



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LUCAS MARTINS BELMINO

**MODELAGEM E SIMULAÇÃO DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL PARA
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA NO SOFTWARE ATP**

FORTALEZA
NOVEMBRO DE 2017

LUCAS MARTINS BELMINO

MODELAGEM E SIMULAÇÃO DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL PARA
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA NO SOFTWARE ATP

Monografia desenvolvida no âmbito do Estudo das Proteções dos Sistemas Elétricos de Distribuição de Energia e submetida ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Graduado em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio.

FORTALEZA
FEVEREIRO DE 2017

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

B389m Belmino, Lucas Martins.

Modelagem e simulação da proteção diferencial para transformadores de potência no software ATP /
Lucas Martins Belmino. – 2017.
81 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia,
Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2017.

Orientação: Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio.

1. ATP/ATPDraw. 2. Estudos das proteções. 3. Transformadores de Potência. 4. Proteção Diferencial.
5. Sistema de distribuição de energia. I. Título.

CDD 621.3

LUCAS MARTINS BELMINO

MODELAGEM E SIMULAÇÃO DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL PARA
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA NO SOFTWARE ATP

Monografia desenvolvida no âmbito do Estudo das Proteções dos Sistemas Elétricos de Distribuição de Energia e submetida ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Graduado em Engenharia Elétrica.

Monografia aprovada pelo Programa de Graduação de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará em 06/11/2017

Lucas Martins Belmino

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio
Orientador

Luiz Everardo Ferreira Gentil

José Batista Siqueira Filho

Fellipe Souto Soares

Primeiramente a Deus.
Aos meus pais, Antonio e Sandra.
A minha namorada, Natália.
A todos os meus familiares e amigos.
A todos os professores da graduação.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais Antonio Paz e Sandra Maria que me deram a vida mas, acima de tudo, me ensinaram a vivê-la com dignidade e honestidade sempre dando bons conselhos e indicando bons caminhos, buscando sempre o melhor pra mim e fazendo tudo para o meu bem. Amo vocês acima de tudo neste mundo.

Aos professores do curso de Engenharia Elétrica pelos ensinamentos, lições sobre a vida e exemplo de dedicação e doação, e em especial ao meu orientador, Raimundo Furtado Sampaio, que se dispôs, e muito colaborou para o engrandecimento desta monografia.

Além dos muitos que me ajudaram adicionando conteúdo a este texto e aos conhecimentos que tenho, como meus gestores na Enel – Distribuição Ceará, Luiz Everardo e Lucas Rabelo, o professor José Batista e o Felliipe Souto, que me ajudaram a desbravar o ATPDraw e a todos que nunca colocaram nenhuma barreira para me ajudar a encontrar as informações que precisava.

A minha namorada Natalia Pimentel Lado Ces, que não só aguentava os dias de frustração e preocupação como me motivou durante as noites em claro a continuar escrevendo e continuar melhorando as simulações.

A todos os amigos e colegas de trabalho da Enel pelo incentivo e apoio técnico para realização deste trabalho.

“Só eu sei os desertos que cruzei até aqui”

Quanto vale o show? - Mano Brown

*“Quando se culpa os outros, renuncia-se a
capacidade de mudar.”*

Douglas Adams

*“Os limites só existem se você os deixar
existir.”*

Son Goku

RESUMO

O expansão no sistema de transmissão e distribuição acarreta em um aumento da complexidade dos SEP, que dificulta a execução de estudos de coordenação e, em alguns casos, impossibilita a avaliação da sensibilidade, seletividade e coordenação do sistema com rapidez. Nota-se também a necessidade de uma ferramenta que permita a estudantes da proteção de sistemas elétricos simular a ocorrência de faltas e a atuação das proteções. O objetivo deste trabalho é apresentar o programa ATPDraw como uma ferramenta que permite de forma simples e objetiva simular sistemas complexos permitindo a utilização deste para avaliação da proteção em sistemas de maior complexidade. Além disso, demonstrar a ferramenta como útil para execução de estudos no ambiente acadêmico para aprendizado básico acerca da proteção de sistemas elétricos. Para isso, será realizada a modelagem no ATPDraw do transformador e da proteção diferencial associada a este, além dos TCs de cada fase com sua curva de saturação. Os resultados demonstram a compatibilidade desta ferramenta com o comportamento dos componentes e demonstra as vantagens de desenvolvimento de outras aplicações e estudos com o ATP de forma a tornar mais popular o seu uso e o seu ensino no ambiente acadêmico e empresarial. Além disso, também pode-se observar a atuação da proteção diferencial e sua importância

Palavras Chave: ATP/ATPDraw, Estudos das proteções, Transformadores de Potência, Proteção Diferencial, Sistema de distribuição de energia.

ABSTRACT

The increase in transmission and distribution system leads to an increase in the complexity of the SEP, which makes it difficult to make coordination studies and, in some cases, makes it impossible to rate the sensitivity, selectivity and coordination of the system quickly. It is also noted the need for a tool that allows students of the protection of electrical systems to simulate the occurrence of faults and the performance of the protections. The target of this work is to present the ATPDraw program as a tool that allows in a simple and objective way to simulate complex systems allowing the use of this one to rate the protection in systems of greater complexity. In addition, demonstrate the tool as useful for conducting studies in the academic environment for basic learning about the protection of electrical systems. For this, will be made a model in ATPDraw of the transformer and the associated differential protection, in addition to the CTs of each phase with its saturation curve. The results demonstrate the compatibility of this tool with the behavior of the components and demonstrates the advantages of developing other applications and studies with the ATP in order to make its be used and taught in the academic and business environment. In addition, we can also observe the performance of the differential protection and its importance.

Keywords: ATP / ATPDraw, Protection Studies, Power Transformers, Differential Protection, Power Distribution System.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Zonas de proteção de um sistema de potência	5
Figura 2.2 – Zonas de proteção	6
Figura 2.3 – Representação do transformador em subestação de distribuição	8
Figura 2.4 – Representação da corrente na proteção diferencial.....	10
Figura 2.5 – Representação da corrente na proteção diferencial.....	11
Figura 2.6 – Esquemático da proteção diferencial percentual	12
Figura 2.7 – Característica da curva de operação da proteção diferencial percentual	13
Figura 2.8 – Disjuntor de alta tensão	14
Figura 2.9 – Exemplo de corrente saturada no secundário	15
Figura 2.10 – TPU TD420	16
Figura 3.1 – Entrada da SED IPU.....	19
Figura 3.2 – Diagrama operacional da SED IPU.....	20
Figura 3.3 – Curva de saturação do TC.....	22
Figura 3.4 – Curva de operação do relé Efacec.....	24
Figura 4.1 – SATTRAFO	31
Figura 4.2 – Parâmetros do SATTRAFO	32
Figura 4.3 – Parâmetros de Curva de SATTRAFO	33
Figura 4.4 – Curva de Saturação do SATTRAFO.....	37
Figura 4.5 – Modelo para simulação do TC.....	38
Figura 4.6 – Curva de saturação do TC.....	39
Figura 4.7 – Curva de saturação utilizada	39
Figura 4.8 – Pontos da curva adicionados ao indutor não-linear	40
Figura 4.9 – Curva de saturação do indutor não-linear	40
Figura 4.10 – W1RELAY87T	41
Figura 4.11 – Janela de configuração do W1RELAY87T	42
Figura 4.12 – ABC2PHRH2	43
Figura 4.13 – Janela de configuração do ABC2PHRH2	43
Figura 4.14 – Configuração dos MODELS.....	44
Figura 4.15 – Pontos dentro (Vermelho) e fora (Verde) da zona de atuação.....	45
Figura 4.16 – Pontos da curva de atuação do diferencial	45
Figura 4.17 – Corrente de Operação x Corrente de restrição.....	47

