

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

ESCOLA DE ENGENHARIA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

EDUARDO BORTOLIN ARGENTON

**METODOLOGIA PARA CLASSIFICAR E PRIORIZAR
SUBSTITUIÇÕES DE TRANSFORMADORES DE CORRENTE
SUPERADOS POR SATURAÇÃO**

Porto Alegre

2019

EDUARDO BORTOLIN ARGENTON

**METODOLOGIA PARA CLASSIFICAR E PRIORIZAR
SUBSTITUIÇÕES DE TRANSFORMADORES DE CORRENTE
SUPERADOS POR SATURAÇÃO**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia / Sistemas de Potência

ORIENTADOR: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Porto Alegre

2019

EDUARDO BORTOLIN ARGENTON

**METODOLOGIA PARA CLASSIFICAR E PRIORIZAR
SUBSTITUIÇÕES DE TRANSFORMADORES DE CORRENTE
SUPERADOS POR SATURAÇÃO**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr.: Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology – Suécia

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Aurélio Luiz Magalhães Coelho, UNIFEI

Doutor pela Universidade Federal de Itajubá – Itajubá, Brasil.

Prof. Dra. Mariana Resener, UFRGS

Doutora pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil.

Prof. Dr. Renato Gonçalves Ferraz, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil.

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. João Manoel Gomes da Silva Jr.

Porto Alegre, março de 2019.

DEDICATÓRIA

A Deus.

AGRADECIMENTOS

A Deus.

À minha esposa Thaianne e à minha família.

Ao meu orientador, prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, pela orientação, apoio, incentivo e amizade.

À Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT). Ao colega de trabalho e de mestrado, Eng. Roberto Arnt Tarrago. Ao colega Eng. Daniel Becker, da Engenharia de Proteção da CEEE-GT.

À Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) e ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE), professores e funcionários.

À sociedade, que através dos seus impostos contribuiu na manutenção desta instituição, possibilitando esta formação e a realização deste trabalho, o qual espera-se que retorne em valor a mesma.

RESUMO

Transformadores de corrente (TC) de núcleo de ferro operam através de variação de fluxo magnético sobre material ferromagnético para fornecer uma cópia confiável da corrente primária em seus secundários. Em condição de corrente de curto-circuito assimétrica passando pelo primário, e se não estiver dimensionado adequadamente para este transitório, o núcleo de um TC pode saturar e não fornecer esta cópia fiel da corrente de curto-circuito em seus enrolamentos secundários aos relés de proteção. Essa situação pode levar os esquemas de proteção diferencial dos elementos do sistema, tais como barramentos, transformadores e linhas, a atuar quando não deveriam. Uma vez que o TC sature não há maneira determinada de prever o comportamento deste relé frente a correntes distorcidas devido à saturação. Os modernos relés de proteção digitais atuais atuam em tempos muito menores do que os antigos relés eletromecânicos, além de contar com eficazes algoritmos para contornar a saturação dos TCs. Contudo, saturações que ocorram em tempos realmente estreitos podem levar a atuações indevidas. As concessionárias de energia e agências reguladoras percebem que, embora muitos dos relés de proteção tenham sido modernizados e substituídos por novos digitais, ainda existem muitos TCs, que devido às suas longas vidas úteis, por volta de 35 anos, permanecem em operação, levando a riscos de atuações indevidas dos relés de proteção. Todos esses TCs precisam ser substituídos por novos TCs com seção transversal dimensionada para atender ao regime transitório inicial. Visando permitir classificar e priorizar essas substituições, este trabalho tem como objetivo propor uma metodologia baseada em levantamentos de dados relevantes, distribuição de faltas ao longo das linhas de transmissão e avaliação de impacto financeiro das atuações indevidas. No trabalho são apresentados estudos de caso, demonstrando os benefícios do uso da metodologia.

Palavras-chave: Substituição de transformadores de corrente, saturação de TC, superação de TC.

ABSTRACT

Iron core current transformers (CT) rely on magnetic flux over ferromagnetic material to deliver a reliable copy of the primary current on the secondary terminals. Under asymmetric fault condition and if it is not properly sized, the core of a CT can saturate, and do not deliver a loyal current on its secondary windings to the protection relays. That situation can lead differential protection schemes of power system elements, such as busbars, transformers and lines, to trip when they shouldn't. Once a CT saturates, there is no reliable way to predict the behavior of a differential relay facing distorted currents due to saturation. Today's modern digital protection relays act much faster than the older electromechanical relays, besides of having complex algorithms to deal with CT saturation. However, saturation happening on very short times can lead to undue trips. Utilities and regulatory agencies realize that while protection relays have been modernized, replaced for new digital ones, hundreds or thousands of CTs, due to their long life span around 35 years, remained on site, leading to risks of undue differential trips. All these CTs need to be replaced by newer ones properly dimensioned. In order to classify and prioritize the CT replacements, this work aims to propose a methodology based on data collection, fault distribution along the transmission lines and evaluation of the financial impact of the undue trips. Case studies are presented, demonstrating the benefits of the use of the methodology.

Keywords: Current Transformer Replacement, CT Saturation, Superseded CT

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	15
	1.1 Contextualização.....	15
	1.1.1 Histórico.....	15
	1.1.2 Dimensionamento para regime assimétrico de correntes de curto-circuito.....	18
	1.1.3 Consequências da saturação.....	19
	1.1.4 Políticas de substituição de equipamentos superados por saturação atualmente adotadas.....	20
	1.1.5 Custos Envolvidos.....	22
	1.2 Motivação.....	23
	1.3 Objetivos.....	23
2	FUNDAMENTOS.....	25
	2.1 Fundamentos de transformadores de corrente.....	25
	2.2 Revisão normativa e regulação do setor elétrico.....	29
	2.3 Assimetria das correntes de curto-circuito.....	32
	2.4 Impacto da assimetria das correntes de curto-circuito no dimensionamento dos transformadores de corrente.....	36
	2.4.1 Transferência de correntes por meio de fluxo magnético.....	36
	2.4.2 Desenvolvimento das equações diferenciais e do modelo de TC.....	39
	2.4.3 Dimensionamento dos transformadores de corrente para correntes simétricas.....	40
	2.4.4 Dimensionamento dos transformadores de corrente para correntes assimétricas.....	43
	2.4.5 Religamento.....	46
3	LEVANTAMENTO DE DADOS E MODELOS.....	49
	3.1 Modelo do transformador de corrente para simulação de saturação.....	49
	3.2 Ângulos típicos de incidência de falta.....	52
	3.3 Tipos de falta predominantes.....	54
	3.4 Impedâncias típicas dos sistemas de transmissão e distribuição.....	56
	3.5 Distribuição de faltas por km por ano em linhas de transmissão.....	57
	3.6 Desempenho dos reles de proteção eletromecânicos e digitais frente à saturação dos transformadores de corrente.....	59
4	METODOLOGIA PROPOSTA E IMPLEMENTAÇÃO.....	62
	4.1 Metodologia Proposta.....	62
	4.2 Implementação e Validação dos Algoritmos.....	75
	4.2.1 Validação do Algoritmo de Cálculo de Fluxo em MATLAB com a implementação em ATP.....	75
	4.2.2 Validação do Cálculo dos Equivalentes Thévenin de Curto-Circuito, a partir da rede equivalente gerada pelo ASPEN.....	78
5	ESTUDOS DE CASOS E DISCUSSÃO.....	82

6	CONCLUSÕES	91
7	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	92
8	PUBLICAÇÕES.....	93
9	REFERÊNCIAS	94

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Efeito da saturação: comparação entre formas de onda primária e secundária refletida ao primário. (CARVALHO, 2015).....	17
Figura 2: Comparativo entre as áreas de seção de núcleo necessárias para atender ao regime simétrico (A) ou assimétrico de falta ($20 \times A$).	18
Figura 3: Forma de onda saturada capturada pelo sistema de oscilografia de uma subestação em Novo Hamburgo, RS.....	20
Figura 4: Forma de onda saturada capturada pelo sistema de uma subestação em Porto Alegre, RS, a qual levou a atuação indevida do sistema de proteção diferencial.	20
Figura 5: Visão da parte do diagrama do ONS para avaliação de superação de TCs referente aos casos com religamento (ONS, 2015).....	21
Figura 6: Fatores considerados no cálculo do fator K_{td}	22
Figura 7: Princípio básico da configuração da proteção. Adaptada de (KINDERMANN, 2003).	26
Figura 8: Desenho ilustrativo das vistas frontais e lateral de um TC 230 kV (altura do isolador reduzida no desenho pelo corte) (BALTEAU, 2017).	28
Figura 9: Placa do transformador de corrente visto na Figura 8 (BALTEAU, 2017).	29
Figura 10: Circuito equivalente Thévenin da rede. A chave S_1 fecha em $t=0$	33
Figura 11: Em azul, corrente de falta assimétrica, para $X/R = 17$. Em vermelho, componente exponencial da corrente de falta. Em verde, corrente simétrica de regime da falta.	35
Figura 12: Esquema básico de um TC (HARGRAVE, 2018).....	37
Figura 13: Modelo de transformador de corrente com representação do núcleo L_0	39
Figura 14: Assimetria da corrente de magnetização (i_0), mesmo no caso de corrente primária simétrica.....	41
Figura 15: Saturação do núcleo no primeiro ciclo, prejudicando a forma de onda da corrente lida pelo IED. Em azul, corrente secundária do IED. Em vermelho, corrente de magnetização do núcleo.....	42
Figura 16: Destaque da corrente de magnetização da Figura 15. A escala superior no primeiro ciclo é cortada para melhor destaque nos ciclos subsequentes.	43
Figura 17: Em azul, o fluxo magnético do núcleo do TC, medido na escala da direita. Em vermelho, a forma de onda primária, e em verde, a forma de onda secundária, refletida ao primário.	47
Figura 18: Destaque no primeiro e segundo evento da Figura 17.	47
Figura 19: Modelo de um transformador de corrente (CARVALHO, 2015).....	50
Figura 20: Circuito ATP utilizado para simulação do desempenho transitório do transformador de corrente – (MORETTI, 2013).	51
Figura 21: Histograma dos Ângulos de tensão de incidência de faltas por faixas de 15 graus.	54
Figura 22: Exemplo de linha de transmissão com assimetria na distribuição de faltas (CEREJA, 2017).	58
Figura 23: Variáveis que compõem o contexto de um transformador de corrente no sistema elétrico.	63
Figura 24: Representação esquemática da metodologia proposta.	65

Figura 25: Barra da subestação Caxias desligada na interface do software ANAREDE.	66
Figura 26: Localização das faltas nas linhas de transmissão utilizada no cálculo de E_{al} : consideradas apenas faltas terminais de maior intensidade, e em condição de <i>line-</i> <i>out</i>	67
Figura 27: Distribuição da localização das faltas ao longo das linhas de transmissão.	67
Figura 28: Diferença da componente exponencial em função da relação X/R.	68
Figura 29: Tela do software ASPEN de cálculo de curto-circuito com destaque em verde para a LT 230 kV entre as barras das subestações Quinta e Pelotas 3.	69
Figura 30: Redução do sistema da Figura 29 ao equivalente Thévenin de duas barras.	69
Figura 31: Diferentes impedâncias secundárias conforme o tipo de falta (ONS, 2015).	70
Figura 32: Influência do ângulo da tensão no estabelecimento da falta na assimetria da forma de onda de corrente de falta.	71
Figura 33: Trechos de linha expostos a saturação no cálculo de tempo de recorrência são distintos em função da primeira atuação e do religamento.	73
Figura 34: Sobreposição da curva de corrente secundária obtida em ATP e da obtida em MATLAB.	77
Figura 35: Sobreposição da curva de corrente de magnetização do núcleo obtida em ATP e da curva em MATLAB.	77
Figura 36: Sobreposição da curva de fluxo no núcleo obtida em ATP e da curva obtida em MATLAB.	78
Figura 37: Equivalente Thévenin Gerado pelo ASPEN entre as barras das subestações Lajeado 2 e Nova Santa Rita.	79
Figura 38: Modelo Obtido a partir do Modelo ASPEN.	79
Figura 39: Modelo da rede após transformação $\Delta \rightarrow Y$	80
Figura 40: Recorte do setor de 230 kV do diagrama unifilar da subestação Caxias (CEEE-GT, 2017). A área sombreada na figura é de operação e manutenção da Eletrosul, enquanto a área clara é de responsabilidade da CEEE-GT.	82
Figura 41: Recorte do setor de 230 kV do diagrama unifilar da subestação Campo Bom, de responsabilidade da CEEE-GT. (CEEE-GT, 2017).	83
Figura 42: Recorte do setor de 230 kV do diagrama unifilar da subestação Bagé 2, de responsabilidade da CEEE-GT. (CEEE-GT, 2017).	83
Figura 43: Diagrama Unifilar da Rede de Operação Sul com destaque para as subestações em estudo. Adaptado de (ONS, 2018).	84
Figura 44: SE Campo Bom – LT Caxias-C1. Desenvolvimento do fluxo (em preto), normalizado pelo seu valor máximo de saturação (1 p.u.), acompanhado do traçado das correntes (azul, secundária) (vermelha, primária), normalizadas para o pico de mesma amplitude numérica do valor do fluxo.	89
Figura 45: SE Bagé 2 – LT Livramento. Desenvolvimento do fluxo (em preto), normalizado pelo seu valor máximo de saturação (1 p.u.), acompanhado do traçado das correntes (azul, secundária) (vermelha, primária), normalizadas para o pico de mesma amplitude numérica do valor do fluxo.	90

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Custos médios de ternos de TCs conforme nível de tensão (em mil R\$).....	22
Tabela 2: Ocorrência dos Curtos-Circuitos.	54
Tabela 3: Ocorrência de curtos-circuitos para o ano de 2011.	55
Tabela 4: Ocorrência de curtos-circuitos para o ano de 2012.	55
Tabela 5: Ocorrência de curtos-circuitos para o ano de 2013.	55
Tabela 6: Ocorrência de curtos-circuitos para o anos de 2011-2013.	55
Tabela 7: Ordem de grandeza típica dos parâmetros elétricos de sequência positiva e zero para linhas de transmissão e sub-transmissão (69 kV a 230 kV)	57
Tabela 8: Ângulo da tensão no estabelecimento de faltas.	72
Tabela 9: Exemplo de tabela fornecida pelo algoritmo desenvolvido na metodologia. Os locais marcados com X são aqueles para os quais ocorre saturação para o tipo de falta indicado. Uma tabela destas existe para cada tipo de falta (monofásica, bifásica, bifásica-terra e trifásica).	74
Tabela 10: Parâmetros adotados para a simulação de fluxo.	76
Tabela 11: Erros percentuais entre as respostas ATP e respostas MATLAB.	78
Tabela 12: Prioridades de substituição dos TCs ordenadas por mérito crescente.	86
Tabela 13: Distribuição das faltas que levam à saturação dos TCs da SE Caxias – LT Farroupilha-C2 (marcados com “X”).	88
Tabela 14: Distribuição das faltas que levam à saturação dos TCs da SE Campo Bom – LT Caxias-C2 (marcados com “X”).	88
Tabela 15: Comparação de resultados para a LT Lajeado 2 – Nova Santa Rita – 10%.....	99
Tabela 16: Comparação de resultados para a LT Lajeado 2 – Nova Santa Rita – 50%.....	99
Tabela 17: Comparação de resultados para a LT Lajeado 2 – Nova Santa Rita – 85%.....	100
Tabela 18: Comparação de resultados para a LT Farroupilha-Esul – Caxias 5 – 10%.....	100
Tabela 19: Comparação de resultados para a LT Farroupilha-Esul – Caxias 5 – 50%.....	101
Tabela 20: Comparação de resultados para a LT Farroupilha-Esul – Caxias 5 – 85%	101

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

A: fator de assimetria

ABNT: Associação Brasileira de Normas Técnicas

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

ANSI: *American National Standards Institute*

As: área de seção de núcleo ferromagnético

ATP: *Alternative Transients Program*

B: densidade de fluxo magnético

γ : ângulo da tensão no momento do estabelecimento de curto-circuito

E: tensão induzida

EMTP: *Electromagnetic Transients Program*

EPR: borracha etileno propileno (*ethylene propylene rubber*)

Φ : fluxo magnético

f.m.m.: força magneto motriz

FS: fator de sobrecorrente

i_0 : corrente de magnetização

i_1 : corrente primária

i_2 : corrente secundária

IEC: *International Electrotechnical Commission*

IED: *Intelligent Electronic Device*

IEEE: *Institute of Electrical and Electronic Engineers*

Ktd: *transient dimensioning factor*

LT: linha de transmissão

L_0 : indutância do núcleo de magnetização

L_1 : indutância do circuito primário

L_2 : indutância do circuito secundário

M: fator de majoração do núcleo

MTBF: *Mean Time Before Failure*

NBR: Norma Brasileira

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

RDP: Registrador Digital de Perturbação

RTDS: *Real Time Digital Simulator*

RTC: Relação de Transformação de Corrente

SE: subestação

SEP: Sistema Elétrico de Potência

SIN: Sistema Interligado Nacional

TC: transformador de corrente

R_1 : resistência do circuito primário

R_2 : resistência do secundário do TC

t' : tempo de eliminação da falta no primeiro ciclo de falta

t'' : tempo de eliminação da falta no segundo ciclo de falta

t_a : tempo de crista do primeiro ciclo assimétrico

t_{al}' : tempo de atuação da proteção no primeiro ciclo de falta

t_{al}'' : tempo de atuação da proteção no segundo ciclo de falta

t_{fr} : tempo morto de religamento

T_1 : constante de tempo do circuito primário

T_2 : constante de tempo do circuito secundário

X_1 : reatância indutiva do circuito primário

X_2 : reatância indutiva do circuito secundário

φ : ângulo da impedância R-L do sistema

ω : frequência angular

XLPE: composto termofixo polietileno reticulado (*crosslinked polyethylene*)

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

1.1.1 Histórico

Desde antigamente, a proteção dos sistemas elétricos de potência baseava-se em relés eletromecânicos interpretando sinais de falta de acordo com as teorias de componentes simétricas de Fortescue (FORTEESCUE, 1918), considerando os fasores 60 Hz de regime permanente, após já decorridos quaisquer transitórios iniciais das correntes de falta. Estes relés eletromecânicos, e o aparato associado, ainda se encontram aplicados em muitas situações até os dias de hoje.

Os transformadores de corrente (TCs), e toda a sua teoria e práticas usuais de dimensionamento, fazem parte deste aparato associado, possuindo elevada vida útil, e, até recentemente, vinham sendo calculados para o regime permanente das correntes de falta, compatível com os sistemas de proteção tradicionalmente utilizados.

Os TCs de núcleo de ferro dependem de variação de fluxo magnético sobre material ferromagnético para fornecer uma cópia confiável da corrente primária para relés de proteção. Sob condição de corrente de curto-circuito assimétrica no primário, devido ao transitório inicial das correntes, e não tendo sido dimensionado adequadamente, o núcleo de um TC pode saturar e não fornecer esta cópia fiel da corrente de curto-circuito em seus enrolamentos secundários aos relés de proteção. Essa situação pode levar os esquemas de proteção diferencial dos elementos do sistema tais como barramentos, transformadores e linhas, a atuar quando não deveriam.

Nos últimos tempos, as subestações vêm sofrendo rápida modernização através da inclusão de relés de proteção digitais, e os requisitos de proteção vem ficando cada vez mais rigorosos, assim como vem ficando cada vez menor a tolerância a falhas e atuações indevidas. A ocorrência, até os dias atuais, de atuações indevidas dos sistemas de proteção devido a saturações de TCs levaram a políticas de substituição destes equipamentos no setor elétrico brasileiro. Estas saturações ocorrem em função do aumento dos níveis de curto-circuito, mas também em função de correntes de falta assimétricas, as quais não eram levadas em conta no dimensionamento dos TCs até pouco tempo atrás e que, em determinadas circunstâncias, podem ter um impacto significativo na seção do núcleo necessária para reproduzir tais faltas sem que haja saturação.

O universo de TCs a substituir é considerável, pois estes têm uma vida útil elevada, sendo a depreciação contábil estabelecida em 35 anos de acordo com o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (ANEEL, 2015). Muitos TCs, especificados considerando apenas o regime simétrico de faltas, até recentes anos, constituem gerações de equipamentos que podem ter mais de duas décadas de vida útil em condições de dimensionamento não ideal, uma vez que apenas em 2008 o ONS estabeleceu a exigência de atendimento à regime transitório no dimensionamento de TCs de classe 230 kV (ONS, 2008). Como será visto no decorrer do trabalho, normas técnicas brasileiras e mesmo americanas não abordavam a assimetria de faltas no dimensionamento dos TCs até os anos recentes, criando este passivo. Relés digitais apresentam algoritmos na tentativa de melhorar o seu desempenho frente às saturações, mas ainda de comportamento não determinístico e a prova de falhas, conforme apresentado na seção 3.6 deste trabalho.

Pode-se dizer que os transformadores de corrente são “os olhos” do relé de proteção para o sistema elétrico. Todas as decisões que o relé tomar, serão com base nos sinais enviados pelos TCs. Não é desejável, portanto, que o TC ofereça uma visão míope ou

embaçada destes sinais, dificultando a decisão do relé. É preciso que estes estejam corretamente dimensionados para o regime assimétrico de faltas, que é o período transitório inicial das faltas, antes que os sinais se estabilizem em regime.

Especialmente nos casos de religamento sob falta onde já há fluxo prévio remanescente no TC, as formas de onda podem ser distorcidas por saturação já desde o primeiro ciclo ou mesmo desde o primeiro quarto de ciclo, podendo prejudicar a atuação mesmo dos mais rápidos e eficazes relés numéricos.

Um núcleo que não seja dimensionado para atendimento ao regime transitório assimétrico de correntes de falta pode sofrer de saturação e distorção da forma de onda secundária. A Figura 1 apresenta um exemplo desta distorção.

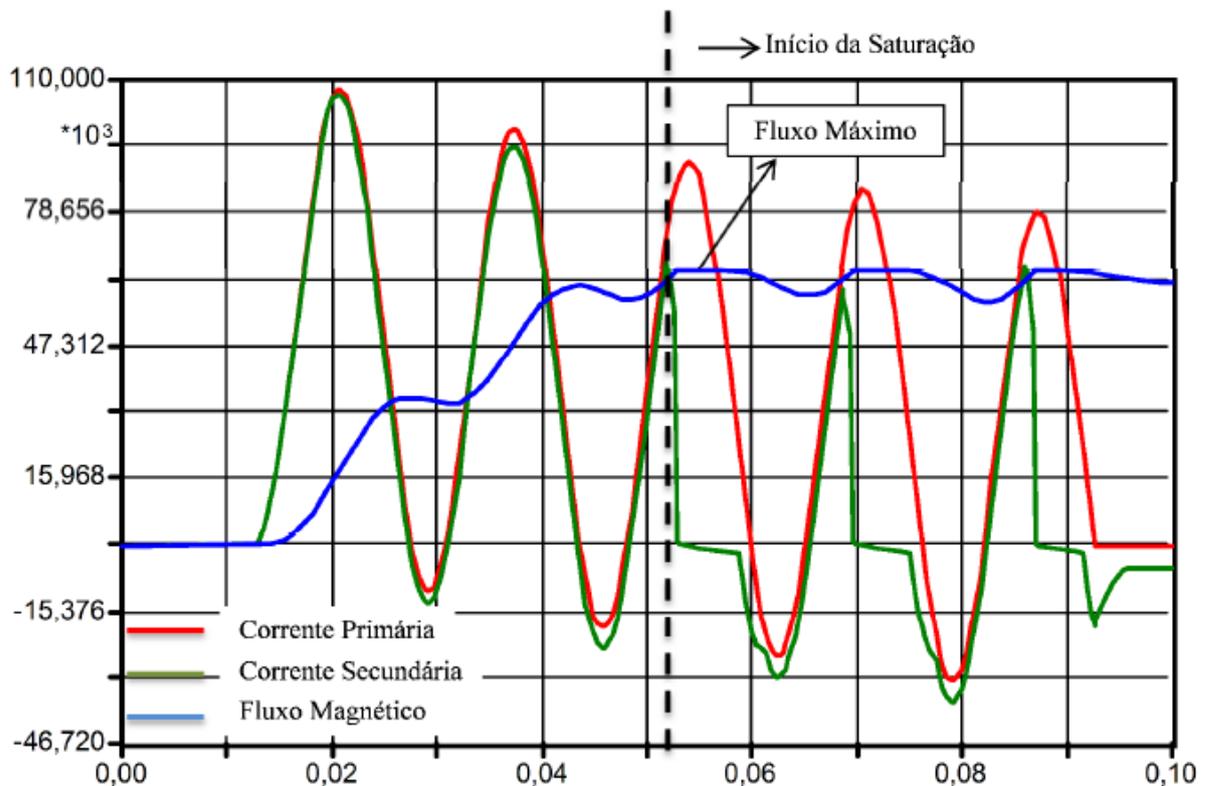


Figura 1: Efeito da saturação: comparação entre formas de onda primária e secundária refletida ao primário. (CARVALHO, 2015).

1.1.2 Dimensionamento para regime assimétrico de correntes de curto-circuito

O religamento sob falta é sempre mais crítico para problemas com formas de onda assimétricas e saturações, pois quando os disjuntores extinguem a corrente no seu zero na primeira falta fazem permanecer elevado fluxo remanescente no núcleo do TC.

Para evitar saturação dos TCs em um regime de faltas assimétricas, o fator K_{td} , que será melhor detalhado no decorrer deste trabalho, relaciona as seções equivalentes de área de núcleo ferromagnético entre a seção necessária para regime permanente sem saturação, e a seção necessária para regime de religamentos com máxima assimetria, consecutivamente, sem que ocorra saturação (OSÓRIO, 2013).

A Figura 2 apresenta de forma ilustrada, a razão entre estas áreas, dada pelo fator de dimensionamento transitório, K_{td} . É comum nos dimensionamentos para TCs do setor elétrico sul-brasileiro encontrar valores de K_{td} da ordem de 10 ou 20, em função das características do sistema.

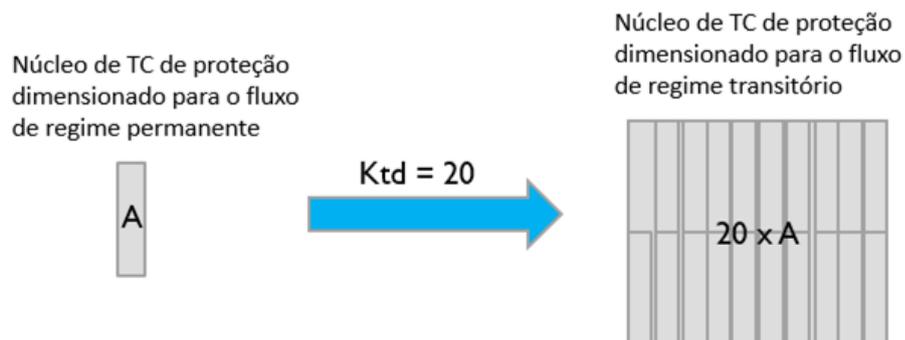


Figura 2: Comparativo entre as áreas de seção de núcleo necessárias para atender ao regime simétrico (A) ou assimétrico de falta (20xA).

Se verifica na prática das concessionárias de transmissão, que para parte considerável dos TC instalados hoje, ao aplicar o cálculo do fator K_{td} , este se encontrará em situação de saturação para a condição de duas faltas assimétricas consecutivas.

1.1.3 Consequências da saturação

Eventos de saturação são relativamente comuns, variando em severidade e consequência. Em muitos dos casos, em especial em saturações de baixa severidade, nenhum problema maior é esperado.

O impacto da saturação pode ser especialmente severo para proteções diferenciais de qualquer espécie: de barras, de transformador, de linha de transmissão, resultando em atuação indevida do elemento diferencial. Em outros casos, as saturações poderão causar desde um simples atraso da proteção de sobrecorrente, até erros na estimação de algoritmos de localização de faltas (HARGRAVE, 2018).

Por mais que os relés modernos possuam hoje algoritmos eficazes e rápidos de detecção e compensação da saturação de TC, predição de faltas internas ou externas ao elemento diferencial com alteração de sensibilidade e restrição, além de outros métodos que visam evitar atuações equivocadas na ocorrência de saturação dos TCs, isto não exime o fato de que os TCs precisem enviar correntes adequadas ao relé para minimizar as chances de erro. Isto porque a atuação dos relés na presença de saturação é incerta (COELHO, 2011).

A Figura 3 mostra uma forma de onda real capturada pelo sistema de oscilografia de uma subestação situada na cidade de Novo Hamburgo, RS, durante ocorrência de defeito em uma LT 138 kV. Na figura, observa-se a corrente no TC (fase C), a qual sofreu saturação já no segundo ciclo.

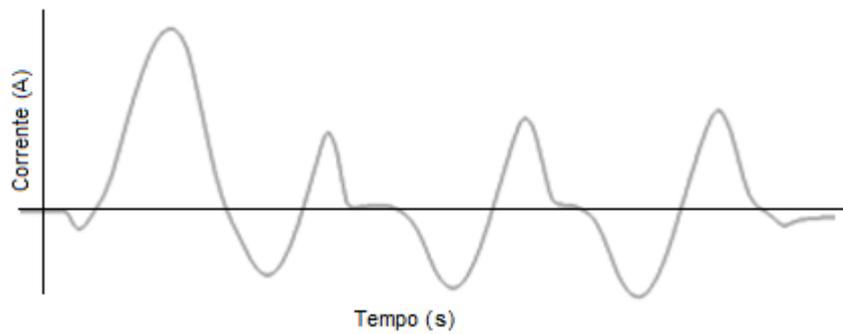


Figura 3: Forma de onda saturada capturada pelo sistema de oscilografia de uma subestação em Novo Hamburgo, RS.

A Figura 4 apresenta a oscilografia de defeito monofásico registrada no terminal de uma LT subterrânea localizada na região metropolitana de Porto Alegre que levou à atuação indevida da proteção diferencial da LT.

