma componente transitória que decai a uma taxa constante de $\frac{R}{L}$ s e quando $t = 0$, a corrente é nula, o que assegura o componente contínuo da corrente no circuito RL.

Figura 13 – Corrente de inrush.

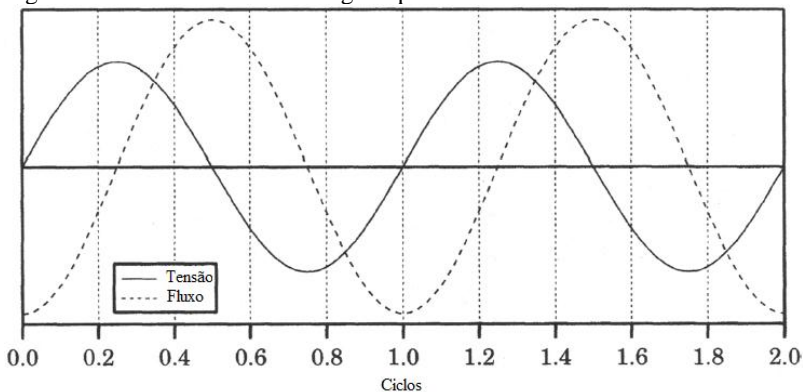


Fonte: Greenwood (1971).

Se a chave do circuito fecha no instante em que $\theta = \varphi$, a componente transitória será nula e não será observada nenhuma assimetria na onda de corrente. Caso a chave seja fechada no instante em que $\theta - \varphi = \pm \frac{\pi}{2}$, o termo transitório atingirá sua amplitude máxima, resultando em uma corrente de pico da onda com cerca do dobro da magnitude da componente senoidal de regime permanente. Este fenômeno aliado a outras condições pode implicar em operações indevidas da proteção ou em falha nos equipamentos próximos ao transformador.

Quando o transformador é conectado a fonte com o circuito secundário a vazio, o fluxo magnético em regime permanente no núcleo normalmente está em quadratura com a fonte de tensão, desprezando a queda de corrente proveniente da corrente de excitação do circuito primário (WARRINGTON, 1962).

Figura 14 – Tensão e fluxo em regime permanente.



Fonte: Anderson (1998).

Em uma situação em que o transformador é energizado por uma tensão senoidal, o fluxo em regime permanente é descrito pela equação (16). Pela figura 14, nota-se que o fluxo está atrasado em 90 graus perante a onda de tensão. Se o disjuntor é fechado quando a onda de tensão está no ponto nulo e não há fluxo residual, o fluxo resultante deverá iniciar nulo em vez de iniciar no valor máximo negativo como apresentado na figura 14 (ANDERSON, 1998). Quando o transformador é energizado em qualquer ponto da onda de tensão, a assimetria no fluxo magnético será correspondente à assimetria na onda de tensão. A

quantidade de distorção depende do fluxo residual que está no núcleo do transformador. Se não há fluxo residual no núcleo e o transformador é energizado no instante em que a magnitude da onda de tensão é nula, o fluxo magnético assimétrico atingirá o dobro do seu valor máximo. No caso de haver fluxo residual no núcleo do transformador, o valor de pico do fluxo magnético poderá atingir uma magnitude maior que o dobro, dependendo do sentido do fluxo residual. A corrente de excitação é proporcional ao fluxo e terá a mesma forma de onda caso a indutância seja linear.

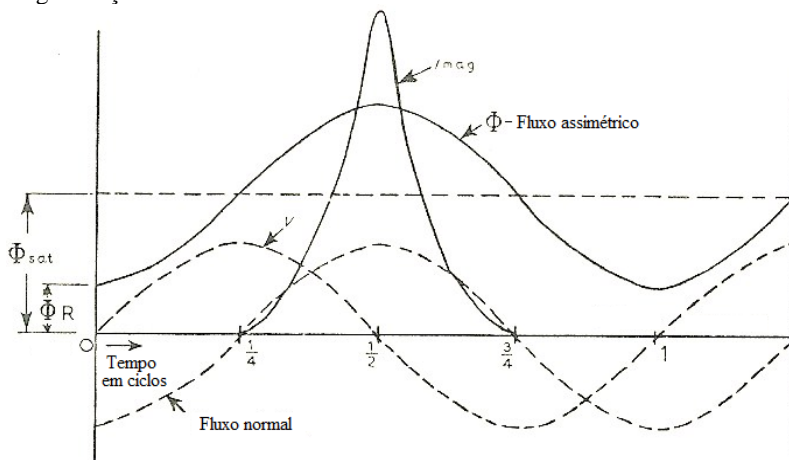
$$\phi = \frac{1}{N} \int sen(\omega t) dt = -\frac{1}{\omega N} \cos(\omega t) \quad (16)$$

A figura 15 apresenta as formas de onda do fluxo magnético e da corrente de magnetização no núcleo do transformador. O fluxo residual é determinante para atingir o fluxo de saturação em um quarto do ciclo, quando se há o valor de pico da tensão. O pico da corrente de magnetização ocorre na metade de um ciclo, quando a tensão é nula.

O valor do fluxo assimétrico, apresentado na figura 15, será limitado pela saturação do núcleo e pela indutância do núcleo do enrolamento. Como esta indutância é pequena, se necessita uma grande corrente para produzir o fluxo, originando o fenômeno das correntes de *inrush*. Estas correntes decaem gradativamente em ciclos sucessivos da onda de tensão devido à resistência do circuito em energização, modificando a tensão no enrolamento primário devido à queda de tensão nesta resistência. A taxa de decréscimo da corrente de *inrush* é maior durante os primeiros ciclos, elevando o efeito das correntes parasitas (WARRINGTON, 1962).

A corrente de *inrush* tem grande concentração de harmônicas, sendo a segunda harmônica a predominante. A tabela 1 apresenta a proporção de componentes harmônicas em relação à componente fundamental (WARRINGTON, 1962). O efeito da corrente de *inrush* depende do nível de indução magnética residual no núcleo do transformador. Se controlarmos o chaveamento na energização do transformador, se permite mitigar os efeitos da corrente de *inrush*, contribuindo para a correta operação da proteção diferencial.

Figura 15 – Formas de onda do fluxo magnético no núcleo e da corrente de magnetização.



Fonte: Warrington (1962).

Tabela 1 – Concentração de harmônicas proporcional a componente fundamental

Correntes de <i>Inrush</i>	
Componente	Valor Típico [%]
Fundamental	100
2ª. Harmônica	63
3ª. Harmônica	26,8
4ª. Harmônica	5,1
5ª. Harmônica	4,1
6ª. Harmônica	3,7
7ª. Harmônica	2,4

Fonte: Warrington (1962).

Quando há um banco de transformadores em paralelo com disjuntores individuais, é possível ter um problema com o fenômeno denominado energização solidária. Quando há um banco de transformadores operando no sistema e um segundo banco de transformadores é energizado, as correntes de *inrush* irão surgir no banco de transformadores que está sendo energizado e nos transformadores que já estavam em operação. A corrente de *inrush* irá decair em uma taxa menor do que a situação de um transformador em energização sem outro conectado em paralelo. A magnitude da corrente

de *inrush* no banco já energizado não será igual ao do banco em energização, mas poderá exceder o dobro da corrente nominal de carga do transformador e causar a saturação dos transformadores. O valor a ser atingido depende do tamanho do sistema de potência conectado ao banco e da potência dos transformadores (ANDERSON, 1998). Esta situação de paralelismo entre transformadores se refere apenas ao enrolamento primário dos transformadores, que estão conectados a um mesmo barramento, permitindo que os outros enrolamentos estejam conectados a diferentes cargas do sistema.

A causa deste fenômeno é a queda de tensão no banco de transformadores proveniente da corrente contínua de decaimento exponencial que surge no instante de energização dos transformadores. Esta componente contínua da tensão provoca um acúmulo de corrente contínua de magnetização no banco de transformadores conectado no sistema, cuja taxa é igual a taxa de corrente contínua de magnetização que está decrescendo no banco de transformadores. Quando a magnitude de ambas componentes contínuas se torna igual, não há componente contínua na linha de transmissão que alimenta os bancos de transformadores, mas há uma componente contínua circulando entre os bancos de transformadores. A constante de tempo desta componente depende dos parâmetros dos transformadores e geralmente é maior do que a constante de tempo da componente contínua na linha de transmissão que alimenta os bancos (MASON, 1956).

Uma consequência deste fenômeno pode ser a operação indevida da proteção do banco de transformadores que já estava conectado no sistema. Um meio para impedir o *trip* indevido do sistema de proteção é colocar um tempo de atraso na operação do relé diferencial. Se os bancos de transformadores estão protegidos por relés separados, com função de bloqueio ou restrição por harmônicas, não ocorrerá operação indevida da proteção. Caso os bancos estejam protegidos em um sistema de proteção único, a proteção com restrição a harmônicas poderá causar uma operação indevida, pois a onda de corrente total se torna simétrica por um curto período de tempo, e não contém a proporção necessária de harmônicos ímpares para restrição (MASON, 1956).

3.3.3 Faltas externas próximas ao transformador

A proteção diferencial deve proteger o transformador apenas para faltas que estejam dentro da zona de proteção do equipamento. Faltas fora da zona de proteção não devem causar atuação da proteção diferencial. Quando há uma falta próxima ao transformador e é

removida, o transformador se encontra em situação similar ao caso de energização de um transformador (HOROWITZ; PHADKE, 1995).

Com a falta externa no sistema, o transformador passa por três situações: período de pré falta, período durante a falta e período pós-falta. No período de pré falta, a tensão aplicada no transformador é o valor normal de operação, como também é normal o fluxo magnético no núcleo. Durante a situação de falta, há uma mudança abrupta na tensão aplicada ao transformador, e quando a falta é removida, a tensão do transformador tenderá a um valor pós falta. Durante o período transitório, o circuito equivalente do transformador produzirá uma componente contínua no fluxo concatenado (BERNARDES, 2006). As formas de onda da corrente primária serão similares às correntes de *inrush*, apesar de não haver indução magnética residual no núcleo do transformador, característica determinante das correntes de *inrush*. O sistema de proteção diferencial poderá atuar indevidamente, devido ao surgimento de correntes diferenciais, e como solução para este problema, pode-se anexar à proteção diferencial um elemento de proteção direcional. Este elemento compara a corrente de sequência zero a uma referência, que é a corrente de terra no neutro do transformador.

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O transformador é um equipamento susceptível a surtos e manobras em ampla faixa de frequências, o que não permite avaliar os diversos fenômenos através de uma única modelagem para simulações. Distúrbios em período transitório podem conduzir o transformador para uma operação não satisfatória, devido às características magnéticas de seu núcleo e pela presença de componentes harmônicas circulando nos enrolamentos do equipamento.

Foram apresentados neste capítulo os principais aspectos construtivos do transformador e circuitos equivalentes do equipamento em regime permanente e em regime transitório, na presença de baixas frequências. Discorreu-se sobre a curva de histerese do material ferromagnético e a indução magnética residual, premissas da análise das correntes de *inrush* no transformador e da saturação do núcleo do transformador. Os fenômenos transitórios em transformadores podem causar variações nas ondas de tensão e corrente, provocando a operação indevida de algumas funções de proteção.

4 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS

Os transformadores de instrumentos são equipamentos fundamentais para a proteção e medição de sistemas elétricos de potência, cujo objetivo é mensurar as grandezas de tensão e corrente em seu circuito primário e reproduzi-los proporcionalmente em seu circuito secundário de forma segura. Os sinais em seu circuito secundário devem atingir níveis economicamente viáveis, para alimentar os equipamentos de medição, proteção e controle pertencentes ao sistema de potência.

A classificação dos transformadores abrange basicamente duas áreas de atuação: medição e proteção. Os transformadores de instrumentos destinados a medição requerem uma boa precisão para medidas nominais de tensão e corrente. Caso o transformador seja utilizado para medir alguma grandeza necessária para o sistema de proteção, é necessário ter uma boa exatidão para medir a grandeza desejada, aceitando-se uma taxa de erro maior entre as correntes dos enrolamentos primários e secundários, mas que o sistema de proteção seja atuado adequadamente e o mais breve possível. A finalidade em que o transformador de instrumento será utilizado reflete diretamente nos aspectos construtivos do equipamento.

São transformadores de instrumentos (KINDERMANN, 2006a):

- transformadores de corrente;
- transformadores de potencial;
- transformadores de potencial capacitivo, e;
- transformadores ópticos.

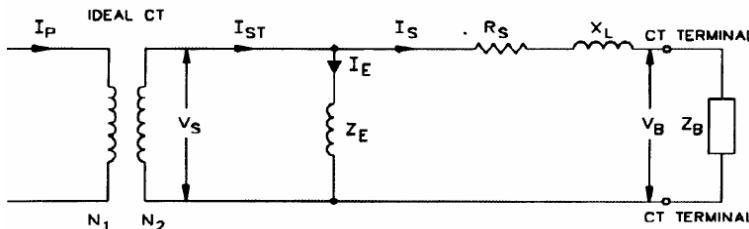
4.1 TRANSFORMADORES DE CORRENTE (TC)

O transformador de corrente deve reproduzir proporcionalmente a corrente de seu circuito primário em seu circuito secundário, quando o sistema estiver em condições normais de operação e durante perturbações. A corrente medida deve corresponder ao mesmo valor em módulo e fase da corrente que flui no equipamento protegido, mas caso as conexões não estejam em boas condições, pode ocorrer alguma discrepância pequena entre o módulo e fase da corrente medida. O transformador de corrente deve ter polaridade subtrativa, e as classes de exatidão mais usuais para os transformadores de corrente para medição

abrançam a faixa de 0.3% a 1.2%, de acordo com norma NBR 6856 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 1992).

O circuito equivalente do transformador de corrente é apresentado na figura 16. A corrente no primário I_P é transformada pela relação de transformação dada pelos números de espiras no primário (N_1) e no secundário (N_2) do transformador de corrente, compondo a corrente I_{ST} . Há uma tensão de excitação V_S no enrolamento secundário. A impedância de dispersão do circuito primário do transformador de corrente e a parte reativa do secundário são rejeitadas por não afetar substancialmente os cálculos necessários para avaliar as características do equipamento. Os parâmetros R_S e X_L são a resistência e indutância de dispersão do enrolamento secundário, por onde flui a corrente da carga I_S . Esta corrente e a corrente de excitação I_E , que flui pela impedância de excitação Z_E , compõem a corrente no secundário I_{ST} do transformador de corrente. A carga Z_B no secundário do transformador de corrente é dada pelo somatório das impedâncias dos equipamentos de medição, relés e cabos, onde em seus terminais há a tensão V_B . O transformador de corrente é conectado em série com o sistema de potência para medir a corrente no ponto desejado (IEEE, 2007).

Figura 16 – Circuito elétrico equivalente do transformador de corrente.



Fonte: IEEE (2007).

O circuito secundário do transformador de corrente deve estar em curto circuito ou com uma impedância baixa, pois a corrente no circuito primário é elevada, aumentando consideravelmente a tensão no secundário. Por ser proporcional à variação do fluxo magnético, a tensão no secundário com os terminais em aberto pode atingir níveis nocivos ao ser humano e o nível de isolamento do transformador de corrente será violado, comprometendo o funcionamento do equipamento (KINDERMANN, 2006a).

Devido à corrente de magnetização (I_E), a corrente monitorada pelo equipamento de medição (I_S) será diferente da corrente do circuito primário (I_P) do transformador de corrente dividida pela relação de

transformação (I_{ST}). A relação entre a tensão no enrolamento secundário e corrente de magnetização é diretamente proporcional. Quando a tensão no enrolamento secundário é baixa, a corrente de excitação também é baixa. Se aumentarmos a tensão, devido ao aumento da carga ou da corrente, o fluxo no núcleo do transformador de corrente também irá aumentar (IEEE, 2007). Caso ocorra sobretensão sob o enrolamento secundário do transformador de corrente, o núcleo poderá entrar em operação na região de saturação, podendo resultar em distorção da forma de onda da corrente no secundário, e conseqüentemente, aumentando a taxa de erro.

A classe de exatidão dos transformadores de corrente pelo padrão ANSI é dada por uma letra e a taxa de tensão do enrolamento secundário, e que descreve o desempenho do equipamento. A tensão no enrolamento do secundário deverá fornecer para uma carga padrão uma corrente de 20 vezes o valor da corrente nominal do enrolamento secundário do transformador de corrente, sem exceder a taxa de erro de 10%. A corrente no enrolamento secundário é padronizada no valor de 5 A no sistema ANSI, enquanto que o padrão IEC determina o valor de 1 A como a corrente do enrolamento secundário. As letras que codificam a exatidão dos transformadores de corrente são (IEEE, 2007).

- C – indica que o fluxo de dispersão é desprezível e que a característica da curva de excitação pode ser usada diretamente para determinar o desempenho do transformador de corrente. Assume-se que a carga e a corrente de excitação estão em fase;
- K – Classe similar a classe C, mas a tensão no “ponto de joelho” da curva de excitação deve estar na faixa de 70% da tensão nos terminais do enrolamento do secundário do transformador de corrente. Os requisitos para esta classe resultam em núcleos com seções maiores do que as correspondentes na classe C;
- T – Indica que o erro deve ser determinado por testes. O efeito do fluxo de dispersão é levado em conta, o que contribui para taxa de erros notáveis, e;
- H e L – classificação antiga da ANSI. Havia duas classes de exatidão reconhecidas: 2,5% e 10%. Os transformadores de corrente fabricados antes de 1954 eram classificados da seguinte maneira: 10L200. O primeiro número indicava a classe de exatidão e o segundo número indicava a classe da tensão no

enrolamento secundário. A classe L era atribuída aos transformadores com carga específica e corrente sendo 20 vezes a corrente nominal, enquanto a classe H era atribuída aos transformadores com uma carga combinada de um valor de corrente de 5 a 20 vezes a corrente nominal.

Os transformadores de corrente para serviço de proteção possuem duas classes de exatidão pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (1992a), que se diferenciam pelo valor da impedância interna do equipamento. A classe A possui alta impedância interna e a classe B possui baixa impedância interna, desprezível em relação à impedância total do circuito secundário do transformador de corrente. Os fabricantes devem fornecer a curva de excitação do transformador de corrente, traçada desde 1% até 500% da corrente secundária nominal, sem que a tensão de excitação ultrapasse 1,6 kV. A figura 17 apresenta um transformador de corrente utilizado em subestações de energia elétrica, com isolamento a óleo e papel, e uma distância considerável entre os terminais primário e secundário.

Figura 17 – Transformador de corrente instalado em subestação.

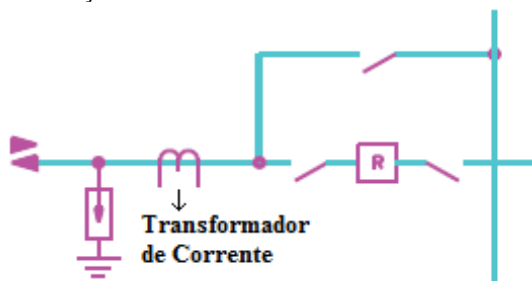


Fonte: Pfiffner (2012b).

O circuito do enrolamento do secundário do transformador de corrente deve estar conectado a uma carga ou em curto circuito, pois é a carga do circuito que impõe a corrente que passa pelo primário do

transformador de corrente (KINDERMANN, 2006a). Caso o circuito do enrolamento secundário do transformador de corrente esteja em aberto, o fluxo magnético do núcleo crescerá, entrando na região de saturação do equipamento, provocando a distorção da onda de tensão no enrolamento secundário. As consequências do aumento do fluxo magnético no núcleo do transformador são a elevação das correntes de Foucault, aumentando as perdas por correntes de Foucault e por histerese e aquecendo o núcleo ao ponto de fundir o material constituinte, e a geração de sobretensões no terminal secundário do transformador de corrente, o que pode perfurar a barreira de isolamento do equipamento. A representação do transformador de corrente em um esquema unifilar operacional é apresentada na figura 18, onde é possível observar a conexão deste equipamento em série com o sistema de potência.

Figura 18 – Representação do transformador de corrente no digrama unifilar da subestação.



4.1.1 Saturação em transformadores de corrente

O sistema de proteção de equipamentos deve evitar atuações indevidas por erro de medição. Esta é razão por utilizar transformadores de corrente com seções do núcleo maiores do que os transformadores destinados à medição, pois estes equipamentos estão sujeitos à saturação. Visando a correta operação do sistema de proteção, os transformadores de corrente devem suportar sobrecorrentes e surtos, que podem atingir valores até 30 vezes a magnitude da corrente nominal de carga.

Se ocorrer uma falta no sistema, ou energização de um transformador, a corrente poderá atingir uma elevada magnitude e conter uma componente contínua, colocando o transformador de corrente na região de saturação, ocasionando a distorção da corrente no enrolamento

secundário do transformador de corrente. Os relés de proteção que dependem da corrente no secundário do transformador de corrente poderão interpretar a forma de onda da corrente erroneamente e causar uma operação indevida do sistema de proteção, retirando o transformador desnecessariamente do sistema.

Quando o fluxo no núcleo do transformador de corrente atinge a região de saturação, a corrente no circuito secundário não será representada por uma onda senoidal. Há quatro fatores para que este efeito aconteça: carga no secundário, corrente primária, assimetria na corrente primária e o fluxo remanente no núcleo do transformador de corrente.

Para prevenir contra este efeito, recomenda-se levantar a carga e curva de excitação do transformador de corrente para conhecer a corrente de excitação e prever o desempenho do equipamento.

A seleção da relação de transformação é dada para atingir os requisitos de corrente máxima de carga, e obter o melhor desempenho e capacidade do transformador de corrente, minimizando a resistência devida aos cabos condutores e para não exceder a taxa de erro de 10%. Ressalta-se que a corrente no secundário não deve exceder os limites térmicos de nenhuma parte do circuito secundário (IEEE, 2007).

Os transformadores de corrente possuem diferentes aspectos construtivos destinados a proteção e medição de equipamentos, classificados em tipo enrolado, tipo janela, tipo barra, e tipo bucha. Os transformadores do tipo bucha, representados na figura 19, são os mais utilizados para o sistema de proteção, geralmente a proteção diferencial, e possuem formas variadas dependentes do tipo de montagem. O enrolamento secundário é distribuído no núcleo em forma de toróide, e a bucha faz a isolação entre o enrolamento primário e secundário (CLARK, 1973).

Figura 19 – Transformador de corrente do tipo bucha.



Fonte: ABB (2012).

Como o diâmetro interno do núcleo do transformador de corrente do tipo bucha deve ser grande para acomodar a bucha, o comprimento médio do caminho magnético é maior do que nos outros tipos de transformadores de corrente e sua seção transversal é maior. Como núcleos com seção transversal maiores tem menor nível de saturação, o transformador de corrente do tipo bucha tende a ser mais preciso do que os outros tipos de transformadores de corrente em altos níveis de corrente primária, não recomendado sua utilização em baixas correntes, devido sua alta corrente de excitação (MASON, 1953).

A forma mais simples de construção é o transformador do tipo janela, apresentado na figura 20, que consiste em um enrolamento secundário em volta do núcleo e possui uma boa distribuição do fluxo magnético. Em muitas vezes o circuito primário é um condutor localizado no centro do núcleo, e o campo magnético gerado pela corrente circulante é desprezível (HARLOW, 2004).

Figura 20 – Transformador de corrente do tipo janela



Fonte: Pfiffner (2012a).

O transformador de corrente do tipo barra consiste em uma barra fixada através do núcleo do transformador. Este tipo de transformador de corrente em baixa tensão é empregado em painéis de comando de elevada corrente, tanto para uso de medição quanto para proteção.

O enrolamento primário é totalmente isolado do enrolamento secundário no transformador de corrente do tipo enrolado. A isolação entre os enrolamentos é dada por óleo, polímero ou ar e é fator influente na construção do núcleo e do enrolamento. A reatância do núcleo é dependente da forma do núcleo e do arranjo dos enrolamentos (HARLOW, 2004).

Há duas formas de saturação em transformadores de corrente, que são a saturação por componente contínua de corrente e a saturação por componente alternada de corrente. A saturação por componente alternada ocorre quando a corrente no enrolamento primário é senoidal sem componente contínua, mas sua magnitude provoca a saturação do núcleo do transformador de corrente, apresentando a corrente de saída menor do que a corrente atual e a forma de onda desta corrente é distorcida.

A saturação por componente contínua ocorre quando a corrente de falha no enrolamento primário é deslocada, estabelecendo um fluxo de polarização no núcleo, o que agrava a saturação por componente alternada (WARRINGTON, 1962). A componente contínua da corrente de falta estabelece nível de fluxo de polarização no núcleo do transformador de corrente que pode sobrepor o fluxo da onda de corrente de falta, o que pode saturar o equipamento antes da tensão no enrolamento secundário atingir o valor limite de saturação quando em presença de saturação por componente alternada.

Para diminuir os riscos da saturação em corrente alternada em transformadores de corrente deve-se limitar a tensão terminal em seu circuito secundário, o que pode ser realizado através da redução da carga do transformador de corrente.

Outros métodos que são aplicados para melhorar o desempenho dos transformadores de corrente consistem em aumentar a seção transversal do núcleo, aumentar a relação do transformador de corrente com a carga inalterada e aquisição de ferro de melhor qualidade (CLARK, 1973).

Os métodos aplicados para redução da saturação de corrente alternada também podem ser utilizados para reduzir o efeito da saturação de corrente contínua, porém a redução da carga no circuito secundário do transformador de corrente tem pouca influência na mitigação da saturação de corrente contínua. De fato, o aumento na carga do circuito secundário diminui os efeitos deste tipo de saturação (CLARK, 1973).

Os relés eletromecânicos operam com base no valor eficaz da corrente aplicada, e não há como prever com precisão o desempenho do relé perante correntes com forma de onda não senoidal. Em correntes de alta magnitude, o relé eletromecânico satura, diminuindo a carga no transformador de corrente, o que pode melhorar seu desempenho comparado ao comportamento do equipamento com carga nominal. Os relés estáticos respondem ao valor médio de corrente e não há uma solução padrão para compensar a diferença perante saturação (IEEE,

2007). Os relés digitais possuem filtros que permitem quantificar as componentes harmônicas, que é uma característica predominante na saturação dos transformadores de corrente. Este recurso se torna um fator diferencial para melhorar a confiabilidade da proteção diante da saturação dos transformadores de corrente.