Figura 4.18 – Tensão no primário do Transformador	49
Figura 4.19 – Corrente no primário durante a energização.....	49
Figura 4.20 – Fourier da corrente no primário durante a energização.....	50
Figura 4.21 – Corrente no primário e secundário do Transformador.....	50
Figura 4.22 – Corrente antes e depois do TC	51
Figura 4.23 – Corrente antes e depois do TC, em um curto.	52
Figura 4.24 – Corrente depois do TC, em um curto (sem saturação).	52
Figura 4.25 – Corrente diferencial em curto monofásico	53
Figura 4.26 – Sinalização de Trip dada pelo MODEL	54
Figura 4.27 – Corrente diferencial em curto bifásico.....	54
Figura 4.28 – Sinalização de Trip.....	55
Figura 4.29 – Corrente diferencial em curto trifásico	55
Figura 4.30 – Sinalização de Trip.....	56
Figura 4.31 – Corrente diferencial em curto monofásico externo.....	56
Figura 4.32 – Corrente diferencial em curto bifásico externo	57
Figura 4.33 – Corrente diferencial em curto trifásico externo.....	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Dados do transformador para simulação	21
Tabela 3.2 – Curva de magnetização da chapa de aço silício de grãos orientados da Acesita	22
Tabela 4.1 – Dados para cálculo de parâmetros do SATTRAFO	33
Tabela 4.2 – Dados utilizados no SATTRAFO	36
Tabela 4.3 – Curva de magnetização da chapa de aço silício de grãos orientados da Acesita	36
Tabela 4.4 – Dados da curva de saturação do SATTRAFO	37
Tabela 4.5 – Pontos fora da zona de atuação	44

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLA

SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão
ATP	Alternative Transient Program
TC	Transformador de Corrente
SIN	Sistema Interligado Nacional
SED	Subestação de Distribuição
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
IED	Dispositivo eletrônico inteligente
ASA-ABNT	American Standards Association - Associação Brasileira de Normas Técnicas
IEC	International Electrotechnical Commission

SUMÁRIO

1.	CAPÍTULO 1.....	1
1.	INTRODUÇÃO.....	1
1.1.	Justificativa.....	2
1.2.	Objetivo do trabalho.....	2
1.3.	Metodologia aplicada.....	3
1.4.	Estrutura do trabalho.....	3
	CAPÍTULO 2.....	4
2.	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	4
2.1.	Introdução.....	4
2.2.	Filosofia e requisitos de proteção.....	4
2.2.1.	Requisitos de proteção.....	4
2.2.2.	Zonas de proteção e coordenação de proteções.....	5
2.3.	Transformador de potência.....	7
2.4.	Proteção Diferencial.....	10
2.4.1.	Zona de proteção diferencial.....	10
2.4.2.	Relé diferencial.....	11
2.4.2.1.	Relé diferencial percentual.....	11
2.4.2.2.	Curva de operação.....	12
2.5.	Equipamentos de proteção.....	13
2.5.1.	Disjuntores.....	13
2.5.2.	Transformadores de instrumentos.....	14
2.5.2.1.	Transformadores de Corrente.....	15
2.5.3.	Relés de Proteção digitais.....	16
2.6.	Conclusões.....	17
	CAPÍTULO 3.....	18
3.	METODOLOGIA PARA MODELAGEM E CÁLCULO DO RELÉ DIFERENCIAL.....	18
3.1.	Introdução.....	18
3.2.	ATPDraw.....	18
3.3.	Definição da subestação.....	18
3.4.	Levantamento de dados.....	21
3.4.1.	Dados do Transformador.....	21
3.4.2.	Dados do TC.....	22
3.4.3.	Dados da proteção.....	23
3.4.3.1.	Ligação dos TCs.....	23
3.4.3.2.	Relé de proteção.....	23
3.4.3.3.	A curva de operação.....	23
3.5.	Critérios de calculo.....	24
3.5.1.	Cálculo do Trafo.....	24
3.5.2.	Calculo da curva de atuação.....	29
3.6.	Conclusões.....	30
	CAPÍTULO 4.....	31
4.	MODELAGEM E SIMULAÇÃO DO ESQUEMA DE PROTEÇÃO.....	31

4.1.	Introdução.....	31
4.2.	Transformador de Força.....	31
4.2.1.	Cálculo dos Parâmetro.....	33
4.2.1.1.	Corrente nominal no primário e secundário.....	34
4.2.1.2.	Corrente a vazio.....	34
4.2.1.3.	Impedância do primário e do secundário.....	34
4.2.1.4.	Resistência no primário e no secundário.....	34
4.2.1.5.	Reatância do primário e do secundário.....	35
4.2.1.6.	Indutância do primário e secundário.....	35
4.2.1.7.	Resistência de magnetização (R_{mag}).....	35
4.2.1.8.	Fluxo de Magnetização.....	35
4.2.1.9.	Dados de entrada.....	36
4.2.1.10.	Curva de Saturação.....	36
4.3.	Transformador de Corrente.....	38
4.3.1.	RTCs.....	38
4.3.2.	Curva de saturação.....	38
4.3.3.	Montagem dos TCs.....	41
4.4.	Proteção diferencial.....	41
4.4.1.	Curva de atuação.....	44
4.4.1.1.	Corrente de Operação x Corrente de Restrição.....	47
4.5.	Apresentação e análise dos resultados.....	47
4.5.1.	Transformador.....	49
4.5.2.	Transformador de corrente.....	51
4.5.3.	Proteção diferencial com MODEL.....	53
4.6.	Conclusões.....	58
	CAPÍTULO 5.....	59
5.	CONCLUSÃO E DESENVOLVIMENTO FUTURO.....	59
5.1.	Conclusão.....	59
5.2.	Trabalhos futuros.....	60
	BIBLIOGRAFIA.....	61

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

O crescimento exponencial da população e o desenvolvimento de novas tecnologias tem alavancado a vida humana e permitido ao cidadão desfrutar de uma qualidade de vida melhor do que todos os períodos históricos anteriores. A evolução que tem-se hoje se deve a duas características do mundo moderno que, quando criadas, foram responsáveis por mudanças no paradigma da época e hoje se tornaram essenciais, elas são a criação e crescimento de grandes centros urbanos e a ampla utilização de energia elétrica. (VIEIRA, 2015).

Olhando este novo paradigma observa-se que a energia deve percorrer longas distâncias até o consumidor, o que exige que o sistema de transmissão e distribuição seja cada vez mais extenso e complexo. Desta forma, também torna complexa a estrutura necessária para operação e manutenção do sistema para que este opere sem que ocorram falhas prejudiciais a estabilidade, continuidade e segurança do sistema.