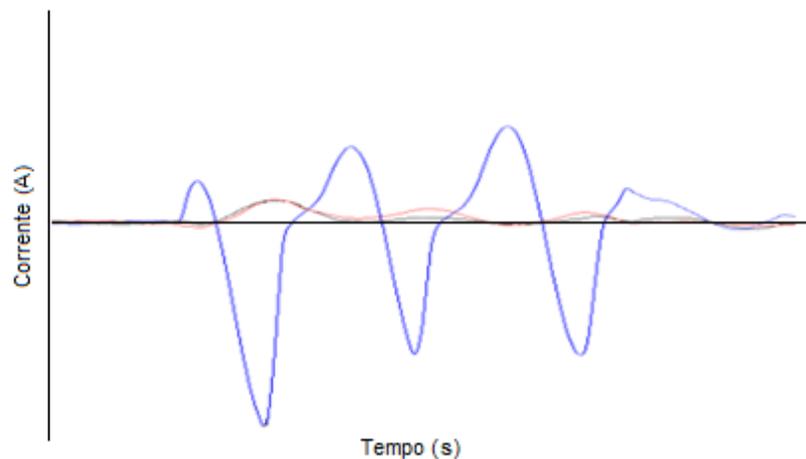


Figura 4: Forma de onda saturada capturada pelo sistema de uma subestação em Porto Alegre, RS, a qual levou a atuação indevida do sistema de proteção diferencial.

1.1.4 Políticas de substituição de equipamentos superados por saturação atualmente adotadas

No âmbito da regulação do setor elétrico brasileiro, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), disciplina os critérios através dos quais se fará o julgamento de adequação ou não de um TC nos sistemas de transmissão brasileiros. O diagrama presente na Figura 5

(ONS, 2015) apresenta parte do fluxograma de análise de saturação de TCs estabelecido pelo ONS. Resumidamente, pode-se verificar que ocorre o julgamento através da comparação da tensão de saturação do equipamento (V_{sat}) com a tensão de saturação equivalente (E_{al}) calculada através da multiplicação do fator K_{td} pela tensão obtida para o regime simétrico de corrente de falta.

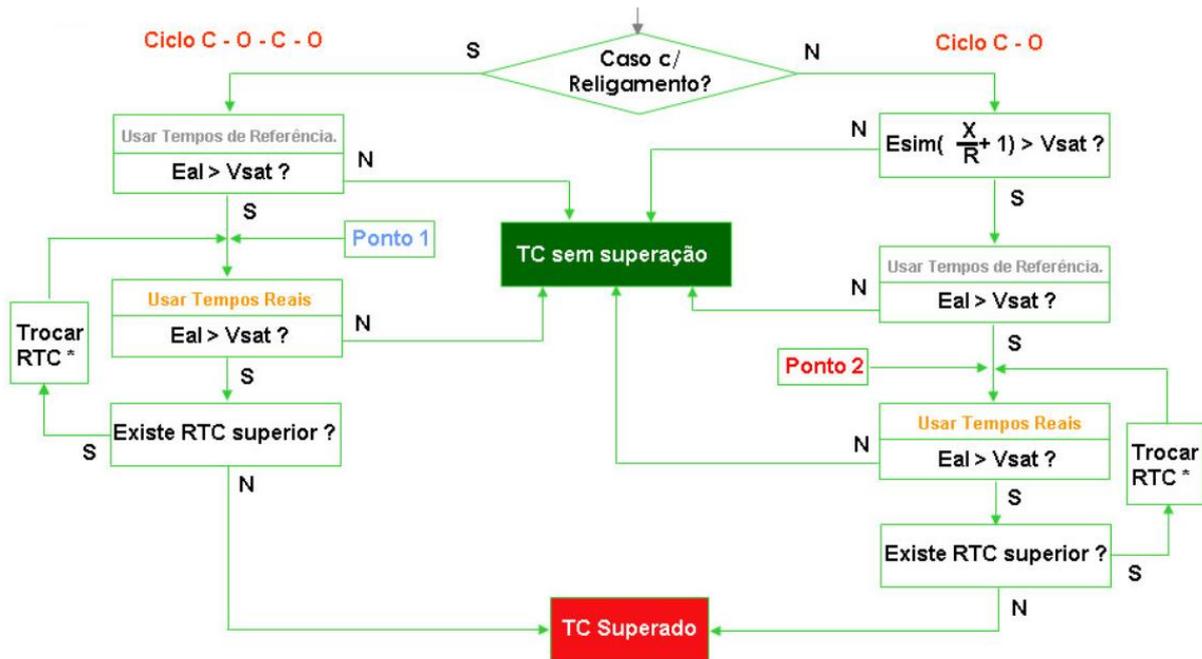


Figura 5: Visão da parte do diagrama do ONS para avaliação de superação de TCs referente aos casos com religamento (ONS, 2015).

Esta análise de saturação considera binariamente os casos “satura” ou “não satura”, através da utilização do fator K_{td} , sem qualquer inferência sobre qual caso de saturação seria mais relevante. Ainda, este fator K_{td} é calculado sobre hipóteses de pior caso extremamente improváveis, tornando “saturado” praticamente qualquer TC sobre o qual se aplique o critério, que tenha sido dimensionado pelas práticas usuais de regime simétrico. A Figura 6 apresenta alguns dos fatores considerados no cálculo do fator K_{td} .

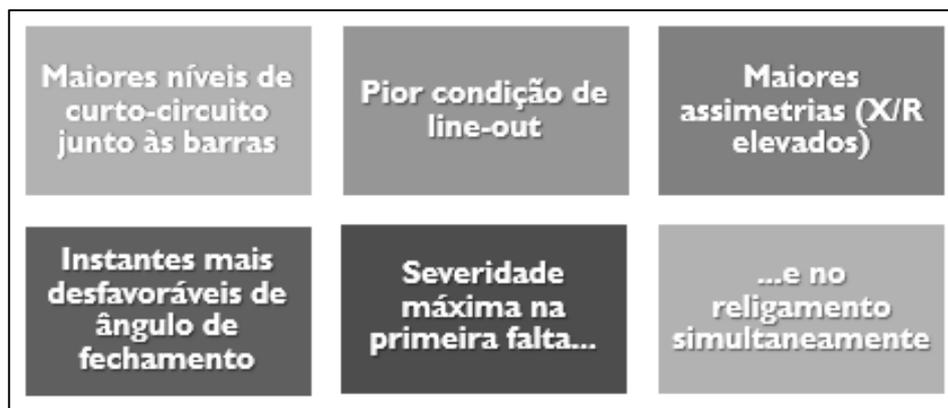


Figura 6: Fatores considerados no cálculo do fator K_{td} .

1.1.5 Custos Envolvidos

A Tabela 1 apresenta os custos médios dos TCs, montagem e comissionamento, obtidos através de cotações para o mercado brasileiro. Os valores incluem impostos.

Tabela 1: Custos médios de ternos de TCs conforme nível de tensão (em mil R\$).

Custos	230 kV	138 kV	69 kV	13,8/23 kV
Equipamento com ensaio em fábrica	183	115	88	37
Instalação e Comissionamento	13	11	10	4

Os custos da Tabela 1 refletem a ordem de grandeza dos valores, podendo variar conforme época do ano, aquecimento da economia local e/ou mundial e características individuais de cada equipamento.

Somado aos valores da tabela, há ainda outros custos indiretos não contabilizados, tais como homem-hora de pessoal administrativo e burocrático envolvidos na compra dos equipamentos, homem-hora de pessoal de logística, almoxarifado, homem-hora de operadores do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) para avaliar e viabilizar desligamentos, entre tantos outros. Todos estes custos, fazem parte do custo de operação e manutenção do setor elétrico, e são refletidos, de alguma forma, na tarifa de energia elétrica dos consumidores.

1.2 MOTIVAÇÃO

TCs de alta tensão são equipamentos de elevado valor, podendo um único terno de equipamentos 230 kV custar valores da ordem de R\$ 196.000,00 como foi visto na Tabela 1. Estima-se existirem hoje na rede básica de operação (tensão \geq 230 kV), aproximadamente 6.600 módulos de conexão, ou seja aproximadamente 20.000 TCs.

A alta exigência por confiabilidade e inadmissibilidade de saturação leva a necessidade de substituição de muitos destes equipamentos, uma vez que até muito recentemente os equipamentos eram dimensionados pelo regime simétrico de corrente de faltas, e estes possuem elevada vida útil da ordem de 30 anos.

A combinação do alto custo dos equipamentos com a necessidade da sua substituição, somado à inexistência de métodos assertivos de definição de prioridades para a escolha dos equipamentos a serem substituídos leva à motivação principal para a realização deste trabalho. Por vezes, a concessionária não dispõe sequer de recursos financeiros e de mão de obra para substituir tantos equipamentos enquadrados como superados.

Torna-se necessário, portanto, priorizar adequadamente as substituições, localizando aquelas mais críticas por meio de uma melhor investigação, considerando o conjunto de parâmetros reais que afetam os equipamentos.

1.3 OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho é desenvolver uma metodologia para avaliar, classificar e priorizar as substituições de TCs, baseada em levantamentos de dados, distribuição de faltas ao longo das linhas de transmissão e avaliação de impacto financeiro das atuações indevidas dos relés de proteção devido à saturação dos TCs.

Os objetivos específicos são:

- modelagem da saturação não linear do TC;
- levantamento dos dados relevantes para o modelo;
- desenvolvimento de ferramenta para automação do cálculo;
- validação das rotinas de cálculo através de resultados comparativos;
- aplicação da metodologia proposta em estudos de caso.

2 FUNDAMENTOS

Neste capítulo são contextualizados e conceituados os aspectos que compõem o alicerce de conhecimento necessário para o entendimento do funcionamento dos TCs do ponto de vista do fluxo magnético em seu núcleo, que é a variável principal de análise para julgar a saturação do núcleo e a consequente superação do equipamento, em função das condições da corrente primária e da carga conectada ao secundário do TC.

Também são contextualizadas as correntes assimétricas de curto-circuito, suas origens, a sua forma de onda e o impacto que esta assimetria tem no fluxo magnético do núcleo do TC.

Por fim, o dimensionamento dos TCs é discutido para melhor entendimento sobre a forma com que as características especificadas refletem no desempenho deste equipamento para uma determinada aplicação.

2.1 FUNDAMENTOS DE TRANSFORMADORES DE CORRENTE

Os TCs são equipamentos fundamentais do sistema elétrico. São eles que traduzem as elevadas correntes, associadas a elevadas tensões, em grandezas de baixo valor de corrente compatíveis com equipamentos sensíveis de medição de energia e de proteção do sistema elétrico. Toda linha de energia precisa identificar situações de falha, que em geral resultam em situações de elevadas correntes de falta. Estas correntes precisam ser interpretadas por algum equipamento (usualmente chamado de “relé”) com capacidade de processar a informação e atuar sobre outros equipamentos do sistema que tenham capacidade de eliminar estas faltas, usualmente disjuntores.

A Figura 7, adaptada de (KINDERMANN, 2003), ilustra o princípio básico de um esquema de proteção básico.

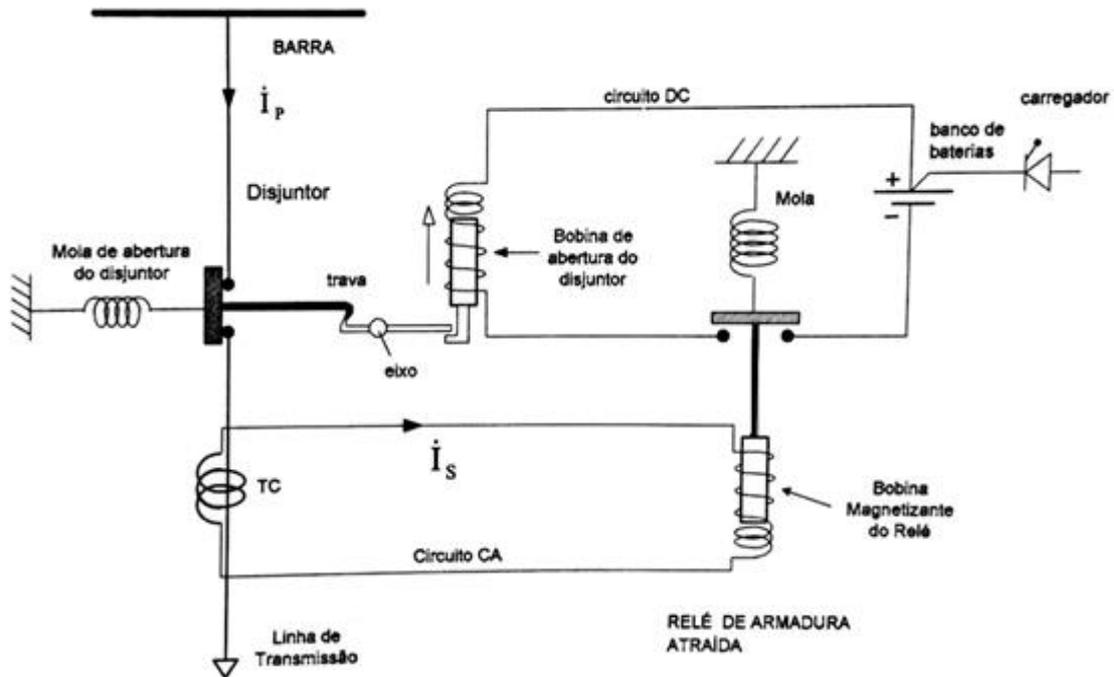


Figura 7: Princípio básico da configuração da proteção. Adaptada de (KINDERMANN, 2003).

Na Figura 7, o TC “traduz” a corrente da linha de transmissão, no valor de centenas ou milhares de ampères em tensões elevadas, para valores baixos que acionam o relé. Na Figura 7, este é o mais simples relé: um solenóide com núcleo móvel, que puxa um contato em oposição a uma mola de retenção. Caso a corrente da linha de transmissão ultrapasse um valor tal que a força que puxa o êmbolo do solenóide (proporcional à corrente) seja maior que a força de oposição da mola, o contato de outro circuito em corrente contínua, alimentado pelas baterias, irá se estabelecer. Este circuito está em série com a bobina de disparo do disjuntor, que também consiste de um solenóide com núcleo móvel, só que desta vez quando atuado por corrente. Este êmbolo do disjuntor (“bobina de disparo”) se move de tal forma que puxa, em rotação no eixo, a trava que retém a mola que abre o disjuntor, interrompendo assim o circuito.

Hoje em dia, o solenóide dá lugar a complexos relés de proteção digitais, chamados *Intelligent Electronic Devices* (IED), com dezenas ou centenas de pontos de monitoramento, avançados protocolos de comunicação, controle, supervisão e proteção. São computadores

dedicados de altíssimo desempenho e confiabilidade. Entretanto, continua sendo necessária a informação das correntes nas fases (e neutro em alguns casos) disponibilizadas pelos TCs.

Os TCs, além da função básica de proteção, são ainda de interesse e utilidade para a medição das correntes circulantes nas linhas de alta tensão com objetivo de faturar a energia ou de avaliar sobrecargas e condições operativas.

Neste trabalho, serão considerados apenas TCs a núcleo ferromagnético, que refletem o estado atual de uso predominante da tecnologia. Sobre as funções dos TCs, pode-se dividir em duas, sendo que os núcleos ferromagnéticos dimensionados para cada uma destas funções têm características diferentes. Estas funções são:

a) medição de corrente: para fins de faturamento de energia ou medição indicativa;

b) proteção do sistema elétrico: para fins de reconhecer elevadas correntes de falta e possibilitar ao relé de proteção enviar comando de abertura aos disjuntores para eliminar a falta.

Os TCs utilizados para fins de medição de energia (faturamento ou indicativo), normalmente se ocupam apenas de copiar réplicas de baixas e constantes correntes, e saturam quando da ocorrência de faltas. Por outro lado, estes têm requisitos de precisão muito grandes, menores que 0,3% de erro para a faixa de correntes de interesse.

Já os TCs utilizados para fins de proteção têm outro viés. Sua principal função é copiar fielmente as elevadas correntes de falta, entregando informação fiel para decisão dos relés de proteção. Para tanto, em geral, elevadas seções de núcleo são necessárias, fazendo com que os núcleos de proteção tenham tamanhos físicos muito superiores àqueles de medição.

Quando um núcleo de proteção não é dimensionado para atendimento ao regime transitório inicial, pode ocorrer a saturação do núcleo nestes eventos, fazendo com que ele não consiga entregar uma cópia fiel da corrente primária ao relé de proteção. Esta saturação pode

comprometer o desempenho do sistema, e causar não atuações ou atuações indevidas dos sistemas de proteção.

A Figura 8 apresenta um desenho de um projeto de um TC 230 kV. Este equipamento possui montado em sua parte superior, junto à alta tensão, quatro núcleos independentes de transformação, sendo um destinado à medição indicativa, e três destinados à proteção. Cada um destes núcleos é utilizado para diferentes funções de medição e de proteção no âmbito da subestação.

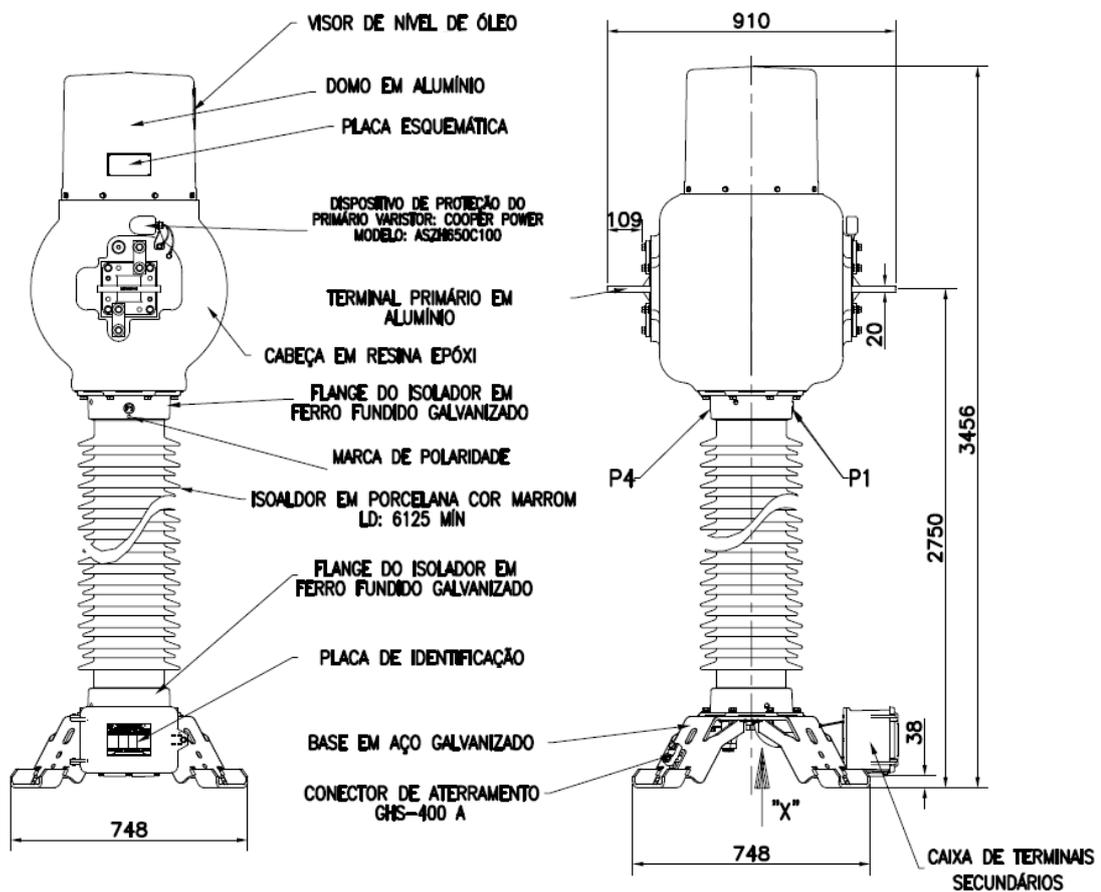


Figura 8: Desenho ilustrativo das vistas frontais e lateral de um TC 230 kV (altura do isolador reduzida no desenho pelo corte) (BALTEAU, 2017).

A Figura 9 apresenta a placa dos equipamentos vistos na Figura 8.

TRANSFORMADOR DE CORRENTE 245kV			
BALTEAU PRODUTOS ELÉTRICOS ITAJUBA-MG BRASIL			
TIPO TCR-245		Nº 16.5630 01	ANO 2017
Umáx. 245 kV		N.I. 395/950/- kV	
F 60 Hz		F 1.2 pu	lt/t 25 kA/1s
Id 65 kAcr		NORMA/ANO IEC-61869-2/12	
USO EXTERICR			
DIAGR. ESQ.	TERM.	RELAÇÕES	EXATIDÃO
	P1-P2	---	---
	1S1-1S2	300X60C - 5A	50VA 0,5S
	1S1-1S3	400X80C - 5A	50VA 0,5S
	2S1-2S2	400X80C - 5A	100VA 10P20 + TPY (25VA)
	3S1-3S2	400X80C - 5A	100VA 10P20 + TPY (25VA)
	4S1-4S2	400X80C - 5A	100VA 10P20 + TPY (25VA)
TPY (cos φ = 1) NORMA IEC-44.6/1992			
I _{pn} = 400X800A		T _p = 40ms	K _{if} = 5,96
I _{sn} = 5A		T _s = 175ms	K _{sc} = 20
R _b ≅ 1,0 Ω		t' = 37ms	t'al = 17ms
R _{ct} (75°C) ≅ 0,61 Ω		t'' = 67ms	t'al = 17ms
			trf = 800ms
			tráx = 76,5ms
			ε % = 10%
ÓLEO TIPO NAFTÊNICO - NYTRC ORION II VOL. 120 L			
M. ÓLEO 106 kg T.A. [P] MANUAL BBA00001VJ1			
M. TOTAL 740 kg CONTRATO			
CÓDIGO DO ATIVO 0000000-9			

Figura 9: Placa do transformador de corrente visto na Figura 8 (BALTEAU, 2017).

De acordo com a placa (Figura 9), observa-se que estes são equipamentos do ano de 2017, e que já incorporam características de atendimento às correntes de curto-circuito assimétricas, conforme dados de placa (T_p , T_s , t' , t'' , $t'al$, $t''al$, K_{td} , entre outros), os quais serão melhor detalhados na sequência deste trabalho, referente ao dimensionamento dos TCs e dos núcleos de proteção.

2.2 REVISÃO NORMATIVA E REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

A norma técnica atualmente vigente para especificação de TCs é a NBR 6856:2015 – Transformadores de Corrente - Especificação e Ensaio (ABNT, 2015), com 123 páginas.

Esta norma é uma evolução da norma anterior, a qual vigorou por 23 anos, a NBR 6856:1992 – Transformadores de Corrente (ABNT, 1992), uma norma simples de 22 páginas que considera apenas o ciclo simétrico para especificação do equipamento. Mesmo após tanto tempo, a norma vigente de 2015 ainda não considera o dimensionamento do TC para correntes de falta assimétricas. Apesar disto, no Brasil, o ONS já sinalizava a necessidade de observar a assimetria das correntes de falta desde 2002. A recomendação era feita de maneira muito sutil, entretanto, com uma pequena frase no submódulo 2.3, no item 6.8.2 (ONS, 2002), e exigindo o desempenho para faltas assimétricas apenas para tensões iguais ou superiores a 342 kV.

Apenas na revisão de 2008 emitida pelo ONS (2008), do mesmo submódulo 2.3, desta vez no item numerado como 7.8.2, a exigência passa a valer também para as tensões de 230 kV e acima, e o documento faz referência às normas europeias. O parágrafo vigorou idêntico nas revisões emitidas em 2009, 2010 e 2011 do mesmo documento. A próxima revisão emitida pelo ONS foi apenas 6 anos mais tarde, lançada em 2017 (ONS, 2017), permanecendo o mesmo critério dos anos anteriores, com pequenos adicionais quanto a classe do núcleo, e determinando que deve ser considerada a relação X/R no ponto de instalação do TC.

Em paralelo às revisões dos documentos de Procedimentos de Rede, outros documentos também foram emitidos pelo órgão neste período. Em 2004, o ONS emitiu o documento “Diretrizes para análise de superação de transformadores de corrente” (ONS, 2004), o qual estabelece a metodologia a utilizar para avaliação dos transformadores de corrente quanto aos regimes assimétricos de correntes de curto-circuito. No documento, os níveis de curto-circuito e relações X/R utilizados para definir superação são aqueles do local de instalação do equipamento.

O livro publicado pelo ONS em 2013 que orienta a elaboração de Projetos Básicos de Subestações da Transmissão, intitulado “Diretrizes para a elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos da Transmissão - Estudos elétricos, Especificação das Instalações, de Equipamentos e de Linhas de Transmissão” segue a mesma linha de exigência (ONS, 2013).

Em 2015, o ONS publicou a revisão 1 de um compilado de critérios de superação de equipamentos, contemplando os mais diversos tipos de equipamentos de subestações: “Critérios para análise de superação de equipamentos e instalações de alta tensão” (ONS, 2015). Neste documento, nota-se que o capítulo referente a TC é essencialmente uma reprodução do documento anterior de 2004, específico de superação de TCs (ONS, 2004).

A nível europeu, o conhecimento sobre classes de TCs para desempenho satisfatório em regimes de transitórios assimétricos é antigo, já previsto desde a IEC 60044-6 de 1992 (IEC, 1992), a qual complementava a IEC 60044-1 de especificação, revisada ainda em 1996 (IEC, 1996). As normas já definiam desde então as classes de TC TPX, TPY e TPZ destinadas às aplicações de transitórios assimétricos.

Ambas estas normas, foram substituídas por uma mais recente, a norma IEC 61869-2/2012, que incorpora as características completas de ambas as normas anteriores (IEC, 2012). Esta norma foi ainda publicada 3 anos antes da norma brasileira de 2015, a qual ainda não contempla o regime transitório.

TC para classes transitórias, projetados conforme norma IEC 61869-2/2012, são uma alternativa à norma brasileira NBR 6856/2015, quando se deseja considerar a assimetria do curto-circuito em sua especificação.

Mais recentemente, em 2017, houve a publicação do documento IEC TR 61869-100:2017 *Instrument transformers - Part 100: Guidance for application of current transformers in power system protection*, documento que disciplina e orienta a aplicação de TC no sistema elétrico de potência (IEC, 2017).

No que concerne às normas americanas do IEEE, a norma que trata de TC é a IEEE C57.13. Até a revisão de 2008 da norma, não constavam observações sobre desempenho transitório (IEEE,2008). Apenas na recente revisão de 2016, a norma IEEE C57.13:2016 - *IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers*, referencia no item 6.4.1.5, a norma europeia, IEC 61869-2, com um simples parágrafo, para o que tange a desempenho de transitórios, e as classes TPX, TPY e TPZ - (IEEE, 2016).

Em paralelo à norma C57.13, a IEEE publica também em 1996 a norma IEEE C37-110 - *Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes* (IEEE, 1996). Esta norma não oferece uma base teórica de cálculo tão vasta e completa como a norma europeia IEC. No entanto, oferece as bases a respeito de assimetria, e algumas considerações práticas para melhorar o dimensionamento e reduzir os impactos da saturação sobre os diferentes tipos de sistemas de proteção. A revisão feita em 2007 na norma (IEEE, 2007) não adicionou melhor detalhamento sobre o dimensionamento assimétrico, motivo pelo qual a norma IEEE C57.13:2016, ainda faz referência à norma europeia, e não a uma norma IEEE equivalente.

2.3 ASSIMETRIA DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

Nesta seção é apresentada a matemática envolvida na demonstração do transitório que se segue ao estabelecimento de um curto-circuito em um circuito indutivo composto por resistência e indutância, as quais são as características dominantes no sistema elétrico para o cálculo de correntes de falta. Este transitório se constitui em uma assimetria das correntes de falta nos primeiros ciclos elétricos destas, podendo esta assimetria ser maior ou menor, bem como perdurar por mais ou menos tempo, em função de parâmetros tais como o ângulo da

tensão no qual a falta se estabelece e a razão entre as reatâncias indutivas e resistências do circuito elétrico equivalente. As capacitâncias da rede não são relevantes para este cálculo.

Uma rede elétrica qualquer, por mais complexa que seja, em geral pode ser reduzida a um equivalente de Thévenin para cálculo de curto-circuito. Haverá um equivalente de Thévenin para cada sequência: positiva, negativa e zero, sendo possível calcular o comportamento das correntes de falta em função das razões entre X e R equivalentes da interconexão dos modelos conforme a teoria de Fortescue de componentes simétricas (FORTESCUE, 1918). Conforme são interconectados estes modelos de sequência, diferentes relações X/R podem acontecer. Isto é, em função do tipo de falta e localização é variável a relação X/R.

Simplificando-se então os equivalentes de rede por modelos de sequência, para cada uma destas sequências (positiva, negativa e zero), pode-se chegar a um circuito como o da Figura 10.

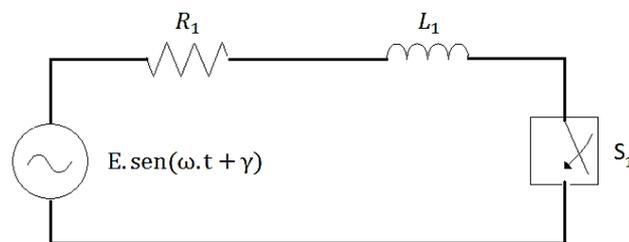


Figura 10: Circuito equivalente Thévenin da rede. A chave S_1 fecha em $t=0$.

Via de regra, as correntes de carga de regime são desprezíveis frente àquelas de curto-circuito estabelecidas.

A equação diferencial que governa o circuito da Figura 10 é:

$$E \cdot \text{sen}(\omega \cdot t + \gamma) = L_1 \cdot \frac{di(t)}{dt} + R_1 \cdot i(t) \quad (1)$$

O ângulo gama γ reflete o ângulo da tensão no momento do estabelecimento do curto-circuito.