O núcleo saturado dos transformadores de corrente limita a magnitude da tensão no enrolamento secundário, mas não previne contra picos de sobretensão. Sobretensões podem surgir devido à alta impedância do carregamento do transformador de corrente. A densidade máxima de fluxo que pode ser atingida não afeta a magnitude da tensão de pico. Portanto, a magnitude da tensão de pico é praticamente independente das características que não seja a relação nominal identificada na placa do equipamento (MASON, 1953).

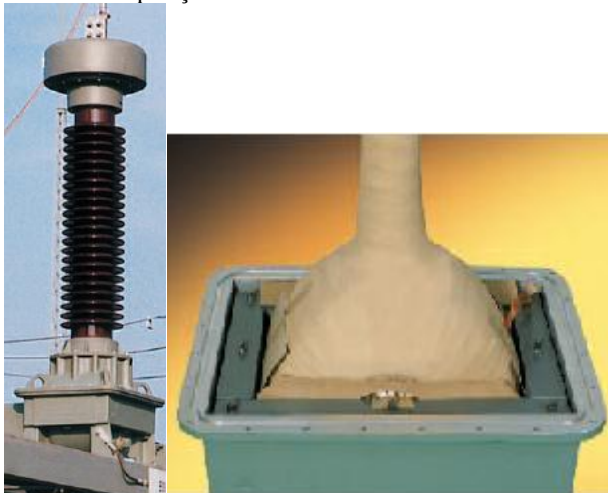
Uma causa para o surgimento de sobretensões é o chaveamento de banco de capacitores. A corrente primária do transformador de corrente no circuito do banco de capacitor que está sendo energizado consistirá em correntes transitórias de alta frequência. Com componentes de alta frequência na corrente primária e secundária, a reatância do carregamento do transformador de corrente terá um valor alto, contribuindo para a saturação do núcleo e picos de alta tensão sobre o enrolamento secundário. A rápida reversão do fluxo ocorre devido ao estado de saturação do transformador de corrente e as componentes de alta frequência da onda de corrente (CLARK, 1973). Pode-se utilizar um protetor contra sobretensão para limitar a tensão a um valor seguro. As características deste protetor devem estar coordenadas ao sistema de proteção, para não interferir em seu funcionamento correto, suportar a quantidade total de energia que irá absorver e limitar a tensão de pico para níveis seguros. Os picos de sobretensão poderão resultar em perfuração da isolamento do transformador de corrente, do cabeamento do circuito secundário ou dos relés diferenciais, o que pode impedir a operação do sistema de proteção de abrir os disjuntores adjacentes do equipamento protegido (MASON, 1953).

4.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Os transformadores de potencial são equipamentos monofásicos que, ao contrário dos transformadores de corrente, são conectados em paralelo com o sistema de potência, pois o objetivo deste equipamento é reproduzir a tensão medida em seu circuito primário para o circuito do enrolamento secundário.

O princípio de funcionamento é igual ao dos transformadores de potência, onde o fluxo magnético comum entre os dois circuitos magnéticos do transformador induz um campo magnético no enrolamento secundário, gerando uma tensão proporcional ao número de espiras no enrolamento.

Figura 21 – Transformador de potencial instalado em subestação e o núcleo montado em posição horizontal.



Fonte: Pfiffner (2012c).

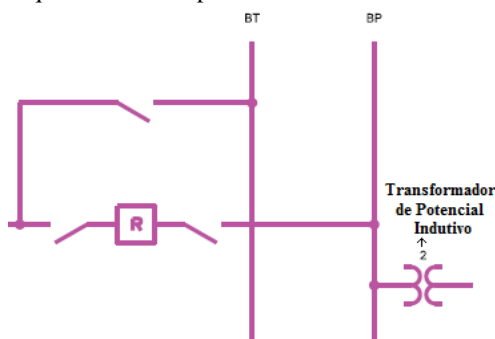
A figura 21 apresenta um transformador de potencial indutivo típico de subestações de alta tensão, que possuem isolamento a óleo e papel. O núcleo pode ser montado horizontalmente para diminuir o volume do equipamento. Os transformadores de potencial podem ter um tanque de expansão do óleo, com um indicador disponível ao técnico de manutenção.

Estes equipamentos devem operar dentro de sua classe de exatidão em nível de tensão entre 90% e 110% da tensão nominal e para valores de carga nominal (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 1992b). O transformador de potencial permite aos instrumentos de medição e proteção funcionarem adequadamente sem possuir tensão de isolamento para o nível de potencial da rede à qual estão ligados (MAMEDE, 2005).

O valor padrão adotado para a tensão no circuito secundário dos transformadores de potencial é 115V-66V. Equipamentos que apresentam elevada impedância, como voltímetros, relés de tensão,

bobinas de tensão de medidores de energia são supridos pelo transformador de potencial. O circuito elétrico do transformador de potencial é equivalente aos circuitos dos transformadores de corrente e dos transformadores de potência. A representação do transformador de potencial indutivo conectado na barra principal de uma subestação em um diagrama unifilar operacional é apresentada na figura 22, onde é possível observar a conexão deste equipamento em paralelo com o sistema de potência.

Figura 22 – Representação do transformador de potencial indutivo em um esquema unifilar operacional.



A exatidão do transformador de potencial é classificada em três classes (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 1992b):

- 0,3%;
- 0,6%, e;
- 1,2%.

Para aplicação nos relés de proteção, recomenda-se a utilização dos transformadores de potenciais com classe de exatidão de 1,2%, enquanto nas funções de medição, para fins de faturamento ou para avaliação da operação do sistema, é recomendado maior exatidão na medição de tensão.

A carga nominal do transformador de potencial é de alta impedância, pois o consumo de potência aparente deve ser baixo, para não comprometer a classe de exatidão em que está designado. Logo, os instrumentos alimentados pelo transformador de potencial são de alta impedância e baixa corrente. Ao contrário dos transformadores de corrente, a queda de tensão nos condutores de interligação entre os

instrumentos de medida e o transformador de potencial é pequena. Deve-se atentar às quedas de tensão secundárias para circuitos muito longos, que podem ocasionar erros de medida (MAMEDE, 2005). Caso a carga no circuito secundário do transformador de potencial for maior que a carga nominal, se atinge erros de medida acima do erro admissível de sua classe de exatidão. Os transformadores de potencial se classificam em três grupos de acordo com o tipo de ligação elétrica:

- Grupo 1 – Ligação entre fases;
- Grupo 2 – Ligação entre fase e terra, em sistemas aterrados, e;
- Grupo 3 – Ligação entre fase e terra, em sistemas onde não se garante o aterramento.

A fabricação do transformador de potencial é dada conforme o grupo de ligação requerido, com as tensões primárias e secundárias necessárias e com o tipo de instalação. O enrolamento primário é constituído de uma bobina de várias camadas de fio, submetida a uma esmaltação, em geral dupla, enrolada em um núcleo de ferro magnético sobre o qual também se envolve o enrolamento secundário. O enrolamento secundário ou terciário é de fio de cobre duplamente esmaltado e isolado do núcleo e do enrolamento primário por meio de fitas de papel especial (MAMEDE, 2005).

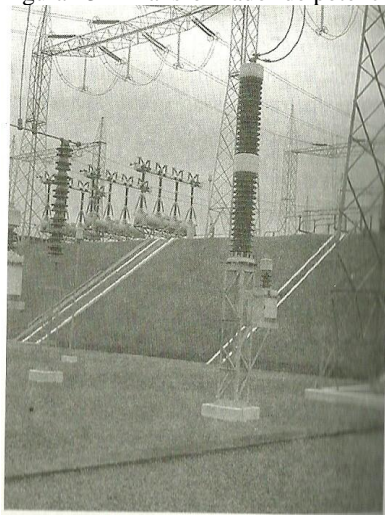
Se o transformador for construído em epóxi, o núcleo com as respectivas bobinas é encapsulado através de processos especiais de modo a evitar a formação de bolhas no seu interior, o que para tensões elevadas, se constitui num defeito grave. A formação de bolhas pode resultar em descargas parciais, degradando a isolamento do equipamento.

Caso o transformador seja de construção em óleo, o núcleo com as respectivas bobinas são secos sob vácuo e calor. O transformador é tratado à vácuo para em seguida ser preenchido com óleo isolante. O tanque é construído com chapa de ferro pintada ou galvanizada a fogo. Na parte superior são fixados os isoladores de porcelana vitrificada, dois para os transformadores de potencial do grupo 1 e apenas um para os do grupo 2 e 3.

Há transformadores de potencial que empregam um divisor de tensão capacitivo, apresentados na figura 23, reduzindo o nível de tensão para um valor padrão que será aplicado ao transformador indutivo. O potencial da tensão vai diminuindo aos poucos até ser reduzido para a tensão padrão adotado no circuito secundário.

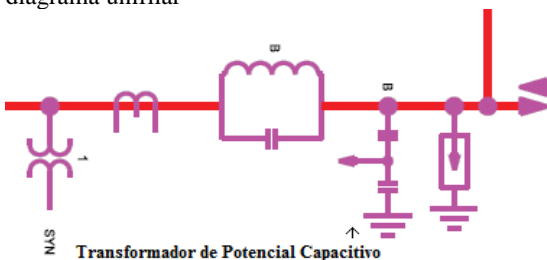
Estes equipamentos são conhecidos como transformadores de potencial capacitivo e apresentam em seu circuito equivalente uma impedância capacitiva, modificando o ângulo de fase de tensão, devido a corrente que escoar por esta impedância, ajustando esta diferença de fase através da conexão de uma indutância variável em série com o enrolamento primário. A resposta transitória destes equipamentos é preocupante no projeto do relé, pois depende dos parâmetros do próprio equipamento, impedância da carga e fator de potência, o que pode causar sinais de tensão na entrada do relé que não correspondem a verdadeira tensão que deveria estar nos terminais de entrada do relé de proteção. Para subestações que contém tensões elevadas, acima de 69 kV, recomenda-se adotar o transformador de potencial capacitivo, pois o transformador de potencial indutivo seria muito grande e pesado para atender a classe de isolamento (KINDERMANN, 2006a). A figura 24 apresenta o transformador de potencial capacitivo em um diagrama unifilar operacional de uma subestação.

Figura 23 – Transformador de potencial capacitivo.



Fonte: Kindermann (2006a).

Figura 24 - Representação do transformador de potencial capacitivo no diagrama unifilar



Os transformadores de potencial estão sujeitos a sofrer efeitos transitórios quando há manobras de disjuntores ou desenergização de transformadores na subestação. Ferrorressonância é um fenômeno dependente de muitos fatores, como a frequência, fluxo magnético, e o ponto da forma de onda no início da manobra. A indutância não linear do núcleo do transformador de potencial capacitivo pode entrar em ressonância com a capacitância, ocasionando sobretensão, nocivo a classe de isolamento do equipamento, e superaquecimento nos enrolamentos.

Circuitos de supressão de ferrorressonância são empregados no transformador de potencial capacitivo para mitigar os efeitos indesejáveis deste fenômeno. Desenvolveu-se um procedimento de cálculo em Santos, Junior e Neves (2010), com o objetivo de tornar mais realista a análise do comportamento do transformador de potencial capacitivo perante sobretensões temporárias em programas de análise de período transitórios. Os parâmetros não lineares correspondentes ao núcleo magnético do transformador de potencial são levantados e são realizadas simulações de alguns casos de operação em um sistema, constatando o amortecimento de tensões transitórias devido ao circuito de proteção composto por pára-raios, além do circuito supressor de ferrorressonância.

A sobretensão e corrente devido ferrorressonância são proporcionais a curva de histerese e correntes parasitas do núcleo do transformador abaixador constituinte do transformador de potencial capacitivo e são incluídos na modelagem em Ajaei et al. (2009). O circuito de supressão de ferrorressonância ativo dispensa a utilização de centelhadores e para-raios, devido sua eficácia para reduzir o impacto da ferrorressonância, em tempo menor do que 2,5 ciclos, enquanto que o circuito de supressão de ferrorressonância passivo necessita de 6 ciclos para mitigar os efeitos do fenômeno transitório (AJEI ET AL., 2009).

4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os transformadores de instrumentos são essenciais para adaptar as grandezas que circulam em determinado equipamento a níveis adequados aos relés constituintes do sistema de proteção. Estes equipamentos também são utilizados nos sistemas de medição, necessitando uma maior exatidão para esta finalidade.

Foram apresentados neste capítulo os transformadores de corrente e os transformadores de potencial, utilizados para medir respectivamente a corrente e tensão no sistema elétrico de potência. Discorreu-se sobre os aspectos construtivos e classes de exatidão destes equipamentos, como também sobre a susceptibilidade perante fenômenos decorrentes do período transitório, como a saturação do núcleo magnético, e a ferromagnetização, causando erros na medição das grandezas presentes no sistema elétrico de potência. Sobretensões resultantes de manobras de banco de capacitores podem violar a tensão de isolamento dos transformadores de corrente, danificando o equipamento e impedindo atuação da proteção.

5 PROTEÇÃO DIGITAL DE TRANSFORMADORES

5.1 SISTEMAS DE PROTEÇÃO

Os investimentos na geração, transmissão e distribuição de energia devem envolver a proteção dos equipamentos, para precaver o sistema de distúrbios e acidentes. O propósito da proteção de sistemas de potência é retirar o equipamento sob falta o mais breve possível, ao ponto de não causar danos aos outros equipamentos pertencentes do sistema.

A área protegida pelo sistema de proteção de um determinado equipamento é denominada zona de proteção. Geralmente os limites das zonas de proteção são estabelecidos pelos transformadores de corrente, que servem de entrada para os relés de proteção, e os disjuntores isolam a falta relacionada, desconectando todos os equipamentos pertencentes à zona. Caso a zona não tenha um disjuntor nos limites de sua área, o sistema de proteção pode se encarregar de mandar um sinal de abertura para um disjuntor fora da zona de proteção, através de um canal de comunicação, tirando de operação a zona com o defeito (COURY, OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2007).

É prática comum na proteção de um sistema de potência assegurar que o disjuntor esteja incluído em no mínimo duas zonas de proteção, para prevenir que um equipamento ou conjunto de equipamentos esteja desprotegido. A falta na região onde as zonas estão sobrepostas pode trazer um evento inconveniente, que é a retirada de um elemento não defeituoso do sistema.

O sistema de proteção de transformadores consiste no conjunto de relés e acessórios necessários e suficientes para a eliminação de todos os tipos de faltas internas em transformadores de dois e três enrolamentos ou em autotransformadores. Este sistema deve prover a proteção de retaguarda (*backup*) para falhas externas e internas à sua zona de proteção. Transformadores ou autotransformadores cujo nível de alta tensão do enrolamento é igual ou superior a 345 kV devem possuir três conjuntos de proteção (ONS, 2009):

- proteção principal;
- proteção alternada, e;
- proteção intrínseca.

A proteção principal consiste em uma proteção unitária ou restrita e uma proteção gradativa ou irrestrita. A proteção alternada tem função idêntica e completamente independente à proteção principal. É previsto

em Operador Nacional do Sistema Elétrico (2009) que o tempo total de eliminação de faltas é de 120 ms, incluindo o tempo de operação do relé de proteção, dos relés auxiliares e o tempo de abertura dos disjuntores do transformador. No caso de transformadores ou autotransformadores com o enrolamento de alta tensão de nível inferior a 345 kV, o sistema de proteção deve dispor de:

- proteção unitária ou restrita;
- proteção gradativa ou irrestrita, e;
- proteção intrínseca.

O tempo total para eliminar faltas neste conjunto de proteção é de 150 ms. A filosofia de atuação dos sistemas de proteção determina os papéis de cada tipo de proteção. A abertura e o seguinte bloqueio de todos os disjuntores do transformador devem ser comandados pela proteção unitária ou restrita e proteção intrínseca, para funções de detecção de faltas internas. A proteção gradativa ou irrestrita comanda a abertura do disjuntor do enrolamento sob falta e os níveis de urgência das funções de temperatura excessiva no enrolamento do transformador são apresentados por alarmes. Os relés de proteção devem operar a abertura de disjuntores coordenadamente, desconectando apenas o equipamento defeituoso. Caso a proteção principal falhe, o sistema de proteção fará uso da proteção de retaguarda, esta destinada a atuar na presença de qualquer falha na lógica de proteção. A proteção de retaguarda pode ser feita de modo local ou remoto.

Para atender aos requisitos de confiabilidade e continuidade do serviço na rede básica, os relés digitais devem apresentar o mesmo desempenho quando acionados pelos sistemas de proteção integrados ou por equipamentos individuais na instalação. Os equipamentos e sistemas digitais possuem autodiagnóstico e automonitoramento, com bloqueio automático da atuação por defeito e sinalização local e remota de falha e defeito, facilidades não disponíveis nas tecnologias eletromecânica e estática.

Alguns requisitos técnicos devem ser seguidos para manter a funcionalidade dos sistemas de proteção, como a disposição dos transformadores de corrente que alimentam os sistemas de proteção, a qual deve permitir a superposição das zonas de proteções unitárias de equipamentos primários adjacentes. Cada equipamento primário é protegido por dois conjuntos de proteção independentes.

Em IEEE (2008) houve a décima revisão sobre a padronização de elementos, aparelhos e dispositivos utilizados em circuitos elétricos, que

consiste em números usualmente conhecidos como “códigos ANSI”. Diagramas unifilares e trifilares, manuais, esquemas de proteção são representados por esta numeração para facilitar a consulta de documentos. As funções de proteção são representadas por números e podemos citar algumas funções de proteção para o transformador de potência:

- proteção diferencial (ANSI 87);
- proteção de sobrecorrente (ANSI 50/51);
- proteção de sobreexcitação (ANSI 24);
- proteção de sobretensão (ANSI 59);
- proteção de subtensão (ANSI 27), e;
- proteção de detector de gás (ANSI 63);

A proteção unitária de transformador consiste na função 87, enquanto que a proteção de sobrecorrente constitui a proteção irrestrita em conjunto com a proteção de sobretensão de sequência zero (59G). A proteção intrínseca é o conjunto de dispositivos de proteção integrados ao equipamento, como o relé de gás (ONS, 2009).

5.2 HISTÓRIA E DESENVOLVIMENTO DO RELÉ DIGITAL

Os relés eletromecânicos foram os relés pioneiros projetados para a proteção de equipamentos. O funcionamento básico destes relés é baseado na interação eletromagnética entre correntes e fluxos, atuando de dois modos: a atração eletromagnética e a indução eletromagnética. A primeira abordagem na proteção de equipamentos perante condições de falta foi com os relés de atração eletromagnética, que tem seu princípio de funcionamento idêntico ao eletroímã, podendo operar instantaneamente ou com ajuste de tempo de atraso definido, obtido pelas técnicas de temporização por óleo ou por acoplamento de um relé auxiliar de tempo (KINDERMANN, 2006a).

Com a necessidade de ter maior precisão e seletividade no sistema de proteção para grandes sistemas, os relés de indução magnética foram produzidos, funcionando com o mesmo princípio de um motor elétrico, através do giro de um rotor (tambor ou disco). Os relés de indução podem ter uma ou duas grandezas de atuação, sendo que a última ocasiona característica direcional, estendendo seu uso para outras características de proteção no sistema de potência (KINDERMANN, 2006a).

O desenvolvimento dos dispositivos semicondutores permitiu criar os relés eletrônicos ou estáticos, onde todos os comandos e operações são feitos eletronicamente através de um *hardware* próprio. O termo estático provém da característica da ausência de movimentos mecânicos nestes relés, em oposição à operação dos relés eletromecânicos. Os relés estáticos são constituídos por componentes que necessitam de baixa potência para operarem, mas possuem capacidade limitada (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2007). Os primeiros relés eletrônicos empregados causaram muitos problemas, produzindo operações indevidas nos sistemas de proteção, pois a sensibilidade destes equipamentos era muito apurada, atuando perante pequenos distúrbios e períodos transitórios. O surgimento dos relés digitais e a evolução significativa na estrutura de *hardware* e *software* dos relés foram predominantes para o desaparecimento dos relés estáticos no mercado.

Na década de 60 já se promovia a ideia de que a proteção de vários equipamentos em uma subestação deveria ser realizada por um único computador (ROCKFELLER, 1969). Com a diminuição dos custos de um computador e a maior velocidade no processamento de sinais, a implementação de relés digitais tornou-se uma realidade na proteção de sistemas de potência. Os relés digitais são microprocessadores capazes de manipular grandezas através de um *software*, que processa a lógica de proteção através de um algoritmo.

O avanço da tecnologia digital permitiu aplicar em uma única plataforma de *hardware* muitas funções de proteção, criando o conceito de relés multifuncionais. A filosofia de proteção é incorporada à função lógica de proteção do relé multifuncional. Tornou-se uma prática comum instalar relés multifuncionais em indústrias de média tensão, permitindo ao usuário selecionar as funções de proteção de interesse, o que permite criar várias configurações de proteção em um mesmo relé (MOZINA, 1999).

Os relés digitais chegaram ao mercado brasileiro na década de 1980 e sua aplicação se intensificou nos anos 90, quando a tecnologia de digitalização dos sistemas elétricos se aperfeiçoou, automatizando os processos de medição e proteção de subestações. Como os relés digitais funcionam através de programações avançadas, processam digitalmente os valores medidos do sistema e de realizar operações lógicas e aritméticas (MAMEDE, 2005). Há possibilidade de comunicação entre o sistema supervisório (SCADA) e o relé digital, através de uma interface serial, o que permite ao operador receber mensagens e alarmes em

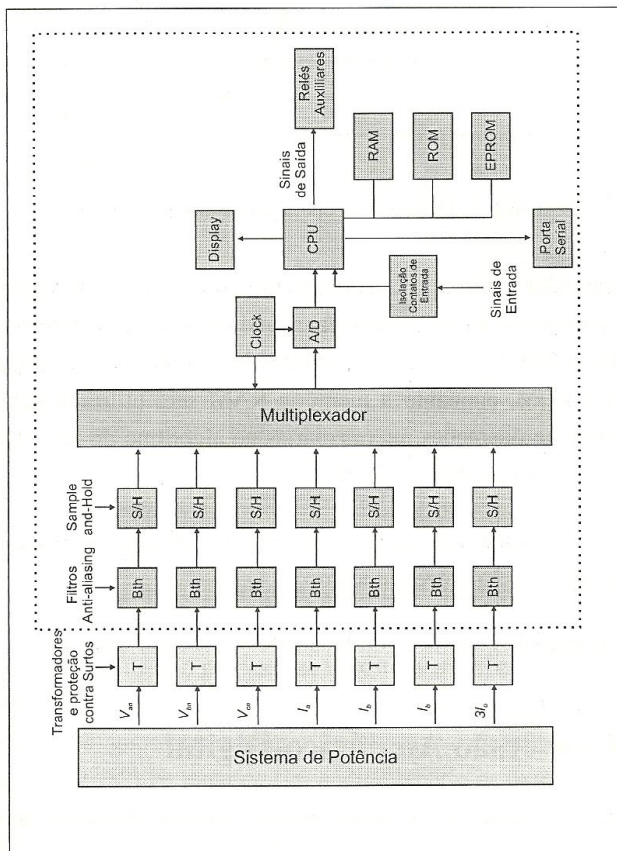
tempo real, e alertar rapidamente a equipe de manutenção, caso tenha que trocar algum equipamento defeituoso.

Como o relé digital pode armazenar os dados recebidos pelo sistema, se permite realizar um diagnóstico de falha, analisando o desempenho e atuação da proteção. Os dados podem ser descartados ou transferidos para o *mainframe*, permitindo agrupar os eventos ocorridos no sistema e preparar um relatório mensal ou anual de análise de falha e defeito dos equipamentos e/ou do próprio sistema de proteção. Esta análise visa buscar soluções para os eventos mais recorrentes do sistema, e pesquisar quais equipamentos estão susceptíveis a falhas. Os ajustes de proteção podem ser configurados remotamente ou no próprio display do relé. Geralmente os relés podem suportar até 50 eventos na memória RAM, sendo que o último evento depois de completada a memória de armazenamento anula o primeiro evento e assim sucessivamente.

Normalmente, o relé é acompanhado de software que permite ao usuário se comunicar facilmente com o dispositivo de proteção. A comunicação tem por objetivo introduzir e alterar ajustes dos relés, acessar informações armazenadas e carregar tais informações para posterior análise (MAMEDE, 2005).

A arquitetura do relé digital consiste em subsistemas com funções bem definidas, representadas na figura 25. A primeira abordagem que o relé deve fazer é receber os sinais analógicos de corrente, provenientes de transformadores de corrente, e de tensão, provenientes de transformadores de potencial (YALLA, 1992). Para desacoplar fisicamente os sinais de entrada e saída, permitindo a isolamento galvânica entre o relé de proteção e os transformadores de instrumentos, há o processo de redução dos sinais através de transformadores auxiliares, seguido do tratamento destes sinais pelos filtros *anti-aliasing*. As entradas de corrente são reduzidas para o valor nominal e convertidas para sinais de tensão equivalentes (MOZINA ET AL, 2004). Os dispositivos *Sample and Hold* prepara os sinais analógicos em sinais de amostragem por ciclo, minimizando a deformação provocada pela amostragem não sequencial. O multiplexador é empregado para permitir que seja utilizado apenas um conversor analógico/digital para várias entradas analógicas, que serão convertidas para sinais digitais em intervalos definidos pela taxa de amostragem (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2007).

Figura 25 – Principais processos de um relé digital.



Fonte: Coury, Oleskovicz e Giovanini (2007).

A lógica de proteção do *software* depende do algoritmo aplicado ao relé, que podem ser baseados em técnicas de processamento de sinais, como transformada discreta de Fourier, algoritmo de Mann-Morrison, técnicas de Phadke, técnicas de Kalman e transformada Wavelet (CIGRÉ, 2011). A saída lógica cumpre as funções do relé, determinando atuações de disjuntores, alarmes, controles, dados para supervisão e comando para outros relés. O relé pode armazenar dados em um arquivo histórico, permitindo efetuar análise do desempenho, atuação e informações da proteção.

Os algoritmos de proteção devem considerar efeitos que podem confundir a proteção de determinado equipamento. Casos de

energização de transformadores, entrada de bancos de capacitores e reatores, saturação de transformadores de corrente, entre outras condições de operação afetam o desempenho de sistemas de proteção, ocasionando operações indevidas, e desligando desnecessariamente equipamentos imprescindíveis para fornecimento de energia aos consumidores.

5.3 PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES

5.3.1 Importância da Proteção de Transformadores

O transformador de potência é um equipamento simples de construir e de alta confiabilidade, mas o processo de construção é um fator crucial para o correto funcionamento deste equipamento. Detalhes importantes como isolamento dos enrolamentos e das buchas, e boas conexões e um serviço de manutenção adequado proporcionam uma boa operação do transformador (WARRINGTON, 1962). A taxa de falha dos transformadores é baixa, mas quando encontramos no sistema uma falha envolvendo transformador, geralmente leva a desligamentos não programados, e a manutenção corretiva consiste em substituições de equipamentos e manobras, que podem ser demoradas.