Dentre essas falhas possíveis, destacam-se as que ocorrem nos transformadores, que devido à importância deste equipamento pode gerar grande prejuízo a empresa. Sendo responsável pela mudança de tensão em diversos pontos do sistema elétrico, o transformador é o principal e mais caro elemento da subestação. Nota-se então sua importância pois falhas internas e a consequente desenergização dos circuitos a jusante resultam em uma grande parcela de clientes que serão prejudicados. Além disso, observa-se o prejuízo financeiro direto, que pode vir acontecer caso haja um curto interno nas bobinas do transformador ou caso ocorra um sobreaquecimento interno.

As técnicas de proteção normalmente utilizadas aqui incluem as proteções intrínsecas do transformador, que visam protegê-lo em caso de sobreaquecimentos internos e vazamento de óleo, por exemplo. Para proteção em caso de faltas internas ao equipamento será utilizada a proteção diferencial. Neste ambiente há o uso principalmente da proteção diferencial percentual que leva em consideração os erros devido a relação de transformação, margem de erro dos TCs e diferença angular, por exemplo.

1.1. Justificativa

Constantemente são feitos, tanto no âmbito acadêmico quanto empresarial, estudos relativos a proteção de sistemas elétricos e equipamentos que o compõem. Estes tem como objetivo a manutenção no cumprimento das filosofias de proteção mantendo o sistema operante sem negligenciar o bom funcionamento dos sistemas elétricos, a preservação da segurança de pessoas e equipamentos e o suprimento de energia aos consumidores. Diversos fatores internos e externos, como falhas na operação, vandalismo ou fenômenos naturais podem gerar desenergização das cargas. Ocorrências assim, devem sensibilizar o sistema de proteção de forma que este elimine o defeito de forma rápida e seletiva.

Os transformadores, sendo fundamentais a operação de uma subestação, são responsáveis pelo suprimento de todo o sistema de distribuição de média e baixa tensão.

A proteção diferencial de transformadores é imprescindível a operação segura de qualquer subestação e amplamente utilizada em subestações de distribuição, o que justifica a realização do presente trabalho.

1.2. Objetivo do trabalho

Este trabalho de conclusão de curso tem como objetivo apresentar a modelagem e a simulação de um relé diferencial no ATP (Alternative Transients Program). A modelagem será aplicada a proteção de um transformador de potência da subestação 69-13,8 kV da Enel Distribuidora Ceará, localizada na cidade de IPU-CE.

Os objetivos específicos deste projeto são:

- Avaliar o desempenho da simulação e do software quanto a didática voltada aos conceitos teóricos;
- Modelar e simular a proteção diferencial de transformador utilizando a linguagem MODELS do ATP;
- Avaliar o desempenho da simulação para avaliar a operação de diferentes situações às quais o sistema elétrico está sujeito;

1.3. Metodologia aplicada

A metodologia utilizada para o desenvolvimento deste trabalho abrange:

- a) Apresentação da configuração do sistema da SED IPU;
- b) Levantamento dos dados da subestação, do transformador, dos TCs e parametrização do relé de proteção;
- c) Cálculo os parâmetros de entrada do ATP para o transformador e os TCs;
- d) Determinação dos ajustes da função de proteção com base na ordem de ajuste, determinados pelos critérios da concessionária Enel;
- e) Determinação da curva de corrente de operação x corrente de restrição;
- f) Apresentação da simulação da proteção em casos de falta interna ou externa e sua operação para cada caso.

1.4. Estrutura do trabalho

O presente trabalho está dividido em cinco capítulos, estruturado como se segue.

No Capítulo 2, são abordados os aspectos gerais da proteção de sistemas elétricos incluindo filosofia de proteção, proteções existentes e os equipamentos relacionados a proteção de subestação e transformadores.

No Capítulo 3, são apresentados os aspectos gerais da subestação, além do levantamento dos dados necessários e a demonstração dos critérios de cálculo para os diversos parâmetros de simulação. É apresentada também a forma de parametrização do relé e as configurações para implementação da proteção diferencial de transformador.

No Capítulo 4 são apresentados os parâmetros calculados e a implementação destes no ATP, mostrando os equipamentos utilizados e os cálculos realizados. Além disso, determina-se a proximidade dos dados esperados com o comportamento teórico de cada componente. No quinto e último Capítulo são apresentadas as conclusões do trabalho e desenvolvimento futuro.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Introdução

A proteção do sistema elétrico de potência é feita basicamente por relés com o intuito de proteger equipamentos e pessoas através do monitoramento das grandezas elétricas. Neste capítulo serão abordados os requisitos de proteção e a filosofia que orientam a operação e os estudos, além de apresentar os equipamentos responsáveis pela proteção.

2.2. Filosofia e requisitos de proteção

A proteção do sistema elétrico é majoritariamente realizada através de relés ou IEDs. O relé tem como função identificar os defeitos, localizá-los de forma mais precisa possível e gerar medidas que busquem alertar, sinalizar e, se necessário, isolar o defeito do sistema, garantindo que este mantenha-se operando normalmente.

Desta forma, o sistema de proteção deve:

- Garantir a segurança de profissionais e usuários;
- Impedir que não haja danos a materiais e equipamentos causados pelas condições anormais;
- Desconectar do restante do sistema a menor porção de carga possível para causar o menor impacto ao cliente.

O dispositivo utilizado deve seguir tal filosofia de forma a obter êxito nas funções descritas acima sempre prezando por um desempenho que tenha a capacidade de notar pequenas alterações no sistema, atuando o mais rápido possível, para retirar a menor porção necessária, respeitando as proteções que estão coordenadas a ela. Desta forma o relé deve garantir a confiabilidade, seletividade, coordenação, velocidade e sensibilidade do sistema elétrico.

2.2.1. Requisitos de proteção

A filosofia de proteção do sistema elétrico de potência toma como base os requisitos de proteção os quais são: Confiabilidade; Seletividade, Coordenação, Velocidade, Sensibilidade.

Confiabilidade é definida como a probabilidade de que a proteção funcione corretamente quando for necessária a sua atuação e não atuar nas demais situações. Desta

forma, a proteção deve se reter a faltas que ocorram dentro da sua zona de proteção. (RUSH, 2011).

Seletividade é a habilidade de identificar situações onde haja funcionamento anormal detectando os níveis normais ou o limiar aonde a proteção deve atuar. Buscando que haja uma atuação na menor porção de carga possível. (RUSH, 2011).

Coordenação é o efeito de organizar dois ou mais equipamentos de proteção em ordem definida de forma que estes atuem em uma ordem pré-estabelecida. Logo, é o ato de parametrizar esses equipamentos para que estes, independentemente do local da falta, respeitem a ordem definida. (RUSH, 2011).