A solução desta equação diferencial é dada por:

$$i(t) = \frac{E}{\sqrt{R_1^2 + X_1^2}} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t + \gamma - \varphi) - \frac{E}{\sqrt{R_1^2 + X_1^2}} \cdot \text{sen}(\gamma - \varphi) \cdot e^{-t/T_1} \quad (2)$$

Onde T_1 é a constante de tempo do circuito, dada por:

$$T_1 = \frac{L_1}{R_1} \quad (3)$$

O ângulo φ é o ângulo da impedância R-L do sistema, dado por:

$$\varphi = \tan^{-1} \left(\frac{\omega \cdot L_1}{R_1} \right) = \tan^{-1} \left(\frac{X_1}{R_1} \right) \quad (4)$$

A equação (2.2) pode ser reescrita como:

$$i(t) = I \cdot \text{sen}(\omega \cdot t + \theta) - I \cdot \text{sen}(\theta) \cdot e^{-t/T_1} \quad (5)$$

Onde:

$$I = \frac{E}{\sqrt{R_1^2 + X_1^2}} \quad (6)$$

$$\theta = \gamma - \varphi \quad (7)$$

No caso em que $\theta = 0$, nota-se que o termo exponencial some na equação (5), sendo a falta totalmente simétrica. A corrente de curto-circuito terá a máxima assimetria (maior parcela de componente exponencial) quando o ângulo θ for igual a ± 90 graus ($\pm \pi/2$), ou seja, o ângulo da tensão no estabelecimento da falta for igual ao complemento para ± 90 graus do ângulo do circuito RL. Neste caso, a corrente de falta será dada pela expressão abaixo ($-\pi/2$) ou seu negativo ($+\pi/2$):

$$i(t) = I \cdot \left[e^{-t/T_1} - \cos(\omega \cdot t) \right] \quad (8)$$

Para os casos de ângulos θ intermediários entre 0 e $\pm \pi/2$, ter-se-á assimetrias intermediárias.

Para ilustrar o efeito do transitório inicial das correntes de falta supracitado, a Figura 11 apresenta a corrente de falta assimétrica típica normatizada para o dimensionamento de equipamentos de subestações nas tensões de transmissão e subtransmissão, a qual se dá com a relação X/R no valor de 17. Na Figura 11, a componente simétrica (verde) tem 40 kA, e o pico de corrente assimétrica (em azul) é de 104 kA, fruto de fechamento próximo ao zero de tensão para uma relação X/R equivalente de 17, o que faz somar uma exponencial decrescente (em vermelho) com constante de tempo de 45 ms à curva senoidal de regime (em verde).

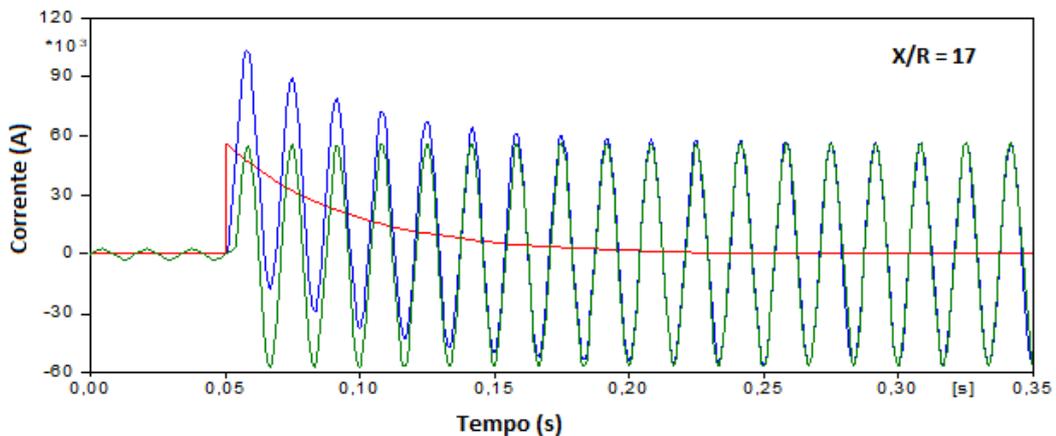


Figura 11: Em azul, corrente de falta assimétrica, para X/R = 17. Em vermelho, componente exponencial da corrente de falta. Em verde, corrente simétrica de regime da falta.

No caso apresentado na Figura 11, o valor X/R de 17 tem grande influência na assimetria resultante.

Define-se o “Fator de Assimetria”, pela razão do valor máximo do primeiro pico da corrente assimétrica, e o valor eficaz da corrente simétrica posterior.

O tempo (t_a) em que ocorre a crista do primeiro ciclo assimétrico, é dado por:

$$t_a = \frac{\frac{\pi}{2} - \theta}{\omega} \quad (9)$$

Aplicando este tempo na equação (5), e dividindo pelo valor eficaz da corrente simétrica, obtém-se o valor do Fator de Assimetria (A):

$$A = \left(\text{sen}(\omega \cdot t_a + \theta) - \text{sen}(\theta) \cdot e^{-t_a/T1} \right) \sqrt{2} \quad (10)$$

A aplicação do Fator de Assimetria é usual para dimensionamentos de esforços mecânicos em equipamentos do setor elétrico. O valor deste fator é 2,6, aplicado para a razão X/R = 17 típica, e considerado o fechamento no pior instante de tensão. Uma vez que esforços mecânicos são proporcionais ao quadrado da corrente, tem-se que os esforços mecânicos são da ordem de quase 7 vezes mais ($2,6^2$) na ocorrência de faltas assimétricas do que para aquelas simétricas.

2.4 IMPACTO DA ASSIMETRIA DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO NO DIMENSIONAMENTO DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE

Nesta seção será apresentado o desenvolvimento matemático que mostra o impacto da assimetria das correntes de falta no dimensionamento da seção de núcleo necessária para que os TCs desempenhem bem a sua função de criar uma réplica fiel à corrente primária em seus secundários, sem ocorrência de saturação. O equacionamento matemático apresentado é baseado no trabalho de (OSORIO,2013), em especial aqueles mais complexos vistos a partir da seção 2.4.2.

2.4.1 Transferência de correntes por meio de fluxo magnético

O TC funciona através de fluxo magnético concatenado entre seu enrolamento primário e seu enrolamento secundário. O fluxo é gerado pela corrente circulante no primário e este fluxo induz corrente (Lei de Lenz) no secundário para se opor àquele fluxo do primário, dando origem à uma reprodução da corrente primária, em escala reduzida, conforme for a relação de espiras primário/secundário.

A Figura 12 ilustra o desenho básico teórico de um transformador (HARGRAVE, 2018). Na prática, nos TCs do Sistema Elétrico de Potência, o enrolamento primário costuma

ser uma barra que atravessa os núcleos secundários que ficam dispostos ao redor desta, constituindo-se, portanto, de apenas uma espira no primário. Os núcleos secundários e a barra primária possuem um forte isolamento para resistir às sollicitações elétricas entre primário e secundário. O isolamento é usualmente feito em epóxi nas tensões até 36 kV, e papel e óleo impregnados a partir de 69 kV e acima.

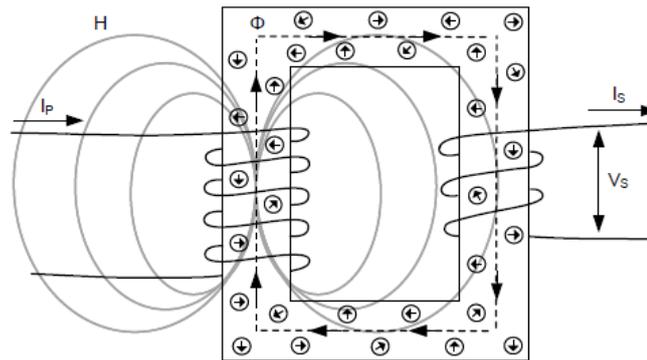


Figura 12: Esquema básico de um TC (HARGRAVE, 2018).

A corrente no enrolamento primário (I_1), constitui uma força magneto-motriz (f.m.m.), dada pelo produto de espiras no primário (n_1) vezes a corrente primária (I_1). Esta f.m.m., na ausência de corrente no secundário, tende a estabelecer um fluxo magnético (Φ) no núcleo, em função da relutância deste (\mathcal{R}), dado por:

$$\Phi = \frac{n_1 \cdot I_1}{\mathcal{R}} \quad (11)$$

Dividindo o fluxo Φ pela área de seção, se obtém a densidade de fluxo magnético B .

A lei de Faraday estabelece a relação entre o fluxo magnético no núcleo e a tensão que se desenvolve em um enrolamento secundário em aberto com “n” espiras.

$$E = n \cdot \frac{d\Phi}{dt} \quad (12)$$

Conectando carga ao enrolamento secundário, esta tensão E , cria uma corrente sobre esta carga conectada ao secundário (*burden*), que por sua vez, gera também uma f.m.m. de

oposição àquela imposta pela corrente primária, antes demonstrada. A oposição feita pela corrente do secundário não é perfeita para cancelar o efeito do primário em função da necessária magnetização do núcleo e perdas. Esta diferença entre as duas correntes, considerando a relação de transformação, constitui o erro do transformador de corrente.

Considerando as tensões e correntes do sistema elétrico, na sua forma senoidal típica no tempo t , em uma frequência f , e seja ϕ a fase inicial, e A a área de seção do núcleo ferromagnético, a equação anterior se torna:

$$E = n * \frac{d(A \cdot B_m \cdot \cos(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t + \phi))}{dt} \quad (13)$$

Em que B_m é o fluxo máximo no núcleo.

Realizando a derivada e considerando apenas as amplitudes sem o fator tempo, pode-se escrever para o valor da tensão eficaz:

$$E_{rms} = 4,44 \cdot f \cdot n \cdot A \cdot B_m \quad (14)$$

Na equação (14), para um dado núcleo de área “A” e espiras “n” fixas, e para uma frequência elétrica “f” fixa, nota-se claramente a relação direta entre a tensão eficaz E_{rms} no secundário e o pico de fluxo magnético no núcleo. Uma vez que o TC irá copiar a corrente primária, nota-se que quanto maior a corrente de curto-circuito no primário e quanto maior a carga, mais tensão sobre o *burden* secundário se desenvolve. De acordo com a equação (14), para desenvolver grandes tensões é necessário um grande fluxo, ou seja, núcleo amplo, largo e pesado.

Em vistas disto, é fácil também entender porque núcleos de proteção não resultam boas precisões para medição de corrente. Em função do requisito de grandes fluxos necessários para atender às condições de falta, é necessário que estes núcleos tenham grandes áreas de seção e grandes volumes. Um núcleo com grande volume, precisa se magnetizar a cada ciclo

da rede em um sentido oposto e isto consome muita corrente de magnetização aumentando a corrente de erro.

O fato de o erro ser medido proporcional às correntes faz com que não haja distinção entre corrente de carga pequena ou grande: o desvio será proporcional, da mesma ordem da tensão desenvolvida na carga secundária conectada.

2.4.2 Desenvolvimento das equações diferenciais e do modelo de TC

Nesta seção serão apresentadas as equações que regem o TC com base em modelo mais completo, considerando o ramo de magnetização, conforme ilustrado na Figura 13. A indutância L_0 representa o ramo de magnetização, ao passo que R_2 e L_2 correspondem ao carregamento secundário.

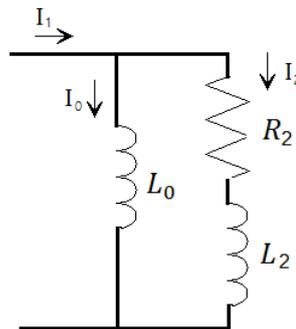


Figura 13: Modelo de transformador de corrente com representação do núcleo L_0 .

É considerado um transformador de corrente com relação 1:1 neste desenvolvimento.

A equação diferencial que descreve o circuito é:

$$L_0 \cdot \frac{di_0(t)}{dt} = L_2 \cdot \frac{di_2(t)}{dt} + R_2 \cdot i_2(t) \quad (15)$$

Esta equação nos permite calcular a corrente no núcleo nos casos em que i_0 é muito pequeno frente a i_2 (casos de não saturação e núcleos de grande indutância) de tal forma que qualquer desvio de corrente para i_0 seja desprezível para fins de i_2 .

Caso tal fato não se concretize, é interessante procurar uma relação que relacione i_0 com a corrente primária i_1 diretamente. Para tanto:

$$i_1 = i_0 + i_2 \quad (16)$$

Em função desta substituição em (16), é possível reescrever e rearranjar a equação diferencial (15) do circuito para (17):

$$(L_0 + L_2) \cdot \frac{di_0(t)}{dt} + R_2 \cdot i_0(t) = L_2 \cdot \frac{di_1(t)}{dt} + R_2 \cdot i_1(t) \quad (17)$$

Define-se “ T_2 ”, constante de tempo secundária, e “ p ”, razão de indutâncias:

$$T_2 = \frac{L_0 + L_2}{R_2} \quad (18)$$

$$p = \frac{L_2}{L_0 + L_2} \quad (19)$$

Pode-se reescrever (17) em função de (18) e (19) para:

$$\frac{di_0(t)}{dt} + \frac{1}{T_2} i_0(t) = p \cdot \frac{di_1(t)}{dt} + \frac{1}{T_2} \cdot i_1(t) \quad (20)$$

A equação (20) expressa a relação entre a corrente i_0 e a corrente i_1 , e será a base da teoria das subseções seguintes as quais irão considerar a sua resolução para diferentes cenários.

2.4.3 Dimensionamento dos transformadores de corrente para correntes simétricas

Para correntes primárias senoidais simétricas, a equação diferencial (20) tem como solução a equação (21):

$$i_0(t) = \frac{I \cdot (p \cdot \omega^2 \cdot T_2^2 + 1)}{\omega^2 \cdot T_2^2 + 1} \cdot \text{sen } \omega t + \frac{I \cdot \omega \cdot T_2 \cdot (1 - p)}{\omega^2 \cdot T_2^2 + 1} \left(e^{-t/T_2} - \cos \omega t \right) \quad (21)$$

É interessante notar a presença de componente exponencial na corrente de magnetização i_0 (proporcional ao fluxo em regime não saturado), mesmo no caso de que a corrente primária seja perfeitamente simétrica. Isto se deve ao fato de a corrente simétrica integrada sobre a

resistência de carga, resultar em tensão senoidal iniciada em zero sobre a indutância L_0 , o que se traduz por assimetria no fluxo do núcleo.

O caso mais típico é aquele de uma carga secundária resistiva e com a indutância secundária muito pequena. No limite teórico de carga puramente resistiva, tem-se $p = 0$, e também $\omega^2.T_2^2 \gg 1$. Tal aproximação é consideravelmente realista. Na prática, as indutâncias L_2 podem ser realmente pequenas, e TCs usuais podem ter indutâncias de magnetização da ordem de 10 H, resultando em constantes de tempo T_2 da ordem de segundos.

Desta forma, a equação geral (21) simplifica-se para:

$$i_0(t) = \frac{I}{\omega.T_2} \left(e^{-t/T_2} - \cos \omega t \right) \quad (22)$$

Nos primeiros 180 graus de $\omega.t$, o cosseno atinge “-1”, sem ainda que o termo exponencial tenha reduzido significativamente de valor. Isto faz com que o termo dentro dos parênteses aproxime-se de 2. Ou seja, no primeiro ciclo do transitório, o pico do fluxo no núcleo pode atingir quase o dobro daquele de regime, dado por $I/(\omega.T_2)$, em função da constante de tempo T_2 do secundário. A Figura 14 ilustra tal fato:

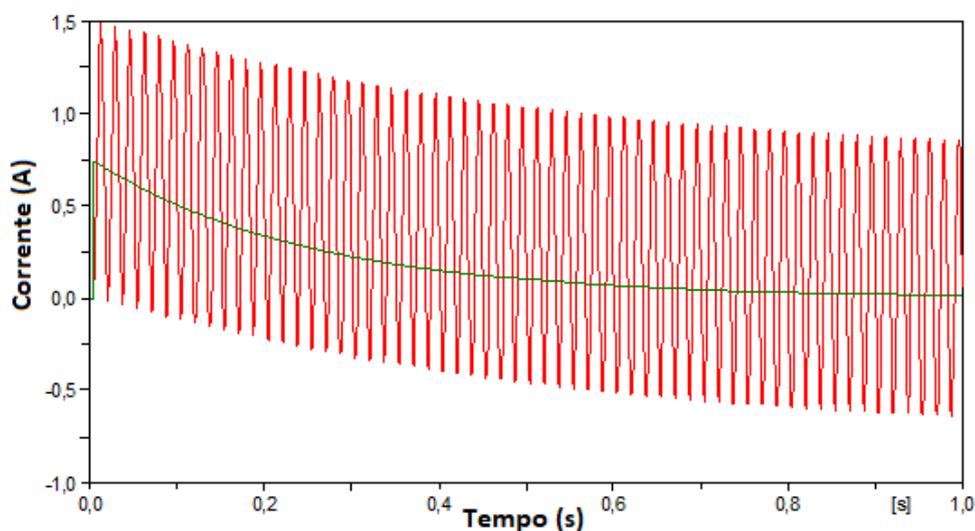


Figura 14: Assimetria da corrente de magnetização (i_0), mesmo no caso de corrente primária simétrica.

Chama-se de fator de majoração do núcleo, M , a proporção da seção de núcleo necessária para acomodar o máximo fluxo que pode existir no TC sem que haja saturação durante o período transitório, em relação ao fluxo estabelecido em regime permanente após vários segundos.

Neste caso, para faltas simétricas apenas, seria necessário ter $M = 2$ aproximadamente.

Na Figura 14, o núcleo está bem dimensionado, isto é, com área de seção igual (aproximadamente) ao dobro daquela necessária em regime. Desta forma, não há saturação. Cabe destacar que a corrente de magnetização, embora assimétrica, no caso de núcleo bem dimensionado, em pouco impacta na corrente de carga que será lida pelo IED, que permanece uma cópia fiel à corrente primária, simétrica, sendo a amplitude desta corrente de magnetização pequena em relação àquela destinada ao IED.

De outra forma, caso o núcleo seja dimensionado apenas para a condição de regime exata, ocorrerá saturação já no primeiro pico. A Figura 15 ilustra este caso.

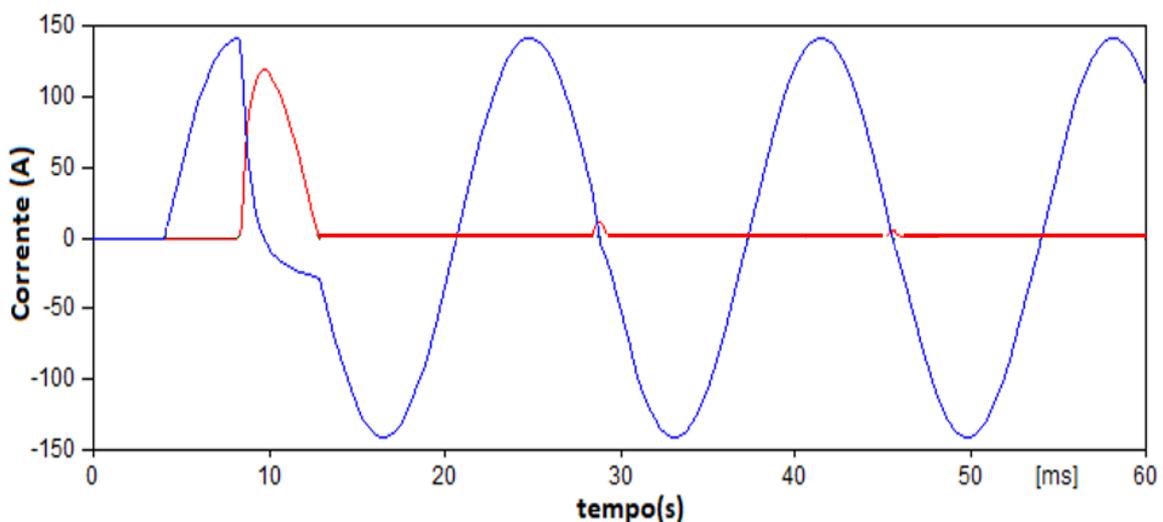


Figura 15: Saturação do núcleo no primeiro ciclo, prejudicando a forma de onda da corrente lida pelo IED. Em azul, corrente secundária do IED. Em vermelho, corrente de magnetização do núcleo.

Na Figura 15, a saturação foi suficiente para prejudicar a forma de onda secundária lida pelo IED no primeiro ciclo. Quando ocorre a saturação, semelhante ao caso da Figura 15, a constante de tempo T_2 se reduz, fazendo com que a componente exponencial decaia mais rapidamente. Entende-se fisicamente pelo motivo de que a corrente primária toda passa a ser desviada para o ramo de magnetização. A Figura 16 dá destaque neste aspecto.

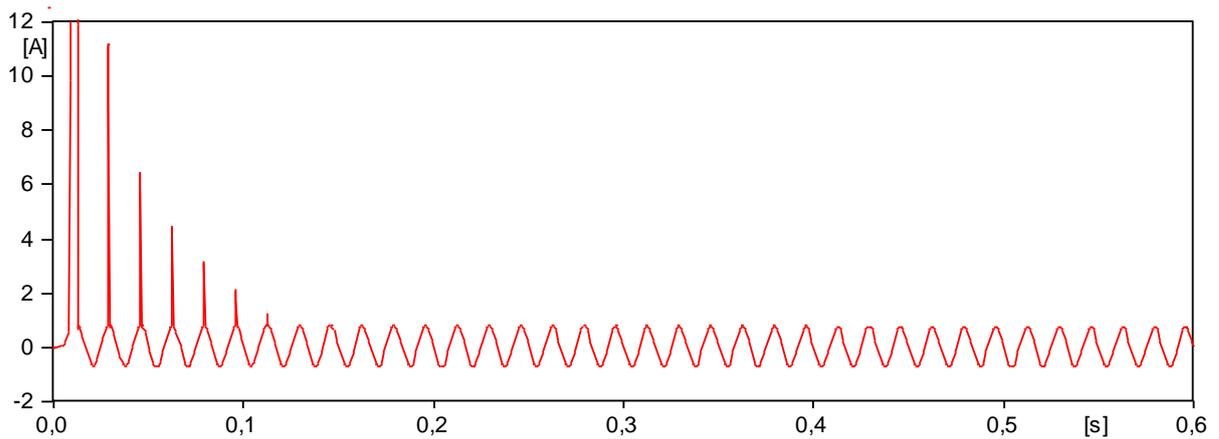


Figura 16: Destaque da corrente de magnetização da Figura 15. A escala superior no primeiro ciclo é cortada para melhor destaque nos ciclos subsequentes.

Por fim, apenas em um caso muito particular de ausência de carga resistiva, tal que $T_2 \rightarrow \infty$, a equação se simplifica para uma condição senoidal pura conforme (23):

$$i_0(t) = I_p \cdot \text{sen } \omega t \quad (23)$$

Contudo, este não é um caso realista, pois os cabos secundários são em geral resistivos. Desta forma, conclui-se que sempre haverá transitório de fluxo assimétrico inicial, mesmo para correntes primárias simétricas.

2.4.4 Dimensionamento dos transformadores de corrente para correntes assimétricas

Para correntes primárias assimétricas, a equação diferencial (20) tem como solução:

$$\begin{aligned}
i_0(t) = & I \cdot \frac{T_1 - p \cdot T_2}{T_1 - T_2} \left(e^{-t/T_1} - e^{-t/T_2} \right) \\
& - I \cdot \frac{\omega \cdot T_2}{\omega^2 \cdot T_2^2 + 1} \cdot \left[\text{sen } \omega t - \omega \cdot p \cdot T_2 \cdot \left(e^{-t/T_2} - \cos \omega t \right) \right. \\
& \left. + \frac{1}{\omega^2 \cdot T_2^2 + 1} \left(e^{-t/T_2} - \cos \omega t + \omega \cdot p \cdot T_2 \cdot \text{sen } \omega t \right) \right]
\end{aligned} \tag{24}$$

Com a simplificação $\omega^2 \cdot T_2^2 \gg 1$, condição usual, a equação (24) é reduzida a:

$$\begin{aligned}
i_0(t) = & I \cdot \frac{T_1 - p \cdot T_2}{T_1 - T_2} \left(e^{-t/T_1} - e^{-t/T_2} \right) - I \cdot \frac{1}{\omega \cdot T_2} \cdot \text{sen } \omega t \\
& + I \cdot p \cdot \left(e^{-t/T_2} - \cos \omega t \right)
\end{aligned} \tag{25}$$

Define-se β como o ângulo de carga do secundário:

$$\beta = \tan^{-1} \left(\frac{\omega \cdot (L_0 + L_2)}{R_2} \right) = \tan^{-1} \left(\frac{X_2}{R_2} \right) \tag{26}$$

E aplicando as definições de T_2 e p , em (18) e (19), respectivamente, tem-se:

$$\frac{I}{\omega \cdot T_2 \cdot \cos \beta} \cdot \text{sen}(\omega t + \beta) = I \cdot \frac{1}{\omega \cdot T_2} \cdot \text{sen } \omega t + I \cdot p \cdot \cos \omega t \tag{27}$$

A equação da corrente i_0 em (24) pode ser rearranjada na forma:

$$i_0(t) = I \cdot \left[\frac{T_1 - p \cdot T_2}{T_1 - T_2} \left(e^{-t/T_1} - e^{-t/T_2} \right) + p \cdot e^{-t/T_2} + \frac{1}{\omega \cdot T_2 \cdot \cos \beta} \cdot \text{sen}(\omega t + \beta) \right] \tag{28}$$

O tempo de ocorrência do máximo da corrente i_0 será em:

$$t_{max} = \frac{T_1 \cdot T_2}{T_1 - T_2} \cdot \ln \left(\frac{T_1}{T_2} \right) \tag{29}$$

O fator de majoração do núcleo, considerando faltas assimétricas, será dado por:

$$M = \omega \cdot \frac{T_1 \cdot T_2}{T_1 - T_2} \cdot \left(e^{-t/T_1} - e^{-t/T_2} \right) + \frac{1}{\cos \beta} \tag{30}$$

Em que t , deve ser o tempo necessário para o relé de proteção, e caso seja maior que t_{max} , então t_{max} deve ser aplicado na fórmula.

Quando $T_2 \rightarrow \infty$, então a equação (30) pode ser escrita simplificadamente:

$$M = \omega \cdot T_1 + \frac{1}{\cos \beta} \quad (31)$$

Para núcleos sem entreferro, de grande indutância, o fluxo desviado para o núcleo é muito pequeno, e é possível escrever que a corrente secundária é uma cópia exata da corrente primária, de modo que:

$$i_2(t) = I \cdot \text{sen}(\omega \cdot t + \theta) - I \cdot \text{sen}(\theta) \cdot e^{-t/T_1} \quad (32)$$

E no caso de máxima assimetria $\theta = \pm 90^\circ$:

$$i_2(t) = I \cdot \left[e^{-t/T_1} - \cos(\omega \cdot t) \right] \quad (33)$$

De acordo com a equação (15) que relaciona i_0 e i_2 , e sabendo que $L_0 \cdot (di_0/dt)$ corresponde a derivada do fluxo, aplicando a forma de onda estabelecida na equação (33), e integrando, chega-se à expressão do fluxo no núcleo, onde são separados a componente exponencial e a componente senoidal:

$$\Phi_{exp}(t) = I \cdot \left[T_1 \cdot R_2 \cdot (1 - e^{-t/T_1}) - L_2 \cdot e^{-t/T_1} \right] \quad (34)$$

$$\Phi_{sen}(t) = -\frac{I \cdot Z_2}{\omega} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t + \beta) \quad (35)$$

Os valores máximos destes respectivos fluxos são:

$$\Phi_{exp-max} = I \cdot T_1 \cdot R_2 \quad (36)$$

$$\Phi_{sen-max} = \frac{I \cdot Z_2}{\omega} \quad (37)$$

Onde:

$$\beta = \tan^{-1} \left(\frac{X_2}{R_2} \right) \quad (38)$$

O coeficiente de majoração será dado como a razão dos fluxos exponencial e senoidal:

$$M = \frac{\Phi_{exp-max}}{\Phi_{sen-max}} = \omega \cdot T_1 \cdot \cos\beta \quad (39)$$

2.4.5 Religamento

Uma situação que prejudica consideravelmente o desempenho dos TCs são os casos de religamento. A corrente de magnetização do núcleo, para a situação mais típica de carga secundária resistiva, é 90 graus atrasada em relação à corrente primária na situação de regime. Como em geral os disjuntores de alta tensão interrompem as correntes primárias de curto-circuito nos instantes em que a corrente passa pelo zero, estes são justamente os instantes em que o fluxo que restará remanente no núcleo do TC se encontrará próximo aos máximos.

O fluxo remanente no núcleo do TC, uma vez interrompida a corrente no primário, decairá conforme a expressão de decaimento de um circuito RL com corrente inicial no indutor:

$$B_r = B_s \cdot e^{-t/T_2} \quad (40)$$

Aplicando-se o tempo morto de religamento em t , calcula-se quanto restará de fluxo. Para TCs clássicos (sem entreferro), é comum que as constantes de tempo atinjam até dezenas de segundos, bem superiores ao tempo morto, fazendo com que, no momento do religamento, reste ainda grande percentual de fluxo remanente.

A maneira de contornar isto, é a introdução de um entreferro, o qual faz reduzir a constante de tempo T_2 , pelo simples motivo de reduzir a indutância de magnetização pelo aumento da relutância. Contudo, a redução da indutância de magnetização faz aumentar a corrente que por ela flui, aumentando assim a corrente de erro a patamares elevados, até inviabilizando a utilização das funções de medição indicativa e de proteção por um mesmo núcleo.

A Figura 17 apresenta uma situação de religamento, considerando uma falta seguida de um religamento sob falta.