A ANEEL estabeleceu indicadores que supervisiona e controla o serviço das distribuidoras referente à continuidade dos serviços públicos de energia elétrica, nos aspectos de duração e frequência de um conjunto de consumidores, como também dos consumidores individualmente. Estes indicadores são:

- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC);
- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC);
- Duração de Interrupções por Unidade Consumidora ou ponto de conexão considerado (DIC);
- Frequência de Interrupções por Unidade Consumidora ou ponto de conexão considerado (FIC);
- Duração Máxima das Interrupções por Unidade Consumidora ou ponto de conexão considerado (DMIC).

A demora no atendimento de ocorrências de interrupções de fornecimento de energia acarreta em prejuízos para as empresas distribuidoras (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA,

2000). Quando os limites dos indicadores são ultrapassados, a distribuidora deve compensar a unidade consumidora automaticamente, sendo que o pagamento deve ser realizado até 2 meses após o mês de apuração do indicador.

Para as empresas transmissoras de energia elétrica é previsto manter a qualidade do serviço público com base na disponibilidade e capacidade plena do conjunto de instalações funcionalmente dependentes. O pagamento base destas instalações é sujeita a desconto, através da Parcela Variável por Indisponibilidade e da Parcela Variável por Restrição Operativa Temporária. Caso sejam respeitadas as metas impostas pela ANEEL, as empresas podem ser beneficiadas com um adicional a Receita Anual Permitida (RAP), como incentivo à melhoria da disponibilidade das instalações de transmissão (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2007). Caso algum desligamento não programado ocorra no sistema e se o tempo de atendimento a esta contingência não seja efetuada de forma ágil, ou se há um atraso no tempo de entrada de alguma instalação em operação, as punições podem levar a multas que comprometem o pagamento base das instalações, sofrendo prejuízo em sua receita anual.

De acordo com Agência Nacional de Energia Elétrica (2004), a instalação da rede básica possui indicadores de continuidade do serviço. Os indicadores são:

- Duração da Interrupção do Ponto de Controle (DIPC);
- Frequência da Interrupção do Ponto de Controle (FIPC), e;
- Duração Máxima da Interrupção do Ponto de Controle (DMIPC).

Considera-se interrupção do Ponto de Controle a ausência de tensão por um período maior ou igual a um minuto na instalação da rede básica devido a um problema interno ou externo, considerando eventos programados e forçados. O Ponto de Controle consiste na instalação da Rede Básica que faz fronteira com ativos de conexão dos agentes de geração, de distribuição, consumidores livres e demais instalações de transmissão (ANEEL, 2004).

A disponibilidade de transformadores é calculada anualmente, através do Relatório de Avaliação do Desempenho da Manutenção, onde o ONS estabelece os limites classificados como normal, alerta e insatisfatório. O acompanhamento da manutenção consiste em realizar uma inspeção física das instalações, verificando o estado de conservação e atualização do sistema de proteção e os relés.

Os transformadores de potência de grande porte necessitam de sistemas de proteção com filosofias e equipamentos sofisticados, caso estejam conectados a um grande sistema, que transmite energia para muitos consumidores ou consumidores importantes. A localização do transformador também influencia nos tipos de proteção que serão adotados, como, por exemplo, se o transformador está próximo a um gerador, necessita de um sistema de proteção que se adapte a presença das correntes de magnetização de alta magnitude. Outro fator determinante para escolha de um determinado sistema de proteção é o tipo de conexão dos transformadores.

Além das funções de proteção descritas na seção 5.1, o ONS determina que o sistema de proteção de transformadores deva dispor de outras funções para complementar as proteções restritas e irrestritas, visando aperfeiçoar o sistema perante situações adversas na operação do equipamento. A proteção unitária deve ter restrição de atuação para correntes de magnetização e desempenhos transitórios desiguais de transformadores de corrente e número de circuitos de restrição igual ao número de transformadores de corrente de malha diferencial, além da função de proteção diferencial, que será do tipo percentual com atuação individual por fase. A proteção gradativa do transformador deve ter suas funções de sobrecorrente temporizada de fase e de neutro vinculadas a cada enrolamento do transformador, e cada ponto de aterramento terá uma função de sobrecorrente temporizada de terra. Caso o transformador tenha três enrolamentos, deve dispor de proteção de sobretensão de sequência zero no enrolamento terciário ligado em delta, para emitir alarmes de falta à terra.

Com o desenvolvimento dos relés digitais, se tornou possível agrupar as muitas funções de proteção em um mesmo equipamento, o que economiza espaço físico na locação dos equipamentos de proteção nas subestações. Permitiu-se criar grupos de ajustes para que, em casos de contingência no sistema, o relé de proteção possa adotar outra filosofia de proteção para se adequar ao novo arranjo do sistema. Esta característica dos relés digitais é uma vantagem nos momentos em que uma contingência fora de sua zona de proteção muda o sistema para um novo ponto de operação, alterando os valores de tensão e corrente de entrada do equipamento protegido. Novos elementos de proteção inseridos na proteção podem detectar rapidamente faltas em equipamentos, os retirando de operação em um curto período de tempo, não causando danos extras tanto ao sistema como ao próprio equipamento, melhorando a coordenação de ajustes do sistema de proteção.

Uma configuração de proteção adaptativa foi proposta em Anderson (2011), onde múltiplos grupos de proteção foram ajustados em relés digitais comerciais para desenvolver a proteção de alimentadores de distribuição considerando geração distribuída (GD). A conexão de GD no sistema de distribuição interfere na operação do sistema de proteção, tornando-o passível de falhas.

As funções de proteção dos transformadores serão brevemente descritas, explicitando como é a filosofia e o princípio de funcionamento de cada uma. Aprofundar-se-á na proteção por sobrecorrente e proteção diferencial, esta que pode ser adaptada visando melhorar o desempenho do sistema de proteção perante condições especiais de operação do transformador.

5.3.2 Relé de Sobrecorrente

Este tipo de proteção opera quando detecta uma corrente maior do que o nível de corrente ajustado no relé. Estes dispositivos de proteção vigiam o sistema comparando os parâmetros do sistema com os parâmetros de ajuste. Caso ocorra algum defeito no sistema, elevando a corrente do sistema para um nível elevado, o relé de sobrecorrente atua, isolando o defeito do restante do sistema. Os relés de sobrecorrente são utilizados na proteção de subestações industriais de médio e grande porte, na proteção de motores e geradores de potência elevada, banco de capacitores e nas subestações das concessionárias de energia elétrica (MAMEDE, 2005).

O relé digital para este tipo de proteção é classificado como um relé de sobrecorrente de ação indireta, isto é, não atua diretamente no dispositivo de destrava do disjuntor. A atuação do relé fecha um contato, que ativa outro circuito que tem a responsabilidade de providenciar a destrava da mola ou abertura da válvula do sistema pneumático ou hidráulico para a liberação do dispositivo do disjuntor. O relé de ação indireta pode ser também classificado como relé secundário. A bobina magnetizante do relé é energizada através do enrolamento secundário do transformador de corrente ou do transformador de potencia, operando num nível de tensão baixo, sendo mais seguro para intervenção humana (KINDERMANN, 2006a).

A aplicação de relés de sobrecorrente secundários apresenta custos bem superiores comparativamente à utilização dos relés de ação direta. Os relés de sobrecorrente normalmente oferecem ao transformador uma solução econômica, simples e confiável para defeitos externos a esse equipamento. É aplicado como proteção principal apenas

em unidades transformadoras com potência menor do que 10 MVA. Para unidades superiores, o relé de sobrecorrente se responsabiliza pela proteção dos demais componentes do transformador ou de proteção de *backup* do relé diferencial. No caso de defeitos francos internos, pode-se obter a atuação da proteção com os relés de sobrecorrente, através da sua unidade instantânea, mas o tempo de atuação é maior do que o tempo da proteção diferencial.

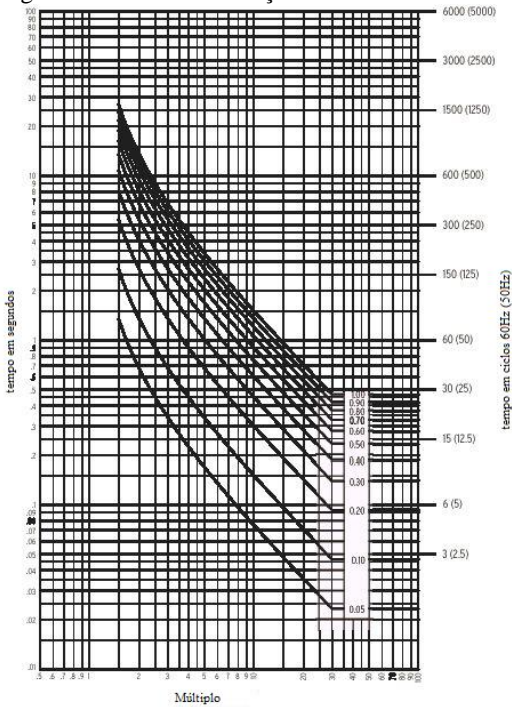
O relé de sobrecorrente pode atuar de dois modos: instantâneo e temporizado. O ajuste do relé de sobrecorrente instantâneo é simples, atuando quando a corrente de falta do transformador for maior que a corrente de ajuste do relé. O modo temporizado pode ser de tempo definido ou por uma família de curvas de atuação, cujo comportamento varia conforme características e condições da coordenação dos relés na proteção, na qual estão inter-relacionados. As curvas de atuação se classificam em normalmente inversa, muito inversa, extremamente inversa e ultra-inversa. A figura 26 apresenta a característica da curva de atuação muito inversa.

Além de operar instantaneamente ou temporizado, o relé de sobrecorrente pode incorporar as duas características em sua configuração, o que torna possível atuar a proteção quando a corrente de curto circuito for muita alta, necessitando eliminá-la rapidamente.

O relé de sobrecorrente monitora a corrente nas fases do sistema, mas há uma unidade conhecida como relé de neutro, que forma um filtro, através de transformadores de corrente, onde escoam a corrente de sequência zero. Este recurso permite maior sensibilidade da proteção para atuar em alguns tipos de faltas, como curto circuito monofásico, curto circuito bifásico à terra e cargas desequilibradas, situações que originam correntes de sequência zero.

Em sistemas radiais, onde se tem muitas linhas de distribuição em série, não há muita diferença na corrente entre uma falta na seção final do sistema radial e uma falta na seção anterior. É necessário inserir um atraso no tempo de *trip* do relé, quanto mais próximo a fonte do sistema. Quando o sistema radial possui muitas seções, o tempo de *trip* para uma falta próxima a fonte do sistema pode ser alta, o que pode ser indesejável para o sistema de proteção, pois a corrente de curto circuito em uma localização próxima da fonte do sistema radial é alta, o que pode causar a destruição de equipamentos.

Figura 26 – Curva de atuação muito inversa.



Fonte: IEEE (2007).

5.3.3 Relé Buchholz

Este relé de proteção é acumulador de gás e opera quando detecta a presença de gás e/ou rápida movimentação de óleo no transformador. Esta proteção é aplicada somente na proteção de transformadores de potência equipados com conservadores de óleo. Quando há uma falta no transformador, o calor produzido decompõe os materiais isolantes líquidos e sólidos, transformando-os em gás inflamável. Este fenômeno foi estudado por M. Buchholz, que propôs esta proteção por atuação de um gás (WARRINGTON, 1962). O relé é instalado no duto que liga o transformador ao reservatório de óleo, que tem a finalidade de suprir pequenos vazamentos de óleo no transformador, de acomodar dilatações do óleo produzidas pela variação da temperatura ambiente e as provocadas pelo aquecimento da operação do próprio transformador.

(KINDERMANN, 2006b). O relé de gás é construído em função da potência nominal do transformador, pois o tamanho do transformador é determinante no volume de gás necessário para acionar a proteção.

A presença de corrente de fuga e fortes correntes de Foucault em partes metálicas também pode provocar decomposições nos materiais sólidos e líquidos, formando gases. Quando o transformador a óleo mineral é submetido a um forte resfriamento, acompanhado de uma queda rápida da pressão atmosférica durante uma mudança brusca de tempo, pode-se ter uma separação rápida do ar, ainda que seco, contido no interior do líquido isolante (MAMEDE, 2005).

O relé Buchholz detecta defeitos de pequeno e grande porte, como falhas no isolamento das bobinas e nas conexões internas do transformador, como também curto circuito interno. Estas falhas provocam a formação de arcos elétricos e aquecimento local, causando a decomposição de óleo com a formação de bolhas de gás que se deslocam para a parte superior do transformador. O relé Buchholz possui funções designadas para proteção do transformador (63T) e proteção do comutador do transformador (63C).

A observação da quantidade e análise do aspecto dos gases desprendidos do óleo do transformador permite que se determine a localização dos defeitos. Os gases brancos se caracterizam pela combustão de papel, relacionado a defeito entre espiras. Os gases amarelos se caracterizam pela combustão da madeira, relacionando que o defeito possa ter atingido as peças de apoio do núcleo, quando de madeira. Os gases negros se caracterizam pela combustão do óleo (MAMEDE, 2005).

5.3.4 Relé de Sobre-excitação

Durante a operação normal de um transformador, o fluxo magnético que percorre seu núcleo tem comportamento praticamente senoidal. Se considerarmos um transformador monofásico, o fluxo magnético máximo no núcleo diretamente proporcional a tensão no enrolamento primário do transformador. Se há aumento na tensão da bobina, haverá aumento do fluxo magnético, e conseqüentemente aquecimento não desejado do núcleo (KINDERMANN, 2006b). A relação entre o fluxo magnético ϕ , tensão V e frequência f é dada pela equação (17).

$$\phi \approx \frac{V}{f} \quad (17)$$

Este relé de proteção é recomendado para os transformadores de grande porte que estão acoplados a unidades geradoras, pois há maior ocorrência de sobretensões nestas unidades transformadores. Este fenômeno é gerado por problemas na excitação das máquinas síncronas ou na ocorrência de corte de carga, que pode desviar a operação do gerador de sua frequência nominal, comprometendo a eficácia dos materiais isolantes do transformador. O ajuste da proteção de sobre-excitação é dado por uma curva de dano do transformador em função da relação V/Hz, onde quanto maior for a relação, mais rápida será a operação do relé, provocando o desligamento do disjuntor. O relé digital de sobre-excitação permite ajustar a curva de atuação de um modo personalizado, sendo possível deslocar a curva para evitar que o excesso de fluxo magnético cause prejuízos ao transformador. É importante associar esta função de proteção com a proteção diferencial nos relés digitais, para proteger o transformador na presença de sobre-excitação (MOZINA, 2011).

5.3.5 Relé de Sobretensão

O relé de sobretensão tem seu princípio de operação baseado na magnitude de tensão no terminal do transformador. Quando este valor está maior do que o valor pré-ajustado, o relé atua, retirando o transformador de operação. Esta função de proteção pode ser encontrada em relés eletromecânicos, eletrônicos ou digitais. O tempo de atuação da proteção do relé eletromecânico de sobretensão pode ser instantâneo ou temporizado. O relé eletromecânico de sobretensão instantâneo é aplicado principalmente na proteção de linhas de transmissão com defeito à terra em sistemas não aterrados ou aterrados com alta impedância (KINDERMANN, 2006b).

Nos relés digitais, o ajuste da proteção perante sobretensão permite escolher dois níveis de atuação, calcular a sobretensão residual, enviando instantaneamente o sinal de *trip* para o disjuntor. Caso o engenheiro de proteção desejar definir um tempo de atraso para operação da proteção, há equações de controle de lógica digital disponíveis para manipulação, permitindo-o adicionar temporizadores nas variáveis lógicas.

5.3.6 Relé de Subtensão

O relé de subtensão é um dispositivo de proteção que opera quando a tensão no transformador está abaixo do valor ajustado no equipamento de proteção. Esta função de proteção pode ser utilizada no sistema elétrico combinado a outra proteção, como, por exemplo, o relé de sobrecorrente. O ajuste desta função de proteção é similar ao relé de sobretensão, como também seus aspectos construtivos.

5.3.7 Proteção Diferencial de Transformadores

A proteção diferencial é a proteção mais recomendada para proteger transformadores de potência de grande porte. A lógica de proteção de um relé diferencial comum consiste em comparar as correntes de entrada e saída do transformador. A monitoração das correntes primárias e secundárias do transformador é realizada pelos transformadores de corrente conectados em série respectivamente com os ramos primários e secundários do transformador. As correntes são inseridas na entrada do relé diferencial, que fará a análise da corrente diferencial, e caso este valor seja maior do que o valor ajustado pelo engenheiro de proteção, o relé é acionado, retirando o transformador defeituoso do sistema. O tempo normal de operação do relé diferencial é de 1 a 2 ciclos.

O relé diferencial pode ter variações em suas conexões, permitindo desenvolver esquemas de proteção com sensibilidade e seletividade. A proteção diferencial comum deve estar associada a uma proteção de sobrecorrente alimentada preferencialmente por transformadores de corrente independentes. Os relés de sobrecorrente são destinados à proteção do transformador para faltas externas à zona de proteção e têm a função de proteção de retaguarda para falhas do relé diferencial. A zona de proteção do transformador está compreendida entre os transformadores de corrente instalados no lado primário e secundário do transformador de potência, área onde o relé diferencial deve atuar e eliminar qualquer falta existente.

De acordo com a figura 27, quando a soma entre as correntes do circuito primário I_{1TF} e secundário I_{2TF} do transformador é nula, significa que o equipamento não se encontra sob defeito. A equação (18) apresenta a situação ideal para proteção diferencial, onde \dot{I}_1 é a corrente do transformador de corrente do lado de alta tensão do

transformador em pu, enquanto \dot{I}_2 representa a corrente do transformador de corrente do enrolamento secundário em pu.

$$\dot{I}_1 + \dot{I}_2 = 0 \quad (18)$$

Na proteção diferencial de transformadores por relés eletromecânicos, a bobina de operação receberá as correntes de entrada \dot{I}_1 e saída \dot{I}_2 dos transformadores de corrente, conforme equação (19), e caso a soma das correntes for maior que a corrente de ajuste da proteção \dot{I}_{ajuste} o relé atuará, retirando o transformador de operação. Esta situação pode ser indesejável quando o engenheiro de proteção não considera o erro de medição dos transformadores de corrente e a variação da carga no sistema no ajuste da proteção, pois a corrente de operação pode assumir um valor maior que o valor de *pickup* em uma condição normal de operação.

$$\dot{I}_1 + \dot{I}_2 = \dot{I}_{ajuste} \quad (19)$$

Figura 27 – Proteção diferencial comum.

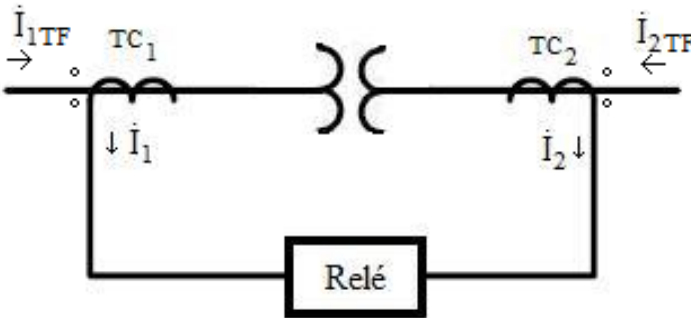
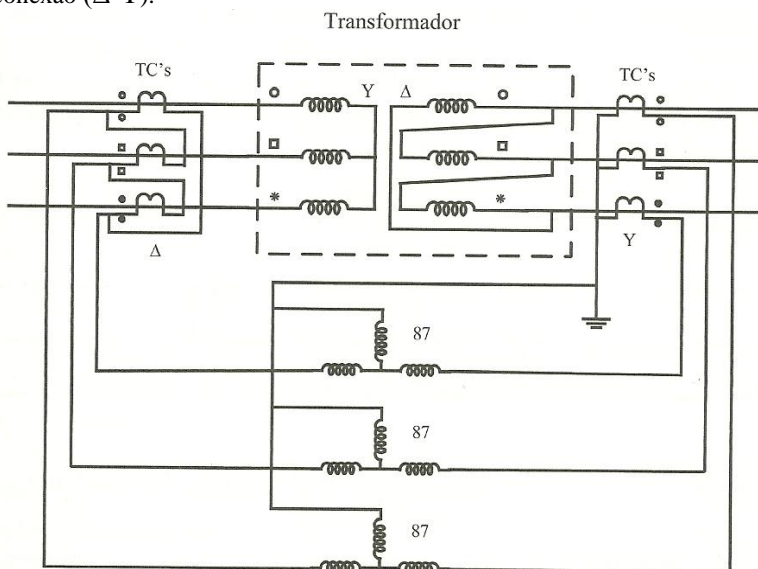


Figura 28 – Conexão dos transformadores de corrente no transformador de conexão (Δ -Y).



Fonte: Kindermann (2006b).

Os transformadores de corrente devem compensar a diferença numérica da corrente primária e secundária do transformador de potência. Algumas regras para conectar os transformadores de corrente no relé de proteção eletromecânico são: seguir a mesma sequência das marcas de polaridade das bobinas primárias e secundárias do transformador e os terminais dos transformadores de corrente com marcas de polaridade devem se conectar as bobinas de restrição do relé diferencial eletromecânico. Os transformadores de corrente devem ser dimensionados de modo que suas correntes secundárias, que passam pela bobina de restrição, sejam iguais tanto em módulo como em ângulo de defasagem. Como o transformador trifásico pode constituir em várias formas de conexão (delta e estrela), em cada lado do enrolamento, a variação destas conexões influencia no deslocamento angular das correntes do enrolamento primário e secundário. Caso a conexão dos transformadores de corrente esteja incorreta, o relé diferencial eletromecânico interpretará as correntes de entrada do relé de forma errônea, prejudicando o desempenho do sistema de proteção. A figura 28 representa a conexão dos transformadores de corrente em um transformador de conexão delta-estrela (Δ -Y). A aplicação de relés

digitais na proteção diferencial permite compensar a diferença numérica entre as correntes dos transformadores de corrente no próprio equipamento, dispensando ajustes na conexão dos transformadores de instrumentos do sistema de proteção.

5.3.7.1 Proteção diferencial percentual

Quando não há faltas internas no transformador, as correntes fornecidas pelos transformadores de corrente deveriam ser idênticas, tanto em magnitude, como em fase, o que é difícil de obter na prática, devido às características construtivas destes equipamentos e à presença de correntes diferenciais em algumas condições de operação.

Para contornar esta situação, emprega-se a proteção diferencial percentual, que se difere a proteção diferencial comum por possuir duas bobinas de restrição, conforme figura 29. As equações (20) a (23) regem a filosofia deste tipo de proteção, onde na equação (20) a corrente de operação I_{OP} é o módulo da soma entre os fasores da corrente primária \dot{I}_1 e secundária \dot{I}_2 . A equação (21) define a corrente de restrição da proteção diferencial percentual, que é o módulo da diferença entre os fasores das correntes medidas pelos transformadores de corrente e proporcional a uma constante α .

Se a constante for igual a 0,5, a corrente de restrição se torna a equação (22). A bobina de restrição é um fator de sensibilidade ao relé de proteção, pois a proteção é ativada quando uma percentagem entre corrente de operação I_{OP} e corrente de restrição I_{RST} ultrapassar I_{PU} , que é o valor de ajuste na equação (23), diferente da proteção diferencial comum, que é ativada quando a corrente de operação ultrapassar um valor de ajuste.

A proteção diferencial percentual aborda o fato em que a possibilidade de termos erros devido ao desempenho dos transformadores de corrente, proporcional à magnitude da corrente de falta no transformador. Quando houver uma falta no transformador, o relé aceitará uma magnitude maior para a corrente diferencial medida antes de sua entrada em operação.

$$I_{OP} = |\dot{I}_1 + \dot{I}_2| \quad (20)$$

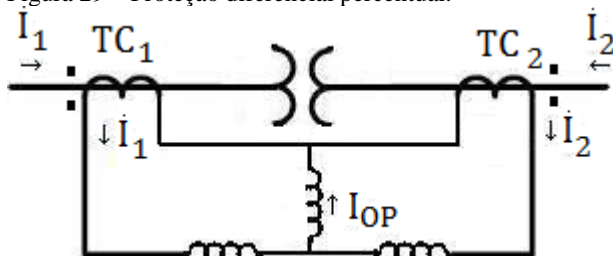
$$I_{RT} = \alpha(|\dot{I}_1 - \dot{I}_2|) \quad (21)$$

$$I_{RST} = \frac{|\dot{I}_1 - \dot{I}_2|}{2} \quad (22)$$

$$\frac{I_{OP}}{I_{RST}} = I_{PU} \quad [\%] \quad (23)$$

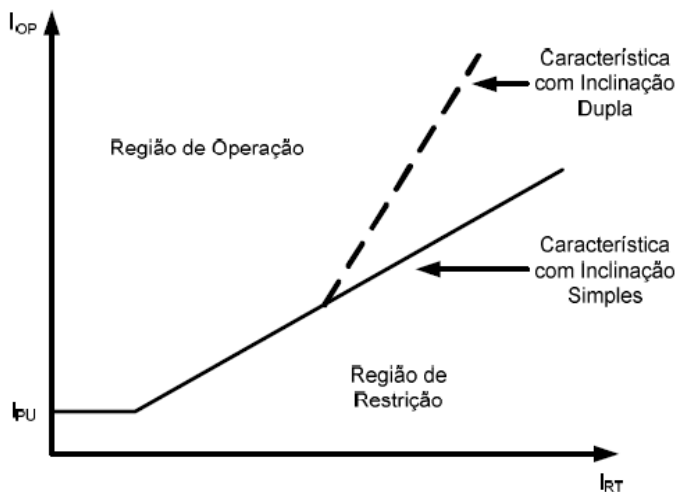
O elemento diferencial tradicional calcula a corrente de operação e a corrente de restrição para transformadores de dois enrolamentos. A corrente de operação é proporcional a corrente de falta pra faltas internas e, conforme descrito anteriormente, sua magnitude é zero para condições normais de operação. A corrente de restrição pode ser modificada para acomodar mais de dois enrolamentos por meio da adição de valores absolutos das correntes dos enrolamentos adicionais.

Figura 29 – Proteção diferencial percentual.



Representada na figura 30, a característica de operação do relé diferencial percentual pode possuir uma ou duas declividades, utilizando a corrente de operação e a corrente de restrição. Permite-se definir a corrente de *pickup* do relé diferencial através das declividades, dividindo a relação entre corrente de restrição e corrente de operação em duas regiões: Região de Operação e Região de Restrição.