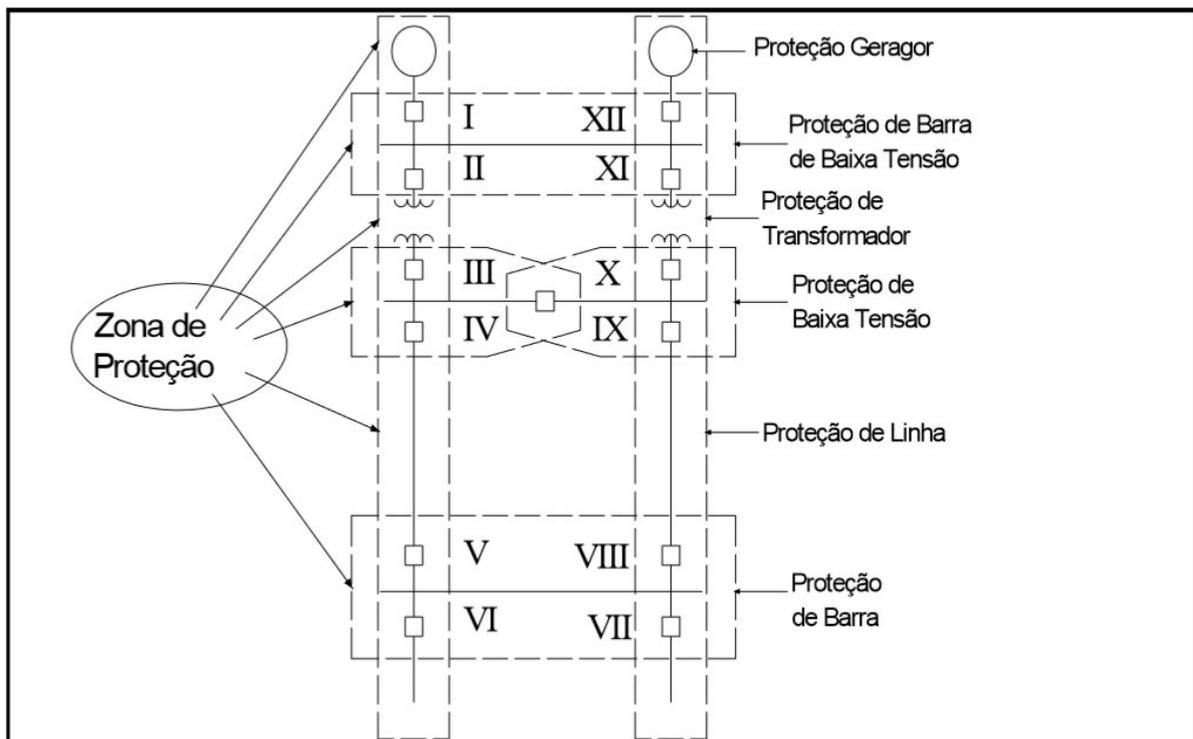
Velocidade reflete-se na busca pela capacidade de efetuar o desligamento da área defeituosa no menor tempo possível. (RUSH, 2011).

Sensibilidade é a capacidade de obter, no limite entre a operação e a não operação, a menor margem de erro possível. Tornando a proteção capaz de notar variações dentro da zona de atuação da proteção. (RUSH, 2011).

2.2.2. Zonas de proteção e coordenação de proteções

As zonas de proteção de um relé são as regiões de sensibilidade, como na Figura 2.1.

Figura 2.1 – Zonas de proteção de um sistema de potência

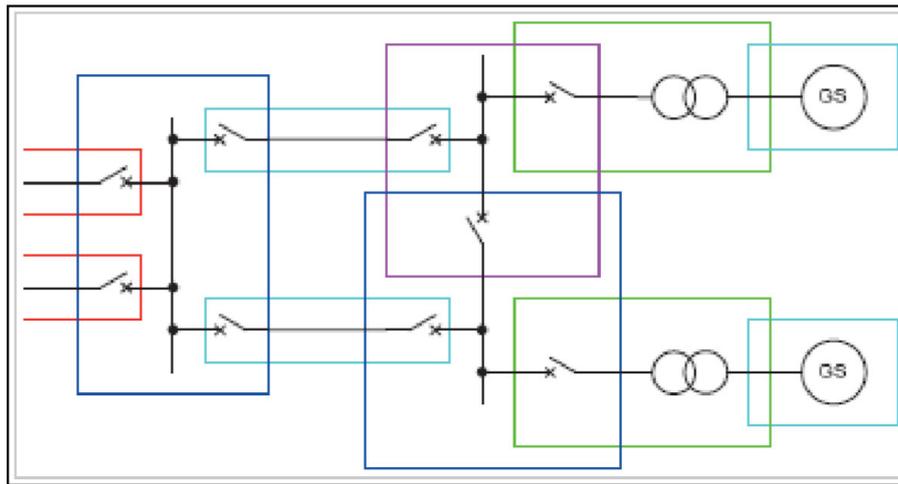


Fonte: (COTOSCK, 2007)

Dentro da zona de proteção estão delimitadas as áreas de abrangência de cada proteção, logo, deve-se determinar a sensibilidade destas de tal forma que as faltas sejam retiradas, desenergizando o menor número possível de circuitos.

O sistema que deseja obter eficiência deve possuir as propriedades básicas requeridas assim, ele deve ser dividido em zonas de proteção centradas no equipamento de proteção. As zonas devem ter regiões sobrepostas para eliminar as zonas mortas que podem não ser detectadas por proteções subsequentes. (COTOSCK, 2007).

Figura 2.2 – Zonas de proteção



Fonte: (RUSH, 2011)

O aumento da sensibilidade da proteção, e portanto, o aumento na zona de proteção, permitiu a implementação de zonas de backup que por abrangerem áreas protegidas por outras zonas funcionam de forma complementar para garantir a proteção. Medidas assim garantem uma segurança maior na operação, sem influência na qualidade do fornecimento, no entanto a operação de retaguarda será, obrigatoriamente, mais lenta e, por definição, gera uma maior desconexão. (COTOSCK, 2007).

Inicia-se assim a necessidade de avaliação do tempo de atuação para cada proteção visando que exista uma margem de tempo entre proteções complementares. Esta margem deve ser de tal forma que permita uma operação coordenada, sendo necessário antever atrasos que não representem falha na atuação da proteção principal, como:

- a) O tempo de interrupção da corrente (extinção do arco);
- b) Erros de ajuste de tempo do relé;
- c) Tempo de inércia do relé;
- d) Erros de TC;

Analisando estes pontos, inicialmente, devido às características associadas a relés eletromecânicos tomou-se 0,5s como margem de coordenação normal. Passando, atualmente, até a 0,3s devido ao advento de disjuntores modernos e o avanço na tecnologia dos relés e IEDs. (COTOSCK, 2007).