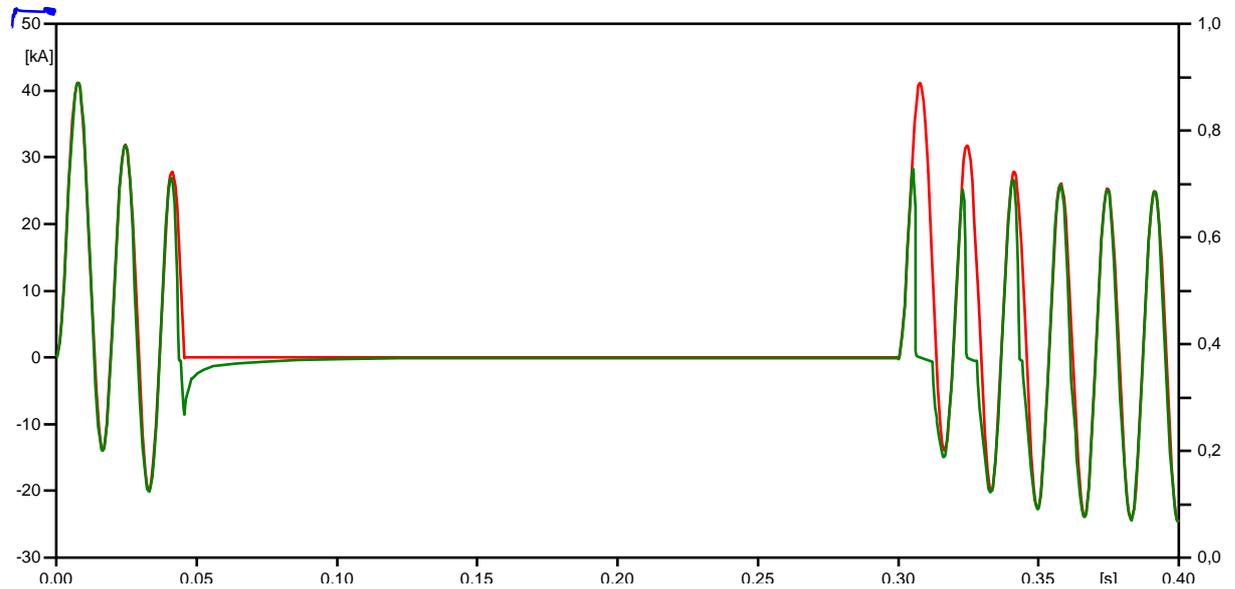


Figura 17: Em azul, o fluxo magnético do núcleo do TC, medido na escala da direita. Em vermelho, a forma de onda primária, e em verde, a forma de onda secundária, refletida ao primário.

A Figura 18, apresenta destaque (*zoom*) nas curvas do primeiro e segundo evento da Figura 17.

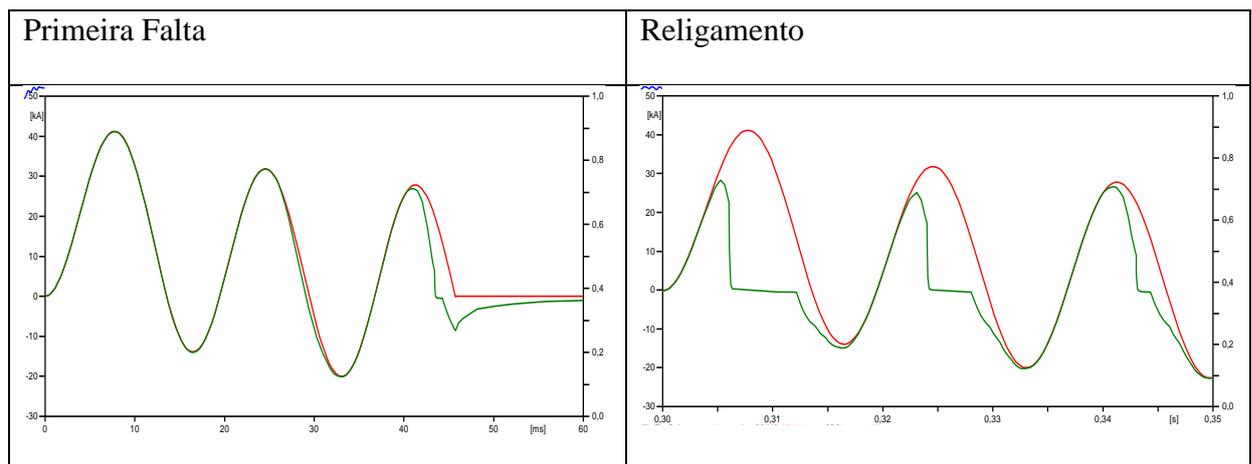


Figura 18: Destaque no primeiro e segundo evento da Figura 17.

Conforme o número de religamentos, e constantes de tempo de decaimento do fluxo, idealmente a majoração da seção pode atingir diversas vezes a seção de majoração M para um único evento.

Para um religamento, considerando todos os fatores do sistema elétrico, do TC e do sistema de proteção, o fator de majoração (M) resultante é chamado de K_{td} pela literatura normativa, e é dado pela expressão da equação (2.44):

$$K_{td} = \left[\omega \cdot \frac{T_1 \cdot T_2}{T_1 - T_2} \cdot \left(e^{-t'/T_1} - e^{-t'/T_2} \right) + 1 \right] e^{-\left(\frac{t_{fr} + t''_{al}}{T_2} \right)} + \left[\omega \cdot \frac{T_1 \cdot T_2}{T_1 - T_2} \cdot \left(e^{-t''_{al}/T_1} - e^{-t''_{al}/T_2} \right) + 1 \right] \quad (41)$$

Na equação (2.44), T_1 é a constante de tempo do circuito primário, T_2 é a constante de tempo do circuito secundário, ω é a frequência angular do sistema, t' é o tempo de eliminação da falta no primeiro ciclo, t''_{al} é o tempo de atuação da proteção, t_{fr} é o tempo morto de religamento.

3 LEVANTAMENTO DE DADOS E MODELOS

3.1 MODELO DO TRANSFORMADOR DE CORRENTE PARA SIMULAÇÃO DE SATURAÇÃO

A investigação sobre a melhor modelagem a adotar para a avaliação de saturação dos TCs é de fundamental importância para este trabalho. É importante escolher modelos precisos e de direta obtenção dos dados.

Carvalho (2015) adiantou esta etapa de investigação em seu trabalho intitulado “Análise comparativa de modelos computacionais de TCs via medições e simulações”. As principais referências e investigações anteriores sobre modelagem de TCs, tais como (KEZUNOVIC, 1994), (TZIOUVARAS, 2000) e (KOJOVIC, 2002), já foram consideradas em seu trabalho, sendo as suas conclusões e modelos respaldadas por estes.

De acordo com (CARVALHO, 2015) é possível deixar de considerar parâmetros de difícil implementação, principalmente devido à dificuldade no levantamento de dados, e que não influenciarão significativamente nos resultados.

A modelagem de um TC é muito semelhante àquela de um transformador típico, tendo indutâncias de dispersão e resistência de enrolamento secundário, resistência de perdas no núcleo e indutância de magnetização no núcleo, conforme mostrado na Figura 19. Contudo, há algumas particularidades na modelagem que o diferem da modelagem de um transformador clássico, como a maior criticidade da representação da saturação no núcleo para se obter resultados realísticos nos casos de saturação.

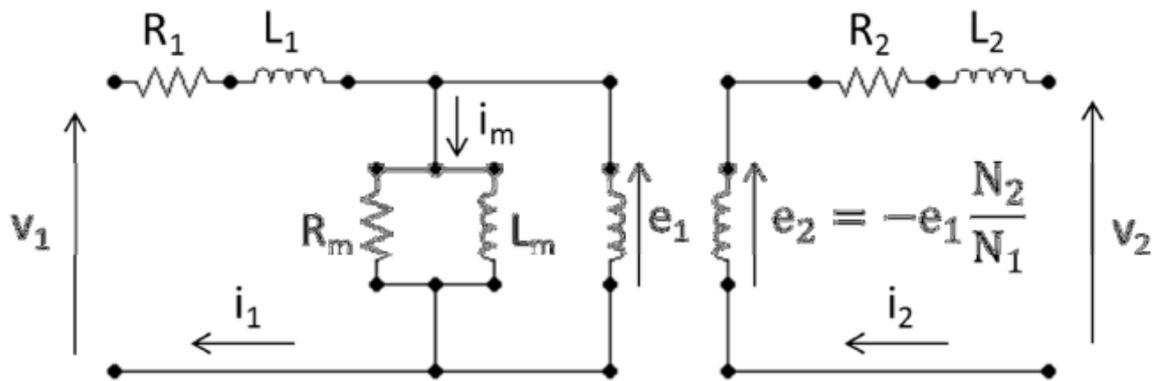


Figura 19: Modelo de um transformador de corrente (CARVALHO, 2015).

Carvalho (2015) propõe uma comparação de três diferentes modelos no *software Alternative Transients Program (ATP)* de TCs conforme a modelagem do núcleo ferromagnético:

- Saturável sem histerese, com indutor tipo 98 do ATP;
- Saturável com a histerese determinada pelo método do arco-tangente;
- Saturável com a histerese determinada pela sub-rotina *Hysteresis* do ATP – L tipo 96.

Os resultados obtidos indicam que o maior fator de influência na modelagem dos TCs é a curva de magnetização, a qual deve ser corretamente inserida nos modelos para garantir respostas coerentes e, em especial, a inclinação final da curva na região de saturação é fundamental para respostas precisas entre os modelos em ATP em comparação com as respostas de equipamentos reais ensaiados.

Verifica-se ainda que a influência da modelagem ou não da histerese é quase nula para as aplicações deste trabalho, em que os casos de religamento são rápidos, em tempos inferiores a 1s. A histerese só se torna relevante nos casos em que um grande período de tempo transcorre entre operações de religamento, no caso em que a sua não modelagem faz

reduzir o fluxo residual de maneira equivocada, balizado essencialmente pela constante de tempo secundária T_2 .

Os trabalhos de (MORETTI, 2013) e (CARVALHO, 2013) corroboram a mesma linha de modelagem do TC.

Desta forma, será adotado como modelo neste trabalho o circuito elétrico conforme a Figura 20, elaborado em ATP, utilizando para o ramo de magnetização a indutância não linear tipo 98:

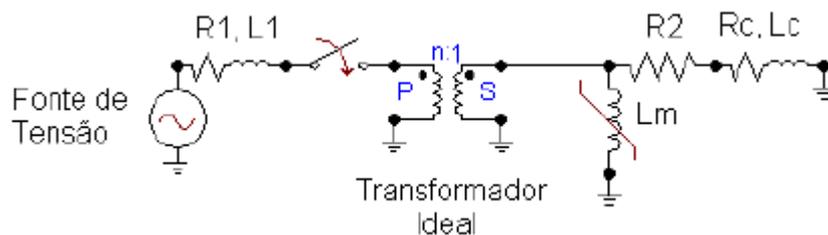


Figura 20: Circuito ATP utilizado para simulação do desempenho transitório do transformador de corrente – (MORETTI, 2013).

Na Figura 20, R_1 e L_1 são a resistência e indutâncias equivalente do primário, R_2 é a resistência do enrolamento secundário do TC, R_c e L_c são a resistência e indutância da carga secundária, e L_m é a indutância de magnetização.

O modelo foi elaborado conforme diretrizes estabelecidas pelo IEEE PSRC (IEEE, 2001). Uma planilha Excel com algoritmo de aplicação foi elaborada pelo comitê que emite a norma IEEE C37.110 – *Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes* (IEEE, 2007).

Para a utilização do indutor tipo 98, é feita a conversão dos valores da curva $V_{rms} \times I_{rms}$ anotados nos ensaios de fábrica em uma curva $\lambda_{pico} \times I_{pico}$ através da utilização da rotina *Saturation* do ATP (LIU, 1987). Conforme indicado por (MORETTI, 2013) são usados de 3 a 5 pontos para modelar a curva, e acrescentado um ponto, após o último medido, com corrente 10 vezes maior e tensão aproximadamente igual, para garantir a extrapolação da curva de

magnetização com baixa inclinação. A baixa inclinação do último segmento da curva de saturação é demonstrada também em (KOJOVIC, 2002), onde ressalta-se que a sua inclinação é mais importante que o número de pontos que compõem a mesma. São necessários no mínimo 3 pontos, pois um primeiro será o ponto que dá a inclinação da parte linear de fluxo (importante para a constante T_2), um segundo ponto fará a transição na região do joelho da curva, e um terceiro entra com a inclinação baixa do final da curva.

O modelo aqui descrito em *software* ATP, é posteriormente traduzido em código MATLAB, incluindo a resolução das equações de integração numérica sobre o indutor não linear tipo 98. Na seção 4.2.1 os resultados são comparados para validação. A vantagem da implementação em MATLAB é a disponibilidade direta dos resultados via algoritmo, sem a necessidade de chamada de programa externo.

3.2 ÂNGULOS TÍPICOS DE INCIDÊNCIA DE FALTA

O ângulo da tensão no qual se estabelece uma falta, tem relação direta na assimetria das correntes de falta. Quanto mais próximo do máximo de tensão (próximo do ângulo indutivo da linha) for o estabelecimento da falta, menor será a assimetria das correntes de curto-circuito. Por outro lado, para máxima assimetria das correntes, o ângulo de fechamento tem que ser próximo ao zero de tensão (90° menos o ângulo indutivo da linha, que geralmente é alto, próximo aos 90°).

Pelas razões a seguir evidenciadas, os curtos-circuitos se estabelecem próximos aos máximos de tensão. São duas as principais causas:

a) nos casos de curto-circuito devido a aproximações de objetos (vegetação por exemplo) a maior rapidez da frequência elétrica, que oscila 60 vezes a cada segundo, em relação à deslocamentos mecânicos, faz com que em instantes em que o objeto ainda

encontra-se com distância dos pontos energizados, a onda de tensão passa próximo a um máximo, e então consegue romper o dielétrico e estabelecer um arco.

b) nos casos de curto-circuito devido a rompimento de rigidez dielétrica de isolamentos (por exemplo, devido a acumulo de sujeira em isoladores, falha materiais isolantes como EPR, XLPE, resina epóxi, óleo, gás SF₆, ar contaminado, etc.), tais rompimentos devem-se a degradação lenta e contínua de tais meios isolantes, e é razoável perceber que haverá um ponto em que a degradação seja tal que não suporte mais as solicitações de campo elétrico, e a falha ocorra em primeiro lugar próximo aos máximos de tensão.

Há também casos de falhas com a onda de tensão em ponto distinto do máximo. Estes casos são aqueles em que por exemplo, a incidência de uma descarga atmosférica disrompe o dielétrico em um ponto aleatório da onda de tensão, e se estabelece o curto-circuito de potência.

Na ausência de dados exatos sobre os ângulos dos vetores de tensão nos quais ocorrem as falhas, dado o exposto acima, já seria conservador admitir uma distribuição aleatória igualitária para todos os ângulos de tensão. Portanto, por exemplo, a probabilidade de uma falta monofásica se estabelecer em um ângulo de tensão no intervalo de 0° a 30° (e considerando a simetria de efeitos dos 4 quadrantes matemáticos para fins de assimetria resultante das correntes de curto-circuito), é de 30° sobre o total de 90° do quadrante, portanto 1/3 de probabilidade.

Contudo, visando melhorar esta informação para este trabalho e para melhor aplicação da metodologia, foi feito um levantamento de 123 oscilografias obtidas no sistema de uma concessionária de transmissão de energia com atuação na região sul do Brasil. As oscilografias foram registradas em eventos ocorridos no período de janeiro a julho de 2018. Foi utilizado o *software Synchronwave* do fabricante *Schweitzer Engineering Laboratories* (SEL) para esta análise. Os resultados são apresentados no histograma na Figura 21.

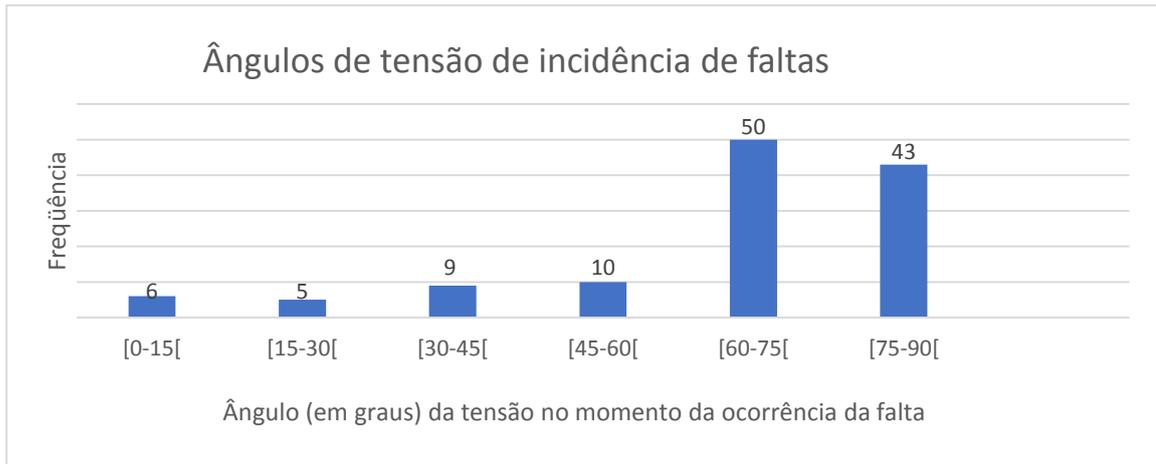


Figura 21: Histograma dos Ângulos de tensão de incidência de faltas por faixas de 15 graus.

Já para as situações de religamento, algumas situações são possíveis: ângulo aleatoriamente distribuído, ou fechamento do disjuntor em algum ângulo de fase especial, caso adotado. O cenário mais costumeiro no sistema de potência, é o fechamento aleatório do disjuntor após um período chamado “tempo morto de religamento”. Tal aleatoriedade recai sobre uma distribuição uniforme de probabilidades.

3.3 TIPOS DE FALTA PREDOMINANTES

Os percentuais de faltas podem ser utilizados com base em valores de literatura ou levantamentos próprios. A Tabela 2 apresenta os valores trazidos por (KINDERMANN, 2003), os quais incluem as redes de distribuição. Nestas redes, em função das menores distâncias entre fases, há um aumento dos curtos envolvendo mais de uma fase em relação aos sistemas de transmissão e sub-transmissão.

Tabela 2: Ocorrência dos Curtos-Circuitos.

Tipos de Curtos-Circuitos	Ocorrência (em %)
Trifásico	6
Bifásico	15
Bifásico-Terra	16
Monofásico-Terra	63

Valores mais atuais e específicos para os sistemas de transmissão foram obtidos através do levantamento de 1973 ocorrências no sistema de transmissão e sub-transmissão de uma concessionária atuante na região sul do Brasil entre os anos de 2011, 2012 e 2013, para os quais se obtém:

Tabela 3: Ocorrência de curtos-circuitos para o ano de 2011.

Tipos de Curtos-Circuitos Ano 2011	Número de Ocorrências
Trifásico	11 (2,0%)
Bifásico	13 (2,3%)
Bifásico-Terra	28 (5,1%)
Monofásico-Terra	503 (90,6%)

Tabela 4: Ocorrência de curtos-circuitos para o ano de 2012.

Tipos de Curtos-Circuitos Ano 2012	Número de Ocorrências
Trifásico	35 (5,0%)
Bifásico	25 (3,6%)
Bifásico-Terra	41 (5,9%)
Monofásico-Terra	598 (85,5%)

Tabela 5: Ocorrência de curtos-circuitos para o ano de 2013.

Tipos de Curtos-Circuitos Ano 2013	Número de Ocorrências
Trifásico	32 (4,5%)
Bifásico	42 (5,8%)
Bifásico-Terra	58 (8,1%)
Monofásico-Terra	587 (81,6%)

Tabela 6: Ocorrência de curtos-circuitos para o anos de 2011-2013.

Totais (2011 a 2013)	Número de Ocorrências
Trifásico	78 (3,9%)
Bifásico	80 (4,1%)
Bifásico-Terra	127 (6,4%)
Monofásico-Terra	1688 (85,6%)

Observa-se que nestes sistemas de tensões mais elevadas, devido aos seus maiores afastamentos, há tendência a ocorrência de curtos-circuitos monofásicos com ainda maior predominância.

3.4 IMPEDÂNCIAS TÍPICAS DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

A impedância das linhas de transmissão, juntamente com a impedância dos transformadores são os fatores que limitam os níveis de curto-circuito no sistema elétrico. As linhas de transmissão, em especial aquelas de mais alta tensão, tendem a ser muito indutivas, tendo uma alta razão entre as suas reatâncias indutivas divididas pelas suas resistências, chamada de “relação X/R”. Os níveis de curto-circuito e as relações X/R têm impacto direto no fluxo máximo que irá existir no núcleo do TC, podendo leva-lo à saturação. Tal relação pode ser vista na equação (42), que é a particularização para o caso típico de carga secundária resistiva:

$$\Phi_{exp-max} = I \cdot \frac{L_1}{R_1} \cdot R_2 \quad (42)$$

Nas barras das subestações, os níveis de curto-circuito e também as relações X/R costumam ser mais elevadas, resultado de um usual paralelismo de linhas que na barra se conectam e também de alimentação vinda de transformadores de força injetando potência oriunda de barras adjacentes de tensões mais elevadas. As ocorrências de curtos-circuitos em proximidade das barras de subestações constituem, portanto, locais de “piores casos” para fins de saturação de TCs. Percebe-se que a medida que o local da ocorrência de um curto-circuito avança em uma linha de transmissão específica, afastando-se de uma barra, os níveis de curto-circuito passante decaem, e também as relações X/R podendo decair em relação aos valores da barra. Desta forma, este conhecimento constitui um importante fator a ser levado em conta na avaliação de saturação dos TCs.

Para exemplificar o exposto no parágrafo anterior, considere-se uma barra de subestação 69 kV com nível de curto-circuito trifásico de 31 kA. A impedância equivalente de Thévenin de sequência positiva para esta barra é da ordem de 1,3 Ω . Linhas típicas de 69 kV, com um cabo por fase, tem uma impedância indutiva de sequência positiva da ordem de 0,45

Ω/km . Desta forma, apenas 3 km de linha são suficientes para reduzir os níveis de curto-circuito trifásicos para em torno da metade.

A Tabela 7 apresenta a ordem de grandeza típica dos parâmetros elétricos de sequência positiva e zero, para linhas de transmissão e sub-transmissão (69 kV a 230 kV), um cabo condutor por fase.

Tabela 7: Ordem de grandeza típica dos parâmetros elétricos de sequência positiva e zero para linhas de transmissão e sub-transmissão (69 kV a 230 kV)

X1 = 0,5 Ω/km	R1 = 0,1 Ω/km
X0 = 1,5 Ω/km	R0 = 0,5 Ω/km

Tais parâmetros servirão apenas como referência de ordem de grandeza, sendo os dados a serem utilizados nas avaliações, aqueles reais para cada linha, extraídos dos diagramas de rede existentes nas concessionárias de energia.

Os parâmetros típicos são consideravelmente estáveis para alterações de geometria e condutores. Parâmetros de LTs em 230 kV são muito próximos àqueles de LTs em 69 kV, sendo seus afastamentos entre cabos bem inferiores. Tal fato se deve à característica logarítmica da indutância.

3.5 DISTRIBUIÇÃO DE FALTAS POR KM POR ANO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

De acordo com Kindermann, (KINDERMANN, 2003), de todo o montante de faltas do setor elétrico, em torno de 6% das faltas ocorrem na geração, 5% nas subestações e 89% das faltas ocorrem nas linhas de transmissão. Tais números deixam claro a predominância de faltas nas linhas de transmissão.

Os motivos da ocorrência de curtos-circuitos em linhas de transmissão são diversos. São comuns desligamentos por motivo de descargas atmosféricas, vegetação, poluição, umidade com poluição, ventos fortes e animais.

No caso geral é razoável admitir que não há uma região preferencial da LT nas quais as faltas ocorrem, sendo portanto possível postular que as faltas ocorrem com uma taxa de “ocorrências por km por ano” equivalente e aplicável igualmente a qualquer trecho de uma LT, seja no seu início, no seu trecho intermediário ou no seu trecho final, próximo à subestação remota. Contudo, a existência de conhecimento específico sobre o traçado da LT pode permitir refinar a avaliação sobre o local da ocorrência das faltas. LTs que tenham trechos em distintas situações, como por exemplo parte da LT em planície e parte da LT em região montanhosa, ou então parte sobre área de plantio e parte sobre vegetação pesada, podem alterar o perfil de faltas da LT, e a informação deve ser levada em conta para melhoria do modelo.

A Figura 22 apresenta o exemplo da LT 230 kV Camaquã-Presidente Médici no estado do Rio Grande do Sul. Observa-se uma distribuição não uniforme dos desligamentos, com predominância de ocorrência entre os quilômetros 15 a 43.

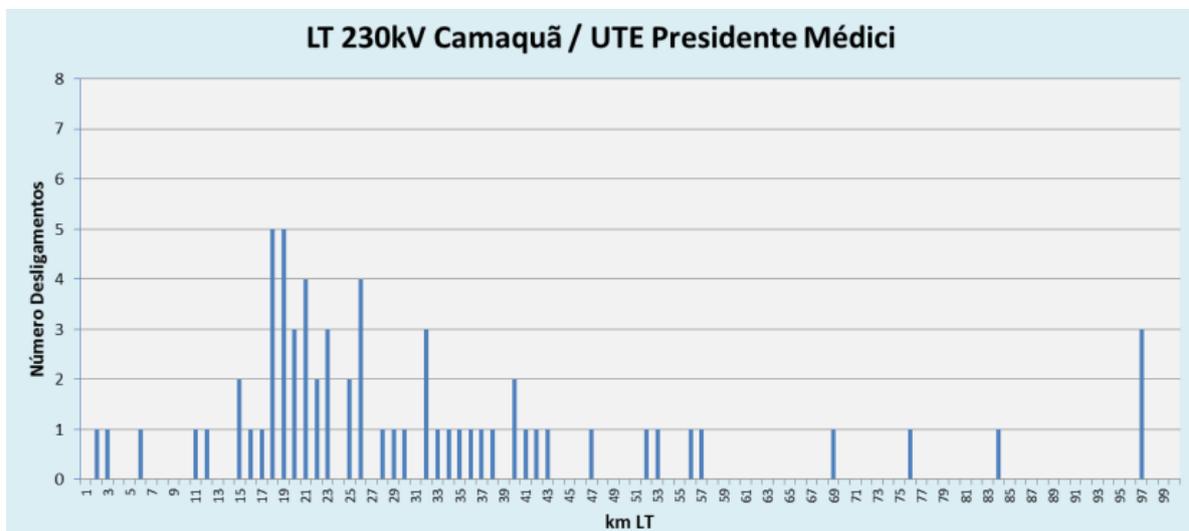


Figura 22: Exemplo de linha de transmissão com assimetria na distribuição de faltas (CEREJA, 2017).

Em (LARRY, 1991) são apresentados valores de falhas médios por 100 km por ano para as linhas de transmissão segundo o nível de tensão, sendo:

- 230 kV: 1,7 falhas por 100 km por ano
- 138 kV: 3,0 falhas por 100 km por ano
- 69 kV: 6,1 falhas por 100 km por ano

3.6 DESEMPENHO DOS RELES DE PROTEÇÃO ELETROMECCÂNICOS E DIGITAIS FRENTE À SATURAÇÃO DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE

De acordo com (COELHO, 2011), a operação da proteção de sobrecorrente de relés numéricos ainda é pouco compreendida quando sujeitos às correntes sob os efeitos da saturação do TC em sistemas elétricos.

Hargrave (2018) recentemente publicou na 54th *Power Systems Conference*, em Minnesota, um artigo detalhado, explicando sobre a saturação de TCs, suas consequências, alguns exemplos de casos reais de atuações indevidas de elemento diferencial devido à saturação de TCs, e ao final detalhou alguns dos métodos que os relés de proteção usam para tentar evitar estas atuações indevidas devido à saturação.

Algumas estratégias consistem em identificar um defeito externo ou uma saturação e nestes casos bloquear a atuação da função diferencial por um tempo determinado, ou tornar as curvas de restrição à operação diferencial mais rigorosas.

Já uma outra abordagem é reconstruir ou realizar previsão sobre a forma de onda saturada quando constatada a saturação. Nesta linha de trabalho, tem-se a implementação de algoritmos para reconhecer e compensar saturação dos TCs, corrigindo as curvas distorcidas através das mais diversas técnicas de processamento de sinais e mesmo através de redes neurais e inteligência artificial. O esforço envolvido nestes desenvolvimentos, só vem a corroborar com o cenário aqui preconizado de que relés digitais estão assumindo proteções de elementos do sistema sujeitos à saturação.

Os trabalhos de (KANG, 2004), (JIUPING, 2004), (SEGATTO, 2005), (ROSELLI, 2007), (MONARO, 2010), (HONG, 2010) trazem contribuições em técnicas de detecção e compensação de distorção da saturação de TCs.

De fato, os relés digitais muito têm feito em contribuição ao problema da saturação. Filtros cosseno-pico agilizam e melhoram o desempenho frente a saturação. Relés que atuam na derivada, com atuações inferiores a 3ms são exemplos. Mas mesmo com tanta rapidez, em uma situação de religamento em que se inicie o ciclo com alto fluxo prévio da primeira falta, pode haver saturação mesmo em tempos inferiores a estes.

Os fabricantes de relés de proteção podem utilizar de uma destas maneiras ou de combinações, contudo o algoritmo é geralmente propriedade intelectual do fabricante do relé.

Os trabalhos de (LINDERS, 1995), (KOJOVIC, 2002), (ZCHOLL, 1997), (EL-AMIN, 2006), (AL-ABBAS, 2009) e (COELHO, 2011) abordam o impacto de saturação de TCs no desempenho de relés.

Como mencionado, não há regra ou fórmula geral. Cada caso precisa ser avaliado individualmente. Mesmo que um TC não atenda aos critérios de dimensionamento para evitar a saturação, em certas circunstâncias pode ser que ele opere sem prejuízos ao desempenho global do sistema de proteção e ao sistema elétrico. Pode ser que em um caso particular, mesmo com grande saturação, a corrente inicial seja suficiente para sensibilizar adequadamente o IED. Ou também, pode ser que em um caso de semelhante saturação, hajam atuações indevidas ou não atuações.