Figura 30 - Característica de operação do elemento diferencial percentual



Fonte: Magrin, Rocha e Abboud (2010).

A região de operação do elemento diferencial define o ponto de operação, na situação de faltas dentro da zona de proteção do transformador, localizada entre os transformadores de corrente.

O ajuste no relé diferencial percentual deve atender ao requisito em que as correntes da bobina de restrição são iguais. Na prática, pode-se associar um desvio no valor de *pickup* perante correntes de entrada do relé diferencial, devido a diferenças na relação de transformação, classe de exatidão dos transformadores de corrente e pela comutação do *tap* do transformador de potência (MASON, 1956). Há discrepância na relação de transformação dos transformadores de corrente utilizados na proteção através de relés eletromecânicos, pois depende da disponibilização destes parâmetros pelos fabricantes. Os transformadores de corrente possuem classe de exatidão específica, e quando ocorre uma falta, pode haver saturação do núcleo magnético. Caso os equipamentos estejam operando em condição desfavorável, a medida das correntes do relé diferencial pode atingir erros de 5% a 20%. Quando há comutação dos *taps* dos transformadores de potência, injeta-se correntes diferenciais no relé diferencial. O ajuste deve ser feito na condição de operação normal do transformador de potência. O máximo erro será quando o comutador está com o *tap* na posição limite de máximo ou mínimo (KINDERMANN, 2006b).

Este relé diferencial deve atuar para os casos de falta interna ao transformador, e permanecer bloqueado para os casos da falta externas ao transformador, como em condições especiais de operação. Quando ocorre uma falta interna no transformador, há um desbalanceamento nos sinais de corrente de entrada e saída, tornando significativa a diferença entre eles, ocasionando a operação do relé de proteção. Ressalta-se que apenas o transformador será isolado do sistema, pois a zona de proteção do relé diferencial compreende apenas o equipamento protegido.

Para os casos que consistem em situações similares às situações dos fenômenos transitórios em transformadores, o relé deve permanecer bloqueado, mas o surgimento de correntes diferenciais indesejadas e que não sejam provenientes de defeito interno pode causar operações indevidas do relé de proteção. Na energização inicial de transformador, o relé diferencial pode ser bloqueado para não atuar indevidamente perante presença das correntes de *inrush*.

5.3.7.2 Proteção Diferencial Digital de Transformadores

O relé digital ganha admiração das empresas do setor elétrico em relação aos outros tipos de relés de proteção, pois pode simular várias funções em apenas um relé, como também pode monitorar os sinais de entrada e criar funções customizadas de proteção, ajustando a proteção para determinadas condições de operação ou de falta. Apesar de ser dependente de uma fonte de energia externa de alimentação, o relé digital pode ser programado para monitorar seu próprio funcionamento. Quando ocorrer algum defeito interno, o relé pode gerar um sinal de alarme ao centro de operação ou sair de serviço. A flexibilidade funcional é uma característica própria deste equipamento de proteção, permitindo realizar funções de supervisão, proteção, medição, entre outras muitas funções auxiliares de cálculo, como compensação de cálculo referente às conexões dos transformadores de corrente. Ressalta-se que os relés digitais operam com valores discretos, após as medidas analógicas serem filtradas e amostradas, além de serem submetidas ao algoritmo da função de proteção. Nas seguintes seções serão apresentadas algumas lógicas de proteção para o relé 387E, da Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), onde é permitido customizar os elementos de *pick up* e *trip* do sistema de proteção.

A proteção digital de transformadores é sujeita a falhas devido a características particulares de condições de operação. Como exemplo, o relé digital deve possuir algoritmos inseridos na lógica do relé de proteção para responder corretamente perante presença de corrente de

magnetização, que pode ser confundida como situação de falta interna pela característica diferencial percentual. No caso de ocorrer uma sobre-excitação no circuito magnético do transformador, o relé deve interpretar o conteúdo de harmônicos na corrente de entrada para não operar indevidamente. Há também caso de saturação dos transformadores de corrente, o que pode tornar o sistema de proteção sujeito a erros.

Deve ser considerada a importância do transformador protegido no sistema de potência, caso este seja integrante de um grande sistema, essencial para a transmissão de energia, necessita-se utilizar equipamentos mais sofisticados. Aplica-se a proteção diferencial percentual com restrição harmônica em transformadores de grande porte, com capacidade maior do que 10 MVA, pois estes devem ser retirados imediatamente perante faltas internas. Os relés digitais permitem empregar a lógica de proteção diferencial percentual no sistema de proteção de transformadores de grande porte, através do uso de filtros no sinal de entrada dos relés. A manipulação do sinal digital permite verificar a influência de frequências diferentes da frequência fundamental no sinal de entrada, e alterar o grupo de ajuste de proteção no relé diferencial. Esta técnica é incentivada na literatura devido às condições de operação em que o transformador está sujeito, como, por exemplo, sua energização.

Os relés diferenciais digitais englobam características adicionais a proteção diferencial, como proteção de sobrecorrente de retaguarda, proteção de sobrecarga com característica térmica, restrição adicional para defeito externo da zona de proteção com saturação do transformador de corrente, entre outras funções (MAMEDE, 2005). As informações de corrente são processadas em algoritmos, observando diferenças das correntes de curtos-circuitos e correntes de *inrush*, medindo a concentração de harmônicas e comparando-as com a componente fundamental (KINDERMANN, 2006b). Estas novas características dos relés digitais melhoram a confiabilidade do sistema de proteção.

Como os sistemas de potência estão se tornando complexos, o projeto de sistemas de proteção deve adotar filosofias de proteção que se adaptem às condições de operação do sistema. Este paradigma é denominado proteção adaptativa, e pode recorrer a técnicas de inteligência artificial e processamento digital de sinais. Discorrer-se-ão sobre algumas filosofias de proteção diferencial que surgiram através do processamento de dados digitais, suas vantagens e princípio de funcionamento. A proteção dos equipamentos se estende a condições de

operação não previstas nos relés eletromecânicos, e incluídas atualmente nos relés digitais.

5.3.7.3 Proteção diferencial com bloqueio de harmônicos

A proteção diferencial com habilitação do bloqueio de *trip* é uma função de proteção aplicada perante condições de energização do transformador. Este tipo de proteção usa uma lógica que bloqueia o elemento diferencial quando a relação de um componente harmônico específico pela componente fundamental da corrente diferencial estiver acima de um valor limite pré-ajustado (GUZMAN; ZOCHOLL; LABUSCHAGNE, 2009).

O elemento diferencial usa a magnitude escalonada do componente de segundo e quarto harmônico da corrente diferencial dos três elementos diferenciais de bloqueio de harmônicos para bloquear a operação durante condições de correntes de *inrush* e faltas externas com saturação do transformador de corrente. Este modo de operação é denominado bloqueio comum de harmônicos. Alguns relés são projetados para restringir sua operação enquanto a concentração de segundo harmônica ultrapassa 15% em relação à componente fundamental (ANDERSON, 1999). Alguns relés digitais também permitem bloquear a operação do relé quando a taxa de componente harmônica de quarta ordem ultrapassar um valor percentual em relação a componente fundamental.

As condições operacionais para que o relé opere neste modo de operação são as equações (24) e (25). A equação (24) representa uma condição para operação da proteção diferencial, quando a corrente de operação I_{OP} é maior do que o valor de ajuste de corrente de operação I_{PU} . A equação (25) caracteriza a região de operação da proteção diferencial percentual, quando I_{OP} é maior do que a proporção entre a corrente de restrição I_{RT} e a declividade da curva característica de operação, denominada SLP.

As equações de (26) a (28), relacionadas às correntes constituintes de componentes harmônicas, são fundamentais para bloquear a proteção diferencial. As equações (26) e (27) representam a condição de bloqueio da proteção quando a componente harmônica de segunda ordem (I_2) ou de quarta ordem (I_4) multiplicadas respectivamente pelas constantes K_2 e K_4 forem maiores que I_{OP} . As constantes K_2 e K_4 são relacionadas por um valor de bloqueio perante harmônicas PCT_N , onde $N = 2$ e 4 , em unidade percentual.

$$I_{OP} > I_{PU} \quad (24)$$

$$I_{OP} > SLP \cdot I_{RT} \quad (25)$$

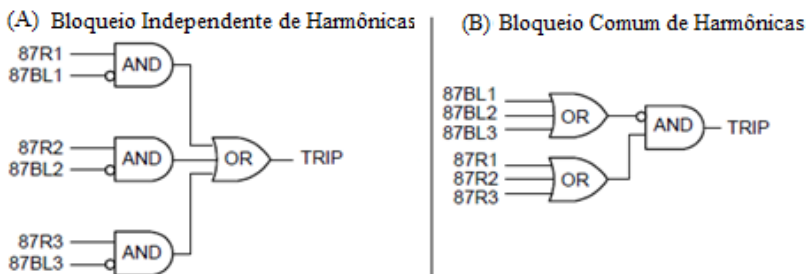
$$K_2 \cdot I_2 > I_{OP} \quad (26)$$

$$K_4 \cdot I_4 > I_{OP} \quad (27)$$

$$K_N = \frac{100}{PCT_N} \quad (28)$$

O elemento de bloqueio de harmônicas pode ser ativado de forma independente ou de forma comum (SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2006). A figura 31 apresenta a lógica de proteção dos dois modos de operação do elemento de bloqueio perante harmônicas na proteção diferencial, onde o elemento 87Rx, onde x = 1, 2 e 3, representa o elemento de restrição e o elemento 87BLx representa o elemento de bloqueio.

Figura 31 – Modos de operação do elemento de bloqueio a harmônicas.



Fonte: Schweitzer Engineering Laboratories (2006).

No modo bloqueio independente de harmônicas (A), o sinal de *trip* será sensibilizado se, e somente se, as três fases estiverem sensibilizadas. Por exemplo, se o elemento de bloqueio BL1 esteja ativo, ou seja, com nível lógico 1, ele bloqueará o elemento de restrição 87R1 e caso o elemento 87R2 for ativado, enquanto que o elemento BL2 esteja inativo, será enviado sinal de *trip* para ativar a proteção diferencial.

Para a proteção diferencial utilizando o modo de bloqueio comum para harmônicas, quando qualquer um dos elementos de bloqueio esteja ativado, ele bloqueará os elementos de restrição de todas as fases que estejam sensibilizados. Por exemplo, se o elemento de bloqueio 87BL1

estiver ativo e o elemento de restrição 87R2 for sensibilizado, a proteção diferencial se manterá bloqueada para operação, não enviando sinal de *trip* para abertura dos disjuntores.

Para os casos de sobreexcitação do transformador, há outro método, onde o elemento diferencial usa a magnitude do componente harmônica de quinta ordem da corrente diferencial para bloquear a operação da proteção diferencial. Quando há a situação de energização do transformador, o ajuste típico do elemento de bloqueio de harmônicas é 15%, em relação à componente fundamental, considerando o modelo do transformador e a experiência das concessionárias. Este elemento de bloqueio desabilita o elemento diferencial de restrição e sem restrição, e deve permanecer bloqueado até que a magnitude da corrente de operação esteja abaixo do nível de *pickup* do relé (GUZMAN; ZOCHOL; HOU, 1995).

5.3.7.4 Proteção diferencial com elemento diferencial de restrição por Harmônicas

O elemento diferencial de restrição de harmônicos utiliza a componente harmônica de segunda e quarta ordem da corrente medida pelo transformador de corrente para se adicionar à corrente de restrição. Esta soma pode dessensibilizar o elemento diferencial de restrição durante presença das correntes de *inrush* e faltas externas com saturação do transformador de corrente, não sacrificando a confiabilidade da proteção diferencial para faltas internas com saturação do transformador de corrente (GUZMAN ET AL, 2000).

Novos transformadores estão sendo construídos e apresentando menores perdas no núcleo dos transformadores, resultando em menor concentração de harmônicas de segunda ordem. Isto pode causar a operação indevida durante energização do transformador. Para contornar esta situação, pode-se adicionar a concentração de harmônicas de quarta ordem na lógica de proteção de restrição, que usualmente é cerca de 40% da componente harmônica de segunda ordem (MOZINA, 2011).

A equação (29) apresenta a comparação entre a corrente de operação I_{OP} e a corrente de ajuste I_{PU} , similar a equação (24). A equação (30) define a característica da proteção diferencial com elemento diferencial de restrição por harmônicas, que é a comparação da corrente de operação I_{OP} e a soma entre a proporção da declividade da curva SLP e corrente de restrição I_{RT} , e das componentes harmônicas I_2 e I_4 , proporcionais a K_2 e K_4 , respectivamente. Se as equações (29) e

(30) forem satisfeitas, a proteção diferencial de restrição por harmônicos entrará em operação.

$$I_{OP} > I_{PU} \quad (29)$$

$$I_{OP} > SLP \cdot I_{RT} + K_2 I_2 + K_4 I_4 \quad (30)$$

Há possibilidade de combinar os elementos de bloqueio e de restrição por harmônicos, operando os dois elementos em paralelo. A combinação de ambos os elementos propicia velocidade máxima de operação para faltas internas e mantém segurança do esquema de proteção durante faltas externas com saturação do transformador de corrente, sobre-excitação do transformador e presença das correntes de *inrush* (GUZMAN; FISCHER; LABUSCHAGNE, 2009)

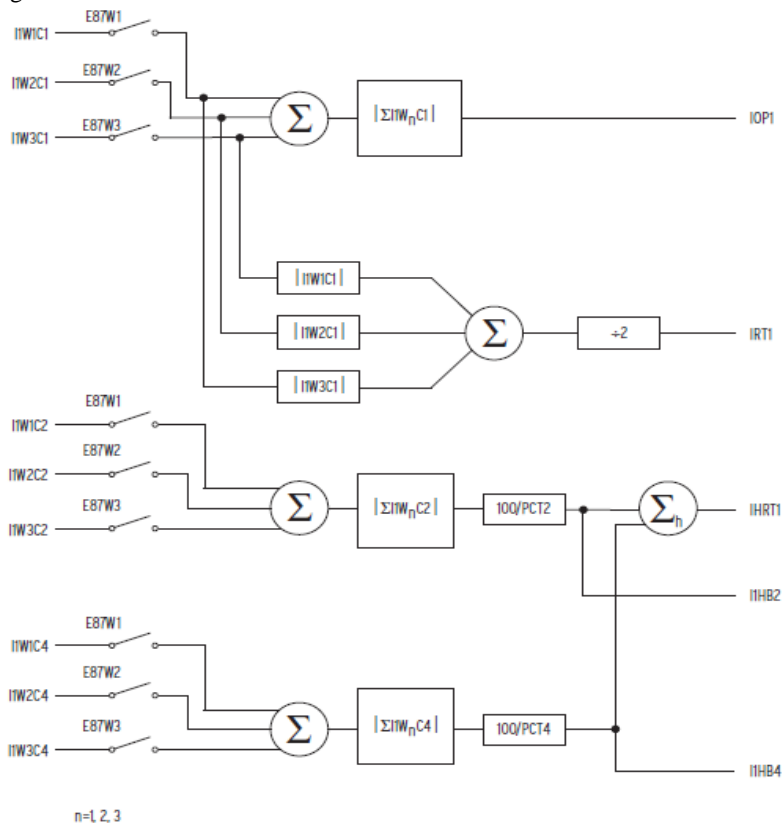
Ressalta-se que em correntes de falta também se pode observar harmônicas, além da componente contínua, sendo importante utilizar um elemento de sobrecorrente instantâneo na proteção, ajustado acima do valor máximo das correntes de *inrush*, e que possa operar em um tempo menor de um ciclo para faltas internas (WARRINGTON, 1962). Este risco deve ser considerado no momento de ajustar a proteção considerando o elemento de restrição.

A proteção diferencial com restrição por harmônicas pode ser utilizada para prevenir a operação da proteção diferencial perante sobre-excitação do transformador, que pode causar saturação no transformador e nos transformadores de corrente. A corrente de excitação do transformador aumenta quando este está saturado, provocando desbalanceamento na corrente de operação, ativando a proteção diferencial. Para evitar a operação indevida do relé, pode-se inserir um elemento de restrição para harmônicas de quinta ordem, componente com maior concentração perante sobre-excitação do transformador (MOZINA, 2011).

A figura 32 descreve o processo de cálculo da corrente de operação da fase A IOP1, da corrente de restrição da fase A IRT1, da magnitude de corrente de harmônica de segunda ordem da fase A IH1B2 e de quarta ordem da fase A IH1B4. As magnitudes de IH1B2 e IH1B4 são somadas, compondo a corrente de restrição de harmônicas IHRT1. Esta corrente é somada a corrente de restrição IRT1 para comparar com IOP1 e decidir se a proteção diferencial deve atuar, representada na figura 33. A magnitude de IOP1 é comparada com o valor de ajuste do elemento sem restrição de *pickup* U87P, com o valor de ajuste do elemento com restrição de *pickup* da corrente de operação O87P e com o

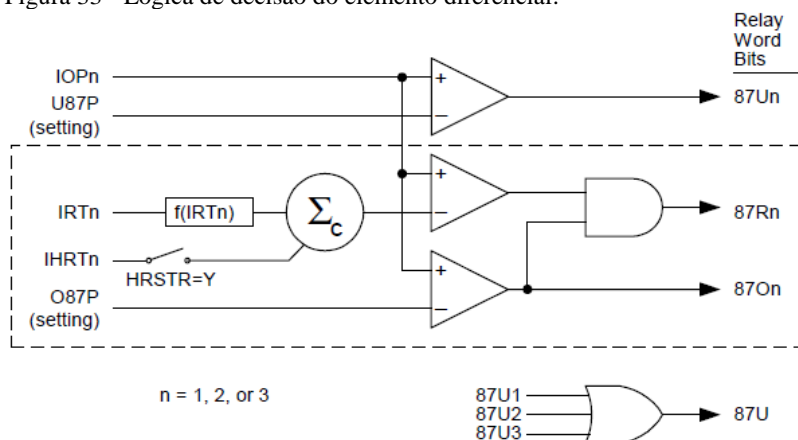
resultado do valor da função $f(IRT1)$. Caso o valor de $IOP1$ seja maior do que os valores comparados, este sensibilizará respectivamente os elementos 87U1, 87R1 e 87O1.

Figura 32 – Cálculo dos elementos diferenciais.



Fonte: Schweitzer Engineering Laboratories (2006).

Figura 33 - Lógica de decisão do elemento diferencial.



Fonte: Schweitzer Engineering Laboratories (2006).

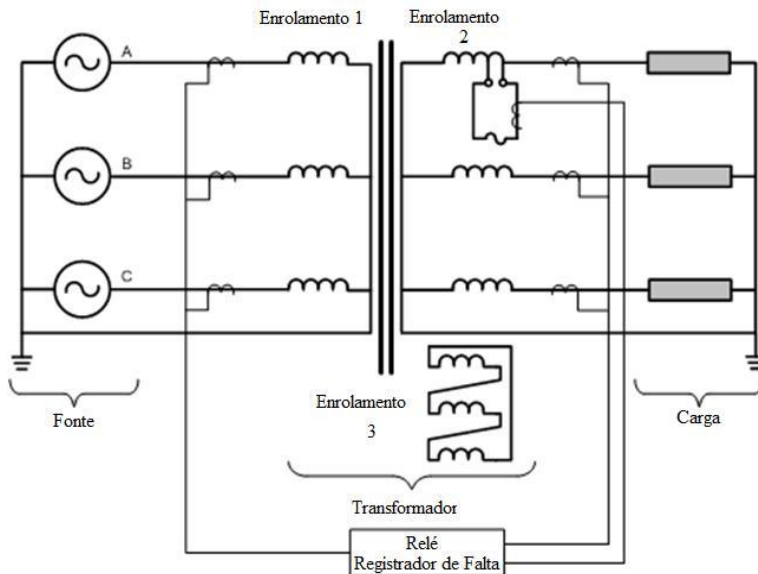
5.3.7.5 Proteção diferencial com elemento diferencial de sequência negativa

O elemento diferencial de fase tradicional detecta rapidamente a maioria das faltas internas nos transformadores, exceto as faltas entre espiras e faltas fase-terra próximas ao neutro do transformador. Para uma falta fase-terra próxima ao neutro do transformador, pode ser usado um elemento de proteção contra falta à terra restrita. A falta entre espiras consiste num desafio interessante para o elemento diferencial de fase tradicional uma vez que a corrente de carga do transformador pode mascarar a corrente de falta. Se o transformador estiver com carga leve a sensibilidade do elemento diferencial de fase e dos elementos diferenciais de sequência negativa são praticamente as mesmas. Contudo, a sensibilidade do elemento diferencial de fase diminui significativamente à medida que a carga do transformador aumenta, enquanto a sensibilidade do elemento diferencial de sequência negativa permanece inalterada.

A figura 34 apresenta o esquema da proteção diferencial com elemento de sequência negativa, onde o princípio de operação do elemento diferencial de corrente de sequência negativa é baseado na presença de corrente de sequência negativa, fluindo em direção ao ponto da falta, proveniente de uma falta desequilibrada no transformador. A medição da corrente de sequência negativa é realizada através de dois

métodos, onde um verifica a direção da corrente e o outro verifica a diferença de corrente entre os enrolamentos do transformador.

Figura 34 – Esquema de proteção diferencial com elemento diferencial de sequência negativa para identificar falta entre espiras.



Fonte: Guzman, Fischer e Labuschagne (2009).

5.3.7.6 Proteção diferencial com elemento de bloqueio perante componente contínua

Além das proteções contendo elementos de bloqueio perante harmônicas de segunda e quarta ordem, há casos de correntes de *inrush* em que a forma de onda é muito próxima a uma onda senoidal pura, contendo pouca taxa de distorção harmônica. Neste caso, os métodos de proteção baseados na concentração de harmônicas poderiam causar a operação indevida do relé de proteção.

Para calcular a componente contínua (DC) no relé digital, é necessário utilizar um filtro passa-faixa, para extrair as amostras desejadas da forma de onda da corrente diferencial. O princípio deste elemento de proteção é dividir o ciclo da corrente diferencial em dois semiciclos, sendo um positivo e o outro negativo. As amostras correspondentes a cada grupo são somadas e comparadas conforme em Guzman, Altuve e Tziouvaras. (2005). A resposta deste método depende

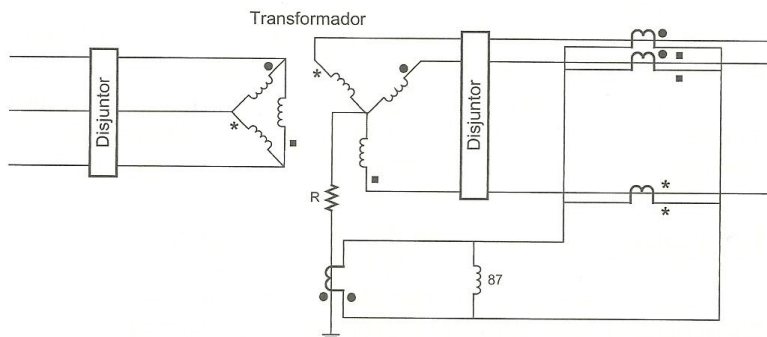
da informação do conteúdo harmônico e da componente contínua na corrente diferencial. A lógica de proteção de bloqueio perante componente DC já está disponível em relés digitais comerciais, e a operação de bloqueio da proteção está associada aos elementos de bloqueio perante componentes harmônicas e componente DC.

5.3.7.7 Proteção diferencial de Terra Restrita

Para identificar se uma falta fase-terra é interna ao transformador trifásico, há uma variação da proteção diferencial que utiliza como referência a corrente de terra no neutro do transformador. A referência é comparada à corrente de sequência zero do enrolamento em estrela do transformador e deve determinar se a falta é intera ou externa ao transformador. Ressalta-se que esta proteção é utilizada exclusivamente em transformadores com conexão estrela aterrada, com os transformadores de corrente de fase do transformador conectados em estrela, pois na conexão delta, as componentes de sequência zero se cancelam.

A figura 35 exibe o esquema de proteção diferencial de terra restrita. A denominação do elemento de proteção como “terra restrita” se justifica pelo fato deste elemento se restringir na zona definida pelos transformadores de corrente de neutro e de fase do transformador (MAGRIN; ROCHA; ABBUD, 2010).

Figura 35 – Esquema da Proteção Diferencial de Terra Restrita.



Fonte: Kindermann (2006b).

5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

As concessionárias estão instalando os relés digitais nas subestações, substituindo os relés eletromecânicos. Vantagens do relé digital são: o conjunto de funções de proteção em apenas um equipamento, possibilidade de implementação de variadas lógicas de proteção, maior resolução dos ajustes e em alguns casos permitem ao engenheiro de proteção realizar múltiplos grupos de ajustes.

O relé digital pode diferenciar uma situação de falta para uma situação normal de operação do transformador com alta sensibilidade e flexibilidade, evitando assim o desligamento desnecessário do equipamento no sistema de potência. As concessionárias devem manter um padrão de qualidade do serviço de transmissão de energia para não sofrer prejuízos perante indisponibilidade do transformador ou de outra função de transmissão.

Neste capítulo foram apresentadas as funções de proteção usuais de um transformador. Discorreu-se sobre o princípio de operação e características de cada função de proteção, com foco na proteção diferencial. A introdução de novos elementos da proteção diferencial digital permite adaptar a lógica de proteção, aumentando a segurança e confiabilidade do sistema de proteção.

O elemento de bloqueio de harmônicas permite bloquear a operação da proteção diferencial quando as correntes medidas pelo relé digital contêm concentração considerável de harmônicas de determinada ordem. O elemento de restrição de harmônicas soma as componentes harmônicas com a componente fundamental para manter o ponto de operação do transformador na região de não operação na curva característica de ajuste da proteção diferencial.

A proteção diferencial com elemento diferencial de sequência negativa é aplicada para detecção de faltas entre espiras, enquanto que para faltas monofásicas a terra, o elemento de proteção contra falta à terra restrita é utilizado para detectar as correntes de sequência zero da falta.

6 METODOLOGIA APLICADA PARA AVALIAÇÃO EM LABORATÓRIO DO DESEMPENHO DE UM RELÉ COMERCIAL

6.1 INTRODUÇÃO

A simulação computacional é a técnica mais apropriada quando casos reais não estão disponíveis. Para avaliar o desempenho de um relé de proteção, a etapa inicial é preparar os casos correspondentes às situações nas quais se pretende verificar o comportamento do relé. Quando disponíveis, podem ser utilizados registros reais armazenados em registradores digitais de perturbação.