2.3. Transformador de potência

Os transformadores de média potência, 3 a 50 MVA, aplicados nas subestações distribuidoras de energia são projetados para baixar os níveis de tensão de transmissão para os níveis de tensão de distribuição. Devido às características particulares de cada cliente, podem ser desenvolvidos de forma customizada a depender da aplicação. Seguindo as normas de especificação, os transformadores de potência são projetados com proteções intrínsecas, entre as quais estão:

- Relé de gás ou *buchholz* (código ANSI 63);
- Válvula de alívio de pressão (código ANSI 63A);
- Relé de temperatura do óleo (código ANSI 71);
- Relé de temperatura do enrolamento (código ANSI 49);
- Relé de nível do óleo (código ANSI 26);
- Relé de fluxo do óleo do Comutador Derivação sob Carga (código ANSI 80);

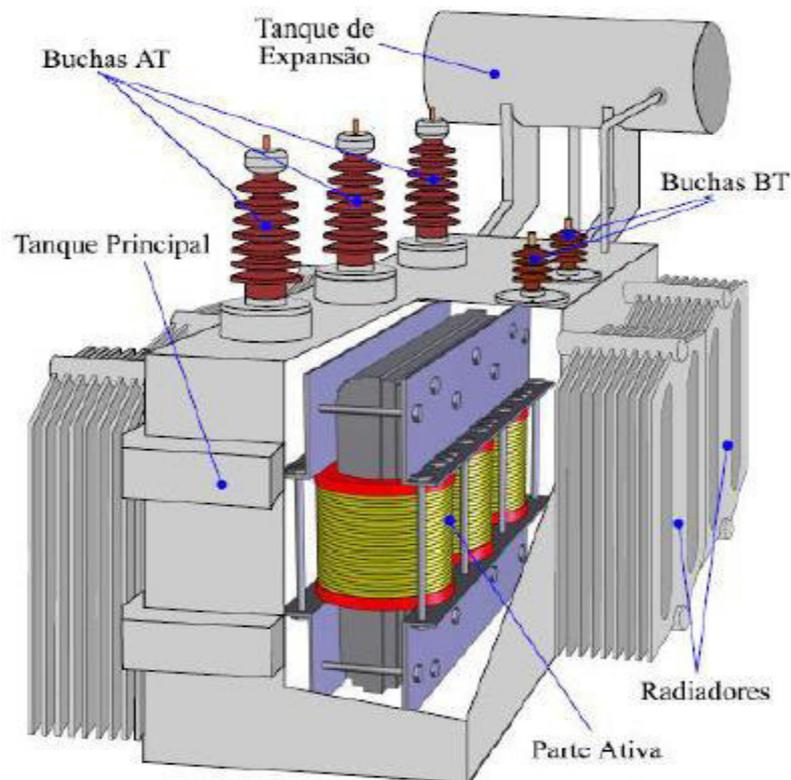
Além das proteções intrínsecas, o transformador de potência, a depender da filosofia de proteção da empresa, deve ser protegido por relés de proteção de sobrecorrente e relé diferencial. Na Figura 2.3 é apresentado o esquema de proteção do vão de transformador da SED IPU, descrita no item 3.3.

O transformador de potência possui as seguintes partes principais:

- Tanque de expansão ou conservador;
- Comutador de Derivação em carga (CDC) ou comutador de derivação sem carga;
- Radiadores;
- Sistemas de ventilação forçada;
- Buchas;
- Desumificador de Ar à Sílica Gel.

Na Figura xx é apresentado uma foto de um transformador de potência ilustrando suas principais partes.

Figura 2.4 – Representação do transformador em subestação de distribuição



Fonte: <http://4.bp.blogspot.com/> - Acesso: 17 de dezembro de 2017

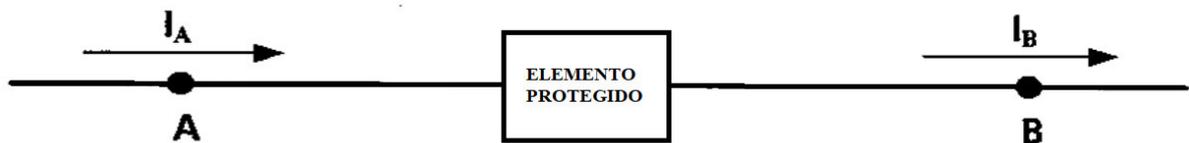
Os dados fornecidos pelo fabricante permitem o cálculo dos parâmetros para simulação necessitando, no entanto, do uso de conceitos sobre transformadores para adequá-los a modelo utilizado.

2.4. Proteção Diferencial

A proteção diferencial é amplamente utilizada em diversos equipamentos do sistema elétricos de potência, voltada principalmente àquele que, em caso de faltas, causam maiores prejuízos, tais como geradores, transformadores e linhas de transmissão. Dentre estes danos incluem-se defeitos em um equipamento de alto custo, desenergização de grandes blocos de carga e danos a ambiente e a terceiros.

Segundo a primeira lei de Kirchhoff, em um nó, a soma das correntes elétricas que entram é igual a soma das correntes que saem. Por essa lógica o elemento protegido pode ser considerado como um nó, já que podem ser determinadas todas as correntes de entrada e de saída do mesmo. Como representado na Figura 2.5.

Figura 2.5 – Representação da corrente na proteção diferencial



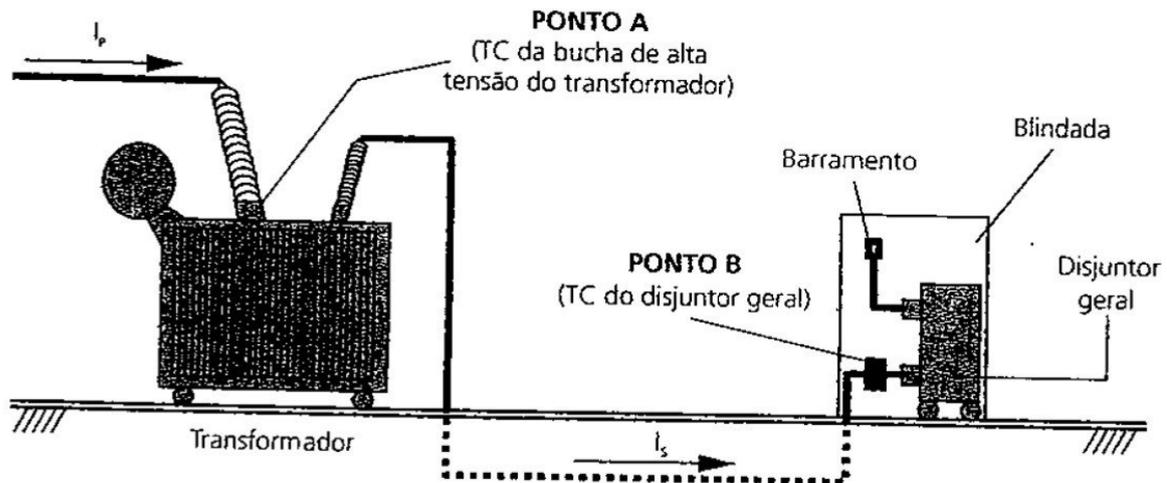
Fonte: Adaptado de (LIGHT, 2007)

Se neste trecho houver proteção diferencial, esta deve atuar sempre que a corrente no ponto A for diferente da corrente no ponto B, levando em conta a proporcionalidade. Em resumo, a proteção faz uma comparação entre os valores das correntes que entram e saem de um determinado trecho, atuando sempre que houver diferença entre as duas.

2.4.1. Zona de proteção diferencial

Na prática, a zona de proteção é delimitada pelos pontos A e B, respectivamente, o conjunto de TCs de alta e de média tensão. No ponto A, representado na Figura 2.6, localiza-se os TCs de alta tensão do transformador (TC tipo bucha), localizado em sua bucha do primário.

Figura 2.6 – Representação da corrente na proteção diferencial



Fonte: (LIGHT, 2007)

No ponto B, o conjunto de TCs localiza-se na entrada dos disjuntores gerais (TC tipo janela, pedestal ou barra). Assim, sempre que a corrente que chega pela bucha do transformador for diferente da corrente que chega aos disjuntores, caracteriza-se um defeito interno a zona, sendo necessária a operação da proteção para retirar o defeito. (LIGHT, 2007).