Em outro campo de atuação, em proteções de tipo distância, Moretti (2013) conclui que levando-se em conta apenas a análise desta proteção é possível obter uma redução no tamanho do núcleo do TC, ou obter um prolongamento da utilização dos equipamentos instalados em campo considerados hoje superados por desempenho em regime transitório. Resultados semelhantes foram percebidos por (DUARTE, 2006), quando TC classificados, a princípio,

como superados, foram considerados adequados após ensaios com aplicação de faltas em relés eletromecânicos

Osório (2013) e Zocholl (2004) ponderam que aplicações em que não se está interessado em atuar nos primeiros ciclos, TCs tradicionais que sofrem de saturação, mesmo que severa durante o período assimétrico, podem ser utilizados sem problemas. Este não é o caso das proteções diferenciais de alta velocidade.

Carvalho (2013) testa uma aplicação em relé diferencial de barras, onde verifica diversos casos de operação indevida do relé, contudo em casos que já podem ser considerados como bem críticos. Isto mostra por um lado, a robustez dos relés digitais frente a saturação (sendo o desempenho de alguns relés consideravelmente superior a outros), e por outro lado, mostra também a fragilidade da solução no sentido de que, em diversos cenários, por mais que críticos, houve operação indevida da proteção diferencial.

Coelho (2011) indica em seu estudo que há poucas informações na literatura sobre como proceder nos casos de saturação dos TCs. Ele observa que a norma IEEE Std. C37.110 de 2007 (IEEE, 2007), não oferece nenhuma orientação para aplicações onde os critérios de não saturação não são aplicáveis e viáveis. Coelho observa ainda que a referida norma não especifica a intensidade da saturação do TC e os seus efeitos sobre os relés de sobrecorrente (e da mesma forma para relés diferenciais), sendo esta uma área ainda nebulosa para a qual não existem guias de aplicação.

Carvalho (2013) sugere que a garantia de funcionamento correto dos relés, frente a ondas saturadas provenientes de TC somente é possível com algum vínculo entre as especificações técnicas dos relés e TCs envolvidos. Sugeriu-se nesse trabalho, que o parâmetro comum de especificação entre as normas de TC e de relé seja o tempo de linearidade, podendo ser representado pelos tempos t_{al}' ou t_{al}'' da norma IEC 61869-2:2012 (IEC, 2012).

4 METODOLOGIA PROPOSTA E IMPLEMENTAÇÃO

4.1 METODOLOGIA PROPOSTA

A teoria e levantamentos expostos no capítulo 3 permitem já ter identificado alguns dos diferentes fatores que afetam o desempenho dos TCs para regime assimétrico de faltas, e a forma como estes fatores se traduzem em maior ou menor grau de fluxo no núcleo do TC levando este eventualmente a saturação.

Este trabalho propõe uma metodologia destinada a preencher uma lacuna hoje existente, que é a análise da saturação de TCs baseada em seu contexto, em oposição às análises determinísticas hoje praticadas, que consideram os piores cenários em todos os aspectos sem levar em conta a natureza distribuída que estes têm. O objetivo da abordagem é priorizar da melhor forma possível as substituições dos equipamentos ditos superados por saturação.

De forma a cumprir este objetivo, inicialmente é preciso estabelecer o contexto do TCs, exposto na Figura 23, avaliando o equipamento de forma ampla e considerando todos os aspectos que lhe dizem respeito. Uma das principais vertentes da metodologia, além do refinamento do cálculo distribuído da saturação, é a conversão de variáveis de naturezas distintas em variáveis comparáveis, e isto é feito através da monetização de perdas e ganhos.

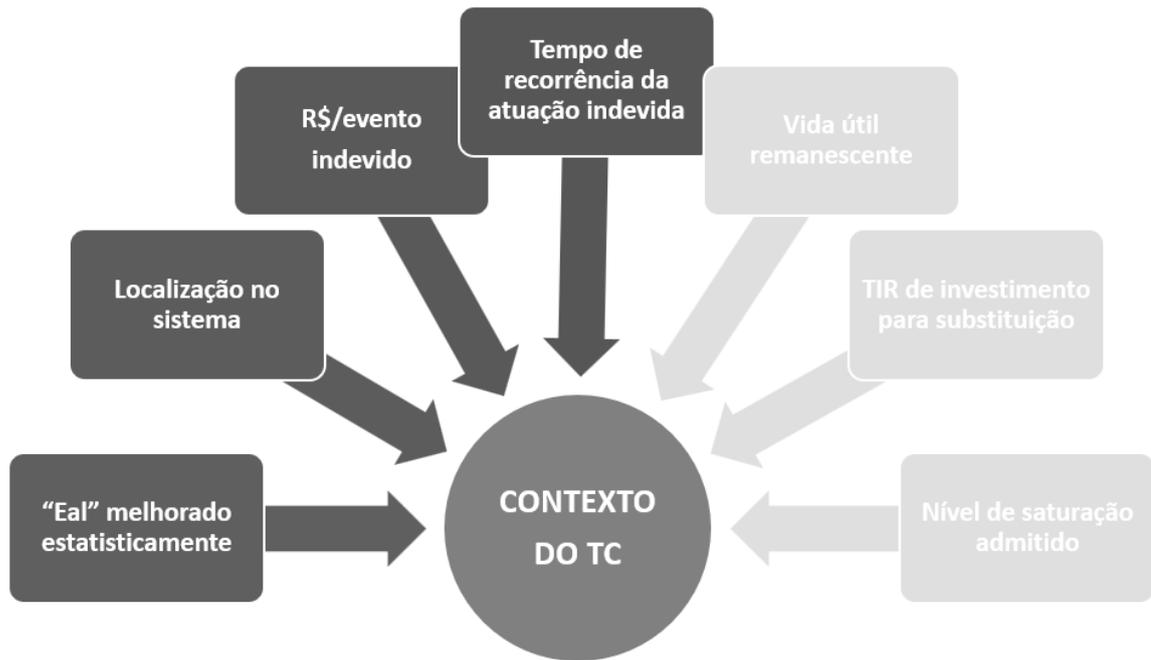


Figura 23: Variáveis que compõem o contexto de um transformador de corrente no sistema elétrico.

A área sombreada na Figura 23 compõe a parte da análise financeira de taxa interna de retorno (TIR) e não será abordada neste trabalho, ficando para trabalhos futuros. Destaca-se, contudo, que ela é um produto direto dos algoritmos desenvolvidos, bastando contabilizar o tempo de vida útil restante do equipamento, os seus custos, e os lucros obtidos em remuneração pela substituição, enquanto agente do setor elétrico.

A metodologia aborda os TCs de linhas de transmissão, que são aqueles mais sujeitos a falhas, uma vez que as LTs aéreas expõem os equipamentos à recorrentes correntes de falta em razão de sua natureza construtiva. Para módulos de transformadores de força, bancos de capacitores paralelos, reatores paralelos, e outros, o tempo de recorrência é calculado em função de levantamentos de falhas de equipamentos, que tendem a ser muito mais reduzidas do que aquelas de TCs de linhas de transmissão, além de não possuírem, em geral, religamentos.

Na Figura 24 tem-se a representação esquemática da metodologia proposta para a priorização de substituição dos TCs. Os diversos dados de entrada necessários para a obtenção

do resultado de classificação são obtidos por diferentes áreas de conhecimento dentro de uma empresa transmissora, e os processos a serem desempenhados por cada uma destas áreas são descritos na coluna da direita. Estes processos e a sua relevância são descritos e examinados no decorrer desta seção. Levantamentos de referência foram realizados visando permitir uma aplicação mais direta da metodologia em casos similares, bem como foi desenvolvido um algoritmo em linguagem MATLAB (apresentado no Apêndice 3) que implementa a integração das variáveis e dados determinísticos e levantamentos constantes na Figura 24 para a produção dos valores de tempo de recorrência para ocorrência de saturação.



Figura 24: Representação esquemática da metodologia proposta.

A localização do TC no sistema irá determinar as condições de rede equivalentes a que o TC está sujeito, bem como o impacto que a sua saturação irá causar. O impacto de uma atuação indevida de elemento diferencial pode ser verificado através de *softwares* de fluxo de potência, como o ANAREDE do CEPEL, onde se irá desligar os elementos atuados e verificar a redistribuição dos fluxos de potência, nos patamares de carga considerados. A Figura 25 apresenta uma seção de tela onde se pode ver um exemplo da barra da subestação Caxias

desligada, perdendo-se oito linhas de transmissão neste desarme. Barras adjacentes podem ser desligadas por condição de sub-tensão, ampliando-se a proporção do desarme.

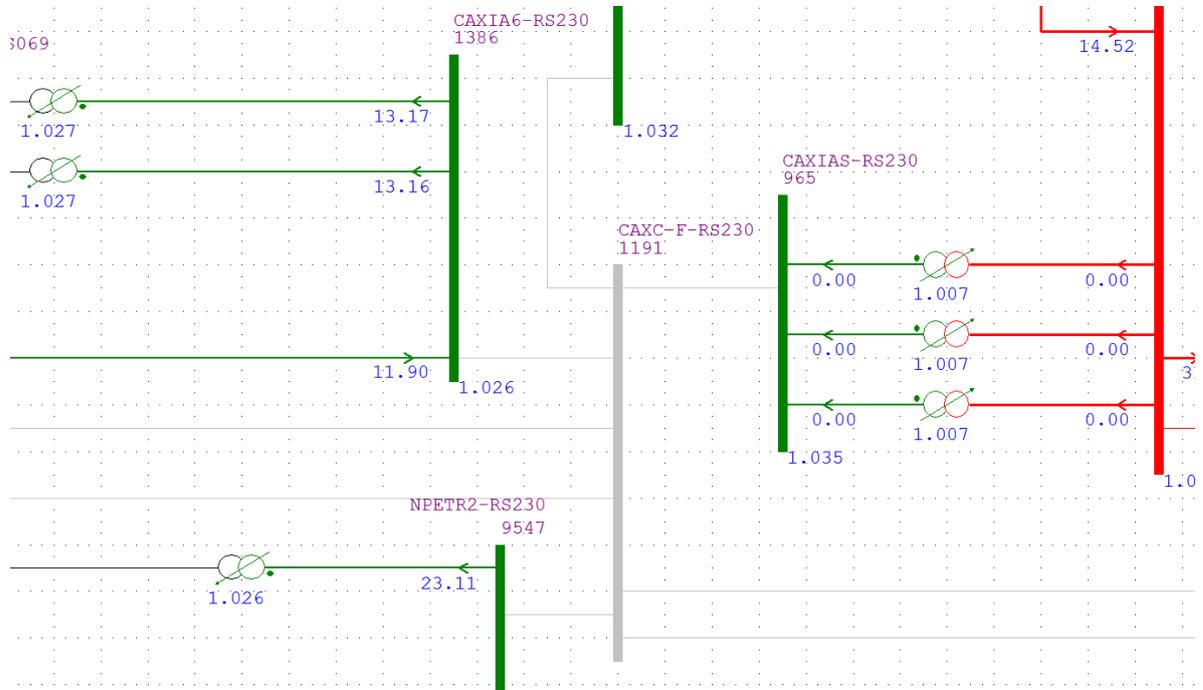


Figura 25: Barra da subestação Caxias desligada na interface do software ANAREDE.

Conforme diferentes cenários e patamares de carga impliquem eventuais diferentes proporções do desarme, a média ponderada dos custos horários pode ser aplicada. Tabelas dos valores de multa pagos por indisponibilidade das funções de transmissão no caso de desligamentos indevidos são disponibilizados e de conhecimento das empresas. Com o auxílio destes dados, é possível quantificar os prejuízos financeiros em multa pelo possível desarme indevido em função da saturação do TC. Certas funções de transmissão podem atingir valores da ordem de R\$ 429.540,64 de multa por hora de indisponibilidade. Em função do compartilhamento de subestações, regra existente no setor elétrico, eventuais funções de transmissão podem não ser de propriedade do responsável pela barra da subestação, ou pelo desarme. Neste caso, é possível solicitar os valores de indenização aos responsáveis, ou utilizar valores médios estimados a partir dos valores de penalidade por desarme das funções de transmissão, em função das suas extensões e potência.

Em relação aos locais de ocorrência das faltas ao longo da extensão das linhas de transmissão, esta metodologia propõe a sua distribuição ao longo das linhas, conforme os dados de levantamentos de faltas. A Figura 26 apresenta a forma de cálculo tradicional de E_{al} , agrupando todas as faltas junto à barra da subestação: considerando, portanto, os mais altos níveis de curto-circuito, ainda na condição de *line-out*, que é a condição com o disjuntor do terminal remoto aberto, o que eleva ainda mais os níveis de curto-circuito passantes pelo TC. A Figura 27 apresenta a proposta da utilização do conhecimento sobre distribuição das faltas ao longo das linhas de transmissão, o que irá causar a redução tanto dos níveis de curto-circuito como, possível também, das relações X/R resultantes equivalentes de falta, ambos os fatores benéficos para a redução dos níveis de fluxo internos ao TC. A condição de *line-out* também não corresponde ao estado padrão das LTs.



Figura 26: Localização das faltas nas linhas de transmissão utilizada no cálculo de E_{al} : consideradas apenas faltas terminais de maior intensidade, e em condição de *line-out*.

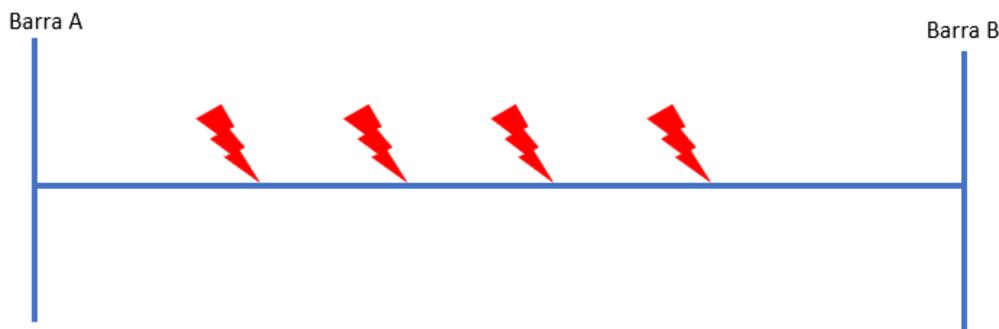


Figura 27: Distribuição da localização das faltas ao longo das linhas de transmissão.

Para implementação desta característica de distribuição das faltas proposta na metodologia, o algoritmo desenvolvido em linguagem MATLAB permite a segregação da linha de transmissão em quantos trechos desejados, para inclusão dos valores corretos de faltas conforme cada trecho, ou se desejado, a adoção de valores padronizados de faltas por 100 km/ano uniformemente distribuídos ao longo da linha de transmissão. Estes valores e essa distribuição podem ser obtidos conforme exposto na seção 3.5. A Figura 22 reproduz um exemplo de distribuição de faltas.

A relação X/R também pode apresentar-se favorável à redução de assimetria no meio da linha em relação à barra da subestação. A Figura 28 apresenta uma comparação entre dois cenários de relação X/R : um cenário de relação X/R mais elevados no valor de 34, e outro cenário de relação X/R ao redor de 4, portanto bem mais favoráveis à integração de fluxo magnético no núcleo do TC. Transformadores de força injetando corrente de curto-circuito vinda de tensões mais elevadas, junto às barras das subestações, podem fazer elevar os valores de X/R para curtos circuitos ocorrendo nas barras das subestações em relação aos valores de X/R encontrados para faltas ocorrendo no meio das linhas de transmissão.

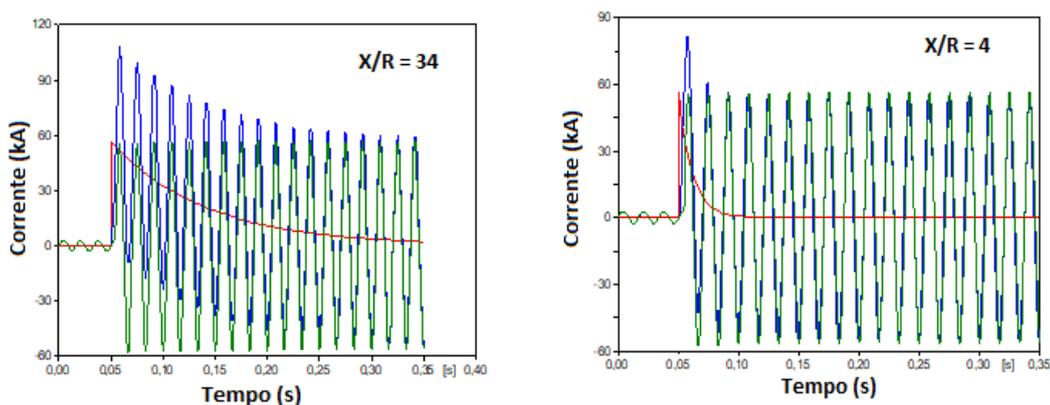


Figura 28: Diferença da componente exponencial em função da relação X/R .

Quanto aos valores de curto-circuito passantes nos TCs, para curtos-circuitos ocorrendo nos distintos pontos da linha de transmissão, estes valores podem ser obtidos de duas formas.

Uma primeira é a partir da realização de um equivalente do sistema elétrico completo reduzido apenas às duas barras onde se conecta a linha de transmissão cujos TCs serão avaliados. A Figura 29 exemplifica isto em um recorte de tela do *software* ASPEN, de cálculo de curto-circuito, com destaque em verde para a LT entre as barras das subestações Quinta e Pelotas 3.

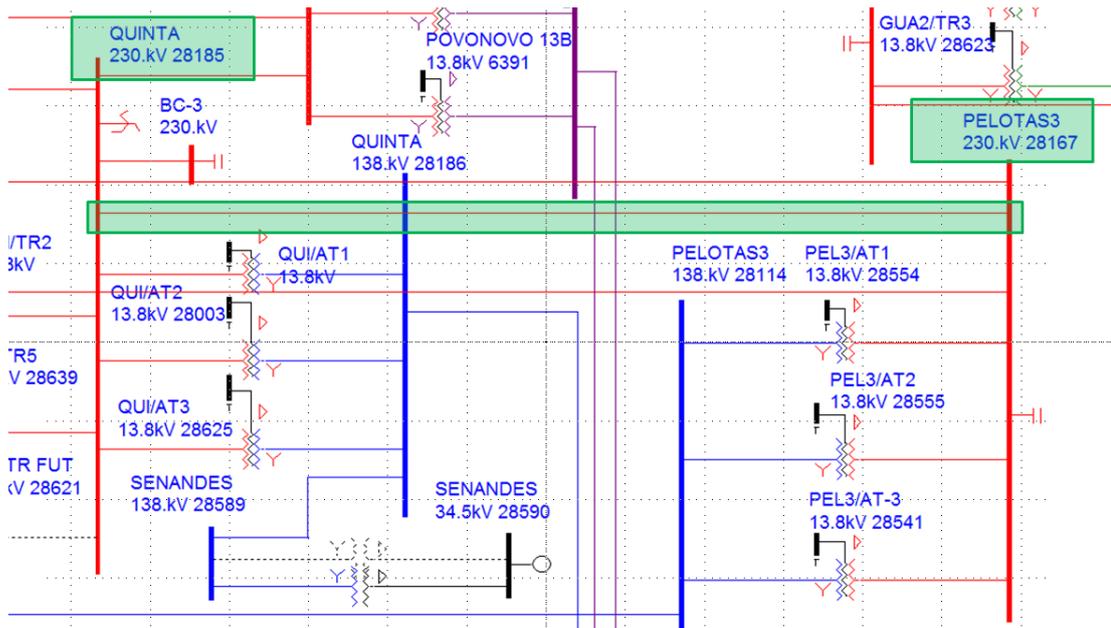


Figura 29: Tela do software ASPEN de cálculo de curto-circuito com destaque em verde para a LT 230 kV entre as barras das subestações Quinta e Pelotas 3.

Este sistema da Figura 29 é reduzido ao Thévenin de apenas as duas barras de interesse, cada uma com sua fonte e impedância Thévenin, e mais uma impedância de transferência entre barras, conforme apresentado na Figura 30.

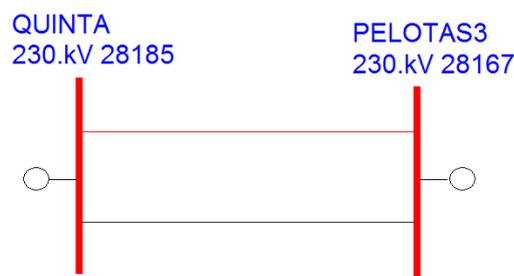


Figura 30: Redução do sistema da Figura 29 ao equivalente Thévenin de duas barras.

A partir do modelo reduzido, é feita uma transformação Delta-Y para permitir a interconexão dos modelos, e são calculados os modelos de sequência positiva, negativa e zero equivalentes, os quais, propriamente conectados, permitem calcular as correntes passantes no TC para cada tipo de falta.

Na seção 4.2.2, será explanado mais em detalhes as transformações realizadas e as validações de cálculo realizadas.

Uma segunda maneira de obtenção dos valores de curto-circuito nos diversos trechos da linha, a ser utilizada especialmente nos casos onde há forte acoplamento mútuo, é a importação de valores diretamente de uma análise de curto-circuito em lote realizada por *softwares* especializados como o ASPEN.

A consideração do tipo de falta (trifásica, bifásica, bifásica-terra, monofásica), além da alteração nos próprios valores de curto-circuito, também impacta em alteração na carga secundária vista pelo TC, o que tem grande influência no desenvolvimento do fluxo magnético do TC. A Figura 31 representa a conexão típica dos secundários dos TCs das 3 fases, e as resistências associadas em cada trecho. Conforme o tipo de falta, a resistência vista pelo TC será distinta.

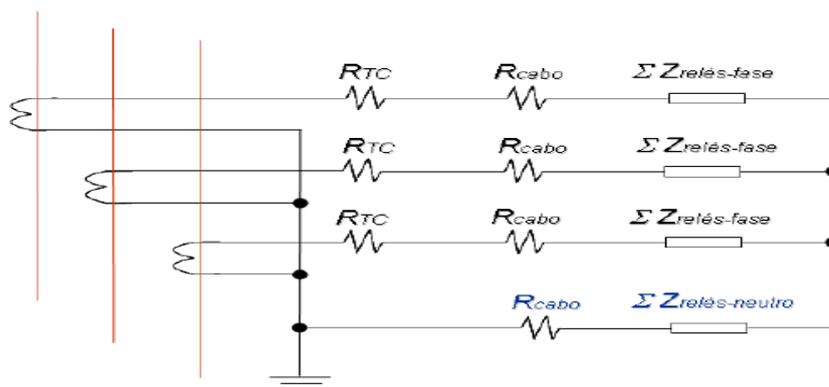


Figura 31: Diferentes impedâncias secundárias conforme o tipo de falta (ONS, 2015).

A distribuição percentual entre cada tipo de falta deve ser alvo de levantamento para um sistema específico, ou alternativamente, podem ser utilizados os dados do levantamento visto na seção 3.3.

Em relação ao ângulo da tensão no momento do estabelecimento da falta, é fundamental considerá-los corretamente, pois irão variar consideravelmente a amplitude da componente exponencial, com impacto de grande relevância no fluxo desenvolvido no TC. O valor da amplitude da exponencial pode ir desde zero até o valor máximo de crista da componente alternada de regime do curto-circuito, em função do ângulo da tensão no momento do estabelecimento da falta.

A Figura 32 ilustra como o instante de estabelecimento da falta leva a maiores assimetrias.

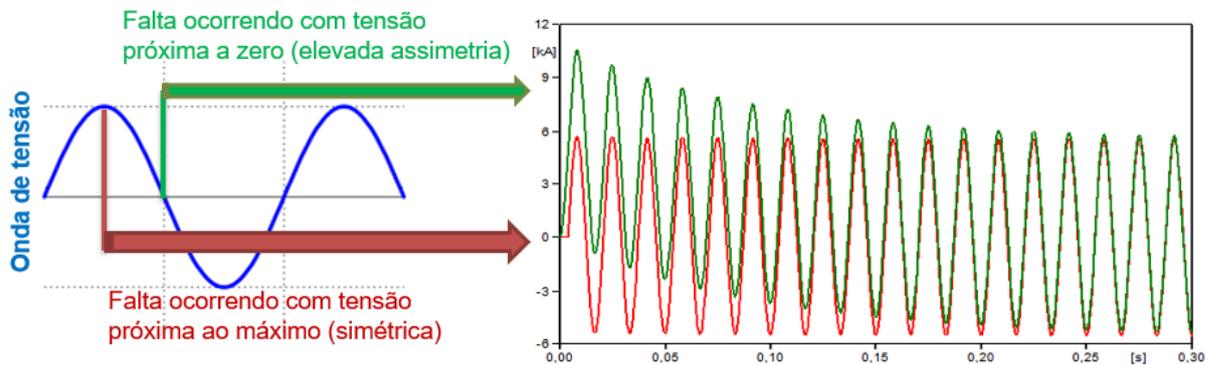


Figura 32: Influência do ângulo da tensão no estabelecimento da falta na assimetria da forma de onda de corrente de falta.

A máxima assimetria não ocorre exatamente no zero de tensão, conforme visto anteriormente, e tampouco a corrente simétrica ocorre com falta se estabelecendo no máximo de tensão. Ao invés disto, são valores muito próximos em função do ângulo de impedância equivalente Thévenin, conforme demonstrado na seção 2.

Assim como para a distribuição percentual entre cada tipo de falta, um levantamento para cada sistema específico pode ser feito, ou alternativamente, podem ser utilizados os

dados do levantamento realizados neste trabalho. O histograma da Figura 21 pode ser tabelado na forma de percentuais de ocorrência, para utilização no algoritmo, contendo a probabilidade de ocorrência de falta para cada intervalo de ângulos de tensão. A Tabela 8 apresenta estes resultados.

Tabela 8: Ângulo da tensão no estabelecimento de faltas.

Ângulos	Ocorrência (em %)
$0^\circ < \alpha \leq 15^\circ$	4,9
$15^\circ < \alpha \leq 30^\circ$	4,0
$30^\circ < \alpha \leq 45^\circ$	7,3
$45^\circ < \alpha \leq 60^\circ$	8,1
$60^\circ < \alpha \leq 75^\circ$	40,7
$75^\circ < \alpha \leq 90^\circ$	35,0

Na Tabela 8, é possível observar que as faltas tendem a ocorrer com maior frequência justamente para os ângulos de tensão mais elevados, o que tende a reduzir os efeitos de assimetria das formas de onda de corrente.

Em relação aos religamentos rápidos automáticos após uma falta, o cenário mais crítico para saturação é aquele que acontece quando a falta é permanente, não eliminada pelo primeiro desarme do disjuntor (falta não fugidia). Nestes casos, haverá fluxo prévio no TC devido ao primeiro evento, e o religamento poderá vir a somar fluxo sobre um fluxo remanescente pré-existente do primeiro evento, aumentando ainda mais as possibilidades e/ou os níveis de saturação.

Durante o levantamento de faltas realizado, mencionado na elaboração do histograma da Figura 21, cinco faltas permanentes foram encontradas no total de 123 eventos.

Para o cálculo de saturação de TC, conforme as faltas tenham religamentos com sucesso ou sem sucesso, estes devem ser considerados no cálculo do tempo de recorrência, de forma separada. Nas faltas em que não há sucesso no religamento, em

geral haverá saturação do TC para trechos da linha mais distantes em relação à ocorrência de faltas simples fugidias. A Figura 33 ilustra a situação descrita.

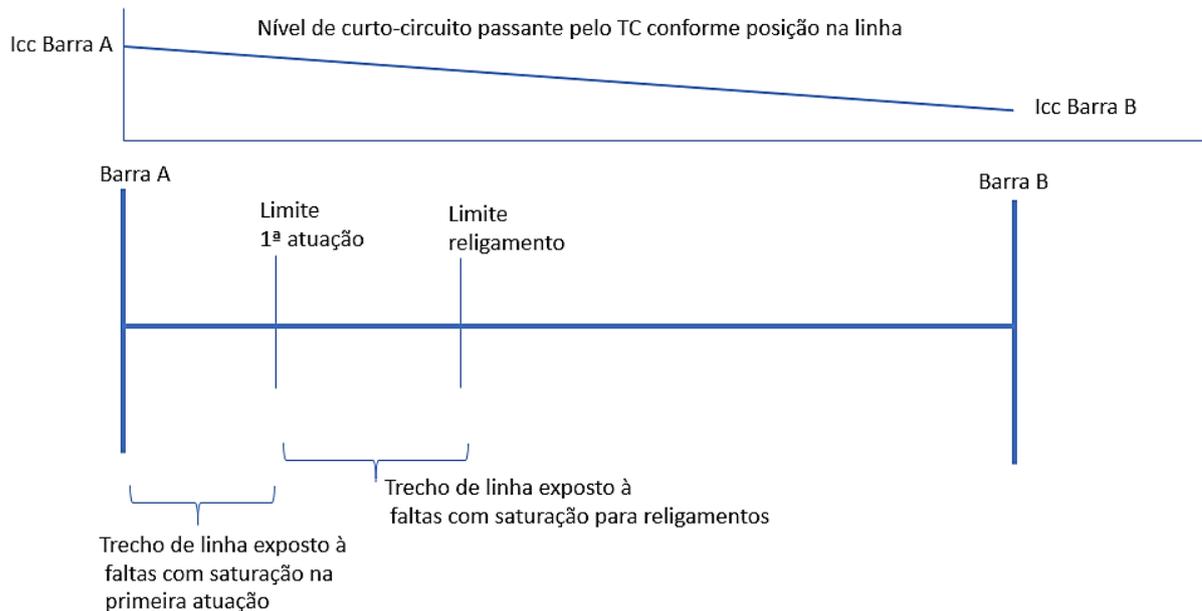


Figura 33: Trechos de linha expostos a saturação no cálculo de tempo de recorrência são distintos em função da primeira atuação e do religamento.

Recomenda-se para a avaliação da evolução do fluxo magnético no núcleo do TC uma modelagem conforme apresentado na seção 3.1. Esta modelagem foi traduzida em código MATLAB no algoritmo implementado. A seção 4.2.1 deste trabalho apresenta os testes de validação desta tradução.