No caso deste trabalho foi utilizado o *software* ATP (*Alternative Transient Program*) para simular faltas e situações normais de operação e salvar as grandezas de interesse em um formato apropriado para os testes.

O relé utilizado nos testes foi o SEL-387E. Inicialmente, o relé é ajustado para proteger um transformador específico do sistema teste empregado. Em seguida, são simulados no ATP casos de faltas, energização no transformador em questão, em outro transformador em série e em paralelo, etc. Os arquivos resultantes das simulações são então convertidos para o formato COMTRADE, que é interpretado pelo equipamento utilizado como fonte nos testes para reproduzir no relé as situações de interesse e observar seu desempenho.

Apresentar-se-á uma breve descrição do ATP e os modelos de transformadores disponíveis no item 6.2, além do sistema que serviu como base para os testes de desempenho do relé comercial. O item 6.3 descreve os procedimentos para adaptar os resultados obtidos no ATP em arquivos no padrão COMTRADE, permitindo carregar os dados para a fonte analógica que transmitirá os sinais de corrente no relé digital. A metodologia adotada para avaliar o relé comercial é descrita no item 6.4, e os testes em laboratório e os resultados obtidos são apresentados no item 6.5.

6.2 ALTERNATIVE TRANSIENTS PROGRAM (ATP)

O ATP é um *software* que permite simular os períodos transitórios eletromagnéticos e eletromecânicos em sistemas de potência monofásicos ou polifásicos. O ATP surgiu em 1984, através dos Dr. Scott Meyer e Dra. Tsu-huey Liu, que desenvolveram o *software* a partir de uma cópia de domínio público do *software* *Electromagnetic*

Transient Program (EMTP) da *Bonneville Power Administration* (BPA) (LEUVEN EMTP CENTER, 1987). A formulação matemática é baseada no método de Bergeron para elementos com parâmetros distribuídos e na regra de integração trapezoidal para elementos com parâmetros concentrados. Também é possível avaliar a resposta em frequência de equipamentos e sistema de potência. As condições iniciais do sistema podem ser determinadas automaticamente por uma solução de fasores em regime permanente ou inseridas manualmente pelo usuário.

O ATP trabalha com arquivos de entrada em formato texto de extensão **.ATP** e tabulação definida, e caso haja algum preenchimento em uma formatação diferente, ocasionará erro na geração dos arquivos de saída. Estes arquivos possuem extensão **.LIS** e **.PL4**, com os dados dos resultados obtidos na simulação.

As variáveis de interesse calculadas no ATP são fornecidas em tempo discreto através de uma amostragem determinada no início do arquivo **.ATP**. O ATP possui modelos prontos de transformadores, linhas de transmissão, chaves, elementos lineares e não lineares, motores elétricos e cabos. Redes complexas podem ser simuladas, permitindo analisar sistemas de controle, equipamentos de eletrônica de potência, fenômenos, como arco e efeito corona, faltas, descargas atmosféricas e chaveamentos (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2007).

Há dois módulos integrados com ATP para realizar a simulação de elementos lógicos, que são o *Transient Analysis of Control Systems* (TACS) e MODELS. O TACS é um módulo de simulação que abrange a análise no domínio do tempo de sistemas de controle, que interage com o ATP através de troca de sinais como tensões, correntes, resistências variantes no tempo, entre outros. O TACS funciona com um computador analógico, utilizado para solucionar equações diferenciais e algébricas.

O MODELS é uma linguagem de propósito geral formada por um conjunto de ferramentas para representação e estudo de sistemas variantes no tempo. A linguagem MODELS permite descrever a estrutura e função de um modelo em um formato livre, construindo circuitos e componentes de controle definidos pelo usuário. Esta ferramenta pode ser utilizada no processamento dos resultados da simulação no domínio do tempo quanto no domínio da frequência (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2007).

O ATP possui ferramentas de apoio para criação dos arquivos de entrada, como o ATPDesigner e o ATPDraw. Estas ferramentas permitem gerar os arquivos de entrada do ATP através de uma interface gráfica, com componentes padrões e componentes definidos pelo

usuário através da linguagem MODELS. Uma desvantagem do ATPDraw é a edição direta no arquivo de dados no formato ATP quando se necessita alterar qualquer circuito dentro do ambiente do *software*. Muitos usuários preferem editar os arquivos diretamente sem auxílio do ATPDraw para efetuar pequenas alterações nos arquivos do ATP.

Há rotinas de suporte para obtenção de parâmetros de determinados componentes necessários para a simulação de um sistema de potência. Cada rotina tem uma particularidade a ser respeitada e sua execução é independente do caso onde os dados serão utilizados e inseridos no código do ATP. São rotinas de suporte:

- XFORMER e BCTRAN – rotinas para cálculos de dados para transformadores;
- SATURA e HYSDAT – rotinas para obtenção da curva de saturação e curva de histerese;
- LINE CONSTANTS, CABLE CONSTANTS – rotina para cálculo dos parâmetros de linhas aéreas e cabos;
- JMARTI, SEMLYEN e NODA – rotina para gerar dados de entrada para modelos de linha de transmissão dependentes da frequência, e;
- ZNO FITTER – rotina de derivação da representação não linear verdadeira de um para-raio de óxido de zinco, a partir dos dados do fabricante.

Uma aplicação típica no ATP é a análise do desempenho dos dispositivos para proteção digital do transformador, através da modelagem de relés para proteção. Através de blocos padrões de componentes de um sistema de potência, como transformadores, chaves, linhas de transmissão e fontes, se permite estudar o comportamento do sistema perante condições de operação que podem trazer problemas para o sistema de proteção, como o caso de energização de transformador, que pode causar operações indevidas do relé diferencial do transformador, devido ao surgimento das correntes de *inrush*.

Há blocos de modelos de transformadores disponíveis para uso no *software* ATP. Permite-se estudar o comportamento do sistema de potência perante transformadores ideais ou reais, considerando a curva de excitação ou não. As rotinas auxiliares permitem colocar dados de ensaios de rotina do transformador para se obter comportamento fiel do transformador perante situações reais de falta, energização e

chaveamento no sistema. Estudaremos estes blocos padrões para conhecer melhor as rotinas e parâmetros do transformador.

6.2.1 Modelos de Transformadores

6.2.1.1 Transformador Ideal

O modelo padrão do transformador ideal vem com poucos parâmetros para inserir os dados necessários para a simulação. A figura 36 representa os blocos gráficos do transformador ideal monofásico e trifásico no ATPDraw.

Figura 36 – Modelos do transformador ideal disponíveis no *ATPDraw*.

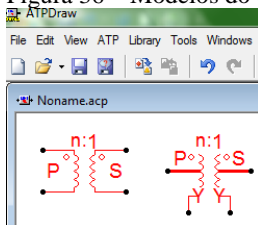
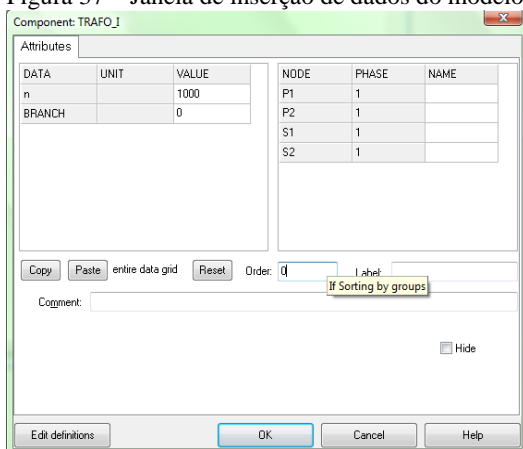


Figura 37 – Janela de inserção de dados do modelo do transformador ideal.



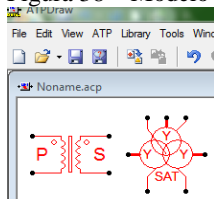
Nestes modelos é possível apenas alterar a relação de transformação entre o circuito primário e secundário, representada pela variável n na figura 37. Um erro muito comum que acontece nas simulações é a conexão direta entre uma fonte ideal e um transformador ideal, pois a impedância que conecta estes dois modelos não é

informada. A ausência desta informação causa instabilidade numérica, impossibilitando de calcular as variáveis desejadas na simulação.

6.2.1.2 Transformador Saturável

Este bloco, diferente do bloco do transformador ideal, necessita de mais dados de entrada, como as indutâncias de dispersão, resistências das bobinas e a tensão em cada enrolamento. Como este modelo, apresentado na figura 38, inclui a rotina SATURA, pode-se inserir os pontos da curva de excitação do transformador, e assim modelar o indutor não linear componente do equipamento. Os pontos da curva de excitação podem ser determinados através das informações de fluxo magnético e corrente de excitação, ou através de dados da tensão e corrente de excitação levantados em ensaios de laboratório.

Figura 38 – Modelo *Saturable* disponível no *ATPDraw*.



De acordo com a figura 39, pode-se determinar o valor da resistência de magnetização, como também a corrente e o fluxo no ramo magnetizante no regime permanente. Para o transformador trifásico, é possível escolher o tipo de conexão dos enrolamentos e o ângulo de compensação.

Há outros modelos disponíveis para o transformador, como os modelos BCTRAN e XFORMER, que possuem distintas formas de cálculo dos parâmetros do transformador. Os modelos existentes no *ATPDraw* podem ser utilizados nas simulações quando a dependência do transformador sobre a frequência não é muito importante. Neste trabalho foi utilizado o modelo de transformador que utiliza a rotina SATURA para calcular a resistência e indutância não linear do transformador em estudo.

Figura 39 – Janela de preenchimento dos parâmetros do modelo do transformador saturável.

Component: TRAFQ_S

Attributes | Characteristic

DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME
Io	Volts	0	P1	1	
Fo	Vs	0	P2	1	
Rmag	Ohms	100000	S1	1	
Rp	Ohms	10	S2	1	
Lp	mH	10			
Vip	kV	230			
Rs	Ohms	10			
Ls	mH	10			

Copy Paste entire data grid Reset Order: 0 Label:

Comment:

Output: 0 - No Hide

Edit definitions OK Cancel Help

6.2.2 Sistema teste

Quando se planeja a expansão de um sistema de potência, muitos aspectos devem ser considerados para viabilizar a entrada de um novo gerador ou de um novo transformador no sistema. O comportamento do sistema em regime permanente e em regime transitório é levado em consideração para não prejudicar a operação e confiabilidade do sistema. A figura 40 apresenta o sistema utilizado para realização dos testes de desempenho do relé digital.

O objetivo neste capítulo é estudar a influência da entrada de um novo transformador no sistema, representado na figura 40. O sistema foi modelado na ferramenta *ATPDraw* e está representado na figura 41, onde se pode observar a região de estudo. O transformador a ser energizado a vazio é o TF3 e os transformadores adjacentes são o TF1 e TF2, apresentados na figura 42. Todos os transformadores da região de estudo possuem conexão estrela-estrela entre enrolamentos primário e secundário. Os dados dos transformadores da região de estudo estão na tabela 2.

Tabela 2 – Dados dos transformadores da região de estudo.

Transformador	Potência Nominal [MVA]	Tensão primária [kV]	Tensão secundária [kV]	Conexão dos enrolamentos
TF1	150	230	69	Y-Y
TF2	150	230	69	Y-Y
TF3	150	230	34,5	Y-Y

Figura 40 – Sistema teste.

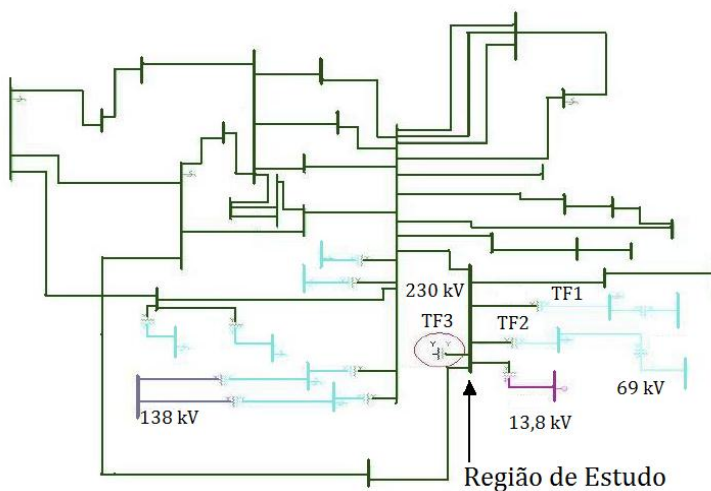
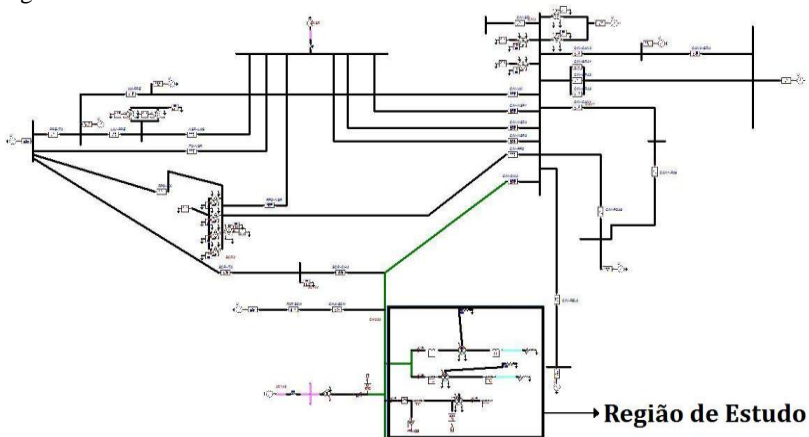


Figura 41 – Sistema teste modelado no ATPDraw.



Os dados dos transformadores de corrente utilizados nas simulações deste trabalho foram obtidos através de ensaios de rotina, determinando os valores da indutância e resistência do circuito primário e circuito secundário. A relação de transformação dos transformadores de corrente no enrolamento primário é 120, enquanto que no enrolamento secundário, a relação de transformação é 400. Os parâmetros de resistência e indutância do transformador de corrente são apresentados na tabela 3. A curva de saturação do transformador de corrente é apresentada na figura 43 e foi adquirida através do ensaio de circuito aberto.

Figura 42 – Região de estudo para entrada do TF3 no sistema.

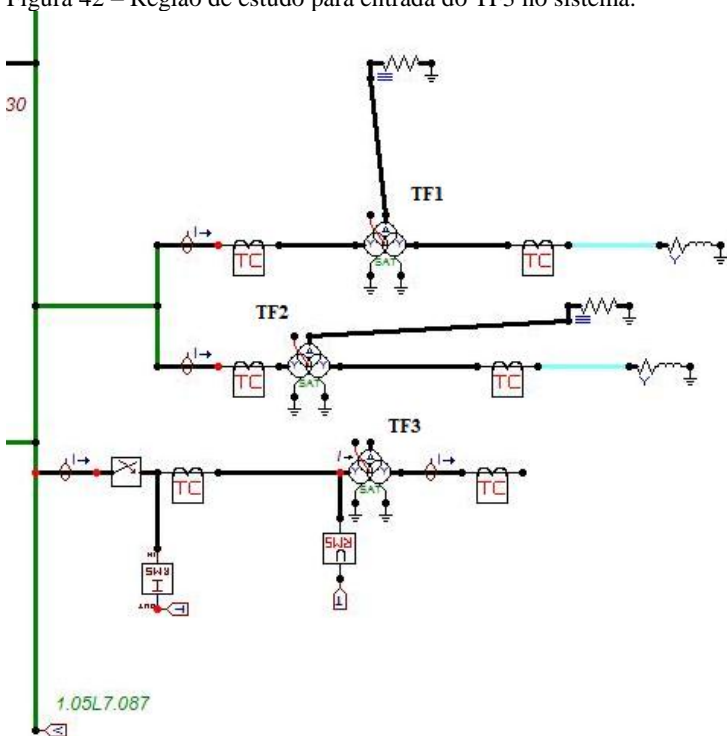
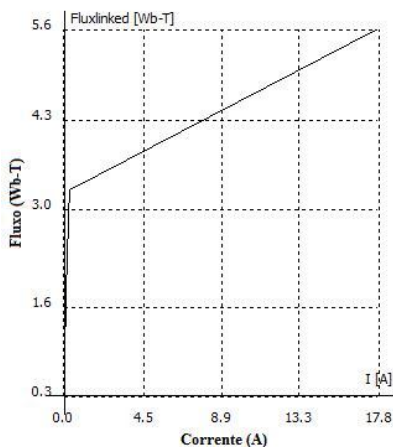


Tabela 3 - Parâmetros dos transformadores de corrente utilizados nos testes.

Parâmetros dos transformadores de corrente	
Circuito primário	
Indutância de dispersão [mH]	0,06292
Resistência de dispersão [Ω]	0,717
Resistência de magnetização [M Ω]	1
Circuito secundário	
Indutância de dispersão [mH]	0,0001
Resistência de dispersão [Ω]	0,0001

Figura 43 – Curva de excitação, dado por fluxo x corrente.



6.3 PREPARAÇÃO DO ARQUIVO COMTRADE

O arquivo COMTRADE é um padrão adotado em IEEE (2007) para processamento de dados de registradores de falta digitais para analisar a resposta de relés mediante distúrbios no sistema. Antigamente os fabricantes detinham o poder de realizar testes de proteção e extrair dados de seus registradores. Os usuários não possuíam os equipamentos de testes e a programação para avaliar o desempenho da proteção era exclusiva a cada fabricante, inibindo o desenvolvimento dos testes por conta própria. Após determinação deste formato padrão dos arquivos, permitiu-se reproduzir dados reais de eventos, além de permitir ao usuário criar seus próprios testes e às empresas utilizarem equipamentos

de fabricantes diferentes em suas subestações sem correr risco de haver falha na comunicação entre estes equipamentos.

Os testes em período transitório possuem extrema importância na avaliação da operação do esquema de proteção, por permitir calibrar os relés com os dados criados pelos *softwares* EMTP/ATP ou pelos Registradores Digitais de Perturbação (RDP). Geralmente os arquivos provenientes dos RDP's são utilizados para fazer a manutenção dos relés, a fim de avaliar situações de operação indevida ou não atuação da proteção.

Os instrumentos de testes digitais modernos são capazes de reproduzir eventos ocorridos em sistemas de potência através dos arquivos COMTRADE, provenientes dos próprios equipamentos ou de outro *software* de simulação de transitórios eletromagnéticos. O padrão COMTRADE é uma coleção de dados em volta de um ponto do evento, gravado em intervalos de tempo regulares, para definir as características de tensão, corrente e status dos canais digitais antes, durante e depois de um evento. Estes arquivos podem ser carregados em instrumentos de testes digitais, via computador, para reproduzir fielmente o dado armazenado, ponto a ponto (GOSALIA; TIERNEY, 1999). O arquivo COMTRADE tem o formato do tipo *American Standard Code for Information Interchange* (ASCII) ou binário. Descreve-se um evento no formato COMTRADE associando-o em três arquivos, sendo que cada arquivo contém dados distintos sobre o evento, e será visto a seguir (IEEE, 2007).

6.3.1 Arquivo *Header* (.hdr)

Este é considerado arquivo “cabeçalho” do evento, fornecendo descrições textuais do evento a ser registrado no período transitório. Informações como identificação do equipamento, nome da subestação onde está locado o equipamento, localização do defeito, relação de transformação dos transformadores, entre outras características, são fornecidas neste arquivo. Não há manipulação do arquivo *header* no programa de aplicação do teste transitório, servindo apenas como informação suplementar ao usuário.

Os seguintes itens devem ser fornecidos no arquivo *header*:

- Nome da subestação;
- Identificação dos equipamentos sob efeito do transitório (transformador, linha de transmissão, capacitor, disjuntor, etc.);
- Comprimento da linha de transmissão;

- Resistências de sequência zero e positiva;
- Capacitâncias;
- Reatâncias de sequência zero e positiva;
- Acoplamento mútuo entre linhas de transmissão paralelas;
- Relação de transformação dos transformadores de potência;
- Tipo de conexão dos enrolamentos dos transformadores;
- Relação entre tensão nominal dos enrolamentos dos transformadores;
- Parâmetros equivalentes do sistema antes dos nós de registros dos dados;
- Dados dos filtros *anti-aliasing* usados;
- Fonte dos dados obtidos, e;
- Códigos dos registros onde os dados estarão disponibilizados.

6.3.2 Arquivo de configuração (.cfg)

O arquivo .cfg pode ser obtido através de um *software* conversor, retirando os dados obtidos de uma simulação computacional e colocando no formato padrão requerido, permitindo sua leitura através do *software* de análise do relé ou através de um processador de dados, que realiza a leitura de arquivos COMTRADE. Este arquivo deve ser associado ao arquivo que contém os valores armazenados dos canais configurados no arquivo .cfg, e sua tabulação deve ser respeitada para não haver problemas na leitura deste arquivo pelo *software*, seguindo o padrão *carriage return/line feed (CR/LF)*. Uma demonstração deste tipo de arquivo é apresentada na figura 44.

A organização do arquivo de configuração é descrita a seguir:

- Nome e identificação da subestação;
- Quantidade de Canais Analógicos e Digitais;
- Classificação de cada canal;
- Frequência Nominal;
- Taxa de amostragem e número de amostras;
- Data e hora da primeira da amostra;
- Data e hora do momento do Trigger, e;
- Tipo do arquivo .dat.

6.3.3 Arquivo de dados (.dat)

O arquivo de dados contém a magnitude das amostras dos canais descritos no arquivo .cfg em cada passo do tempo de simulação. O número guardado deste arquivo é em formato inteiro, e a unidade da amostra é descrita no arquivo de configuração.

A organização do arquivo é separada por vírgulas e tem um número exato de linhas, definida pelo número de amostras. As colunas do arquivo contêm os valores das amostras registrados na simulação, exceto a primeira e segunda coluna, que são o número e o tempo da amostra, dado em μ s, respectivamente. Um exemplo da configuração do arquivo de dados é apresentado na figura 45.

Figura 44 – Modelo do arquivo .cfg.

```
SATURA TC TRAF0 ENERGIZACAO,ASCII
18,18A,0D
1,XX0173 XX0068 WEG TC1C,C,,A,.530878196514E-5,-.00405257940292,0.0,-99999,99999
2,XX0178 XX0070 WEG TC1B,B,,A,.538560379937E-5,-.0041426718235,0.0,-99999,99999
3,XX0183 XX0072 WEG TC1A,A,,A,.618062904323E-5,.08422389626503,0.0,-99999,99999
4,XX0153 XX0074 ASEA TC1C,C,,A,.001038381597027,12.9842567443848,0.0,-99999,99999
5,XX0148 XX0076 ASEA TC1B,B,,A,.001055145869032,14.6123962402344,0.0,-99999,99999
6,XX0143 XX0078 ASEA TC1A,A,,A,.001167574082501,-25.982166290283,0.0,-99999,99999
7,X0045A TASEAA I-branch,A,,A,.139996543526649,-3134.767578125,0.0,-99999,99999
8,X0045B TASEAB I-branch,B,,A,.126578837633133,1762.5849609375,0.0,-99999,99999
9,X0045C TASEAC I-branch,C,,A,.124762646853924,1569.95849609375,0.0,-99999,99999
10,CH230A TWEGA I-branch,A,,A,.741747964639E-3,10.1119651794434,0.0,-99999,99999
11,CH230B TWEGB I-branch,B,,A,.646278029308E-3,-.49733734130859,0.0,-99999,99999
12,CH230C TWEGC I-branch,C,,A,.637065735646E-3,-.48610496520996,0.0,-99999,99999
13,XX0188 XX0083 WEG TC2C,8,,A,.503547789776E-5,-.00385625660419,0.0,-99999,99999
14,XX0194 XX0085 WEG TC2B,4,,A,.503321825818E-5,.003665879368782,0.0,-99999,99999
15,XX0200 XX0087 WEG TC2A,0,,A,.506757714902E-5,.434219837189E-3,0.0,-99999,99999
16,XX0168 XX0089 ASEA TC2C,C,,A,.667383028485E-5,.018029302358627,0.0,-99999,99999
17,XX0163 XX0091 ASEA TC2B,B,,A,.475617298434E-5,-.24512526392937,0.0,-99999,99999
18,XX0158 XX0093 ASEA TC2A,A,,A,.50391795412E-5,-.199988141655922,0.0,-99999,99999
60
1
3333,1668
11/11/2018,11:00:00.000000
11/11/2018,11:00:00.000000
ASCII
```

Figura 45 – Modelo do arquivo .dat.

1,	0,	-16386,	-3962,	-15815,	-34526,	-32980,	-21093,	-34865,	-33834,	-14633,
2,	400,	-16386,	-3962,	-15815,	-35966,	-31701,	-21056,	-37136,	-32053,	-14416,
3,	800,	-16386,	-3962,	-15815,	-37269,	-30322,	-21287,	-39186,	-30148,	-14618,
4,	1200,	-16386,	-3962,	-15815,	-38414,	-28865,	-21788,	-41014,	-28095,	-15251,
5,	1600,	-16386,	-3962,	-15815,	-39369,	-27368,	-22549,	-42572,	-25949,	-16301,
6,	2000,	-16386,	-3962,	-15815,	-40112,	-25871,	-23549,	-43822,	-23772,	-17741,
7,	2400,	-16386,	-3962,	-15815,	-40620,	-24412,	-24759,	-44725,	-21638,	-19523,
8,	2800,	-16386,	-3962,	-15815,	-40887,	-23010,	-26155,	-45269,	-19581,	-21599,
9,	3200,	-16386,	-3962,	-15815,	-40906,	-21708,	-27705,	-45440,	-17655,	-23932,
10,	3600,	-16386,	-3962,	-15815,	-40676,	-20534,	-29370,	-45236,	-15900,	-26451,
11,	4000,	-16386,	-3962,	-15815,	-40200,	-19506,	-31123,	-44653,	-14339,	-29156,
12,	4400,	-16386,	-3962,	-15815,	-39492,	-18646,	-32922,	-43708,	-13007,	-31981,
13,	4800,	-16386,	-3962,	-15815,	-38564,	-17985,	-34722,	-42421,	-11946,	-34844,
14,	5200,	-16386,	-3962,	-15815,	-37442,	-17542,	-36472,	-40829,	-11192,	-37645,
15,	5600,	-16386,	-3962,	-15815,	-36150,	-17317,	-38146,	-38980,	-10747,	-40333,
16,	6000,	-16386,	-3962,	-15815,	-34719,	-17312,	-39701,	-36906,	-10618,	-42850,
17,	6400,	-16386,	-3962,	-15815,	-33181,	-17530,	-41104,	-34665,	-10809,	-45147,
18,	6800,	-16386,	-3962,	-15815,	-31564,	-17971,	-42333,	-32263,	-11326,	-47187,
19,	7200,	-16386,	-3962,	-15815,	-29912,	-18623,	-43355,	-29763,	-12154,	-48922,
20,	7600,	-16386,	-3962,	-15815,	-28263,	-19471,	-44137,	-27237,	-13274,	-50296,
21,	8000,	-16386,	-3962,	-15815,	-26659,	-20497,	-44655,	-24765,	-14659,	-51266,
22,	8400,	-16386,	-3962,	-15815,	-25124,	-21680,	-44907,	-22394,	-16266,	-51823,
23,	8800,	-16386,	-3962,	-15815,	-23700,	-22983,	-44894,	-20176,	-18060,	-51963,
24,	9200,	-16386,	-3962,	-15815,	-22419,	-24379,	-44617,	-18157,	-19997,	-51688,
25,	9600,	-16386,	-3962,	-15815,	-21299,	-25846,	-44076,	-16365,	-22069,	-50990,

Os arquivos de configuração e de dados são os mais importantes para realizar testes práticos em relés de proteção, e a tabulação de arquivo deve estar conforme o padrão COMTRADE para ser considerado válido. Diversos fabricantes dos relés de proteção disponibilizam *softwares* de análise dos registros de oscilografia no padrão COMTRADE e caixas de testes que permitem a leitura deste tipo de arquivo para estudos de avaliação do desempenho dos relés perante transitórios eletromagnéticos, mas podem surgir diferenças no tratamento dos dados por cada *software*. Esta situação pode tornar indisponível a leitura de oscilografia de relés entre *softwares* de análise entre fabricantes diferentes.