2.4.2. Relé diferencial

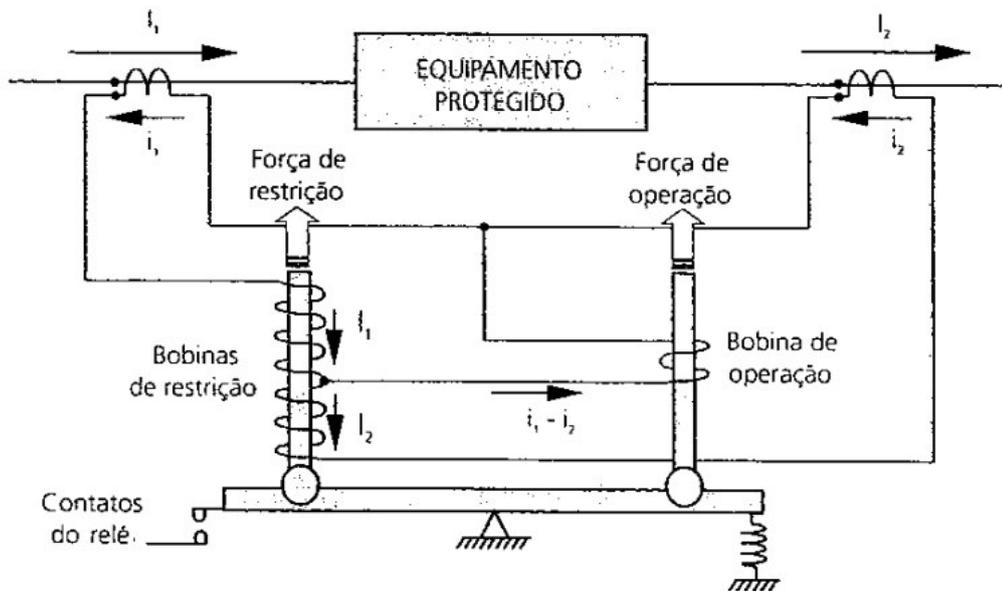
Como citado anteriormente, o relé diferencial será o dispositivo responsável pela operação quando o valor da corrente diferencial for superior ao valor seguro. Pode-se utilizar diversas montagens de forma a gerar uma operação semelhante à proposta. Os principais, no entanto, são o relé diferencial amperimétrico e o percentual. (TAVARES, 2013).

O relé diferencial amperimétrico trata-se de um relé de sobrecorrente instantâneo, enquanto o relé diferencial percentual segue um modelo que busca uma melhor performance ao evitar erros causados pelos TCs. (TAVARES, 2013).

2.4.2.1. Relé diferencial percentual

Os TCs podem gerar problemas na operação do relé diferencial devido aos erros de transformação que, dependendo do modelo, podem variar entre 2,5%, para TCs utilizados na tarifação, e 10%, para TCs utilizados na proteção. Desta forma, o relé diferencial, utilizado principalmente para proteção de transformadores, gera um equilíbrio que pode ser representado pela analogia da Figura 2.7, onde a força de restrição e a de operação são balanceadas para controlar o contato do relé.

Figura 2.7 – Esquemático da proteção diferencial percentual



Fonte: (LIGHT, 2007)

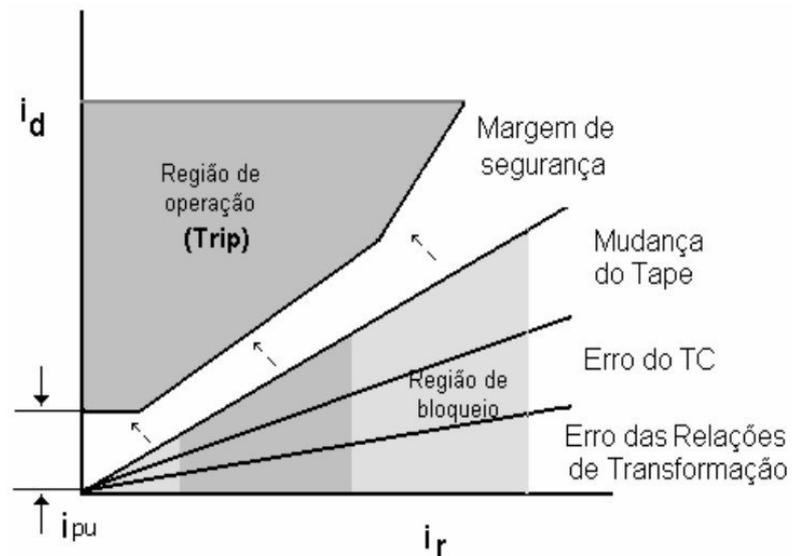
2.4.2.2. Curva de operação

Observando a carga e o comportamento dos componentes utilizados, deve-se dimensionar a curva do relé de tal forma que separe as zonas de atuação e não-atuação da proteção para todas as correntes de operação e restrição na zona protegida, conforme mostrado na Figura 2.8.

Em casos que é realizada a proteção de transformadores de força, é preciso observar erros ocasionados:

- Pela mudança de TAPE;
- Pelos erros do TC;
- Por erros na mudança da relação de transformação.

Figura 2.8 – Característica da curva de operação da proteção diferencial percentual



Fonte: (BERNARDES, 2006)

Cada erro apresentado na Figura 2.6, devido ao seu caráter percentual, resulta em um aumento da corrente diferencial em casos que não deveria ocorrer atuação. Este aumento é linear acompanhando a corrente de restrição, ou seja, o aumento da carga ligada ao transformador, resulta em uma corrente diferencial superior, o que, caso não seja levado em consideração, poderia resultar em atuação indevida.

2.5. Equipamentos de proteção

Segundo (LIGHT, 2007), os equipamentos utilizados para realizar a proteção diferencial são: os disjuntores, responsáveis pela retirada do equipamento do sistema, os transformadores de corrente, responsáveis por transformar as medidas em valores que podem ser adquiridas pelo equipamentos de proteção e medição, e o relé digital, responsável pela aquisição e processamento das medidas afim operar o disjuntor.

2.5.1. Disjuntores

Os disjuntores são dispositivos que tem a função de seccionar circuitos elétricos e que tem a capacidade de operar em carga ou em curto-circuito. (COTOSCK, 2007).

Devem possuir então bobinas de abertura e fechamento que permitem, ao serem energizadas, o controle dos contatos principais, interrompendo a passagem de corrente. O disjuntor tem que ser capaz de extinguir o arco elétrico gerado, sem causar danos a equipamentos próximos ou ao seu próprio funcionamento. (COTOSCK, 2007).

O disjuntor possuem também contatos auxiliares que são responsáveis por informar aos equipamentos da SED o estado atual (aberto ou fechado) de seus contatos principais. (COTOSCK, 2007).

Na Figura 2.9 abaixo é apresentada uma foto de um disjuntor.