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.**Tabela 9 apresenta o exemplo de resultados visuais de saturação distribuída, etapa parcial do cálculo integral dos tempos de recorrência, possibilitados pelo uso e implementação da metodologia proposta. Na tabela os locais marcados com "X" são aqueles para os quais ocorre saturação para o tipo de falta indicado: falta fugidia simples que se esvai no primeiro religamento, ou faltas permanentes em que persiste a falta durante um religamento. Uma tabela destas existe para cada tipo de falta (monofásica, bifásica, bifásica-terra e trifásica). Os parâmetros de separação de ângulos a considerar, de trechos a considerar, podem ser escolhidos livremente. No exemplo, uma LT

de 205 km de extensão foi separada em 6 trechos de 35 km, e os ângulos de incidência de falta foram discretizados em 3 faixas: de 0 a 30 graus, de 30 a 60 graus e de 60 a 90 graus.

Tabela 9: Exemplo de tabela fornecida pelo algoritmo desenvolvido na metodologia. Os locais marcados com X são aqueles para os quais ocorre saturação para o tipo de falta indicado. Uma tabela destas existe para cada tipo de falta (monofásica, bifásica, bifásica-terra e trifásica).

Extensão ao longo da linha (km):	0	35	70	105	140	175
Faltas Fugidias Simples						
Em Ângulo 0° (0° - 30°)	X	X				
Em Ângulo 30° (30° - 60°)	X					
Em Ângulo 60° (60° - 90°)						
Primeira Falta em Ângulo 0°						
Com religamento em ângulo 0°	X	X	X	X		
Com religamento em ângulo 30°	X	X	X			
Com religamento em ângulo 60°	X					
Primeira Falta em Ângulo 30°						
Com religamento em ângulo 0°	X	X	X			
Com religamento em ângulo 30°	X	X				
Com religamento em ângulo 60°	X					
Primeira Falta em Ângulo 60°						
Com religamento em ângulo 0°	X	X				
Com religamento em ângulo 30°	X					
Com religamento em ângulo 60°						

Quando se escolhe adotar, para um trecho de linha, o nível de curto-circuito mais alto do começo do trecho, e o ângulo de incidência de tensão mais próximo ao inferior da faixa considerada, a metodologia é aplicada de forma conservativa, uma vez que estas condições favorecem a saturação. Isto tende a resultar em menores tempos de recorrência para saturação do TC. Outras opções de aplicação do algoritmo são utilizar o nível de curto-circuito no meio da faixa, bem como o ângulo de tensão no meio da faixa, resultando em resultado menos conservativo em relação à saturação. Também é possível discretizar em faixas menores de quilômetros de linha de transmissão e de ângulos de tensão, o que também tendem a produzir resultados menos conservativos e mais precisos.

O resultado final de classificação é obtido através da informação combinada dos tempos de recorrência com a informação de custo do desarme, resultando na figura de mérito do TC para substituição, a qual permitirá estabelecer uma ordem de prioridades. O mérito será dado em unidades financeiras por ano, ou por década de anos, e representa o custo (prejuízo) potencial médio que o equipamento pode dar em função de desarmes que venham a ocorrer em função de falhas (saturações) deste equipamento.

4.2 IMPLEMENTAÇÃO E VALIDAÇÃO DOS ALGORITMOS

A validação dos algoritmos e modelos a serem adotados visa garantir a confiabilidade dos resultados obtidos. Nesta seção são apresentadas as validações dos algoritmos que compõem o núcleo do algoritmo de cálculo do tempo de recorrência de saturação no TC. É importante a apuração e correção destes algoritmos constituintes para que os resultados finais obtidos sejam corretos.

4.2.1 Validação do Algoritmo de Cálculo de Fluxo em MATLAB com a implementação em ATP

A seção 3.1 detalhou a teoria da modelagem do TC em *software* ATP. No Apêndice 3 deste trabalho encontram-se os algoritmos que fazem a implementação do modelo ATP em linguagem MATLAB, resolvendo as equações de integração numérica trapezoidal no tempo para a indutância de magnetização não linear do núcleo do TC.

Partindo deste modelo ATP da seção 3.1, foi desenvolvido um algoritmo em linguagem MATLAB que visa obter os mesmos resultados oriundos da simulação em ATP. Esta seção trata da validação dos resultados obtidos nas duas plataformas.

Uma vez validada a implementação em MATLAB, esta pode ser utilizada de maneira integrada dentro do algoritmo maior de cálculo preconizado na metodologia proposta por este

trabalho, de cálculo do tempo de recorrência de saturação do TC, conforme detalhado na seção 4.1.

Abaixo será reproduzido um caso de validação considerando uma condição crítica de boa representatividade, pois apresenta condição de alta saturação. Este fato irá explorar todos os pontos da curva não linear. Além disto, é também seguido de longo período pós saturação, o que permitirá avaliar o retorno da resposta ao regime e o decaimento do fluxo no núcleo do TC, fator que é importantíssimo na condição de religamento.

A Tabela 10 apresenta os parâmetros adotados para a simulação de fluxo:

Tabela 10: Parâmetros adotados para a simulação de fluxo.

Relação X/R corrente primária:	17
Corrente Primaria Refletida ao Secundário (Arms):	7,8
Ângulo da tensão no estabelecimento (graus):	0
Frequência da fonte (Hz):	60
Carga Secundária (Ω):	10
Curva de Saturação do Núcleo: (Corrente de pico - A ; Fluxo de pico - Wb-t):	
Ponto1: origem	(0 ; 0)
Ponto2: região linear	(0,25 ; 0,79)
Ponto3: região de joelho	(13,79 ; 0,92)
Ponto4: região de extrapolação	(615,02 ; 0,99)

As curvas apresentadas nas Figura 34, Figura 35 e Figura 36 demonstram a aderência praticamente exata entre a resposta ATP e o algoritmo MATLAB desenvolvido. Isto se deve ao fato de o algoritmo desenvolvido em MATLAB seguir exatamente a mesma regra de integração trapezoidal do ATP, e as mesmas condições de solução e de circuito aplicadas. Sem a aplicação de ampliação específica, é difícil constatar diferenças.

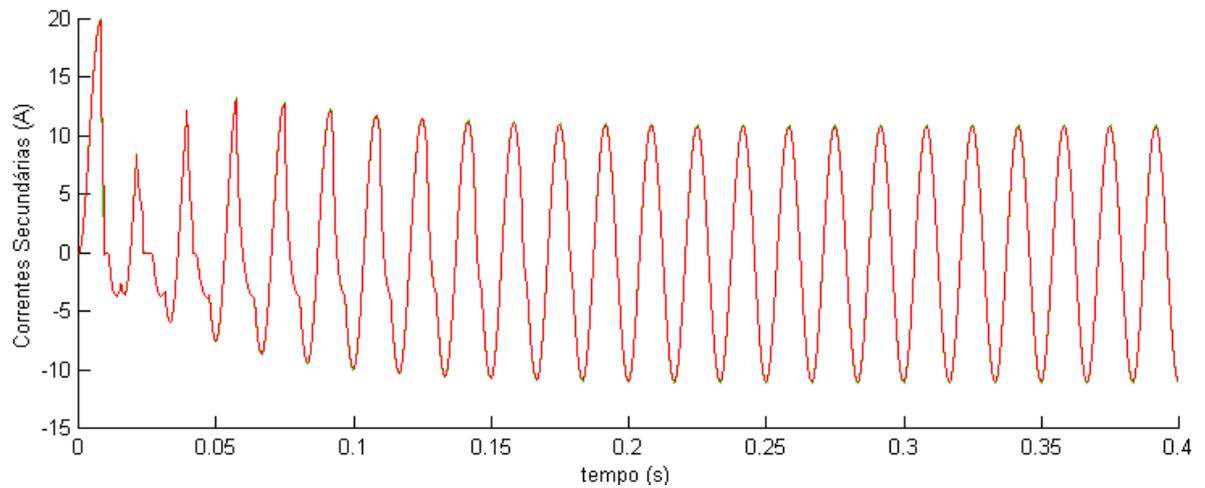


Figura 34: Sobreposição da curva de corrente secundária obtida em ATP e da obtida em MATLAB.

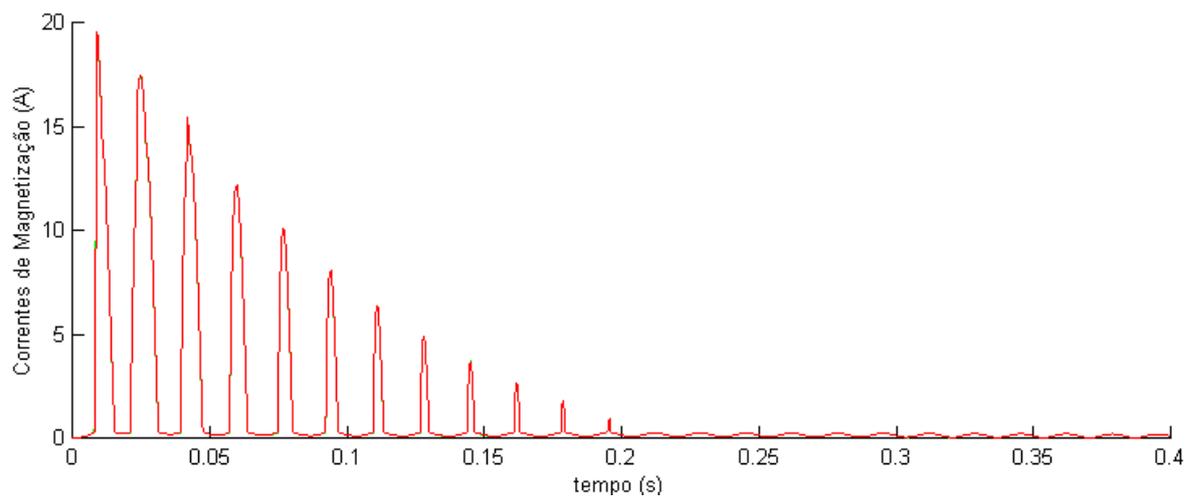


Figura 35: Sobreposição da curva de corrente de magnetização do núcleo obtida em ATP e da curva em MATLAB.

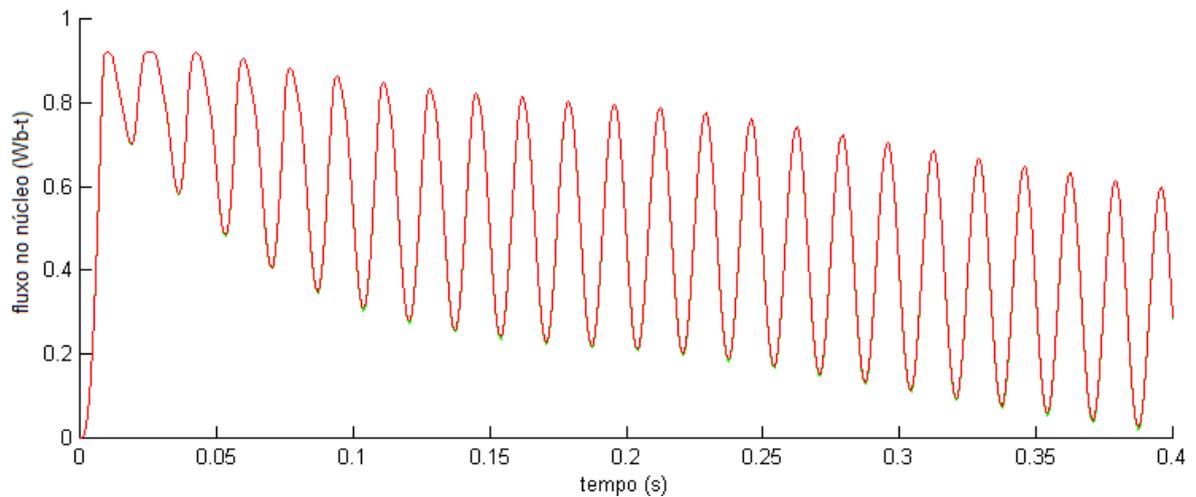


Figura 36: Sobreposição da curva de fluxo no núcleo obtida em ATP e da curva obtida em MATLAB.

A Tabela 11 apresenta os erros percentuais entre as respostas ATP e respostas MATLAB. Os valores demonstram em números a boa aderência já verificada visualmente nas curvas.

Tabela 11: Erros percentuais entre as respostas ATP e respostas MATLAB.

	ATP	MATLAB	Erro (%)
Corrente secundária (A) em $t = 7,5\text{ms}$:	19,61	19,76	0,8
Corrente secundária (A) em $t = 21\text{ms}$:	7,89	7,95	0,8
Corrente no núcleo (A) em $t = 9,5\text{ms}$:	18,68	18,64	0,2
Corrente no núcleo (A) em $t = 25\text{ms}$:	17,37	17,33	0,2
Fluxo no núcleo (Wb-t) em $t = 10\text{ms}$:	0,92	0,92	< 0,1%
Fluxo no núcleo (Wb-t) em $t = 18\text{ms}$:	0,71	0,71	< 0,1%

4.2.2 Validação do Cálculo dos Equivalentes Thévenin de Curto-Circuito, a partir da rede equivalente gerada pelo ASPEN

Este algoritmo também se constitui em uma sub-rotina do cálculo maior do tempo de recorrência, e é fundamental para a aplicação sucessiva de curto-circuito ao longo da LT. Parte-se do equivalente da rede obtido em *software* ASPEN, composto dos equivalentes de

Thévenin nas duas barras, local e remota da LT, da impedância de transferência entre barras, e mais a LT em estudo. A Figura 37 apresenta um exemplo para as barras de Lajeado 2 e Nova Santa Rita, em 230 kV.

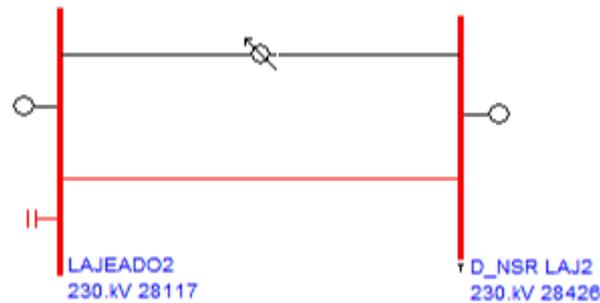


Figura 37: Equivalente Thévenin Gerado pelo ASPEN entre as barras das subestações Lajeado 2 e Nova Santa Rita.

A partir do equivalente da Figura 37, se estabelece o modelo para aplicação da falta, considerando as impedâncias nomeadas de Z_A , Z_B , Z_C , Z_D e Z_E , onde a LT em que será aplicada a falta foi seccionada em duas impedâncias, Z_E , partindo da barra local onde está instalado o TC e Z_D , partindo da barra remota ao local do TC.

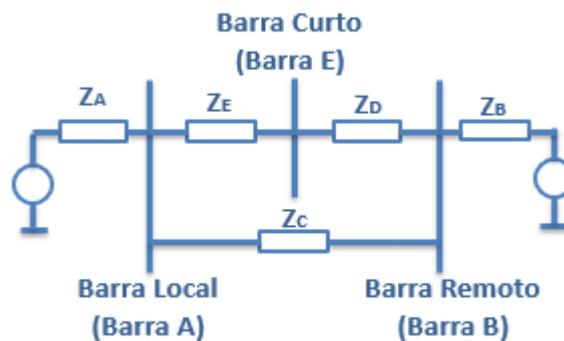


Figura 38: Modelo Obtido a partir do Modelo ASPEN.

Este modelo cria um delta de impedâncias e precisa sofrer uma transformação $\Delta \rightarrow Y$ para poder ser calculados equivalentes. O resultando é apresentado na Figura 39.

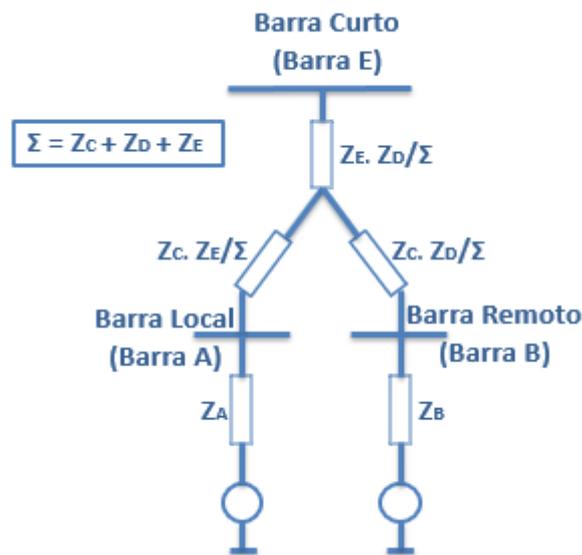


Figura 39: Modelo da rede após transformação $\Delta \rightarrow Y$.

Realizada esta transformação, os modelos de sequência positiva, negativa e zero (FORTESCUE, 1918) podem ser obtidos e interconectados das diferentes formas possíveis conforme o tipo de falta a ser considerado: monofásica, bifásica, bifásica-terra ou trifásica.

Os resultados calculados pelas equações inseridas no algoritmo foram comparados com os resultados indicados pelo ASPEN para curtos-circuitos nas posições de 10%, 50% e 85% das linhas de transmissão 230 kV Lajeado 2 - Nova Santa Rita (TC local em Lajeado 2) e Farroupilha - Esul-Caxias 5 (TC local em Farroupilha-Esul). As tabelas comparativas estão dispostas no Apêndice 2 deste trabalho, e apresentam os resultados para estas linhas respectivamente, em todas as posições de curto-circuito mencionadas. A base de dados ASPEN utilizada foi o caso panorama ano 2020 do sistema elétrico da região.

Nas tabelas fica bem demonstrada a precisão do algoritmo desenvolvido em relação aos valores do ASPEN, sendo os piores casos com precisão melhor do que 0,7%. Desta forma, pode-se considerar como segura e confiável a sua utilização dentro da rotina de cálculo de tempo de recorrência de saturação nos TCs.

Aproveitam-se os dados expostos no Apêndice 2 para realizar algumas observações relacionadas à metodologia. Em relação à linha Farroupilha – Caxias 5, esta é uma linha curta, de apenas 17,6 km de extensão. O sistema é forte e o curto-circuito da falta permanece quase inalterado ao longo de toda a linha. Entretanto, mesmo neste sistema, o curto-circuito passante pelo TC, aquele que irá causar saturação, reduz-se significativamente ao longo da linha a partir de Farroupilha, devido à impedância da LT.

Por sua vez, a linha Lajeado 2 - Nova Santa Rita é uma linha mais longa, de extensão média, com 91,1 km. Observa-se que os níveis de curto-circuito totais de falta aumentam ao se aproximarem do terminal de Nova Santa Rita (mais forte). Entretanto, ao mesmo tempo, os níveis de curto-circuito passantes pelo TC em Lajeado 2 sempre decrescem significativamente.

5 ESTUDOS DE CASOS E DISCUSSÃO

Nesta seção, será feito um comparativo de três subestações localizadas no estado do Rio Grande do Sul: Caxias, Campo Bom e Bagé 2, em relação à proteção de tipo diferencial de barras, e avaliadas todas as suas linhas de transmissão conectadas.

A SE Caxias tem 7 linhas de transmissão 230 kV conectadas, sendo alimentada por três transformadores provenientes de um setor 525 kV na mesma subestação, o que faz elevar consideravelmente os níveis de curto-circuito e relações X/R na subestação. A Figura 40 apresenta o setor 230 kV da subestação.

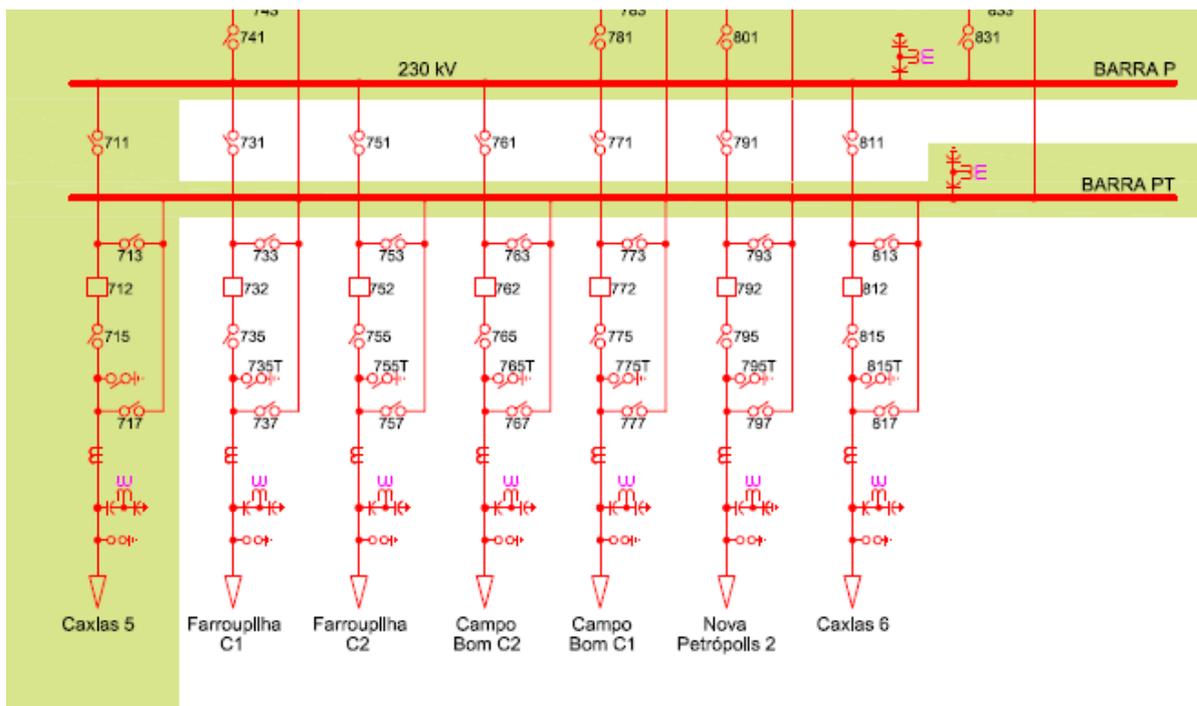


Figura 40: Recorte do setor de 230 kV do diagrama unifilar da subestação Caxias (CEEE-GT, 2017). A área sombreada na figura é de operação e manutenção da Eletrosul, enquanto a área clara é de responsabilidade da CEEE-GT.

A SE Campo Bom possui 4 linhas de transmissão 230 kV conectadas, e também elevados níveis de curto-circuito em função da sua forte conexão com as subestações de Caxias e Gravataí2. A Figura 41 apresenta o setor 230 kV da subestação.

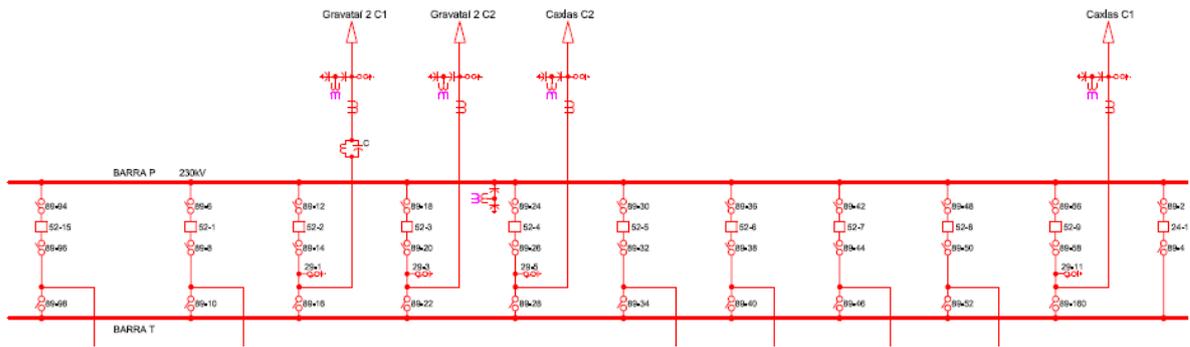


Figura 41: Recorte do setor de 230 kV do diagrama unifilar da subestação Campo Bom, de responsabilidade da CEEE-GT. (CEEE-GT, 2017).

A SE Bagé 2 possui 2 linhas de transmissão 230 kV conectadas, e situa-se em região de menores níveis de curto-circuito. A Figura 42 apresenta o setor 230 kV da subestação.

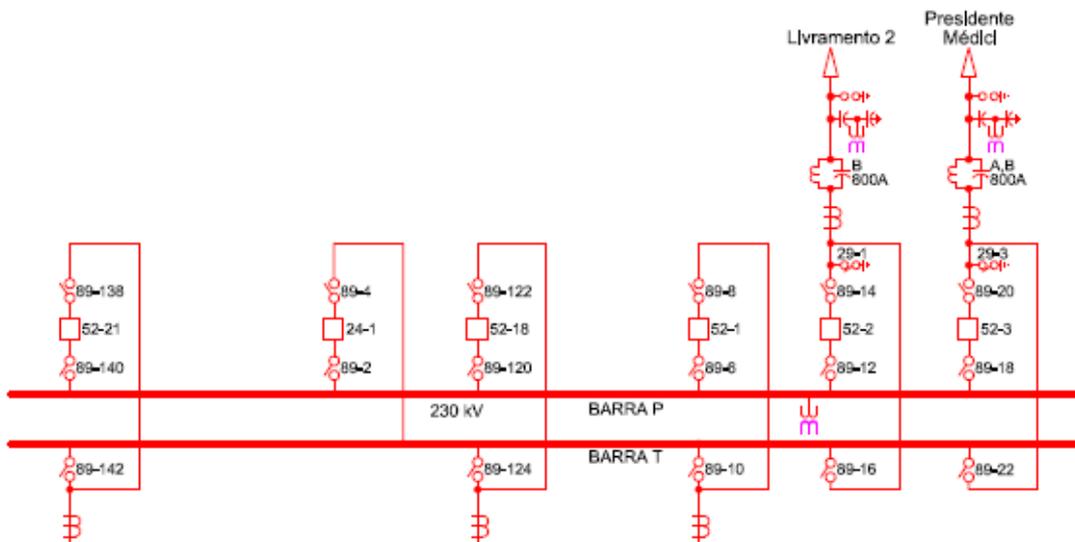


Figura 42: Recorte do setor de 230 kV do diagrama unifilar da subestação Bagé 2, de responsabilidade da CEEE-GT. (CEEE-GT, 2017).

A Figura 43 apresenta parte do Diagrama Unifilar da Rede de Operação Sul, emitido pelo ONS (ONS, 2018), com destaque para a localização das subestações em estudo.

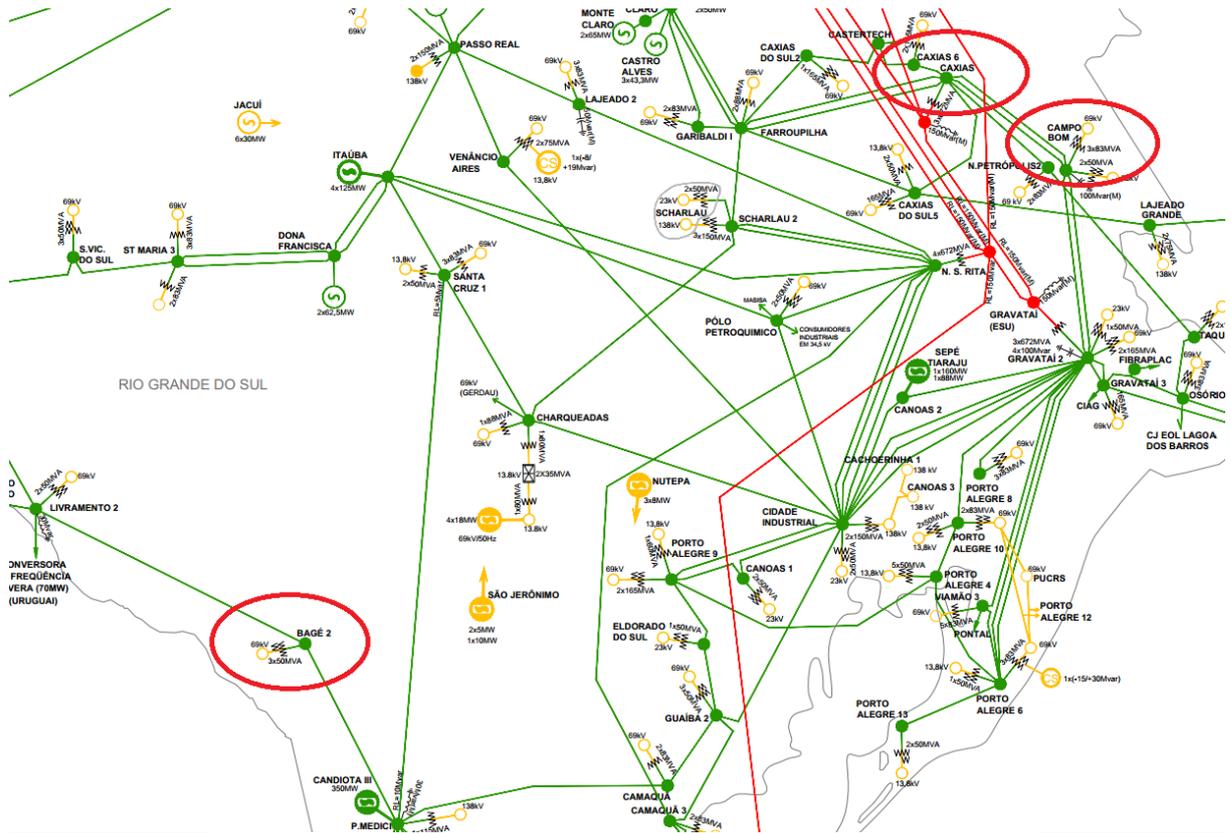


Figura 43: Diagrama Unifilar da Rede de Operação Sul com destaque para as subestações em estudo. Adaptado de (ONS, 2018).

No *software* ANAREDE são testados os casos mais importantes de carregamento com o objetivo de avaliar o impacto do desligamento das barras das subestações. De acordo com a metodologia proposta, são utilizados os valores financeiros de penalização por desligamento emergencial das funções de transmissão afetadas.

O valor estimado por hora para o desligamento emergencial da barra 230 kV da SE Caxias, somando os valores das linhas, transformadores e módulo geral afetados, é de R\$ 516.724,41. Para a recomposição da subestação em 30 minutos, o custo do desarme fica em torno de R\$ 258.362,20.