6.4 METODOLOGIA

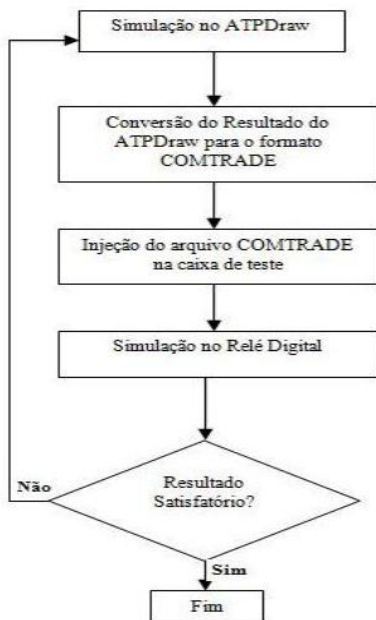
A verificação do desempenho do relé digital perante condições especiais de operação necessita de quatro etapas para sua realização. A primeira etapa é a simulação dos casos com auxílio do *software ATP* e da ferramenta *ATPDraw*. Com os dados de alguns ensaios de rotina dos transformadores, é possível determinar a curva de excitação do transformador em estudo, o que permite verificar o comportamento do núcleo do equipamento quando há uma variação abrupta de tensão ou de corrente no sistema. O núcleo do transformador é modelado com comportamento de um indutor não linear. Foram consideradas como condições especiais de operação a energização do transformador a vazio,

a energização do transformador sob carga, saturação do transformador de corrente faltas externas e faltas internas. A figura 46 apresenta o fluxograma com as etapas desenvolvidas neste trabalho para avaliar o desempenho dos relés digitais.

Os transformadores de potência e os transformadores de corrente foram modelados utilizando os blocos disponíveis no *ATPDraw*. Os arquivos de saída da simulação fornecem os valores das medidas de corrente para viabilizar a segunda etapa do processo de análise do desempenho do relé de proteção. O tempo de simulação dos casos no *ATPDraw* é de 0,25 s para não exceder o tempo de registro da oscilografia do relé comercial, ajustado para 15 ciclos neste trabalho.

Após a simulação do período transitório dos casos em estudo, a segunda etapa consiste na conversão dos dados de saída do *ATPDraw* para o padrão COMTRADE. Esta etapa é fundamental para executar o teste no relé de proteção, pois o arquivo no padrão COMTRADE é compatível com diversos programas de análise de oscilografias e caixas de testes utilizadas nos ensaios com os relés.

Figura 46 – Fluxograma dos testes em laboratório.



A transferência da informação do arquivo COMTRADE à caixa de testes é a terceira etapa do procedimento. A caixa de teste fornece os sinais para testes em baixo nível no relé de proteção e possui um *software* que permite gerar os dados de entrada do relé, através de dados inseridos pelo usuário ou através de arquivos COMTRADE. A conexão da caixa de testes com o computador é realizada por um cabo serial. Pode-se também realizar testes com um ou mais relés simultaneamente. Os arquivos COMTRADE permitem à caixa de teste aplicar no relé ondas correspondente ao período transitório simulado na primeira etapa no ATP. A fonte utilizada nos testes em laboratório possui 12 saídas analógicas, seis contatos de entrada e dez contatos de saída para entradas lógicas do relé, além de sensores para monitorar os contatos do relé e os sinais analógicos e digitais.

A quarta etapa é a execução da simulação no relé de proteção, e, conseqüentemente, a aquisição dos resultados através das oscilografias registradas no relé. Os resultados são transmitidos ao computador por um cabo serial. Caso os resultados sejam inconclusivos ou não satisfatórios, retorna-se à primeira etapa para ajuste dos parâmetros para obter novos dados. O resultado inconclusivo no teste realizado se deve às lógicas dos sinais de *trip* ajustadas no relé digital ou no arquivo de simulação da caixa de teste. Os equipamentos utilizados nos testes em laboratório são apresentados na figura 47, onde um computador foi conectado exclusivamente por um cabo *serial* para transmitir e receber dados do relé digital, enquanto a fonte se conectou a outro computador por cabo *serial*.

Os relés digitais permitem gravar os eventos registrados por uma falta ou condição anormal de operação no equipamento protegido, através de configuração automática ou manual, e pelo *trip* da função de proteção. Permite-se determinar a quantidade de ciclos de registro do evento e do período anterior a falta. É possível extrair os eventos registrados na memória interna do relé, com a opção de se obter os resultados filtrados através de um filtro *anti-aliasing*, ou considerando as distorções na forma de onda.

Figura 47 – Relé digital e fonte multicanal utilizados nos testes.



6.5 TESTES DE EM LABORATÓRIO

As simulações realizadas para análise do desempenho da proteção diferencial contemplam condições de energização de transformadores a vazio, conectados em paralelo a outro transformador de potência, como também curtos-circuitos monofásicos, bifásicos e trifásicos. Para todas as simulações realizadas foram utilizados os mesmo modelos para os transformadores de corrente, para simplificar o ajuste de proteção no relé digital e a conexão dos transformadores de corrente no sistema é estrela, com a compensação angular gerada no algoritmo de proteção. Apesar de o relé digital contemplar outras funções de proteção além da proteção diferencial, as simulações neste presente capítulo foram desenvolvidas para avaliar o desempenho somente da proteção diferencial. As oscilografias extraídas do relé digital possuem nomenclaturas definidas pelo próprio equipamento, como também as características de proteção. A descrição de parte destes elementos se encontra na tabela 4. Os registros de eventos neste trabalho foram limitados em 15 ciclos, com tempo de pré-falta variando de 2 a 4 ciclos.

O ajuste da proteção diferencial para os transformadores foi baseado na configuração padrão do *software* de ajuste do relé digital e no manual do relé digital, e os parâmetros principais são apresentados na tabela 5. Para os transformadores TF1 e TF2 foram utilizados ajustes similares ao TF3, com distinção no valor do TAP2, correspondente a tensão secundária de 69 kV.

Tabela 4 – Parâmetros analógicos e digitais do relé utilizados nos testes.

Elemento	Descrição
IAW1	Corrente da fase A no enrolamento primário
IBW1	Corrente da fase B no enrolamento primário
ICW1	Corrente da fase C no enrolamento primário
IAW2	Corrente da fase A no enrolamento secundário
IBW2	Corrente da fase B no enrolamento secundário
ICW2	Corrente da fase C no enrolamento secundário
IOP1	Corrente de operação da fase A
IOP2	Corrente de operação da fase B
IOP3	Corrente de operação da fase C
IRT1	Corrente de restrição da fase A
IRT2	Corrente de restrição da fase B
IRT3	Corrente de restrição da fase C
I1F2	Corrente de segunda harmônica da fase A
I2F2	Corrente de segunda harmônica da fase B
I3F2	Corrente de segunda harmônica da fase C
87R	Elemento diferencial de restrição
87R1	Elemento de restrição da fase A
87R2	Elemento de restrição da fase B
87R3	Elemento de restrição da fase C
87U	Elemento diferencial sem restrição
87U1	Elemento sem restrição da fase A
87U2	Elemento sem restrição da fase B
87U3	Elemento sem restrição da fase C
87BL	Elemento de bloqueio perante harmônicas
87BL1	Elemento de bloqueio da fase A
87BL2	Elemento de bloqueio da fase B
87BL3	Elemento de bloqueio da fase C
87O1	Elemento de operação da fase A
87O2	Elemento de operação da fase B
87O3	Elemento de operação da fase C
TRIP2	Indicador de sensibilização dos parâmetros 87O1, 87O2 e 87O3
TRIP3	Indicador de sensibilização do elemento de bloqueio 87BL

TRIP4	Indicador de sensibilização do elemento 87R ou do elemento 87U
-------	--

Tabela 5 – Ajustes dos parâmetros da proteção diferencial no TF3.

Elemento	Ajuste
Relação do TC de alta	120
Relação do TC de baixa	400
Tap de alta – TAP1	3,14
Tap de baixa – TAP2	2,99
Pick up do elemento diferencial – O87P	0,3 (<i>pu</i> do tap)
Primeira declividade – SLP1	25%
Segunda declividade – SLP2	50%
Ponto de transição de declividade	3 (<i>pu</i> do tap)
Elemento diferencial instantâneo – U87P	10 (<i>pu</i> do tap)
Bloqueio de segunda harmônica	15%

Diversas configurações da proteção diferencial foram abordadas nos ensaios, como a operação de modo comum ou modo independente do elemento de bloqueio perante harmônicas, e o emprego do elemento de restrição a harmônicas. Pequenas variações nos parâmetros do ajuste da proteção do relé foram abordadas para analisar seu desempenho perante condições especiais de operação. Os casos estudados no *ATP* estão na tabela 6.

Tabela 6 – Condições especiais de operação estudadas.

Caso	Situação
1	Energização do transformador a vazio em 16,67 ms (1 ciclo)
2	Energização do transformador a vazio em 25% de um ciclo
3	Energização do transformador a vazio em 60% de um ciclo
4	Energização do transformador a vazio em 75% de um ciclo
5	Saturação dos transformadores de corrente das fases B e C
6	Saturação do transformador de corrente da fase C
7	Falta interna monofásica na alta tensão
8	Falta interna monofásica na baixa tensão
9	Falta interna bifásica na alta tensão
10	Falta interna bifásica na baixa tensão
11	Falta interna trifásica na alta tensão
12	Falta interna trifásica na baixa tensão
13	Falta externa monofásica na alta tensão
14	Falta externa monofásica na baixa tensão
15	Falta externa bifásica na alta tensão

16	Falta externa bifásica na baixa tensão
17	Falta externa trifásica na alta tensão
18	Falta externa trifásica na baixa tensão
19	Conexão com o enrolamento secundário e carga

A tabela 7 apresenta o desempenho do relé digital perante situações estudadas, com as variações de parâmetros na proteção diferencial do TF3. O impacto das condições estudadas na proteção diferencial nos transformadores adjacentes, TF1 e TF2, foi avaliado, não sendo encontrado desempenho insatisfatório do relé digital, ou seja, não houve atuação indevida da proteção diferencial.

Tabela 7 – Ensaios da proteção diferencial do TF3 realizados no relé.

Ensaio	Caso	U87P [pu]	PCT2 [%]	Modo do bloqueio/ restrição	Relé operou?	Desempenho
1	1	10	60	Comum	Sim	Insatisfatório
2	1	10	55	Comum	Sim	Insatisfatório
3	1	10	15	Comum	Não	Satisfatório
4	1	10	15	Independente	Não	Satisfatório
5	1	10	15	Restrição a harmônicas	Não	Satisfatório
6	2	10	15	Comum	Não	Satisfatório
7	2	10	15	Independente	Não	Satisfatório
8	2	10	15	Restrição a harmônicas	Não	Satisfatório
9	3	10	15	Comum	Não	Satisfatório
10	3	10	15	Independente	Não	Satisfatório
11	3	10	15	Restrição a harmônicas	Não	Satisfatório
12	4	10	15	Comum	Não	Satisfatório
13	4	10	15	Independente	Não	Satisfatório
14	4	10	15	Restrição a harmônicas	Não	Satisfatório
15	1 e 5	10	15	Comum	Não	Satisfatório
16	1 e 5	10	15	Independente	Não	Satisfatório
17	1 e 5	10	15	Restrição a harmônicas	Não	Satisfatório
18	1 e 11	10	15	Comum	Sim	Satisfatório
19	1 e 11	10	15	Independente	Sim	Satisfatório
20	1 e 11	10	15	Restrição a harmônicas	Sim	Satisfatório
21	1 e 17	10	15	Comum	Não	Satisfatório

22	1 e 17	10	15	Independente	Não	Satisfatório
23	1 e 17	10	15	Restrição a harmônicas	Não	Satisfatório
24	1 e 7	10	15	Comum	Não	Insatisfatório
25	1 e 7	10	15	Independente	Não	Insatisfatório
26	1 e 7	10	15	Restrição a harmônicas	Não	Insatisfatório
27	1 e 7	9	15	Comum	Não	Insatisfatório
28	1 e 7	9	15	Independente	Sim	Satisfatório
29	1 e 7	9	15	Restrição a harmônicas	Sim	Satisfatório
30	1 e 9	10	15	Comum	Sim	Satisfatório
31	1 e 9	10	15	Independente	Sim	Satisfatório
32	1 e 9	10	15	Restrição a harmônicas	Sim	Satisfatório
33	1, 6 e 9	10	15	Comum	Sim	Satisfatório
34	1, 6 e 9	10	15	Independente	Sim	Satisfatório
35	1, 6 e 9	10	15	Restrição a harmônicas	Sim	Satisfatório
36	1, 6 e 17	10	15	Comum	Não	Satisfatório
37	1, 6 e 17	10	15	Independente	Não	Satisfatório
38	1, 6 e 17	10	15	Restrição a harmônicas	Não	Satisfatório
39	1, 5 e 17	10	15	Comum	Não	Satisfatório
40	1, 5 e 17	10	15	Independente	Não	Satisfatório
41	1, 5 e 17	10	15	Restrição a harmônicas	Não	Satisfatório

Os transformadores adjacentes ao transformador TF3 também foram avaliados nos ensaios descritos na tabela 8, para observar uma possível anormalidade através da energização solidária, que poderia causar uma atuação indevida da proteção diferencial do relé. Não foi detectada nenhuma operação indevida da proteção diferencial nos transformadores adjacentes, utilizando ajustes similares da proteção no relé digital.

Para realizar ensaios de energização de transformador com conexão à carga após alguns ciclos, o transformador foi excluído do

sistema. O transformador TF1 se tornou o objeto de estudo, considerando que este seria o novo transformador no sistema teste. Para o transformador TF1 foi aplicada a energização a vazio e após alguns ciclos a conexão do enrolamento secundário a carga, submetendo as situações descritas na tabela 6. O transformador TF2 também foi avaliado para observar o fenômeno de energização solidária.

Tabela 8 – Ensaios da proteção diferencial no transformador TF1 realizados no relé.

Ensaio	Caso	U87P [pu]	PCT2 [%]	Modo do bloqueio/ restrição	Relé operou?	Desempenho
1	1 e 19	10	15	Comum	Não	Satisfatório
2	1 e 19	10	15	Independente	Não	Satisfatório
3	1 e 19	10	15	Restrição a harmônicas	Não	Satisfatório
4	1 e 19	4	15	Restrição a harmônicas	Não	Satisfatório
5	1 e 11	4	15	Restrição a harmônicas	Sim	Satisfatório
6	1, 6 e 19	10	15	Comum	Não	Satisfatório
7	1, 6 e 19	10	15	Independente	Não	Satisfatório
8	1, 6 e 19	10	15	Restrição a harmônicas	Não	Satisfatório
9	1, 6, 9 e 19	4	15	Restrição a harmônicas	Sim	Satisfatório
10	1, 6, 14 e 19	4	15	Restrição a harmônicas	Não	Satisfatório
11	1, 6, 8 e 19	4	15	Restrição a harmônicas	Sim	Satisfatório
12	1, 6, 8 e 19	10	15	Restrição a harmônicas	Sim	Satisfatório
13	1, 12 e 19	4	15	Restrição a harmônicas	Sim	Satisfatório
14	1, 12 e 19	10	15	Restrição a harmônicas	Sim	Satisfatório
15	1, 14 e 19	4	15	Comum	Não	Satisfatório
16	1, 14 e 19	4	15	Restrição a harmônicas	Não	Satisfatório

17	1, 13 e 19	4	15	Comum	Não	Satisfatório
18	1, 13 e 19	4	15	Restrição a harmônicas	Não	Satisfatório
19	1, 13 e 19	9	15	Comum	Não	Satisfatório
20	1, 13 e 19	9	15	Restrição a harmônicas	Não	Satisfatório

6.5.1 Energização do transformador TF3 a vazio

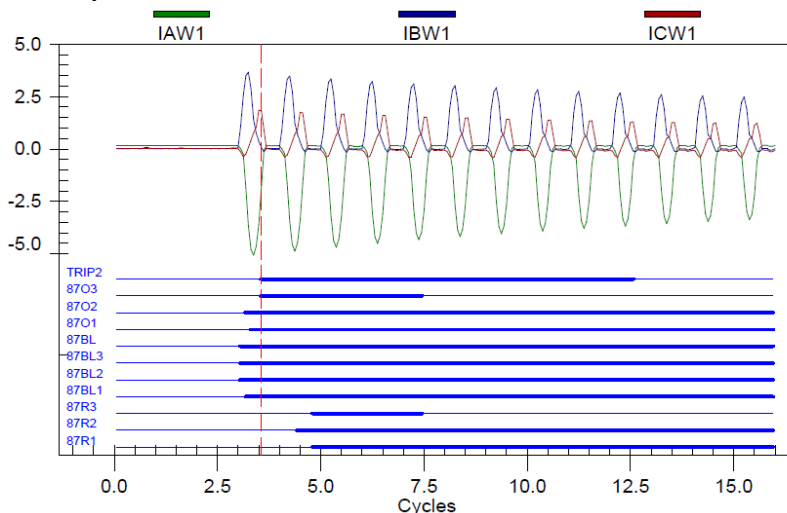
A energização do transformador pode impactar na operação dos transformadores adjacentes, através do surgimento de correntes diferenciais que circulam entre os transformadores devido ao fenômeno de energização solidária.

Após simulação no *ATP*, foram obtidas as correntes dos três transformadores apresentados na figura 42, através dos transformadores de corrente conectados em suas extremidades. Para conversão do arquivo de simulação em arquivo COMTRADE, foi determinada uma taxa de amostragem de 2500 Hz e foram inseridas apenas as correntes dos transformadores de corrente simuladas no *ATP*. A primeira simulação tem o objetivo de apresentar as correntes de *inrush*. Espera-se que neste caso a proteção diferencial não atue devido ao elemento de bloqueio de harmônicas durante a energização. Para registro deste evento no relé, admitiu-se sinal de *trip* quando os três elementos diferenciais de restrição forem ativados.

A figura 48 representa a corrente apenas do enrolamento primário, pois não há corrente no secundário do transformador. Os elementos de restrição da fase A (87R1), fase B (87R2) e fase C (87R3) e os elementos de corrente de operação (87O1, 87O2 e 87O3) são ativados, mas não há atuação da proteção devido aos elementos de bloqueio das três fases estarem ativos. Os elementos sem restrição não foram ativados, pois a magnitude de corrente das três fases não atingiu o valor de ajuste.

O tempo de *pickup* do elemento diferencial de restrição 87R2 foi de 4,438 ciclos do evento, enquanto que o elemento de bloqueio de harmônicas 87BL2 atuou em 3,063 ciclos, bloqueando a operação da proteção diferencial, como esperado.

Figura 48 – Correntes medidas pelo relé, habilitado por proteção diferencial com bloqueio de harmônicas.



Nas figuras 48 e 49, o sinal TRIP2, correspondente à condição de ativação dos elementos 87O1, 87O2 e 87O3, foi ativado em 3,563 ciclos, sendo que os dois primeiros ciclos correspondem ao período pré-falta determinado pelo relé. Não foi detectada falta no transformador.

A figura 49 apresenta a oscilografia da simulação de energização do transformador a vazio, com a proteção diferencial habilitada para restrição a harmônicas. Não houve atuação da proteção diferencial devido à presença de componentes harmônicas de segunda ordem, que são adicionadas a componente fundamental para compor a corrente de restrição. Os elementos 87R e 87U não foram ativados nesta simulação.

A concentração da componente de segunda harmônica em relação a componente fundamental nas três fases é apresentada nas figuras 50, 51 e 52 e possuem taxa acima de 47%, característica predominante das correntes de *inrush*. A taxa de componentes harmônicas perante a componente fundamental é calculada através de *software* de análise de oscilografia disponível no *site* da Schweitzer Engineering Laboratories.

Figura 49 – Correntes medidas pelo relé, habilitado por proteção diferencial com restrição de harmônicas.

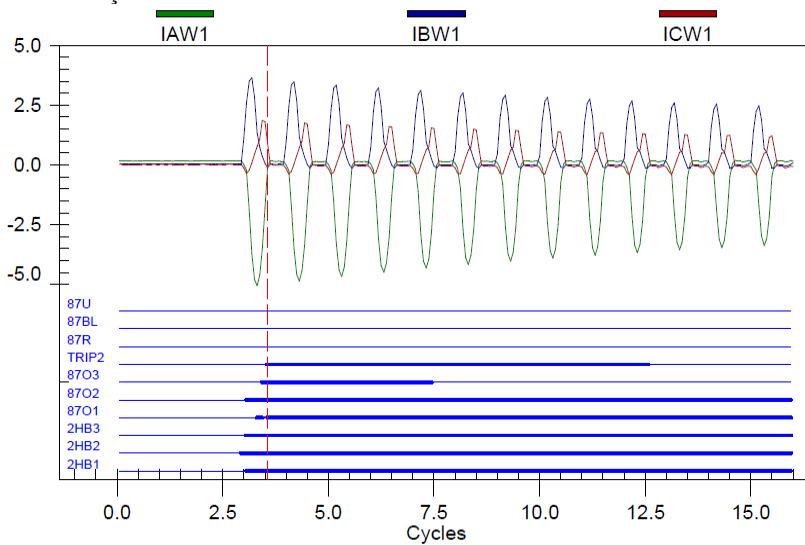


Figura 50 – Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase A.

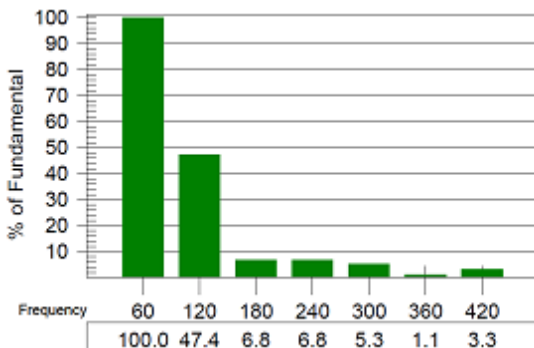


Figura 51 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase B.

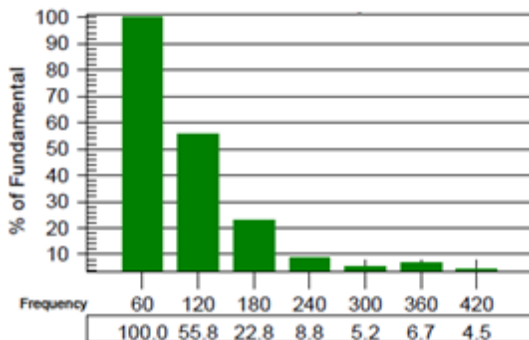
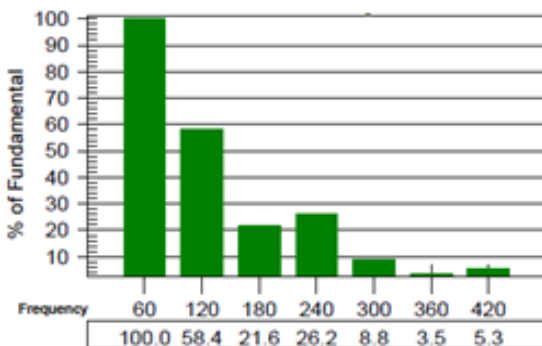


Figura 52 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase C.

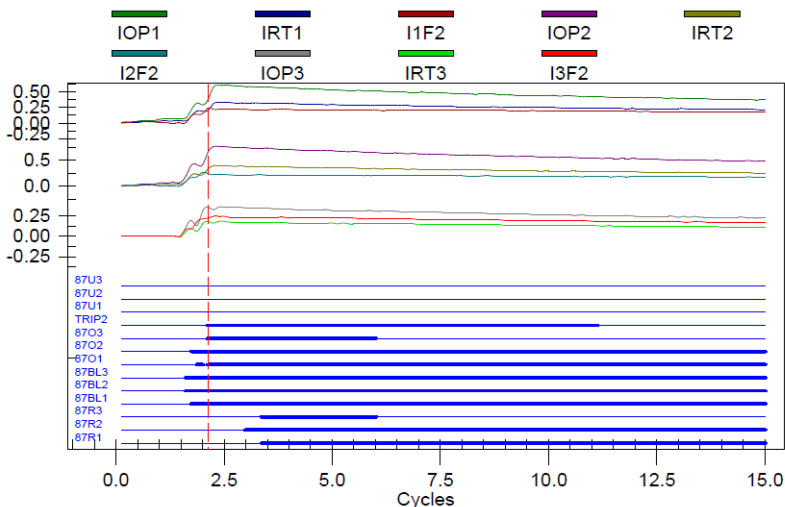


As correntes dos transformadores adjacentes, apresentados na figura 42, também foram obtidas em simulação no ATP e executadas no relé digital, e não houve atuação da proteção perante energização do transformador a vazio. A oscilografia não foi registrada pelo relé, pois não houve atuação em nenhuma lógica de *trip* customizada no grupo de proteção. A distorção harmônica referente à entrada em operação do transformador a vazio não prejudicou o desempenho em período transitório dos outros transformadores, ao ponto de causar uma operação indevida do relé.