Figura 2.9 – Disjuntor de alta tensão



Fonte: <<http://pt.dreamstime.com>>. Acesso em: 09 novembro 2017

2.5.2. Transformadores de instrumentos

As grandezas do sistema elétrico aumentam a medida que se expande a quantidade de clientes e a potência que passa pelo SIN. Os sistemas precisam de equipamentos que façam a conversão das medidas de forma confiável para que possa haver um controle adequado dos equipamentos. (LIGHT, 2007)

Como é inviável a medição dessas grandezas, são utilizados transformadores de instrumentos que tem o intuito de:

- Proporcionar o isolamento entre o circuito de alta tensão e os instrumentos;
- Padronizar a fabricação dos relés e medidores.

Praticamente são medidas duas grandezas principais:

- Tensão, através dos Transformadores de Potencial;
- Corrente, através dos Transformadores de Corrente.

2.5.2.1. Transformadores de Corrente

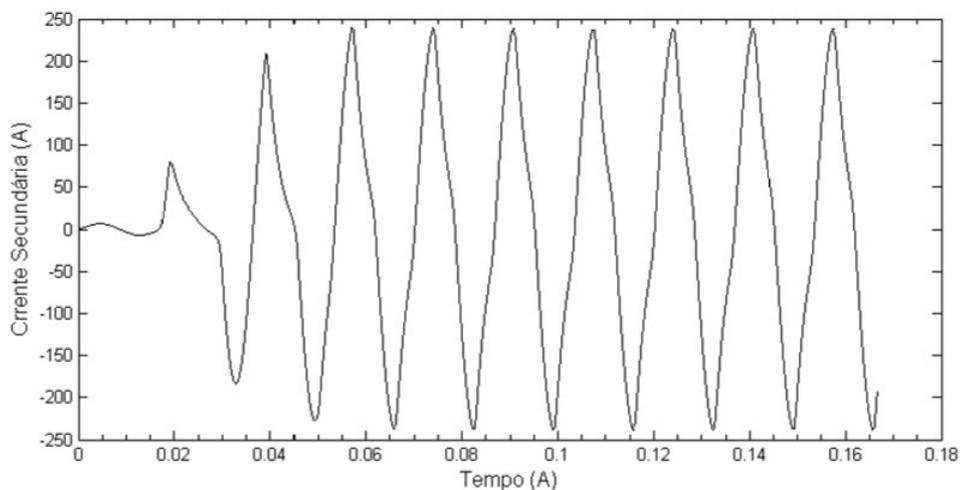
Os transformadores de corrente são responsáveis por reduzir a corrente a níveis compatíveis com os instrumentos de medição e proteção. A classe de exatidão utilizada em TCs de proteção pode ser 2,5%; 10,0%, sendo este último o mais utilizado nas concessionárias. (COTOSCK, 2007).

O equipamento tem corrente nominal no secundário definida de 1A e 5A. Embora não haja limite para a corrente no primário, como será exemplificado mais a frente, valores superiores a 20 vezes a corrente nominal podem gerar saturação do equipamento e erros superiores a classe de exatidão. (COTOSCK, 2007).

Curva de saturação

A curva de saturação de um TC em muito se assemelha a curva do transformador. No entanto seu maior impacto ocorre quando o valor da corrente no primário ultrapassa 20 vezes a corrente nominal do equipamento, gerando a saturação vista na Figura 2.10.

Figura 2.10 – Exemplo de corrente saturada no secundário do TC



Fonte: (SOARES, 2015)

O TC deve ser dimensionado de forma a evitar que ocorra saturação, permitindo ao instrumento de medição ou proteção uma correta avaliação das dimensões das correntes em campo.

2.5.3. Relés de Proteção digitais

A evolução nas técnicas de processamento de dados aprimorou-se para tornar a proteção de sistemas de potência mais segura. Inicialmente, na chamada primeira geração, eram utilizados transistores, seguido pela utilização de integradores e circuitos amplificadores da segunda geração. Em função da evolução dos microprocessadores, surgem os dispositivos eletrônicos inteligentes (IED) que permitem não somente o monitoramento da corrente e a utilização de uma proteção, mas exercer várias funções, abrangendo: medição, proteção, controle, supervisão e comunicação de dados amostrados e registro de eventos. (COTOSCK, 2007). Desta forma, os IED de proteção tornam-se parte importante no sistema de automação das subestações, por transmitir ao sistema de supervisão as grandezas elétricas, os eventos registrados e estados de equipamentos em campo.

Dentro deste contexto, na Figura 2.11 é apresentado o IED de proteção diferencial, modelo TPU TD-420, de fabricação da Efacec Sistemas de Electrónica, S.A, utilizado na subestação de Ipu. A TPU TD420 foi projetada com função de proteção e unidade terminal de controle de transformadores de dois enrolamentos para subestações de distribuição. O TD-420 realiza um grande gama de funções de proteção e automação, com opções programáveis pelo utilizador, oferecendo grande precisão de regulação nas correntes, temporizações e nas características opcionais. (EFACEC, 2005).

Figura 2.11 – TPU TD420



Fonte: (EFACEC, 2005)

2.6. Conclusões

Neste capítulo foram abordadas as características fundamentais da proteção de equipamentos elétricos incluindo: Filosofia de proteção, zonas de proteção, equipamentos de proteção e proteção diferencial. A proteção diferencial foi descrita buscando explicitar sua necessidade e exemplificar seus usos, incluindo informações sobre sua forma de atuação e o relé diferencial. No próximo capítulo será discorrido sobre a metodologia utilizada para a modelagem e os cálculos associados ao relé diferencial.

CAPÍTULO 3

METODOLOGIA PARA MODELAGEM E CÁLCULO DO RELÉ DIFERENCIAL

3.1. Introdução

Neste capítulo são apresentadas as atividades desenvolvidas na etapa de planejamento e projeto do sistema proposto que inclui:

- Escolha do ATPDraw como ferramenta para modelagem dos transitórios e simulação da proteção.
- Definição da subestação utilizada como referência nos cálculos do ajuste de proteção;
- Levantamento dos dados dos equipamentos;
- Definição dos critérios de cálculo.

3.2. ATPDraw

O estudo dos transitórios é muito útil para estudos de proteção, pois mesmo que algumas características tenha tempos menores que um ciclo, esta característica pode ocasionar erros na atuação de diversos equipamentos. O ATPDraw é um pré-processador gráfico e orientado por mouse para a versão ATP (Alternative Transient Program) do Programa de Transitórios Eletromagnéticos (EMTP) na plataforma MS-Windows. O ATPDraw permite ao usuário construir um circuito elétrico, através da sua plataforma, utilizando modelos de componentes (Transformadores, linhas de transmissão, chaves, fontes) pré-definidos. O ATPDraw cria automaticamente o arquivo de entrada correspondente do ATP e exporta os dados de saída por meio de um arquivo com extensão .lix e de plotagem em .pl4.

O ATPDraw tem disponível uma grande quantidade de componentes (monofásicos e trifásico) pré-definidos, assim como alguns TACS padrão. Além destes recursos, o usuário também pode fazer uso da linguagem MODELS para criar novos componentes e aumentar a gama de possibilidades de simulação.

Neste trabalho o ATPDraw foi utilizado na modelagem do esquema de proteção diferencial da subestação descrita a seguir.