O valor estimado por hora para o desligamento emergencial da barra 230 kV da SE Campo Bom, somando os valores das linhas, transformadores e módulo geral afetados, é de

R\$ 210.939,29. Para a recomposição da subestação em 30 minutos o custo do desarme fica em torno de R\$ 105.469,64.

O valor estimado por hora para o desligamento emergencial da barra 230 kV da SE Bagé 2, somando os valores das linhas, transformadores e módulo geral afetados, é de R\$ 304.613,53. Para a recomposição da subestação em 30 minutos o custo do desarme fica em torno de R\$ 152.306,76.

Cabe salientar, conforme visto no fluxograma da metodologia, que os tempos de recomposição e a ordem de recomposição devem ser avaliados pela área competente de operação da concessionária. Para fins didáticos, se considera aqui 30 minutos isonômicos dos custos totais em todos os casos.

Para este estudo de caso, faltas monofásicas exclusivamente serão avaliadas. A avaliação contemplando apenas as faltas monofásicas tem a vantagem da simplicidade e rapidez de execução, permitindo a priorização das substituições sem prejuízos a uma avaliação completa contemplando todos os tipos de falta, pois de acordo com a Tabela 6, 85% do total de faltas são monofásicas, correspondendo à maioria das ocorrências. A avaliação completa para todos os tipos de falta, se faz mais interessante quando se deseja um refinamento maior do cálculo do tempo de recorrência.

O tempo de linearidade assumido como necessário para o bom desempenho do sistema de proteção é de um ciclo completo. Para o cálculo de prioridades de substituição, a padronização do tempo nesta faixa equaliza todas as comparações em uma mesma base. Tendo informação real do relé de proteção diferencial, o tempo pode ser ajustado para cada caso.

As faixas de ângulo de tensão de incidência de falta consideradas para este estudo serão de: 0 a 30 graus, 30 a 60 graus e 60 a 90 graus, e o percentual de faltas permanentes em 4%. As linhas de transmissão serão segregadas em 10 trechos cada. Acredita-se que estes

parâmetros sejam interessantes por possuírem já um bom grau de refinamento sem necessidade de cálculos excessivos. Para exemplificar, o tempo de recorrência calculado para a LT 230 kV Campo Bom – Gravataí 2-C1, considerando 10 trechos, é de 15,1 anos, e este valor aumenta discretamente para 15,7 anos quando calculado com 20 segmentos.

A Tabela 12 apresenta os resultados da aplicação da metodologia ao conjunto de estudo, ordenadas as prioridades de substituição dos TCs conforme seus méritos em ordem, do mais prioritário, ao menos prioritário. Todos os parâmetros adotados para as LTs, sistema equivalente, e dos TCs conectados, encontram-se no Apêndice 2 deste trabalho. Na sequência, os resultados da Tabela 12 serão discutidos.

Tabela 12: Prioridades de substituição dos TCs ordenadas por mérito crescente.

Subestação	Linha	Tempo	Tempo	Custo Desarme (R\$)	Mérito Maior	Ordem
		Recorrência RTC atual (anos)	Recorrência Maior RTC (anos)		RTC (R\$/década)	
Caxias	CBO-C2	4,1	9,4	R\$ 258.362,20	R\$ 274.853,40	1
Caxias	CBO-C1	4,1	9,4	R\$ 258.362,20	R\$ 274.853,40	2
Caxias	FAR-C2	4,1	19,7	R\$ 258.362,20	R\$ 131.148,32	3
Caxias	FAR-C1	4,1	19,7	R\$ 258.362,20	R\$ 131.148,32	4
Caxias	N. PETR.	4,3	50,3	R\$ 258.362,20	R\$ 51.364,25	5
Caxias	CAX6	5	58,6	R\$ 258.362,20	R\$ 44.089,11	6
C. Bom	CAX-C1	28,1	28,1	R\$ 105.469,64	R\$ 37.533,68	7
Bagé 2	LIV2	130	130	R\$ 152.306,76	R\$ 11.715,90	8
C. Bom	CAX-C2	7,1	221	R\$ 105.469,64	R\$ 4.772,38	9
C. Bom	GRA2-C1	15,1	657	R\$ 105.469,64	R\$ 1.605,32	10
C. Bom	GRA2-C2	16,1	712	R\$ 105.469,64	R\$ 1.481,32	11
Bagé 2	UPME	Inf	Inf	R\$ 152.306,76	0	12

Na Tabela 12 observa-se uma ampla faixa de tempos de recorrência, desde tempos baixos como 4 anos, tempos médios de 28, 50 ou 58 anos, e tempos altos de 221 anos ou mais. Um dos fatores que mais influencia nesta amplitude é justamente o fato de ser possível a ocorrência de saturação em primeiras faltas fugidias ou se apenas em religamento. Para todos os casos em que só há saturação nos casos de religamento, os tempos de recorrência tendem a subir consideravelmente. Pelas metodologias de enquadramento de superação por

saturação de TCs atualmente aplicadas, uma saturação com tempo de recorrência de 221 anos é tão relevante quanto outra de tempo de recorrência de 4 anos. Estas metodologias tendem a enquadrar como superados uma vasta gama de equipamentos, pois considera sempre o pior cenário de religamento. Com o uso da metodologia proposta neste trabalho, é possível priorizar as substituições iniciando pela substituição do TC com maior valor de mérito e prosseguindo sucessivamente.

TCs a partir da 8ª ou 9ª posição para prioridade de substituição, já possuem valores de mérito tão baixos, que seria questionável a real necessidade de substituição, quando avaliado o custo-benefício. Ainda mais quando levado em conta o fato de o valor de mérito ser um indicativo do “potencial de prejuízo” caso houvesse desarme para toda saturação. Entretanto é possível que para várias das saturações o sistema de proteção poderá ter robustez suficiente para não incorrer em desarme indevido. Este tipo de questionamento deve ser posto e avaliado principalmente pelo órgão regulador do sistema, e não pela empresa concessionária, que é remunerada pelas substituições independente da real relevância, pelo modelo atual.

As Tabela 13 e Tabela 14 apresentam as combinações que levam a saturação os casos da SE Caxias – LT Farroupilha-C2 (21 anos de recorrência) e da SE Campo Bom – LT Caxias-C2 (885 anos de recorrência), ambos na maior RTC. No segundo caso, observa-se que poucas combinações de falta, e apenas nos primeiros trechos, levarão à ocorrência de saturação.

Tabela 13: Distribuição das faltas que levam à saturação dos TCs da SE Caxias – LT Farroupilha-C2 (marcados com “X”).

Trecho da linha:	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Faltas Fúgidias Simples										
Em Ângulo 0° (0° - 30°)	X	X								
Em Ângulo 30° (30° - 60°)	X	X								
Em Ângulo 60° (60° - 90°)	X									
Primeira Falta em Ângulo 0°										
Com religamento em ângulo 0°	X	X	X	X	X	X	X			
Com religamento em ângulo 30°	X	X	X	X	X	X	X	X		
Com religamento em ângulo 60°	X	X	X	X	X	X				
Primeira Falta em Ângulo 30°										
Com religamento em ângulo 0°	X	X	X	X	X	X				
Com religamento em ângulo 30°	X	X	X	X	X	X	X			
Com religamento em ângulo 60°	X	X	X	X	X					
Primeira Falta em Ângulo 60°										
Com religamento em ângulo 0°	X	X	X	X	X					
Com religamento em ângulo 30°	X	X	X	X	X					
Com religamento em ângulo 60°	X	X	X	X						

Tabela 14: Distribuição das faltas que levam à saturação dos TCs da SE Campo Bom – LT Caxias-C2 (marcados com “X”).

Trecho da linha:	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Faltas Fúgidias Simples										
Em Ângulo 0° (0° - 30°)										
Em Ângulo 30° (30° - 60°)										
Em Ângulo 60° (60° - 90°)										
Primeira Falta em Ângulo 0°										
Com religamento em ângulo 0°	X	X								
Com religamento em ângulo 30°	X	X								
Com religamento em ângulo 60°	X									
Primeira Falta em Ângulo 30°										
Com religamento em ângulo 0°	X	X								
Com religamento em ângulo 30°	X									
Com religamento em ângulo 60°	X									
Primeira Falta em Ângulo 60°										
Com religamento em ângulo 0°	X									
Com religamento em ângulo 30°	X									
Com religamento em ângulo 60°	X									

De acordo com os dados do Apêndice 2, os TCs instalados na subestação Caxias estão configurados em todas as linhas da relação de transformação de corrente (RTC) de 800-5 A,

existindo RTC superior de 1600-5A. O uso da RTC superior (se possível, sem prejuízos à sensibilidade), melhora o desempenho dos equipamentos, aumentando o tempo de recorrência para que ocorram saturações inferiores ao tempo de linearidade requerido pelo relé. Em especial, nas linhas FAR-C1 e FAR-C2, o tempo de recorrência passa de 4,1 anos para 19,7 anos.

Na subestação Campo Bom, também o aumento de RTC leva a melhoria considerável do desempenho. Na SE Campo Bom os TCs da linha CAX-C1 já estão em sua RTC mais alta sem possibilidade de aumento. A Figura 44 apresenta o desenvolvimento do fluxo nestes TCs para o primeiro trecho de linha, com dupla falta em ângulo zero da tensão, constatando-se saturação severa no religamento.

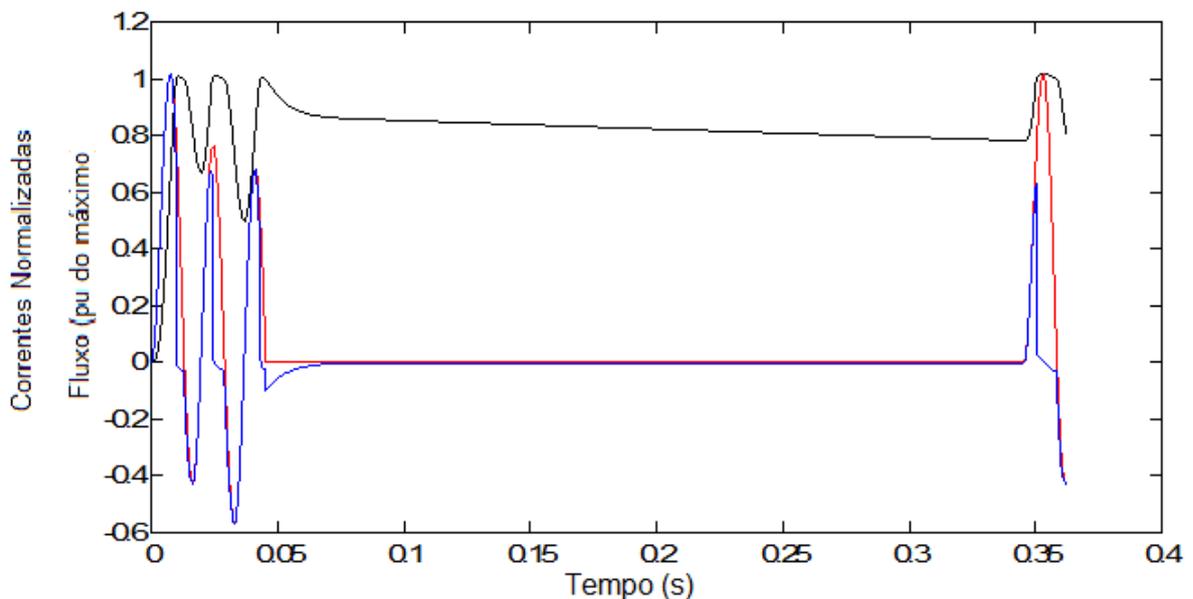


Figura 44: SE Campo Bom – LT Caxias-C1. Desenvolvimento do fluxo (em preto), normalizado pelo seu valor máximo de saturação (1 p.u.), acompanhado do traçado das correntes (azul, secundária) (vermelha, primária), normalizadas para o pico de mesma amplitude numérica do valor do fluxo.

Na SE Bagé 2, os níveis de curto-circuito são mais baixos, pois esta conta com apenas 2 linhas de transmissão 230 kV, sendo o curto-circuito na saída de uma linha alimentado reciprocamente apenas pela outra linha. Os TCs com relação de 1600-5A conseguem evitar

saturação na linha UPME e ficar apenas em situação de saturação em caso de religamento nos trechos iniciais da linha Livramento 2. A Figura 45 apresenta a curva de desenvolvimento do fluxo nos TCs da LT Bagé 2 – Livramento, no segundo trecho, em dupla falta de ângulo zero graus. Mesmo em religamento, o fluxo atinge apenas cerca de 80% do fluxo de saturação.

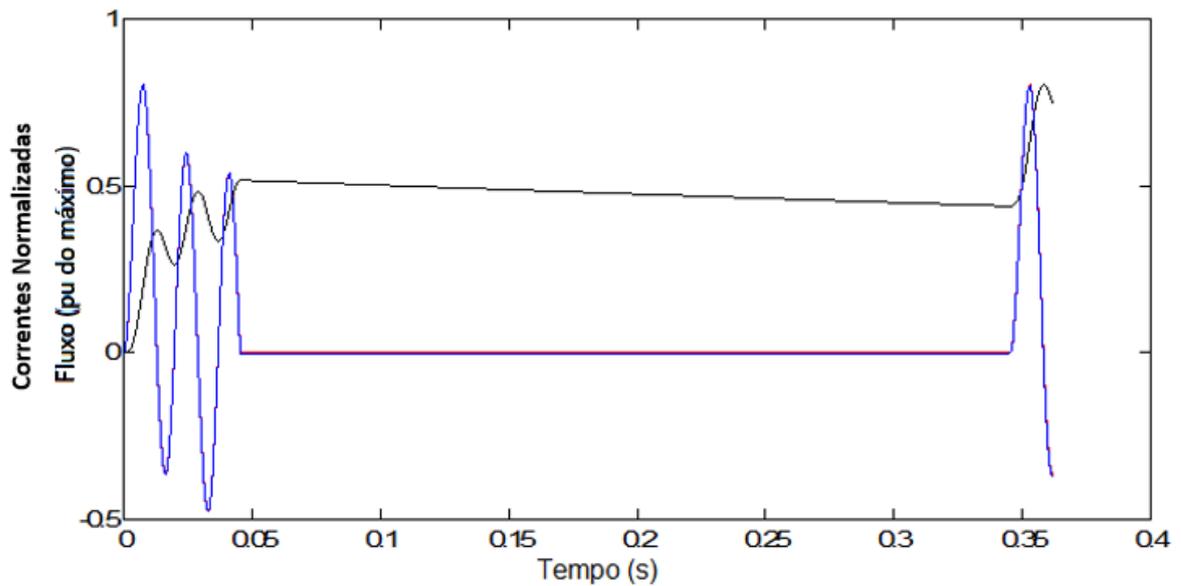


Figura 45: SE Bagé 2 – LT Livramento. Desenvolvimento do fluxo (em preto), normalizado pelo seu valor máximo de saturação (1 p.u.), acompanhado do traçado das correntes (azul, secundária) (vermelha, primária), normalizadas para o pico de mesma amplitude numérica do valor do fluxo.

6 CONCLUSÕES

Este trabalho fornece o subsídio para engenheiros calculistas e projetistas de subestações de energia elétrica realizarem a correta avaliação da situação de transformadores de corrente. Pela metodologia e critério propostos, é possível avaliar o tempo de retorno para falhas críticas e o seu impacto financeiro, o que permite priorizar substituições conforme suas relevâncias.

Casos reais de atuações indevidas existem e são recorrentes, conforme visto em referências bibliográficas. A solicitação de substituição dos TCs por parte do ONS tem fundamento quando observada por este aspecto.

A metodologia proposta é uma importante contribuição que possibilita a priorização de substituições de TCs. Além disso, em casos sujeitos a baixos riscos de saturação e baixo impacto, a metodologia permite ainda avaliar a real necessidade de troca do equipamento, podendo proporcionar um eventual prolongamento da sua utilização.

Observa-se que considerar as piores condições determinísticas como sendo o critério de avaliação de superação dos TCs pode ser excessivamente rigoroso. O critério proposto neste trabalho vem no sentido de tornar mais fidedigna a análise de saturação.

Este trabalho ainda contribui em casos onde existam restrições de dimensionamento, tais como limitação de espaço físico (invólucros GIS, cubículos, módulos de manobra híbridos, TCs de bucha), distâncias elevadas entre o TC e os relés ou relações X/R elevadas, como nos casos próximos à geração ou alimentados por transformadores com relação X/R elevada para faltas secundárias, e não se possa realizar um dimensionamento que evite a saturação em todos os cenários. Nestes casos, a metodologia de cálculo do tempo de recorrência pode ser útil para avaliar a viabilidade do empreendimento, bem como os riscos a que se estará exposto.

7 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Como trabalhos futuros, é possível prosseguir na análise de taxa interna de retorno para substituição dos TCs, aliado à investigação do tempo de linearidade requerido pelos relés para a sua correta operação.

Ainda como possibilidade futura, a implementação dos códigos MATLAB, aqui apresentados, em uma interface Visual Basic ou VBA-Excel, pode facilitar a utilização por parte de concessionárias. A transposição do código MATLAB para outras linguagens de programação é relativamente direta, dado que a codificação de fórmulas (adições, multiplicações, divisões, *loops* recursivos, etc.) é sempre muito semelhante em diversas linguagens. Para a validação de uma implementação em outra linguagem, bastaria realizar comparações a partir de resultados finais de tempo de recorrência, uma vez que os resultados corretos só serão produzidos se todas as partes componentes estiverem corretas.

8 PUBLICAÇÕES

- Eduardo Bortolin Argenton, Roberto Arnt Tarrago, Roberto Chouhy Leborgne. Statistical approach for evaluation of current transformer saturation In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 7., 2018, Niterói. **Proceedings...** New York: IEEE, 2018.
- Eduardo Bortolin Argenton, Roberto Arnt Tarrago, Roberto Chouhy Leborgne. Statistical methodology to classify and prioritize superseded current transformers replacements In: Encuentro de Potencia, Instrumentacion y Medidas, 9., 2018, Salto Grande. **Proceedings ...** New York: IEEE, 2018.

9 REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Manual de controle patrimonial do setor elétrico**. 2. ed. Brasília: ANEEL, 2015.

AL-ABBAS, N.H. Efficient proposed solutions for current transformers saturation effects on overcurrent relays operations in distribution systems. In: UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE, 44., 2009, Glasgow. **Proceedings...** New York: IEEE, 2009.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6856**: transformador de corrente: especificação. Rio de Janeiro, 1992.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6856**: transformador de corrente: especificação. Rio de Janeiro, 2015.

BRIDGER, B.; BURSE, T.A. Operation of ground sensor relays under conditions of partial CT saturation. In: INDUSTRY APPLICATIONS CONFERENCE, 31., 1996, San Diego. **Proceedings...** New York: IEEE, 1996.

CARVALHO, T.S. **Análise comparativa de modelos computacionais de transformadores de corrente via medições e simulações**. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, 2015.

CARVALHO, T.S.; MORETTI, R.S.; ANTUNES, R.; FABRIS, G. B.; SPRESSOLA, F. E.; DE OLIVEIRA, R. G.; SALENGUE, R.S.; VANIEL, J. F. P.; DA SILVA, R. O. C.; GRANDE, W. R. C. Análise de desempenho de TC em correntes de curto-circuito assimétricas com enfoque na proteção diferencial de barras: panorama atual e refinamento de especificações técnicas. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 22., 2013, Brasília. **Anais...** Brasília: SNTPEE, 2013.

CEREJA, J. E. M.; PUCHALE, L. H. B. Desligamentos forçados por causa indeterminada em linhas de transmissão na CEEE-GT. In: WORKSHOP SOBRE BOAS PRÁTICAS EXECUTADAS EM PLANOS DE MELHORIAS E PROVIDÊNCIAS DAS CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO, 1., 2017, Brasília. **Anais...** Brasília: ANEEL, 2017.

COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Diagrama de operação**: subestação Campo Bom. Porto Alegre, CEEE-GT, 2017. Revisão 11, data de vigência 05/06/2017.

COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Diagrama de operação**: subestação Caxias. Porto Alegre, CEEE-GT, 2017. Revisão 11, data de vigência 14/12/2017.

COELHO, A. L. M. **Análise da resposta transitória de transformadores de corrente de proteção e o impacto em relés de sobrecorrente numéricos**. 2011. Dissertação (Mestrado

em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, 2011.

DUARTE, A. L.; CARVALHO, J. F. M.; ANTUNES, R. **Avaliação do desempenho de proteções diante da resposta transitória de transformadores de corrente.** Florianópolis: Eletrosul, 2006. Relatório DPES/SEACS-12/12.

EL-AMIN, I.M.; AL-ABBAS, N.H. Saturation of current transformers and its impact on digital overcurrent relays. In: IEEE TRANSMISSION & DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION LATIN AMERICA, 2006, Caracas. **Proceedings...** New York: IEEE, 2006.

FORTESCUE, C. L. Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks. In: ANNUAL CONVENTION OF THE AMERICAN INSTITUTE OF ELECTRICAL ENGINEERS. 34., 1918, Atlantic City. **Proceedings...** New York: IEEE, 1918.

HARGRAVE, A.; THOMPSON, M. J.; HEILMAN, B. Beyond the knee point: a practical guide to CT saturation. In: ANNUAL CONFERENCE FOR PROTECTIVE RELAY ENGINEERS, 71., 2018, College Station. **Proceedings...** New York: IEEE, 2018.

HONG, Y. Y.; WEI, D. W. Compensation of distorted secondary current caused by saturation and remanence in a current transformer. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 25, p. 47-54, Jan. 2010.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60044-6:** instrument transformers part 6: requirements for protective current transformers for transient performance. Genebra, 1992.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60044-1:1996+AMD1:2000+AMD2:2002:** instrument transformers: part 1: current transformers. Genebra, 1996.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61869-2:2012:** instrument transformers: part 2: additional requirements for current transformers. Genebra, 2012.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC TR 61869-100:2017:** instrument transformers: part 100: guidance for application of current transformers in power system protection. Genebra, 2017.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE.C37.110-1996:** IEEE guide for the application of current transformers used for protective relaying purposes. New York, 1996.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE.C37.110-2007:** IEEE guide for the application of current transformers used for protective relaying purposes. New York, 2007.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE.C57.13-2008:** IEEE standard requirements for instrument transformers. New York, 2008.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE.C57.13-2016**: IEEE standard requirements for instrument transformers. New York, 2016.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS: power system relaying and control committee. **CT saturation theory and calculator**. 2001. Disponível em: <<http://www.pes-psrc.org>>. Acesso em: 25jul. 2018.

JIUPING, P.; KHOI, V.; YI, H. An efficient compensation algorithm for current transformer saturation effects. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 19, n. 4, p. 1623-1628, Out. 2004.

KANG, Y.C.; OK, S.H.; KANG, S.H.; CROSSLEY, P.A. Design and evaluation of an algorithm for detecting current transformer saturation. **IEEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, New York, v. 151, n. 1, p. 27-35, Jan. 2004.

KEZUNOVIC, M.; KOJOVIC, L. J.; FROMEN, C. W.; SEVCIK, D. R.; PHILLIPS, F. Experimental evaluation of EMTP-based current transformer models for protective relay transient study. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 9, n. 1, p. 405 – 413, Jan. 1994.

KINDERMANN, G. **Curto-circuito**. 3.ed. Florianópolis: Labplan, 2003.

KOJOVIC, L. J. A. Comparison of different current transformer modeling techniques for protection system studies. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 1., 2002, Chicago. **Proceedings...** New York: IEEE, 2002.

KOJOVIC, L. J. A. Impact of current transformers saturation on overcurrent protection operation. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 1., 2002, Chicago. **Proceedings...** New York: IEEE, 2002.

LARRY, C.; KEVIN, L. C. G. Predicting and preventing problems associated with remote fault-clearing voltage dips. **IEEE Transactions on Industry Applications**, New York, v. 27, n. 1, p. 167-172, Jan./Feb. 1991.

LINDERS, J. R.; BARNETT, C. W.; CHADWICK, J. W.; DRUM, P. R.; KHUNKHUN K. J.; ZOCHOLL, S. E.; KOTHEIMER, W. C.; KOTOS, P. A.; SMAHA, P. B.; WALTON, J. W.; WINSTON, P.B. Relay performance considerations with low-ratio CT's and high-fault currents. **IEEE Transactions on Industry Applications**, New York, v. 31, n. 2, p. 392-404, Mar./Abr. 1995.

LIU, T.; MEYER, S. **Electromagnetic transients program**: theory book. Portland: EMTP, 1987.

MONARO, R. M.; SILVA, R. C. S.; VIEIRA JÚNIOR, J. C. M.; COURY, D. V. Detecção e correção de sinais de transformadores de corrente distorcidos pela saturação através de redes neurais artificiais. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 18., 2010, Bonito. **Anais...** Campinas: SBA, 2010.

MORETTI, R.S.; ANTUNES, R.; CARVALHO, T.S.; DE OLIVEIRA, R. G.; SPRESSOLA, F. E.; FABRIS, G. B.; SALENGUE, R.; VANIEL, J. F. P. Análise de superação de TC quanto ao desempenho em correntes assimétricas de curto-circuito: panorama atual e refinamento de especificações técnicas. In: ENCONTRO REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRÉ, 15., 2013, Foz do Iguaçu. **Anais...** Rio de Janeiro: CIGRÉ, 2013.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Critérios para análise de superação de equipamentos e instalações de alta tensão.** Rio de Janeiro, 2015.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Diagrama unifilar da rede de operação sul.** Rio de Janeiro, 2018. Rev. 107.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Diretrizes para a elaboração de projetos básicos para empreendimentos da transmissão:** estudos elétricos, especificação das instalações, de equipamentos e de linhas de transmissão. Rio de Janeiro, 2013.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Diretrizes para análise de superação de transformadores de corrente.** Rio de Janeiro, 2004.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede:** submódulo 2.3: requisitos mínimos para subestações e equipamentos associados. Rio de Janeiro, 2002. Rev. 1.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de rede:** submódulo 2.3: requisitos mínimos para subestações e equipamentos associados. Rio de Janeiro, 2008. Rev. 0.3.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de rede:** submódulo 2.3: requisitos mínimos para subestações e equipamentos associados. Rio de Janeiro, 2017. Rev. 2016.12.

OSÓRIO, J. M. R. **Comportamento do transformador de corrente durante o regime transitório.** 2. ed. Itajubá: Balteau, 2013.

ROSELLI, M. A. **Correção da saturação de transformadores de corrente via redes neurais artificiais e seus efeitos na proteção de distância.** 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, COPPE/Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.

SEGATTO, E.C.; COURRY, D.V. A power transformer protection with recurrent ANN saturation correction. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2., 2005, San Francisco. **Proceedings...** New York: IEEE, 2005.

TZIOUVARAS, D. A.; MCLAREN, P., ALEXANDER, G.; DAWSON, D.; ESZTERGALYOS, J.; FROMEN, C.; GLINKOWSKI, M.; HASENWINKLE, I.; KEZUNOVIC, M.; KOJOVIC, L.; KOTHEIMER, B.; KUFFEL, R.; NORDSTROM, J.; ZOCHOLL, S. Mathematical models for current, voltage, and coupling capacitor voltage transformers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York v. 15, n.1, p. 62-72, Jan. 2000.

ZOCHOLL, S. E. **Análise e aplicação de transformadores de corrente.** 1.ed. Pullman: SEL, 2004.

ZOCHOLL, S. E.; BENMOUYAL, G. How microprocessor relays respond to harmonics, saturation, and other wave distortions. In: ANNUAL WESTERN PROTECTIVE RELAY CONFERENCE, 24., 1997, Washington. **Proceedings...** Washington: TIBKAT, 1997.

APÊNDICE 1

Tabelas comparativas de resultados entre as correntes de curto-circuito calculadas pelo ASPEN e as correntes de curto-circuito calculadas pelo algoritmo MATLAB

Tabela 15: Comparação de resultados para a LT Lajeado 2 – Nova Santa Rita – 10%.

Tipo de Falta	Corrente calculada pelo ASPEN (A)	Corrente calculada pelo Algoritmo (A)	Erro em Módulo (%)	Erro em Ângulo (%)
Falta Monofásica				
Corrente Total da Falta	4215,3 L -79,1°	4232,1 L -79,1°	0,40	0,00
Corrente Passante pelo TC	2077,2 L -80,7°	2089,7 L -80,6°	0,60	0,12
Falta Bifásica				
Corrente Total da Falta	3516,1 L -169,6°	3516,4 L -169,6°	0,01	0,00
Corrente Passante pelo TC	1260,1 L -170,2°	1260,2 L -170,2°	0,01	0,00
Falta Bifásica-Terra				
Corrente Total da Falta	4181,0 L 158,8°	4190,5 L 158,5°	0,23	0,19
Corrente Passante pelo TC	1858,8 L 142,1°	1870,6 L 141,7°	0,63	0,28
Falta Trifásica				
Corrente Total da Falta	4063,2 L -79,6°	4063,6 L -79,6°	0,01	0,00
Corrente Passante pelo TC	1457,6 L -80,2°	1457,7 L -80,2°	0,01	0,00

Tabela 16: Comparação de resultados para a LT Lajeado 2 – Nova Santa Rita – 50%.

Tipo de Falta	Corrente calculada pelo ASPEN (A)	Corrente calculada pelo Algoritmo (A)	Erro em Módulo (%)	Erro em Ângulo (%)
Falta Monofásica				
Corrente Total da Falta	4536,5 L -76,3°	4543,5 L -76,2°	0,15	0,13
Corrente Passante pelo TC	1333,6 L -77,6°	1338,3 L -77,6°	0,35	0,00
Falta Bifásica				
Corrente Total da Falta	4712,5 L -169,7°	4713 L -169,7°	0,01	0,00
Corrente Passante pelo TC	1020,4 L -170,1°	1020,4 L -170,0°	0,00	0,06
Falta Bifásica-Terra				
Corrente Total da Falta	5279,5 L 168,8°	5282,5 L 168,8°	0,06	0,00
Corrente Passante pelo TC	1294,4 L 156,1°	1297,4 L 156,0°	0,23	0,06
Falta Trifásica				
Corrente Total da Falta	5444,8 L -79,7°	5445,2 L -79,7°	0,01	0,00
Corrente Passante pelo TC	1180,3 L -80,1°	1180,3 L -80,1°	0,00	0,00

Tabela 17: Comparação de resultados para a LT Lajeado 2 – Nova Santa Rita – 85%.