A figura 53 apresenta a corrente de operação calculada nas três fases pelo relé no primeiro caso simulado, cuja magnitude é maior do que a corrente de restrição. No caso de energização do transformador a vazio, a corrente de operação é a corrente calculada no enrolamento

primário, enquanto que a corrente de restrição é a metade daquele parâmetro.

Figura 53 – Corrente de operação nas três fases durante energização do transformador.



6.5.2 Energização do transformador TF3 com saturação do transformador de corrente em duas fases

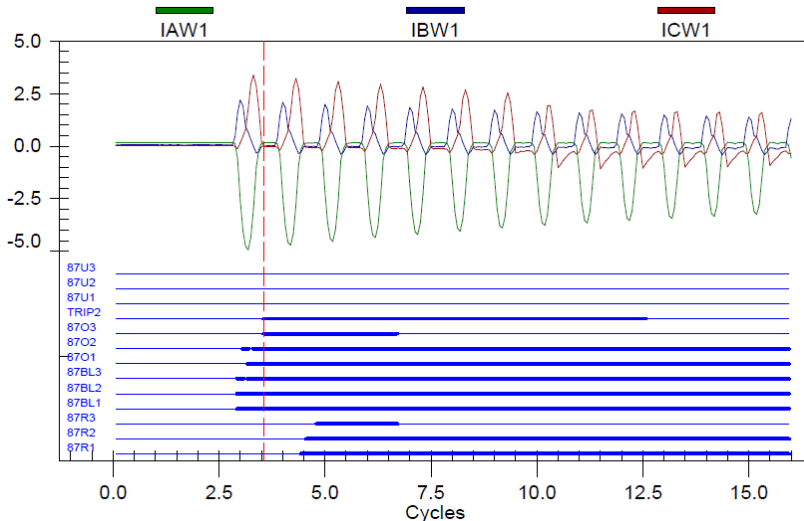
Além da situação de energização do transformador a vazio, foram consideradas outras condições de operação para avaliação da proteção diferencial. A saturação do transformador de corrente pode causar atraso na atuação da proteção diferencial que contém elementos de restrição ou de bloqueio a harmônicas. Variadas simulações considerando saturação em um ou mais transformadores de corrente foram executadas e os resultados obtidos foram similares. A saturação dos transformadores de corrente foi obtida através do aumento da carga no enrolamento secundário do transformador de corrente.

A figura 54 apresenta as correntes dos transformadores de corrente, medidas pelo relé digital. Observa-se que a corrente no transformador de corrente da fase C apresenta distorção em sua forma de onda em 10,5 ciclos, se diferenciando da forma de onda observada no caso anterior, enquanto houve redução de magnitude na corrente no transformador de corrente da fase B, comparada ao caso anterior. A corrente na fase A é similar ao caso 6.5.1.

Houve atuação dos elementos de restrição em período aproximado de 2 ciclos após fechamento da chave, mas que não ativou a proteção diferencial devido à presença considerável de componentes harmônicas nas três fases e atuação do elemento de bloqueio de harmônicas. O elemento diferencial de restrição 87R3 foi sensibilizado em 4,813 ciclos, meio ciclo após *pickup* do elemento diferencial de restrição 87R1, mas em 6,688 ciclos o elemento 87R3 retornou ao nível lógico 0 devido saturação do transformador de corrente.

Nesta condição de operação o modo de bloqueio comum ou independente perante harmônicas não possuíram distinção considerável no comportamento da proteção, pois as três fases contêm alta concentração de harmônicas de segunda ordem. O elemento sem restrição não foi ativado pela magnitude de corrente atingida nas três fases. Também há saturação no transformador de corrente da fase B, mas não houve uma distorção acentuada em sua forma de onda. O sinal TRIP2 corresponde à mesma condição adotada no caso anterior e foi ativado em 3,563 ciclos.

Figura 54 – Correntes de entrada do relé durante energização do transformador e saturação do transformador de corrente das fases B e C.



A concentração de componentes harmônicas calculadas na simulação é apresentada nas figuras 55, 56 e 57. A taxa de concentração de harmônica de segunda ordem nas fases B e C é maior do que no caso

anterior devido a saturação do núcleo dos transformadores de corrente. A corrente da fase A obteve uma concentração menor dos que nas outras fases e sua concentração é similar ao obtido no caso anterior.

Ao simular novamente esta condição operação, trocando a proteção diferencial com bloqueio de harmônica pela proteção diferencial com restrição a harmônicas, o relé digital não operou e não registrou a oscilografia da simulação. Os elementos de restrição não foram ativados, pois a soma entre as componentes harmônicas de segunda e quarta ordem e a corrente de restrição alterou o ponto de operação da proteção diferencial, mantendo abaixo do nível de ajuste.

Figura 55 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase A.

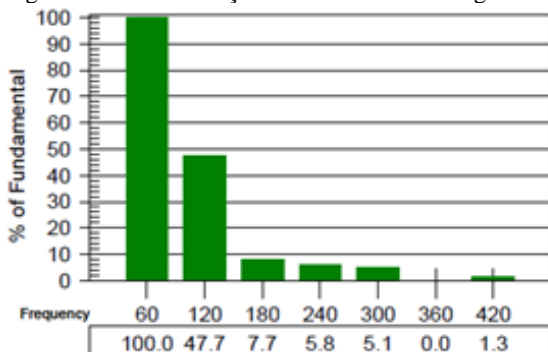


Figura 56 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase B.

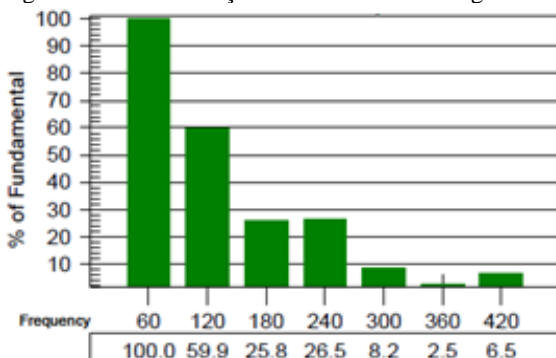


Figura 57 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase C.

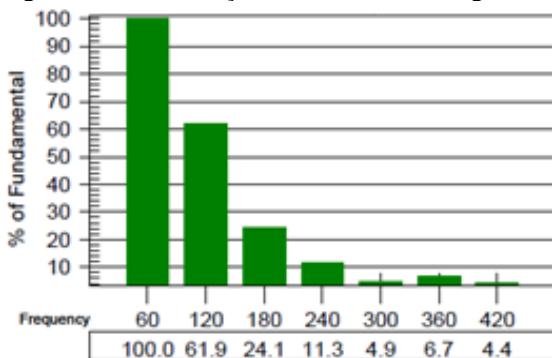
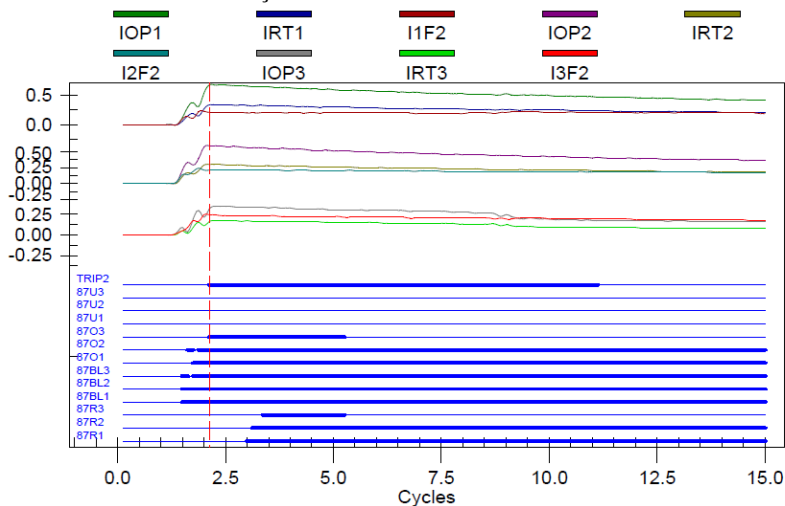


Figura 58 – Corrente de operação nas três fases durante energização do transformador com saturação do transformador das fases B e C



A figura 58 apresenta as correntes de operação medidas pelo relé digital, que ultrapassaram o valor de ajuste da proteção, mas devido ao elemento de bloqueio de harmônicas, a proteção diferencial não atuou. A influência da saturação do transformador de corrente na fase C é o decréscimo na corrente de operação IOP3 medida pelo relé digital, apenas ativando o elemento 87R3 por um período menor do que dois ciclos.

Este comportamento da saturação no transformador de corrente pode atrasar a operação da corrente diferencial, ou não causar a operação do relé perante uma situação de falta, o que poderia trazer danos irreparáveis ao transformador.

6.5.3 Curto circuito dentro da zona de proteção do transformador TF3

A proteção diferencial deve atuar quando há falta na zona de proteção entre os transformadores de corrente que compreendem o equipamento protegido. Quando há a energização do transformador associado a uma falta interna no transformador ou à zona de proteção do equipamento, o relé de proteção deve atuar, retirando o equipamento de operação.

Como as correntes de energização do transformador possuem conteúdo considerável de componentes harmônicas de segunda e quarta ordem, o elemento de bloqueio perante harmônicas da proteção diferencial poderá ser sensibilizado, o que pode causar bloqueio na operação do relé digital no momento da falta.

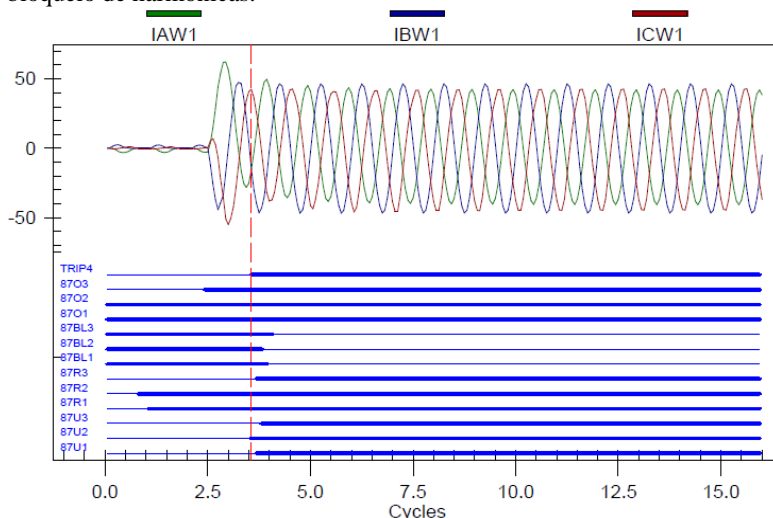
Para este caso foi aplicado um curto circuito trifásico na região entre os transformadores de corrente e o enrolamento primário do transformador após três ciclos no momento de energização do transformador. Espera-se que o elemento sem restrição deverá ser ativado, enviando sinal de *trip* para retirada do transformador de operação, desconsiderando o elemento de bloqueio de harmônicas habilitado. Se a proteção diferencial não atuar, a proteção de retaguarda deverá retirar o transformador de operação.

As correntes dos transformadores de corrente do lado de alta tensão são apresentadas na figura 59. Observando as saídas digitais que foram ativadas na simulação, o elemento que ativou o *trip* foi o elemento sem restrição 87U2, ao mesmo tempo em que o elemento de bloqueio de harmônicas 87BL2 está ativado. O sinal de *trip* (TRIP4) acusando a falta foi registrada em 3,563 ciclos, um ciclo após a falta dentro da zona de proteção do transformador. Os elementos de restrição foram ativados, mas impedidos de atuar pelos elementos de bloqueios de harmônicas de segunda ordem. Observa-se que o elemento sem restrição ignorou que a situação dos elementos de bloqueio e enviou sinal de abertura para os disjuntores para retirar o transformador de operação.

A diferença de poucos ciclos na operação da proteção diferencial pode trazer danos irrecuperáveis no transformador, inviabilizando sua recuperação, isto é, sucateando o equipamento. Em questões

operacionais, o transformador não serviria como reserva técnica, sendo necessário comprar outro transformador, trazendo mais custos para a concessionária devido ao atraso da atuação da proteção.

Figura 59 - Correntes de entrada do relé, habilitado por proteção diferencial com bloqueio de harmônicas.



A proteção diferencial digital foi habilitada para operar com elemento de restrição às componentes harmônicas e o caso de falta dentro da zona de proteção do transformador foi simulado novamente para verificar o comportamento do relé digital perante as correntes nos transformadores de corrente. O resultado obtido para esta configuração de proteção é similar ao caso anterior, atuando a proteção diferencial pelo elemento sem restrição, representado na figura 60.

O comportamento do elemento com restrição é distinto ao caso simulado anteriormente devido à alteração no somatório da corrente de restrição, com o acréscimo das componentes harmônicas de segunda e quarta ordem. O elemento diferencial de restrição atuou em 4,563 ciclos, um ciclo após o *pickup* do elemento diferencial sem restrição.

A concentração de harmônicas no período de energização é alta comparada ao momento da falta devido ao fenômeno das correntes de *inrush*. A concentração de harmônicas de segunda ordem na fase é de 42,9%, enquanto que na fase a concentração de harmônicas atinge o valor de 58%. Quando a falta trifásica ocorre, a taxa de harmônicas

continua alta, na faixa de 33%, o que mantém o elemento de bloqueio de harmônicas ativo.

Quando a proteção diferencial atua devido ao elemento sem restrição, apenas a fase C contém componentes harmônicas de segunda ordem acima do valor de ajuste. As figuras 61, 62 e 63 apresentam a concentração de componentes harmônicas de segunda ordem na simulação executada no relé digital, injetadas pela fonte multicanal.

Figura 60 - Correntes de entrada do relé, habilitado por proteção diferencial com restrição de harmônicas.

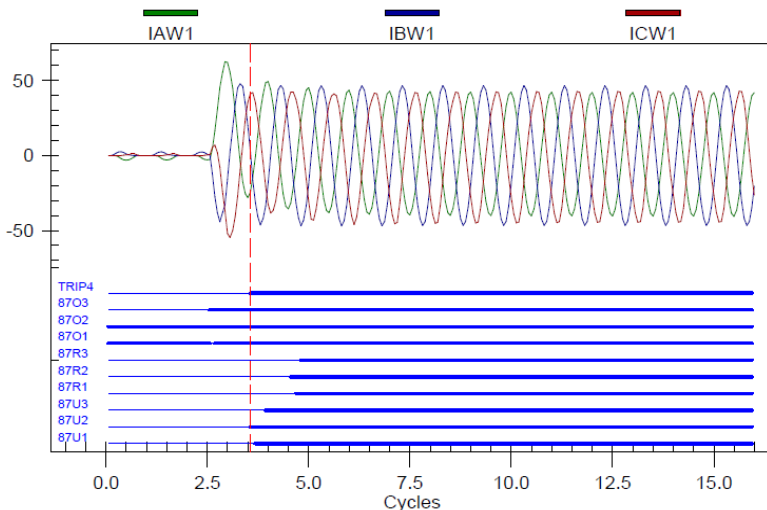


Figura 61 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase A.

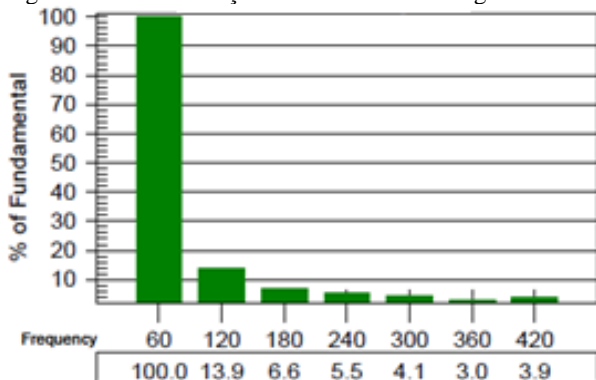


Figura 62 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase B.

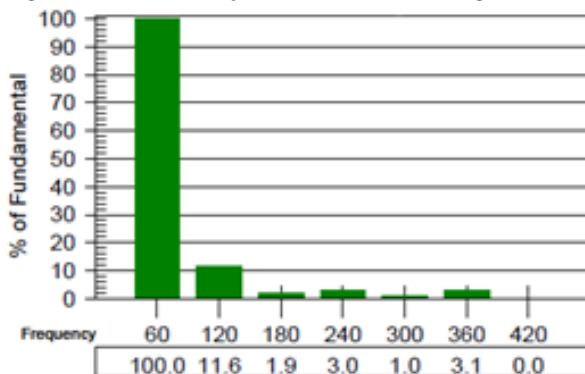
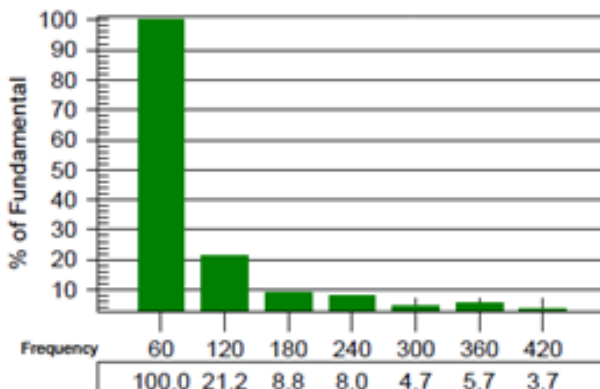


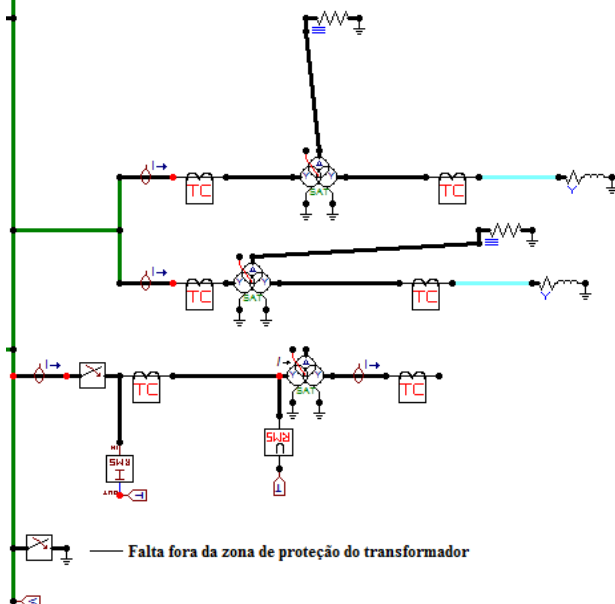
Figura 63 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase C.



6.5.4 Energização do transformador TF3 e curto circuito fora da zona de proteção do transformador

Outra condição de operação avaliada foi o curto circuito franco na barra que conecta os transformadores em estudo, fora da zona de proteção destes equipamentos. O resultado esperado para esta condição é a não atuação da proteção diferencial do transformador, por ser externa a zona de proteção.

Figura 64 – Sistema teste, com a falta fora da zona de proteção do transformador.



A atuação da proteção diferencial é o resultado esperado na energização do transformador a vazio devido à ausência de corrente no enrolamento secundário em regime permanente, mas deve manter sua operação normal perante a falta externa. A corrente no enrolamento primário tenderá a zero, pois a corrente fluirá ao ponto da falta. O local da falta fora da zona de proteção do transformador é representado na figura 64. O transformador será energizado inicialmente e depois de três ciclos se inicia uma falta fora da zona de proteção.

A figura 65 apresenta as correntes calculadas pelo relé digital, apresentando o sinal de TRIP2, ativado em 3,563 ciclos e a falta externa foi registrada em 6,313 ciclos. Os elementos de restrição foram sensibilizados apenas no período pré-falta, que corresponde aos dois ciclos iniciais programados pelo relé digital mais o tempo restante do estado de simulação da caixa de teste. Os elementos de bloqueio a segunda harmônica ficaram ativos até 7,750 ciclos, quando a taxa de harmônicas de segunda ordem está abaixo de 15%.

Devido à concentração de harmônicas de segunda ordem ser alta, o elemento de bloqueio a harmônicas das três fases (87BL1, 87B12 e 87BL3) atuou e manteve o transformador vazio operando durante o

período de simulação, mesmo com os elementos de restrição ativos devido à magnitude da corrente no transformador de corrente. Este bloqueio impediu a proteção diferencial de atuar indevidamente, evitando o desligamento involuntário do transformador. Se não houvesse o elemento de bloqueio da proteção diferencial, os elementos 87R2 e 87R1 ativariam o sinal de *trip* do relé, acusando falta dentro da zona de proteção do transformador. A diferença de concentração de harmônicas em período de um ciclo após energização do transformador é cerca de 20%.

As figuras 66, 67 e 68 representam a concentração de componentes harmônicas de segunda ordem executadas na simulação, medidas pelo relé digital.

Figura 65 - Correntes de entrada do relé, habilitado por proteção diferencial com bloqueio de harmônicas.

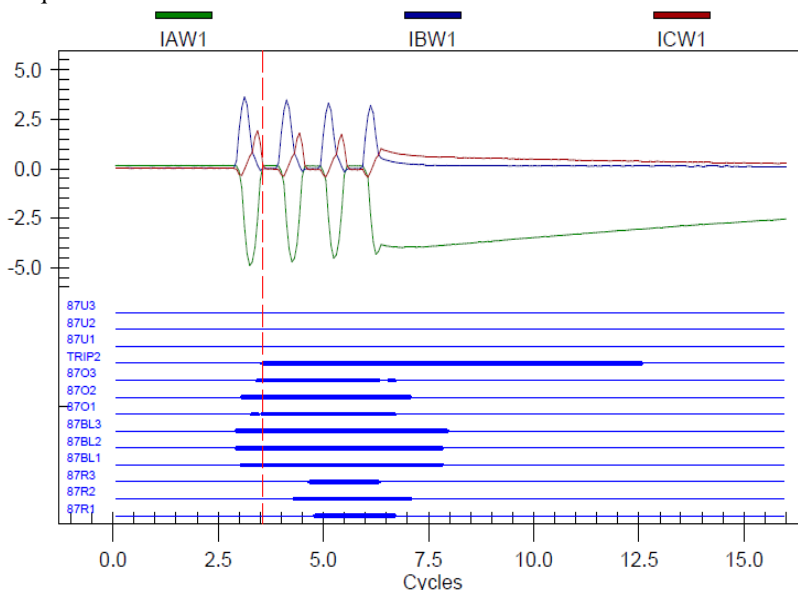


Figura 66 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase A.

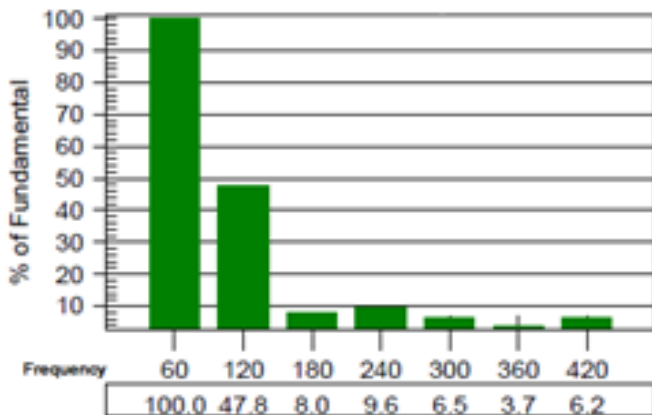


Figura 67 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase B.

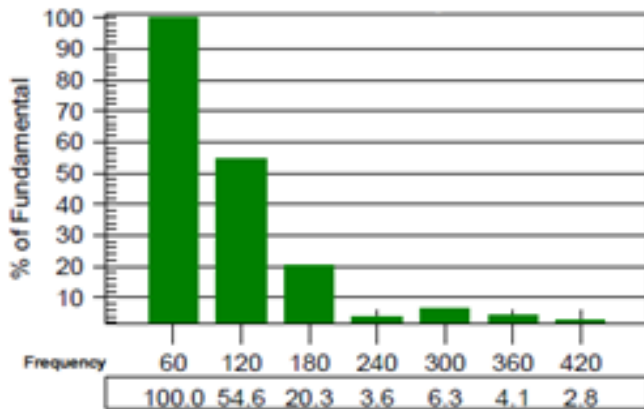


Figura 68 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase C.

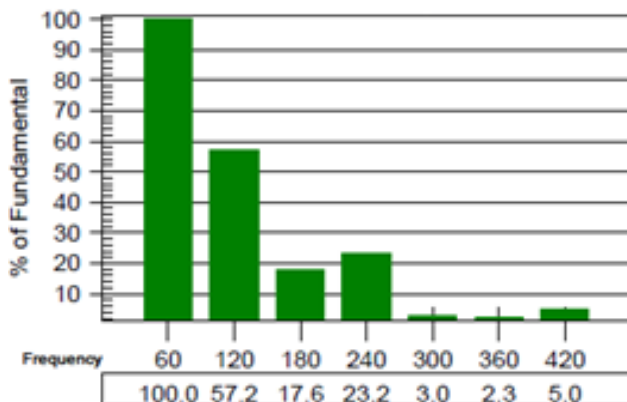
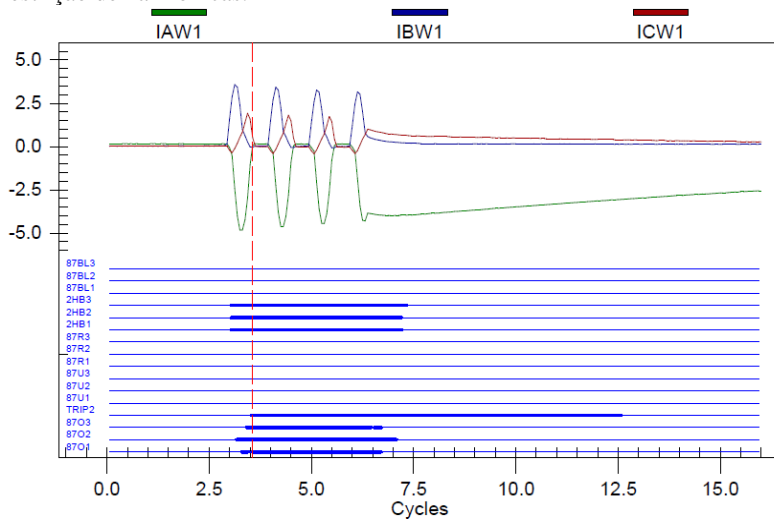


Figura 69 - Correntes de entrada do relé, habilitado por proteção diferencial com restrição de harmônicas.