Tipo de Falta	Corrente calculada pelo ASPEN (A)	Corrente calculada pelo Algoritmo (A)	Erro em Módulo (%)	Erro em Ângulo (%)
Falta Monofásica				
Corrente Total da Falta	8313,1 L -76,1°	8317,5 L -76,1°	0,05	0,00
Corrente Passante pelo TC	997,9 L -76,8°	1000,3 L -76,7°	0,24	0,13
Falta Bifásica				
Corrente Total da Falta	9130,2 L -170,6°	9131,7 L -170,6°	0,02	0,00
Corrente Passante pelo TC	843,8 L -170,5°	843,8 L -170,5°	0,00	0,00
Falta Bifásica-Terra				
Corrente Total da Falta	10154,1 L 169,9°	10156,9 L 169,8°	0,03	0,06
Corrente Passante pelo TC	1029,0 L 160,3°	1030,3 L 160,2°	0,13	0,06
Falta Trifásica				
Corrente Total da Falta	10548,9 L -80,6°	10550,5 L -80,6°	0,02	0,00
Corrente Passante pelo TC	976,5 L -80,4°	976,5 L -80,4°	0,00	0,00

Tabela 18: Comparação de resultados para a LT Farroupilha-Esul – Caxias 5 – 10%.

Tipo de Falta	Corrente calculada pelo ASPEN (A)	Corrente calculada pelo Algoritmo (A)	Erro em Módulo (%)	Erro em Ângulo (%)
Falta Monofásica				
Corrente Total da Falta	17852,6 L -80,5°	17854,4 L -80,5°	0,01	0,00
Corrente Passante pelo TC	14384,4 L -80,5°	14385,7 L -80,5°	0,01	0,00
Falta Bifásica				
Corrente Total da Falta	16047,7 L -172,3°	16048,3 L -172,3°	0,00	0,00
Corrente Passante pelo TC	12972,1 L -172,2°	12972,2 L -172,2°	0,00	0,00
Falta Bifásica-Terra				
Corrente Total da Falta	18691,5 L 160,3°	18693,7 L 160,3°	0,01	0,00
Corrente Passante pelo TC	15045,5 L 160,5°	15047,2 L 160,4°	0,01	0,06
Falta Trifásica				
Corrente Total da Falta	18576,4 L -82,3°	18577,6 L -82,3°	0,01	0,00
Corrente Passante pelo TC	15023,0 L -82,2°	15023,7 L -82,2°	0,00	0,00

Tabela 19: Comparação de resultados para a LT Farroupilha-Esul – Caxias 5 – 50%.

Tipo de Falta	Corrente calculada pelo ASPEN (A)	Corrente calculada pelo Algoritmo (A)	Erro em Módulo (%)	Erro em Ângulo (%)
Falta Monofásica				
Corrente Total da Falta	13715,8 L -79,0°	13716,8 L -79,0°	0,01	0,00
Corrente Passante pelo TC	8672,7 L -78,5°	8673,1 L -78,5°	0,00	0,00
Falta Bifásica				
Corrente Total da Falta	13026,3 L -171,7°	13026,8 L -171,7°	0,00	0,00
Corrente Passante pelo TC	8339,6 L -171,3°	8339,6 L -171,3°	0,00	0,00
Falta Bifásica-Terra				
Corrente Total da Falta	14956,1 L 163,5°	14957,3 L 163,4°	0,01	0,06
Corrente Passante pelo TC	9539,9 L 164,4°	9540,4 L 164,4°	0,01	0,00
Falta Trifásica				
Corrente Total da Falta	15067,6 L 9651,3°	15068,6 L -81,7°	0,01	0,00
Corrente Passante pelo TC	9651,3 L -81,3°	9651,7 L -81,3°	0,00	0,00

Tabela 20: Comparação de resultados para a LT Farroupilha-Esul – Caxias 5 – 85% .

Tipo de Falta	Corrente calculada pelo ASPEN (A)	Corrente calculada pelo Algoritmo (A)	Erro em Módulo (%)	Erro em Ângulo (%)
Falta Monofásica				
Corrente Total da Falta	13078,7 L -79,4°	13079,7 L -79,4°	0,01	0,00
Corrente Passante pelo TC	6286,4 L -78,0°	6286,6 L -77,9°	0,00	0,13
Falta Bifásica				
Corrente Total da Falta	12415,8 L -171,8°	12416,4 L -171,8°	0,00	0,00
Corrente Passante pelo TC	6122,5 L -171,0°	6122,4 L -170,9°	0,00	0,06
Falta Bifásica-Terra				
Corrente Total da Falta	14212,8 L 163,3°	14213,4 L 163,2°	0,00	0,06
Corrente Passante pelo TC	6987,3 L 165,4°	6987,5 L 165,4°	0,00	0,00
Falta Trifásica				
Corrente Total da Falta	14357,3 L -81,8°	14358,3 L -81,8°	0,01	0,00
Corrente Passante pelo TC	7083,9 L -81,0°	7084,1 L -80,9°	0,00	0,12

APÊNDICE 2

Parâmetros para as simulações do capítulo 5
($S_{base} = 100 \text{ MVA}$; $V_{base} = 230 \text{ kV}$)

SE	LT	ZA					
		Seq. Pos.	Seq. Pos.	Seq. Neg.	Seq. Neg.	Seq. Zero.	Seq. Zero.
		Real	Imag.	Real	Imag.	Real	Imag.
BAG2	UPME	0,03574	0,20413	0,03574	0,20413	0,00879	0,08804
BAG2	LIV2	0,01025	0,06741	0,01025	0,06741	0,00931	0,05787
CBO	GRA2-C1	0,00772	0,05091	0,00772	0,05091	0,00375	0,02775
CBO	GRA2-C2	0,00772	0,05091	0,00772	0,05091	0,00375	0,02775
CBO	CAX-C1	0,00369	0,02405	0,00369	0,02405	0,00418	0,02243
CBO	CAX-C2	0,00369	0,02405	0,00369	0,02405	0,00418	0,02243
CAX	FAR-C1	0,0008	0,01132	0,0008	0,01132	0,00109	0,00999
CAX	FAR-C2	0,0008	0,01132	0,0008	0,01132	0,00109	0,00999
CAX	CBO-C1	0,00072	0,01165	0,00072	0,01165	0,0011	0,00903
CAX	CBO-C2	0,00072	0,01165	0,00072	0,01165	0,0011	0,00903
CAX	N. PETR.	0,00079	0,00975	0,00079	0,00975	0,00123	0,00878
CAX	CAX6	0,0008	0,00954	0,0008	0,00954	0,00121	0,00917

SE	LT	ZB					
		Seq. Pos.	Seq. Pos.	Seq. Neg.	Seq. Neg.	Seq. Zero.	Seq. Zero.
		Real	Imag.	Real	Imag.	Real	Imag.
BAG2	UPME	0,00122	0,01546	0,00122	0,01546	0,00177	0,01303
BAG2	LIV2	0,00603	0,04978	0,00603	0,04978	0,00739	0,05775
CBO	GRA2-C1	0,00056	0,00778	0,00056	0,00778	0,00063	0,0044
CBO	GRA2-C2	0,00056	0,00778	0,00056	0,00778	0,00063	0,0044
CBO	CAX-C1	0,00072	0,01165	0,00072	0,01165	0,0011	0,00903
CBO	CAX-C2	0,00072	0,01165	0,00072	0,01165	0,0011	0,00903
CAX	FAR-C1	0,0053	0,03798	0,00542	0,03858	0,00297	0,01849
CAX	FAR-C2	0,0053	0,03798	0,00542	0,03858	0,00297	0,01849
CAX	CBO-C1	0,00369	0,02405	0,00369	0,02405	0,00418	0,02243
CAX	CBO-C2	0,00369	0,02405	0,00369	0,02405	0,00418	0,02243
CAX	N. PETR.	0,01595	0,10546	0,01609	0,10603	0,01078	0,09305
CAX	CAX6	0,01973	0,1615	0,02004	0,16402	0,00572	0,04981

SE	LT	ZC					
		Seq. Pos.	Seq. Pos.	Seq. Neg.	Seq. Neg.	Seq. Zero.	Seq. Zero.
		Real	Imag.	Real	Imag.	Real	Imag.
BAG2	UPME	1,27695	3,96015	1,27695	3,96015	0	9999
BAG2	LIV2	1,44919	4,25983	1,42708	4,20069	0	9999
CBO	GRA2-C1	0,0031	0,015	0,0031	0,015	0,0158	0,0539
CBO	GRA2-C2	0,0031	0,015	0,0031	0,015	0,0158	0,0539
CBO	CAX-C1	0,004	0,0209	0,004	0,0209	0,0319	0,103
CBO	CAX-C2	0,004	0,0209	0,004	0,0209	0,0319	0,103
CAX	FAR-C1	0,0021	0,0101	0,0021	0,0101	0,0107	0,0334
CAX	FAR-C2	0,0021	0,0101	0,0021	0,0101	0,0107	0,0334
CAX	CBO-C1	0,004	0,0209	0,004	0,0209	0,0319	0,103
CAX	CBO-C2	0,004	0,0209	0,004	0,0209	0,0319	0,103
CAX	N. PETR.	0,02612	0,12383	0,02612	0,12383	0,70652	1,42379
CAX	CAX6	0,00734	0,03819	0,00734	0,03819	0,09928	0,23988

SE	LT	Comprimento Linha (km)	LINHA					
			Seq. Pos.	Seq. Pos.	Seq. Neg.	Seq. Neg.	Seq. Zero.	Seq. Zero.
			Real	Imag.	Real	Imag.	Real	Imag.
BAG2	UPME	53	0,00899	0,05083	0,00899	0,05083	0,03364	0,1061
BAG2	LIV2	151,3	0,0289	0,1444	0,0289	0,1444	0,1348	0,3699
CBO	GRA2-C1	21,3	0,00473	0,0223	0,00473	0,0223	0,01654	0,06096
CBO	GRA2-C2	21,3	0,00473	0,0223	0,00473	0,0223	0,01654	0,06096
CBO	CAX-C1	59,8	0,01267	0,05915	0,01267	0,05915	0,04262	0,1565
CBO	CAX-C2	59,8	0,01267	0,05915	0,01267	0,05915	0,04262	0,1565
CAX	FAR-C1	21,4	0,00455	0,02079	0,00455	0,02079	0,01523	0,05804
CAX	FAR-C2	21,4	0,00455	0,02079	0,00455	0,02079	0,01523	0,05804
CAX	CBO-C1	59,8	0,01267	0,05915	0,01267	0,05915	0,04262	0,1565
CAX	CBO-C2	59,8	0,01267	0,05915	0,01267	0,05915	0,04262	0,1565
CAX	N. PETR.	23,46	0,00405	0,02265	0,00405	0,02265	0,01215	0,069
CAX	CAX6	19,36	0,00387	0,01936	0,00387	0,01936	0,01743	0,04647

SE	LT	Tempo Linearidade (ms)	Tempo Interrpt Disj. (ms)	Tempo Morto (ms)	Faltas por 100 km / ano	RTC	Vsat	Fluxo Linear (Wb-t)	Corrente Linear (A)	Burden Secundário Total (ohms)
BAG2	UPME	16,66	50	300	1,7	240	800	3,16	0,25	2,0118
BAG2	LIV2	16,66	50	300	1,7	160	200	0,79	0,25	1,7225
CBO	GRA2-C1	16,66	50	300	1,7	320	400	1,58	0,25	2,42656
CBO	GRA2-C2	16,66	50	300	1,7	320	400	1,58	0,25	2,3011
CBO	CAX-C1	16,66	50	300	1,7	160	400	1,58	0,25	2,25386
CBO	CAX-C2	16,66	50	300	1,7	320	400	1,58	0,25	2,42656
CAX	FAR-C1	16,66	50	300	1,7	320	400	1,58	0,25	3,12028
CAX	FAR-C2	16,66	50	300	1,7	320	400	1,58	0,25	3,00958
CAX	CBO-C1	16,66	50	300	1,7	320	400	1,58	0,25	2,67748
CAX	CBO-C2	16,66	50	300	1,7	320	400	1,58	0,25	2,78818
CAX	N. PETR.	16,66	50	300	1,7	320	400	1,58	0,25	2,5594
CAX	CAX6	16,66	50	300	1,7	320	400	1,58	0,25	2,6332

APÊNDICE 3

Algoritmo MATLAB para cálculo do tempo de recorrência

```

% Instruções:
% Digitar no terminal do MATLAB a importação dos dados da Matriz A:
% A = dlmread('Cases.csv',';',2,3);
% Apos, chamar a função a partir do CommandWindow do MATLAB.
% Chamar a função passando "A", e o número do caso
% Passar plotNumTrecho negativo para não plotar
% Se for plotar, escolhe o plotNumTrecho (qual trecho vai plotar), o gamma
que vai plotar, e o gamma do religamento que vai plotar.
% Exemplo de uso 1: chamada para plotar no caso 14, trecho 2, com gamma de
30, e gamma de religamento de 60 graus:
% [angulo_satura, angulo_satura_relig] = FSaturacao(A, 14, 2,30,60)

% Exemplo de uso 2: para não plotar, e calcular apenas o caso 14:
% [angulo_satura, angulo_satura_relig] = FSaturacao (A, 14, -1, 0,0)

function [angulo_satura, angulo_satura_relig] = FSaturacao(A, caso,
plotNumTrecho, plotgamma, plotgamma_relig)

global Llength Sb Vb
global ZA1 ZA2 ZA0 ZB1 ZB2 ZB0 ZC1 ZC2 ZC0 Z1_LT_curto Z2_LT_curto
Z0_LT_curto
global FLUXO1 I1F FLUXO2 I2F FLUXO3 I3F R L1 L2 L3 RT i1 tempo dt

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% IMPORTAÇÃO DOS DADOS DA PLANILHA EXCEL DE CASOS%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% DEFINICOES DO SISTEMA - Potência e Tensão Base
Sb = A(caso,1)*1e6;
Vb = A(caso,2)*1e3;

% Impedâncias Equivalentes em PU

%Impedância Thévenin da barra do TC
ZA1 = A(caso,3) +i*A(caso,4);
ZA2 = A(caso,5) +i*A(caso,6);
ZA0 = A(caso,7) +i*A(caso,8);

%Impedância Thévenin da barra remota ao TC
ZB1 = A(caso,9) +i*A(caso,10);
ZB2 = A(caso,11) +i*A(caso,12);
ZB0 = A(caso,13) +i*A(caso,14);

%Impedância de Transferência entre barras
ZC1 = A(caso,15) +i*A(caso,16);
ZC2 = A(caso,17) +i*A(caso,18);
ZC0 = A(caso,19) +i*A(caso,20);

%Impedância e Comprimento Total da Linha em Curto-Circuito
Llength = A(caso,21); % km
Z1_LT_curto = A(caso,22) + i*A(caso,23);

```

```

Z2_LT_curto = A(caso,24) + i*A(caso,25);
Z0_LT_curto = A(caso,26) + i*A(caso,27);

%Tempo de Linearidade do rele admitida
t_lin_minimo_admitido = A(caso,28)*1e-3; % tempo de linearidade mínimo
admitido ref: 16.6666ms

%Tempo de Abertura do Disjuntor
t_disj = A(caso,29)*1e-3;

%Tempo morto de religamento da linha
tmorto = A(caso,30)*1e-3;

%Número de trechos a fracionar a linha
Numero_de_trechos = A(caso,31); % Define em quantos trechos a linha será
fracionada

% Distribuição de faltas ao longo da linha
% Falta_por_100km_ano = [5 5 5 5 5]; % Tabela de Falta por 100 km por ano
da linha conforme os trechos

%% Caso de Faltas Uniformes %%
Falta_por_100km_ano_uniforme = A(caso,32);
Falta_por_100km_ano = Falta_por_100km_ano_uniforme
*ones(1,Numero_de_trechos);

%Dados do TC
RT=A(caso,33); %Relação de Transformação

FLUXO1 = A(caso,35); %Fluxo de pico, Wb.turns
I1F = A(caso,36); %Corrente de pico, Ampères

FLUXO2 = A(caso,37); %410/(2*pi*60); % Wb.t
I2F = A(caso,38); % Ampères

FLUXO3 = A(caso,39); %420/(2*pi*60); % Wb.t
I3F = A(caso,40); % Ampères

R = A(caso,41); %Resistência secundaria conectada (Rcable+Rtc+Rrele)

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% CONSTANTES DOS LEVANTAMENTOS PADRONIZADAS EM FUNCAO DOS ESTUDOS %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

Angle_Table = [0 30 60]; % Os ângulos da tabela são colocados na borda
inferior do intervalo para se mais conservador
Angle_Statistic = [0.089 0.154 0.757]; % A soma do Angle Statistic tem que
dar 1 (100%)

Angle_Table_Relig = [0 30 60]; % Os ângulos da tabela são colocados na
borda inferior do intervalo para se mais conservador
Angle_Statistic_Relig = [1/3 1/3 1/3]; % A soma do Angle Statistic tem que
dar 1 (100%)

%Levantamentos de religamento sob falta:
Statistic_Relig_sem_Sucesso = 0.04;
Statistic_Relig_com_Sucesso = 0.96;

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% VETOR DE ACOMPANHAMENTO %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% Vetor para acompanhamento
angulo_satura = -1 *ones(1,Numero_de_trechos );
angulo_satura_relig = -1
*ones(length(Angle_Table)*(length(Angle_Table_Relig)+1),Numero_de_trechos
);

%Calculados:
Trecho_size = Llength/Numero_de_trechos;

%Cálculos das indutâncias auxiliares para uso na rotina do fluxo
L1= FLUXO1/I1F;
L2= (FLUXO2-FLUXO1)/(I2F-I1F);
L3= (FLUXO3-FLUXO2)/(I3F-I2F);

%Se solicitada plotagem
if (plotNumTrecho>0)

    %Posição da falta na linha variando
    posicao_da_falta_km = (plotNumTrecho-1)*Trecho_size +1 ;% Num_trecho
    menos 1, porque eh na posição inicial do trecho. Soma um km para não dar
    divisão por zero no cálculo da passante

    %Calcula parâmetros da falta em função da posição da linha

[Amplitude_falta,Angulo_falta_graus,Amplitude_passante,Angulo_passante_radi
anos,X_sobre_R_passante] = calcula_curto(posicao_da_falta_km);

    %Auxiliares da rotina fluxo
    %Cálculos para montar I1 refletida do TC
    A = Amplitude_passante/RT;
    phi = abs(Angulo_passante_radianos);
    T = X_sobre_R_passante/(377);
    dt = 5e-5; % delta tempo
    gamma = pi*plotgamma/180; %Angulo da tensao no momento da incidencia
da falta
    %Criação da corrente primaria de falta levando em conta o angulo
gamma de ocorrência
    tempo = (0:dt:t_disj);
    il_primeira_falta = -A*sin(gamma-phi)*exp(-tempo/T) +
A*sin(377.*tempo+gamma-phi);
    tolerancia_corrente_abertura = abs(max(il_primeira_falta)/25);
    for (k=round((t_disj-16.6633e-3)/dt):length(il_primeira_falta))
        if (abs(il_primeira_falta(k))< tolerancia_corrente_abertura)&
(il_primeira_falta(k)<il_primeira_falta(k-1)) % menor que a tolerancia e
derivada negativa (vem do semiciclo positivo)
            break
        end
    end
    il_primeira_falta = il_primeira_falta(1:k);
    il = il_primeira_falta;
    tempo = dt*(0:length(il)-1);
        gamma_relig = pi*plotgamma_relig/180;
    %Criação da corrente primaria de falta levando em conta o
angulo gamma de ocorrência
    tempo_relig = (0:dt:t_lin_minimo_admitido);

```

```

        il_relig = -A*sin(gamma_relig-phi)*exp(-tempo_relig/T) +
A*sin(377.*tempo_relig+gamma_relig-phi);
        il = [il_primeira_falta zeros(1,round(tmorto/dt)) il_relig];
        tempo = dt*(0:length(il)-1);
        tempo_linearidade = fluxoplot(A)
end

if (plotNumTrecho<0)

%Inicializações
Ocorrencia_por_ano = 0; % Inicialização das ocorrências por ano, começando
em "zero". As interações vão somando a cada trecho e religamento.

% Num_trecho indica o número do trecho, desde a primeira posição até a
final - serve para acessar a posição do vetor de falta por 100kv.ano
for Num_trecho = 1:1:Numero_de_trechos

    Num_trecho %print na tela para acompanhamento

    %posição da falta na linha variando
    posicao_da_falta_km = (Num_trecho-1)*Trecho_size + 1 ;% Num_trecho menos
1, porque é na posição inicial do trecho. Soma um km para não dar divisão
por zero no cálculo da passante

    %Calcula parâmetros da falta em função da posição da linha

[Amplitude_falta,Angulo_falta_graus,Amplitude_passante,Angulo_passante_radi
anos,X_sobre_R_passante] = calcula_curto(posicao_da_falta_km);

    %Auxiliares da rotina fluxo
    %Cálculos para montar I1 refletida do TC
    A = Amplitude_passante/RT;
    phi = abs(Angulo_passante_radianos);
    T = X_sobre_R_passante/(377);
    dt = 5e-5; % delta tempo

    for ang_index=1:1:length(Angle_Table) %Angulo da tensão no momento da
incidência da falta
        gamma = pi*Angle_Table(ang_index)/180; %Angulo da tensão no momento
da incidência da falta

        %Criação da corrente primaria de falta levando em conta o angulo
gamma de ocorrência
        tempo = (0:dt:t_disj);
        il_primeira_falta = -A*sin(gamma-phi)*exp(-tempo/T) +
A*sin(377.*tempo+gamma-phi);
        flaggy = 0;
        tolerancia_corrente_abertura = abs(max(il_primeira_falta)/25);

        for (k=round((t_disj-16.6633e-3)/dt):length(il_primeira_falta))
            if (abs(il_primeira_falta(k))< tolerancia_corrente_abertura)&
(il_primeira_falta(k)<il_primeira_falta(k-1))
                break
            end
        end
        il_primeira_falta = il_primeira_falta(1:k);
        il = il_primeira_falta;
        tempo = dt*(0:length(il)-1);

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% CASO RELIGAMENTO COM SUCESSO: Apenas uma falta
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

    tempo_linearidade1 = fluxo(A);
    if (tempo_linearidade1 < t_lin_minimo_admitido)
        Ocorrencia_por_ano = Ocorrencia_por_ano +
Statistic_Relig_com_Sucesso*Angle_Statistic(ang_index)*Trecho_size*Falta_po
r_100km_ano(Num_trecho)/100;
        angulo_satura (Num_trecho ) = Angle_Table (ang_index);
    end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% CASO RELIGAMENTO SEM SUCESSO: Dupla falta. Um loop for varia o
angulo do religamento
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
for ang_relig_index=1:length(Angle_Table_Relig)
    gamma_relig = pi*Angle_Table_Relig(ang_relig_index)/180;

    %Criacao da corrente primaria de falta levando em conta o
angulo gamma de ocorrencia
    tempo_relig = (0:dt:(t_lin_minimo_admitido+ (90-
Angle_Table_Relig(ang_relig_index))*4.6296e-5 ) );
    i1_relig = -A*sin(gamma_relig-phi)*exp(-tempo_relig/T) +
A*sin(377.*tempo_relig+gamma_relig-phi);
    i1 = [i1_primeira_falta zeros(1,round(tmorto/dt)) i1_relig];
    tempo = dt*(0:length(i1)-1);
    tempo_linearidade2 = fluxo(A);
    if (tempo_linearidade2 < tempo(end))
        Ocorrencia_por_ano = Ocorrencia_por_ano +
Statistic_Relig_sem_Sucesso*Angle_Statistic_Relig(ang_relig_index)*Angle_St
atistic(ang_index)*Trecho_size*Falta_por_100km_ano(Num_trecho)/100;
        angulo_satura_relig ( (ang_index-
1)*(length(Angle_Table_Relig)+1)+1 ,Num_trecho ) = 900+ Angle_Table
(ang_index);
        angulo_satura_relig ( (ang_index-
1)*(length(Angle_Table_Relig)+1)+1 + ang_relig_index ,Num_trecho ) =
Angle_Table_Relig (ang_relig_index);
    end
end
end
Ocorrencia_por_ano
T_recorrencia = 1/Ocorrencia_por_ano
end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

function
[Amplitude_falta,Angulo_falta_graus,Amplitude_passante,Angulo_passante_radi
anos,X_sobre_R_passante] = calcula_curto(km_curto)
% Retorna as amplitudes e ângulos: totais da falta, e componentes passante
no TC
global Llength Sb Vb
global ZA1 ZA2 ZAO ZB1 ZB2 ZB0 ZC1 ZC2 ZC0 Z1_LT_curto Z2_LT_curto
Z0_LT_curto

%CALCULADOS

```



```

Iesq1 = I1*ZParalelo_rd_re1/Zre1;
Iesq2 = I2*ZParalelo_rd_re2/Zre2;
Iesq0 = I0*ZParalelo_rd_re0/Zre0;

% Tensão na barra A
VbarraA1 = 1 - ZA1*Iesq1;
VbarraA2 = -ZA2*Iesq2;
VbarraA0 = -ZA0*Iesq0;

% Tensão na barra E
VbarraE1 = 1 - ZT1*I1;
VbarraE2 = - ZT2*I2;
VbarraE0 = - ZT0*I0;

%Correntes passantes
Ipassante1 = (VbarraA1-VbarraE1) /ZE1;
Ipassante2 = (VbarraA2-VbarraE2) /ZE2;
Ipassante0 = (VbarraA0-VbarraE0) /ZE0;

%Corrente passante total
Ia = (Ipassante0 + Ipassante1 + Ipassante2) * Ibase;
Amplitude_passante = abs(Ia); % Ia_modulo
Angulo_passante_radianos=angle(Ia); % Ia_angulo (angulo em graus)
X_sobre_R_passante = abs(tan(angle(Ia)));

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

function tempo_linearidade = fluxo(arg)
%Retorna o tempo de linearidade para uma falta simples
global FLUXO1 I1F FLUXO2 I2F FLUXO3 I3F L1 L2 L3 R il tempo dt

% Criação dos vetores para execução do loop
%i0(length(il))=0;
fluxo(length(il))=0;
% Inicialização das primeiras iterações
step=1; %iteracao
fluxo(step) = (1/(1 + 0.5*dt*R/L1))*( 0.5*dt*R*il(step) ) ;
%i0(step)=fluxo(step)/L1;

%Inicialização do flag do tempo de linearidade
flag=0;
tempo_linearidade = 1.01*tempo(end);

for step=2:length(il)

    % Troca do valor de indutância
    if abs(fluxo(step-1)) < FLUXO1;
        fluxo (step) = (1/(1 + 0.5*dt*R/L1))* ( fluxo (step-1) +
0.5*dt*R*(il(step)+ il(step-1) - fluxo(step-1)/L1) );
    else
        if abs(fluxo(step-1)) < FLUXO2
            fluxo (step) = (1/(1+0.5*dt*R/L2))*( fluxo (step-1) +
0.5*dt*R*(il(step)+ il(step-1) - I1F - (fluxo(step-1)-FLUXO1)/L2) -
0.5*dt*R*(I1F-FLUXO1/L2) );
            if flag==0
                flag=1;
                tempo_linearidade=tempo(step);
                break

```

```

        end
    else
        fluxo (step) = (1/(1+0.5*dt*R/L3))*( fluxo (step-1) +
0.5*dt*R*(i1(step)+ i1(step-1) - I2F - (fluxo(step-1)-FLUXO2)/L3) -
0.5*dt*R*(I2F-FLUXO2/L3) );
    end
end
end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

function tempo_linearidade = fluxoplot(arg)
%Retorna o tempo de linearidade para uma falta simples
% Arg: um valor qualquer. Aparentemente não pode passar void
global FLUXO1 I1F FLUXO2 I2F FLUXO3 I3F L1 L2 L3 R i1 tempo dt

%Criação dos vetores para agilizar execução do loop
%i0(length(i1))=0;
fluxo(length(i1))=0;

% Inicialização das primeiras iterações
step=1; %iteração
fluxo(step) = (1/(1 + 0.5*dt*R/L1))*( 0.5*dt*R*i1(step) ) ;

%Inicialização do flag do tempo de linearidade
flag=0;
tempo_linearidade = 1.01*tempo(end);

for step=2:length(i1)
    % Troca do valor de indutância
    if abs(fluxo(step-1)) < FLUXO1;
        fluxo (step) = (1/(1 + 0.5*dt*R/L1))* ( fluxo (step-1) +
0.5*dt*R*(i1(step)+ i1(step-1) - fluxo(step-1)/L1) );
        i0(step)=fluxo(step)/L1;
    else
        if abs(fluxo(step-1)) < FLUXO2
            fluxo (step) = (1/(1+0.5*dt*R/L2))*( fluxo (step-1) +
0.5*dt*R*(i1(step)+ i1(step-1) - I1F - (fluxo(step-1)-FLUXO1)/L2) -
0.5*dt*R*(I1F-FLUXO1/L2) );
            i0(step) = I1F + (fluxo(step)-FLUXO1)/L2;
        else
            fluxo (step) = (1/(1+0.5*dt*R/L3))*( fluxo (step-1) +
0.5*dt*R*(i1(step)+ i1(step-1) - I2F - (fluxo(step-1)-FLUXO2)/L3) -
0.5*dt*R*(I2F-FLUXO2/L3) );
            i0(step) = I2F + (fluxo(step)-FLUXO2)/L3;
            if flag==0
                flag=1;
                tempo_linearidade=tempo(step);
            end
        end
    end
    end
    i2(step) = i1(step) - i0(step);
    v(step) = R*i2(step)
end

figure
plot(tempo, fluxo/FLUXO2,'black')
hold on
plot(tempo, max(fluxo/FLUXO2)*i1/max(i1), 'red')

```

```
plot(tempo, max(fluxo/FLUXO2)*i2/max(i2), 'blue')
```

```
figure  
hold on  
plot(tempo, i1, 'red')  
plot(tempo, i2, 'blue')  
plot(tempo, i0, 'green')
```