A simulação foi executada novamente, alterando a proteção diferencial do relé digital para operar sob restrição a harmônicas. Este sistema de proteção obtém resultado similar à proteção diferencial por elementos de bloqueio de harmônicas perante falta externa, não operando corretamente. Os elementos de restrição não foram ativados,

pois há a presença das componentes harmônicas de segunda ordem, apresentadas pelos elementos 2HB1, 2HB2 e 2HB3.

Conforme figura 69, o relé apenas realizou sinal de *trip* perante a condição do elemento de operação das três fases estarem ativos. A magnitude da corrente de operação é maior do que o valor de ajuste, mas não são suficientes para retirar o transformador de operação. Os elementos de restrição e sem restrição não foram ativados, não atuando a proteção diferencial devidamente. Os tempos indicados pelo relé digital são os mesmos do caso com a proteção diferencial com elementos de bloqueio.

Os transformadores adjacentes ao transformador a vazio, representados na figura 42, não sofreram influência do curto circuito, nem da energização do transformador a vazio, mantendo-se em operação. A magnitude da corrente de operação não ultrapassou o valor de ajuste, e o ponto de operação se situou na região de não operação do relé digital.

6.5.5 Recomposição do transformador TF1 no sistema com falta fora da zona de proteção

Os transformadores de potência estão sujeitos a desligamentos involuntários e voluntários no sistema elétrico. O transformador pode ser retirado de operação para outro equipamento sofrer manutenção preventiva, ou quando o próprio transformador necessita de manutenção. Geralmente não se sabe em qual período da onda de tensão o transformador foi desligado, o que pode armazenar indução magnética residual.

O procedimento de recomposição do transformador envolve uma série de manobras de disjuntores, dependendo da contingência que ocorreu no sistema de potência e no transformador. Quando a contingência envolve a atuação de uma determinada função de proteção, há distintas manobras para recompor o sistema.

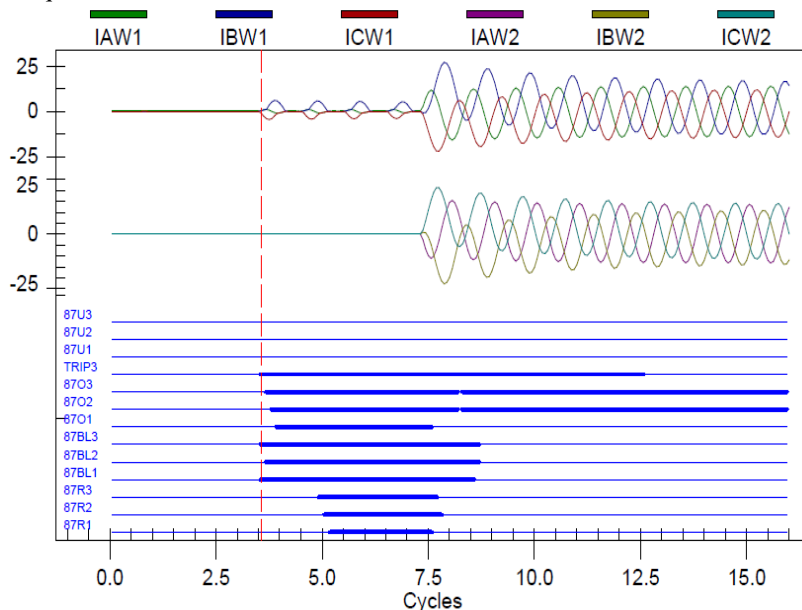
O objetivo desta simulação é apresentar o período transitório da situação de recomposição de um transformador no sistema de potência com uma falta no lado de baixa tensão do transformador, externa a zona de proteção do transformador. Há situações em que uma grande corrente de curto circuito fora da zona de proteção do transformador possa causar uma operação indevida da proteção diferencial.

O transformador utilizado neste caso é o TF1 da figura 42, adjacente ao transformador TF3, utilizado nos casos anteriores. A figura 70 apresenta a oscilografia do evento registrado pelo relé digital através

de um sinal de *trip* quando o elemento de bloqueio fosse ativado. Quando o disjuntor no lado de alta tensão é fechado, as correntes de *inrush* são medidas pelos transformadores de corrente, apresentando magnitude suficiente para ativar o elemento de corrente de operação. A corrente de restrição medida pelo relé digital indica que o transformador está na região de operação da proteção diferencial, mas este não retira o equipamento de operação devido à presença do elemento de bloqueio de harmônicas.

Em 7,375 ciclos ocorre a falta externa, e o elemento de restrição da fase A é alterado para o nível lógico 0 em 7,593 ciclos, ocorrendo a mesma situação para os elementos de restrição das fases B e C em 7,813 ciclos e 7,688 ciclos, respectivamente. De acordo com a figura 70, o elemento de bloqueio perante harmônicas de segunda ordem é retirado em 8,688 ciclos.

Figura 70 - Correntes de entrada do relé, habilitado por proteção diferencial com bloqueio de harmônicas.



No momento da falta externa, a corrente de restrição conduz o ponto de operação para a zona de não operação da proteção diferencial, conforme figura 71. Como as correntes possuem altas magnitudes em ambos os enrolamentos do transformador, a corrente não atinge magnitude para ativar o elemento sem restrição 87U e o elemento com

restrição 87R. Nas fases B e C, a corrente de operação se mantém acima do nível de ajuste da proteção, enquanto a corrente de restrição se eleva, mas não determinante para atuação da proteção diferencial. A concentração de componentes harmônicas de segunda ordem decai para uma taxa de 5% em relação à componente fundamental alguns ciclos após a falta externa, fator determinante para desativar os elementos de bloqueio. As figuras 72, 73 e 74 apresentam a taxa de harmônicas de segunda ordem no final da simulação para as três fases.

Figura 71 – Corrente de operação das três fases durante recomposição do transformador e após falta fora da zona de proteção.

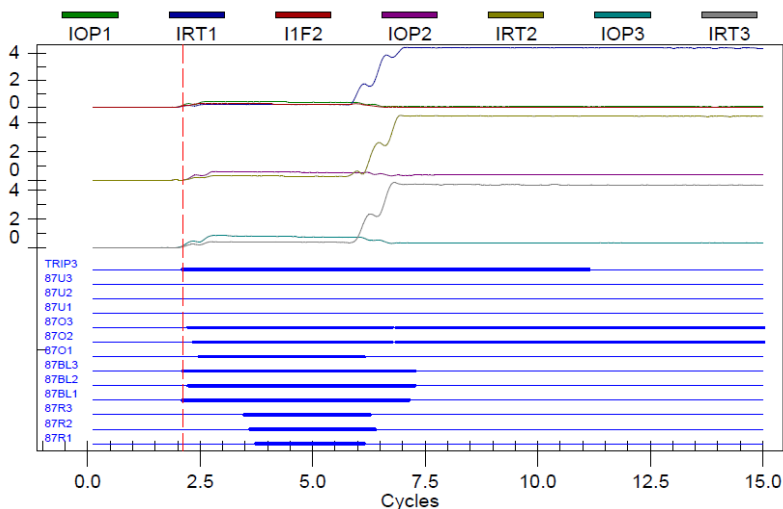


Figura 72 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase A.

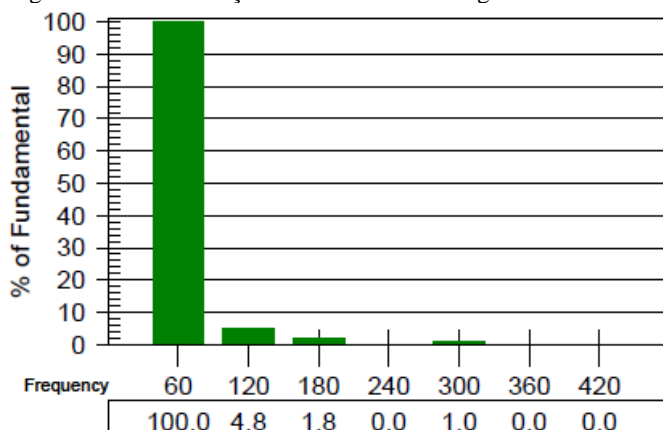


Figura 73 – Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase B.

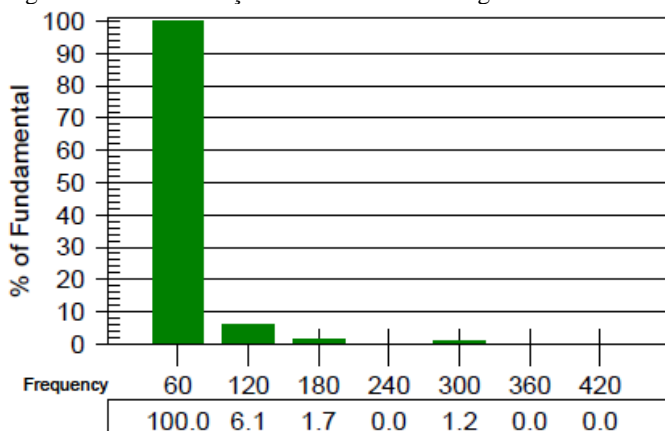
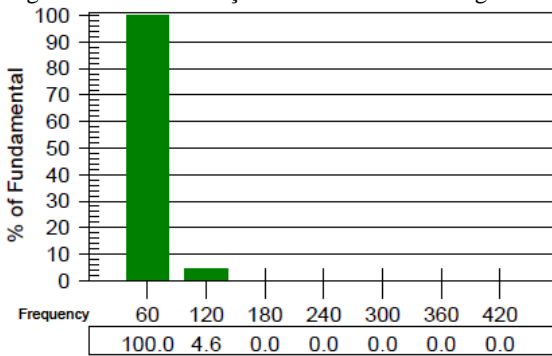


Figura 74 - Concentração de harmônicas de segunda ordem na fase C.



7 CONCLUSÕES

O transformador de potência é um equipamento fundamental para a transmissão de energia elétrica e necessita de um sistema de proteção eficaz para retirar o equipamento o mais breve possível na presença de uma falta dentro de sua zona de proteção. Por outro lado, a proteção do transformador deve evitar desligamentos desnecessários para manter um bom índice de disponibilidade do equipamento no sistema elétrico, com reduzida taxa de falha.

Este trabalho avaliou o desempenho dos relés digitais perante algumas condições de operação considerando o período transitório. A análise do sistema de proteção diferencial do transformador de potência consistiu em estudar o modelo “*Saturable*” do transformador no *software* ATP, e reproduzir o resultado em simulação em teste em nível de baixa tensão no relé digital. Os sinais de corrente calculados nos transformadores de corrente foram convertidos para o padrão COMTRADE para permitir a inserção destes sinais no relé digital.

As condições de operação avaliadas neste trabalho não ocasionaram operação indevida do relé digital, satisfazendo a aplicação de relés digitais na proteção dos principais equipamentos de subestação, como o transformador. Ressalta-se que o relé digital possui muitas funções de proteção, substituindo diversos relés eletromecânicos em apenas um equipamento.

A lógica de proteção contém o apoio dos elementos de bloqueio de harmônicas de segunda ordem, e podem ser expandidas até a componente harmônica de quinta ordem. A proteção diferencial pode adotar lógicas distintas perante concentração de harmônicas, permitindo bloquear a atuação do relé ou somar estes componentes com a componente fundamental, deslocando o ponto de operação para a região de não operação da proteção diferencial. Foi verificado comportamento distinto entre a proteção diferencial com elemento de bloqueio de harmônicas operando de modo independente ou de modo comum em alguns ensaios realizados em laboratório, onde o modo comum bloqueou a operação do relé diante de uma falta interna.

O elemento de bloqueio perante harmônicas se mostrou um parâmetro que necessita muita atenção em seu ajuste, pois em casos de energização de transformadores a vazio que não há alta concentração de harmônicas de segunda e quarta ordem, o relé pode operar diante situação normal de operação no transformador.

Apesar de o relé digital melhorar a confiabilidade do sistema de proteção, o engenheiro de proteção deve conhecer todas as funções

disponíveis no equipamento para ajustar corretamente a proteção, utilizando uma função ou outra mais aplicável à determinada situação. O desconhecimento de algumas funções específicas de proteção pode atrapalhar na customização do sistema de proteção. Além do ajuste do relé digital, deve-se especificar corretamente a relação de transformação dos transformadores de corrente e a conexão dos enrolamentos dos transformadores de corrente para não ocasionar operação incorreta da proteção diferencial.

7.1 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Para futuros trabalhos poderiam ser estudados o desempenho da proteção digital diferencial perante outras condições de operação, como os casos de energização com falta interna no transformador de potência, sobreexcitação do transformador e falta externa com elevada magnitude provocando a operação indevida do relé de proteção.

O estudo de modelos de indutores não lineares disponíveis no *ATPDraw* para compor o núcleo do transformador poderia ser escopo para novos trabalhos de análise de fenômenos eletromagnéticos, como também a abrangência de fenômenos eletromagnéticos de alta frequência, como descargas atmosféricas. O desenvolvimento de um modelo para o transformador para transitórios em alta frequência e inclusão da modelagem de transformadores de potencial são outras sugestões para trabalhos futuros.

Outras condições de operação poderiam ser aplicadas para estudar possíveis comportamentos distintos entre estes sistemas de proteção diferencial. Novos estudos poderiam ser produzidos, trazendo casos reais para reprodução, desenvolvendo novas lógicas de proteção para evitar que ocorra operação indevida do relé digital. Estender-se-ia a análise do relé digital para outras funções de proteção, verificando tempo de operação da proteção perante procedimentos de rede adotados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, englobando as proteções unitárias e de retaguarda.

A aplicação de sinais digitais emulando sinais de abertura de disjuntores, chaves e religadores automáticos e de geração distribuída no sistema de potência poderia ser utilizado para verificar o desempenho da proteção diferencial e outras funções de proteção em período transitório. A comunicação com um sistema SCADA para verificar sinais de alarme e de atuação da proteção poderia ser desenvolvida para emular um centro de operações de uma concessionária.

REFERÊNCIAS

- ABB. Current Transformer Bushing Type Catalogue.** Asea Brown Boveri, 2012. Disponível em <http://www.abb.com.br>. Acesso em: janeiro de 2012.
- ABBOUD, R.; MAGRIN, F.; ROCHA, G. Modelagem de Transformadores no RTDS para Simulação de Faltas entre Espiras e a Terra.** Recife: X Seminário Técnico de Proteção e Controle. 2010.
- AJAEI, F. B.; SANAYE-PASAND, M.; REZAEI-ZARE, A.; IRAVANI, R. Analysis and Suppression of the Coupling Capacitor Voltage Transformer Ferroresonance Phenomenon.** IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 24, N. 4, 2009.
- AKKOUICHE, A.; AL AHMADI, S.; DRAOU, A.; MECHRAOUI, A. Current Transformer Performance Study Using Software Tools.** 2011.
- AL-ABBAS, N. H.; EL-AMIN, I. M. Saturation of Current Transformers and its Impact on Digital Overcurrent Relays.** IEEE Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Manual da Transmissão.** Brasília, 2004.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa 024.** Brasília, 2000.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Resolução Normativa 270,** Brasília, 2007.
- ANDERSON, P. Power System Protection.** Wiley-IEEE Press, 1 ed., 1999.
- ANDERSON, A. Proteção Adaptativa de Alimentadores de Distribuição de Energia Elétrica considerando Geração Distribuída.** Florianópolis, 2011. 130 f. Dissertação de Mestrado (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Centro

Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Florianópolis, 2011.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 6856: Transformador de Corrente**. Rio de Janeiro, 1992(a).

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 6855: Transformador de Potencial Indutivo**. Rio de Janeiro, 1992(b).

BARBOSA, D.; BERNARDES, A. P.; COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; SILVA, M. **Lógica Fuzzy Aplicada à Proteção de Transformadores**. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos: Campina Grande, 2006.

BARROS, R. F.; CASADO, L.M.; COSTA, J. M. S. C.; FREIRE, A. R. F.; GUIMARÃES, A. C. S. L.; SILVA, R. F. **Metodologia e Critérios para Estudos de Energização de Transformadores: Experiência da CHESF**. XIII ERIAC – Encuentro Regional Ibero Americano de Cigré, 2009.

BASTOS, J. A. **Eletrromagnetismo para Engenharia**. Florianópolis: Editora da UFSC, 2006.

BERNARDES, P. A. **Esquema Completo de Proteção Diferencial de Transformadores para Testes em um Relé Digital**. São Carlos, 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2006.

BRONZEADO, S. H.; BROGAN, B. P.; YACAMANI, R.. **Harmonic Analysis of Transient Currents During Sympathetic Interaction**. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, N. 4, 1996.

BRONZEADO, H.; YACAMINI, R. **Phenomenon of sympathetic interaction between transformers caused by inrush transients**. IEEE Proceedings Science, Measurement and Technology ,1995.

BRONZEADO, H.; CARVALHO, F. M. S.; CAMARA, A. S. B.; ESMERALDO, P. C. V.; FERNANDEZ, P. C.; VAISMAN, R. **Mitigation of Power System Switching Transients to Improve Power**

Quality. *IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power*, 1998.

CAMARENA, J. **Modelado y Simulación de Transformadores de Corriente com el Programa EMTP/ATP**, IEEE Latin América Transactions, Vol. 2, n° 3, pp201-205, 2004.

CHIESA, N. **Power Transformer Modeling Inrush**. Noruega, 2010. 226 f. Tese de Doutorado (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Norwegian University of Science and Technology, Department of Electric Power Engineering, Noruega, 2010.

CIGRÉ. **Working Group 33.02 - Guidelines for Representation of network elements when calculating transients**. 1990.

CIGRÉ. **Working Group B5.05 – Modern Techniques for Protecting, Controlling and Monitoring Power Transformers**. 2011.

CLARK, H. K. **Protective Relaying**. 1973.

COURY, D. V.; SEGATTO, E.C.. **A Power Transformer Protection with recurrent ANN saturation correction**. IEEE Power Engineering Society General Meeting, Vol. 2, pg 1341-1346, 2005.

COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; GIOVANINI, R. **Proteção Digital de Sistemas Elétricos de Potência: dos Relés Eletromecânicos aos Microprocessados Inteligentes**. São Carlos: EESC-USP, 2007.

CULLITY, B.; GRAHAM, C. **Introduction to Magnetic Materials**. ed. 1, Wiley-IEEE Press, 2009.

DAHAI YOU; TIANQI XU; XIANGGEN YIN; YANGGUANG WANG. **Analysis on the Influencing Factors of Transformer Sympathetic Inrush Current**. IEEE Power and energy Society General Meeting, 2008.

DAVID, A. K.; LI, K.K.; XIA, Y. Q. **High Resistance on a Multi-Terminal Line: Analysis, Simulated Studies and an Adaptive Distance Relaying Scheme**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, N. 1, 1994.

EL-AMIN, I.M.; AL-ABBAS, N.H. **Saturation of Current Transformers and Its Impact on Digital Overcurrent Relays**. IEEE Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006.

FISCHER, N.; GUZMAN, A.; LABUSCHAGNE, C. **Improvements in Transformer Protection and Control**. 62nd Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2009.

FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY, C.; KUSKO, A. **Máquinas elétricas: conversão eletromecânica de energia, processos, dispositivos e sistemas**. São Paulo: McGraw-Hill, 1975.

FRANKLIN, A. C.; FRANKLIN, D. P. **The J&P Transformer Book**. 11th Edition, Ed. Butterworths, 1983.

FOLKERS, R. **Determine Current Transformer Suitability Using EMTP Models**. Schweitzer Engineering Laboratories, 1999.

GOSALIA, J.; TIERNEY, D. **Utilização de Arquivos COMTRADE para Testes de Relés de Proteção**. Conferência Anual Internacional dos Clientes Doble, 1999.

GREENWOOD, A. **Electrical Transients in Power Systems**, Wiley-Interscience. 1971.

GUZMAN, A.; FISCHER, N.; LABUSCHAGNE, C. **Improvements in Transformer Protection and Control**, Schweitzer Engineering Laboratories, 2009. Disponível em <http://www.selinc.com>. Acesso em: maio de 2010.

GUZMAN, A.; ZOCHOL, S.; HOU, D. **Transformer Modeling as Applied to Differential Protection**. Schweitzer Engineering Laboratories, 1995. Disponível em <http://www.selinc.com>. Acesso em: maio de 2010.

GUZMAN, A.; ALTUVE, H.; TZIOUVARAS, D. **Power Transformer Protection Improvements with Numerical Relays**. Schweitzer Engineering Laboratories, 2005. Disponível em <http://www.selinc.com>. Acesso em: maio de 2010.

GUZMAN, A.; ZOCHOLL, S.; BENMOUYAL, G.; ALTUVE, H. J. **Performance Analysis of Traditional and Improved Transformer Differential Protective Relays**. Schweitzer Engineering Laboratories, 2000. Disponível em <http://www.selinc.com>. Acesso em: agosto de 2010.

HARLOW, J. H. **Electric Power Transformer Engineering**. CRC Press, 2004.

HAYWARD, C. D. **Prolonged Inrush Currents With Parallel Transformers Affect Differential Relaying**. AIEE Transactions, 1941.

HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. **Protective Relaying for Power Systems II**. IEEE Press, 580 p., New York, 1992.

IEEE - INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes**. 2007.

IEEE - INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronym and Contact Designations**. IEEE Standard C37.2, 2008.

JEYASURYA, B.; RAHMAN, M. A. **A State-of-the-art of Transformer Protection Algorithms**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, nº 2, 1988.

KASTENNY, B.; KEZUNOVIC, M. **Digital Relays Improve Protection of Large Transformers**. IEEE Computer Applications in Power, Vol. 11, pg. 39-45, 1998.

KASTENNY, B., WISZNIEWSKI, A. **A Multi-criteria Differential Transformer Relay based on Fuzzy Logic**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, pg. 1786-1792, 1995.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Vol. 1, Ed. 1, 2006.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Vol. 2, Ed. 1, 2006.

KRAMER, A. **On-Load Tap-Changers for Power Transformers: Operation Principles, Applications and Selection**. Regenbursrg, MR Publication, 2000.

LEELAJINDAKRAIREK, M.; NAWIKAVATAN, A.; NIYOMSAT, T.; THAMMART, C. **The Current Transformer Model with ATP-EMTP for Transient Response Characteristic and Its Effect on Differential Relays Performance**. Advances in Power System Control, Operation and Management, 8th International Conference, 2009.

LEUVEN EMTP CENTER. **Alternative Transient Program Rule Book**. 1987.

LIN, X.; WENG, L. **Studies on the Unusual Maloperation of Transformer Differential Protection During the Nonlinear Load Switch-In**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 24, n. 4, 2009.

MARTINEZ-CARDENAS, F.; MEDINA, A. **Analysis of The Harmonic Distortion Impact on the operation of Digital Protection Systems**. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005.

MARTINEZ-VELASCO, J. A. **Power Systems Transients: Parameter Estimation**. CRC Press, Barcelona, 2009.

MASON, C. R. **The Art and Science of Protective Relaying**. New York, J. Wiley, 410 p., 1956.

MAGRIN, F.; ROCHA, G.; ABBOUD, R. **Modelagem de Transformadores no RTDS para Simulação de Falhas entre Espiras e à Terra**. X Seminário Técnico de Proteção e Controle, 2010.

MAMEDE, J. **Manual de Equipamentos Elétricos**. LTC, 2005.

MAHSEREDJIAN, J.; DINAVAHI, B.; MARTINEZ, J. A. **An Overview of Simulation Tools for Electromagnetic Transients in Power Systems**. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007.

MAHSEREDJIAN, J.; DINAVAHI, B.; MARTINEZ, J. A. **Simulation Tools for Electromagnetic Transients in Power Systems: Overview**

and Challenges. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 24, pp 1657-1669, 2009.

MOZINA, C. J. **Protection of Power Transformers Using Digital Technology.** IEEE Transmission and Distribution Conference, Vol. 1, pp 421-432, 1999.

MOZINA, C. ; YOUNG, M.; BAILEY, B.; BAKER, D.; DALKE, G.; DUNCAN, B.; FISCHER, J.; LOVE, D.; NICHOLS, N.; NORMAND, C.; PADDEN, L.; PIERCE, A.; PILLAI, P.; POWELL, L.; STRINGER, T. **Comissioning and Maintenance Testing of Multifunction Digital Relays.** IEEE Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference, 2004.

MOZINA, C. J. **Improvements in Protection and Comissioning of Digital Transformer Relays at Medium Voltage Industrial Facilities.** Pulp and Paper Industry Technical Conference (PIPC), 2011.

NAGAOPITAKKUL, A.; NGAMROO, I.; KUNAKOM, A. **Discrimination between External Short Circuits and Internal Faults in Transformer Windings Using Discrete Wavelet Transforms.** Industry Applications Conference, 2005.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede.** 2009.

PIFFNER. **Transformadores de Corrente do Tipo Janela.** Piffner, 2012a. Disponível em www.piffner.com.br. Acesso em: janeiro de 2012.

PIFFNER. **Transformadores de Corrente.** Piffner, 2012b. Disponível em www.piffner.com.br. Acesso em: janeiro de 2012.

PIFFNER. **Transformadores de Potencial.** Piffner, 2012c. Disponível em www.piffner.com.br. Acesso em: janeiro de 2012.

PIASECKI, W.; STOSUR, M.; FLORKOWSKI, M.; FULCZYK, M. **ATP/EMTP Study of Ferroresonance Involving HV Inductance VT and Circuit Breaker Capacitance.** Electrical Power Quality and Utilisation Journal, 2008.

ROCKFELLER, G. D., **Fault Protection with a Digital Computer**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1969.

SANTOS, A. K. X.; JUNIOR, D. F.; NEVES, W. L. A. **Análise do Comportamento de Transformadores de Potencial Capacitivos frente a Sobretensões Transitórias em Sistemas Elétricos de Potência**. Bonito: XVII Congresso Brasileiro de Automática, 2010.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES –SEL. **Manual do Relé 387-E**. 2006.

STRINGER, N. **The effect of DC offset on current operated relays**. IEEE, 1997.

THE ENGLISH ELECTRIC COMPANY. **Protective Relay Applications Guide**. 1967.

WANG, J.; HAMILTON, R. **Analysis of Transformer Inrush Current and Comparison of Harmonic Restraint Methods in Transformer Protection**. 61st Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2008.

WARRINGTON, C. **Protective relays**, Vol. 2, J. Wiley & Sons, 1962.

WU, Li-Cheng; LIU, Chih-Wen; CHIEN, Shih-Eh; CHEN, Ching-San. **The Effect of Inrush Current on Transformer Protection**. NAPS Power Symposium, pp 449-456 2006.

YALLA, M. V. V. S. **A Digital Multifunction Protective Relay**. IEEE Transactions on Power Delivery, 1992.