3.3. Definição da subestação

Após escolhida a ferramenta de modelagem foi escolhida a subestação distribuidora (SED) localizada na CE-329, no município de Ipu-CE. Na Figura 3.1 é mostrada a entrada da SED Ipu, construída em 2014 com o intuito de melhorar o suprimento de energia

ao município de cerca de 40 mil habitantes que corresponde atualmente a cerca de 17 mil clientes.

Figura 3.1 – Entrada da SED IPU



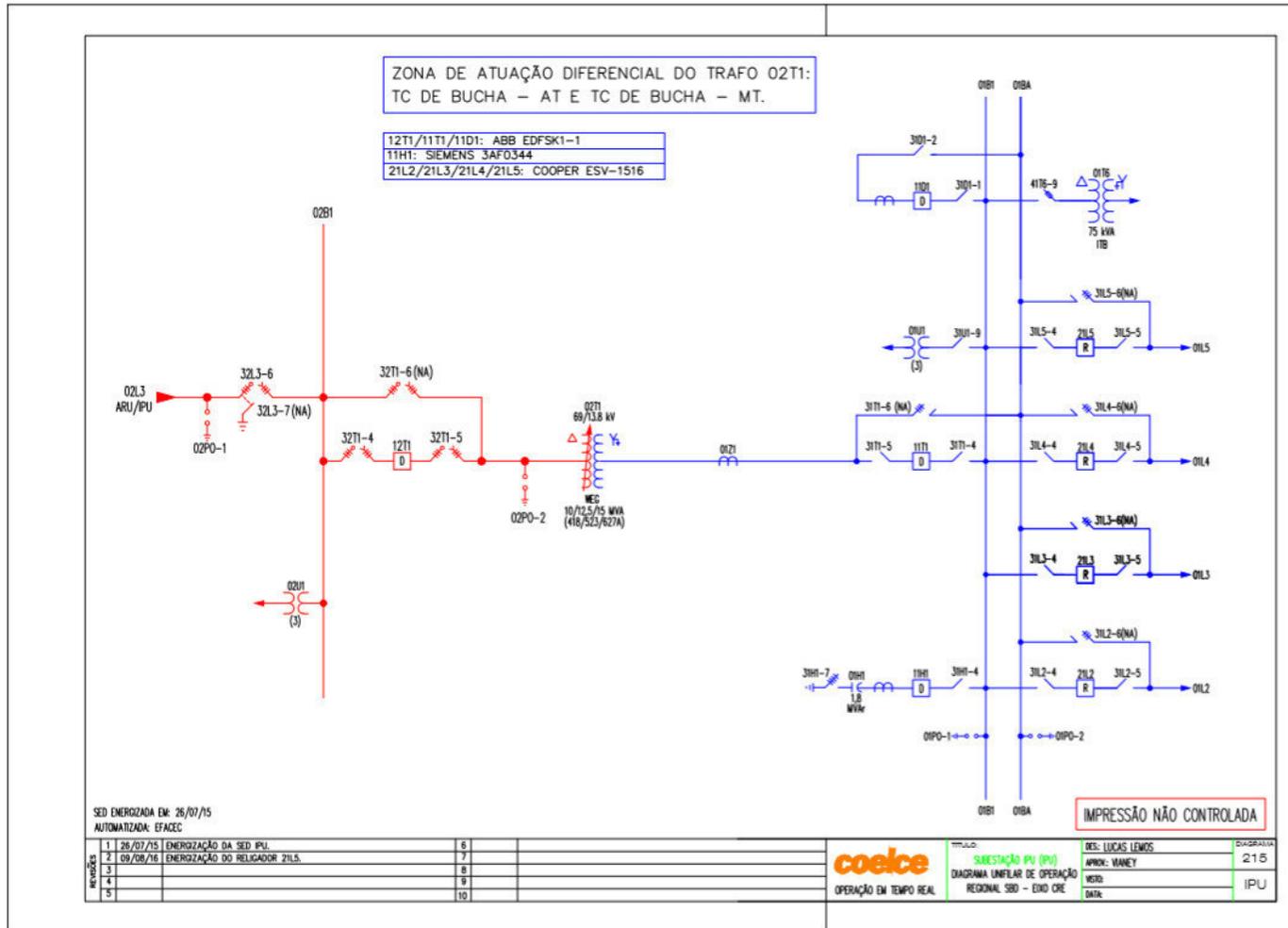
Fonte: <<http://www.reporterfranciscojose.com.br>>. Acesso em: 06 novembro 2017

A SED IPU é uma subestação de médio porte, suprida pela linha de transmissão, 02L3, oriunda da SED Araras (ARU). Esta subestação possui um barramento simples no lado de alta tensão e um barramento principal e de transferência no lado de média tensão.

O disjuntor de transferência possui um relé associado que proporciona a manutenção do disjuntor geral de barra e dos religadores dos quatro alimentadores sem que haja prejuízos à população. O vão de transformação possui um transformador 69-13,8 kV, potência 10/12,5 MVA, de fabricação WEG.

Por se tratar de uma subestação de pequena complexidade, não tendo mais de um transformador em paralelo, por exemplo, e menor número de alimentadores e entradas/saídas de linhas permite simplificar a modelagem sem se prolongar em outras explicações fora a didática do programa e a simulação da proteção. Na Figura 3.2 é apresentado o diagrama unifilar operacional da subestação, com *bays* citados acima.

Figura 3.2 – Diagrama operacional da SED IPU



Fonte: Disponibilizado pela concessionário Enel

3.4. Levantamento de dados

3.4.1. Dados do Transformador

Para a simulação adequada no ATPDraw é necessário obter dados sobre o transformadore utilizado, eles são:

- Potência do transformador;
- Tensão do primário e do secundário;
- Frequência;
- Impedância;
- Resistência;
- Corrente a vazio;
- Curva de Saturação.

A potência, as tensões e a frequência são ligadas diretamente ao transformador comprado e tem pouca variância quando comparados a outros similares. No entanto, quanto a impedância, resistência e corrente, os parâmetros são mais dependentes de outra variáveis, logo se torna mais confiável utilizar de dados obtidos através de ensaios no próprio equipamento. Para obtenção destes, será tomado como base ensaio realizado no equipamento e o catálogo do equipamento contidos no Anexo III.

Os dados utilizado, como vemos na Tabela 3.1, serão:

Tabela 3.1 – Dados do transformador para simulação

Definição	Valor	Unidade
Potência Nominal Aparente	10000	kVA
Tensão no enrolamento primário	69	KV
Tensão no enrolamento secundário	7.967	kV
Frequência	60	Hz
Impedância	7.04	%
Resistência	2.93	%
Corrente a Vazio	0.46	%

Fonte: Elaborado pelo autor

A curva de saturação embora tenha grande número de variáveis associadas ao seu comportamento, pode-se aproximar através do material que compõe o núcleo. (PARRA, 2012).

Assim, será utilizada curva da chapa de aço silício de grãos orientados da Acesita, descrita pelos dados da Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Curva de magnetização da chapa de aço silício de grãos orientados da Acesita

H [A/m]	B [T]
6.684	0.2
11.099	0.4
17.729	0.8
23.805	1.2
31.495	1.4
64.166	1.6
136.311	1.7
946.842	1.85
7419.427	2
30000	2.1

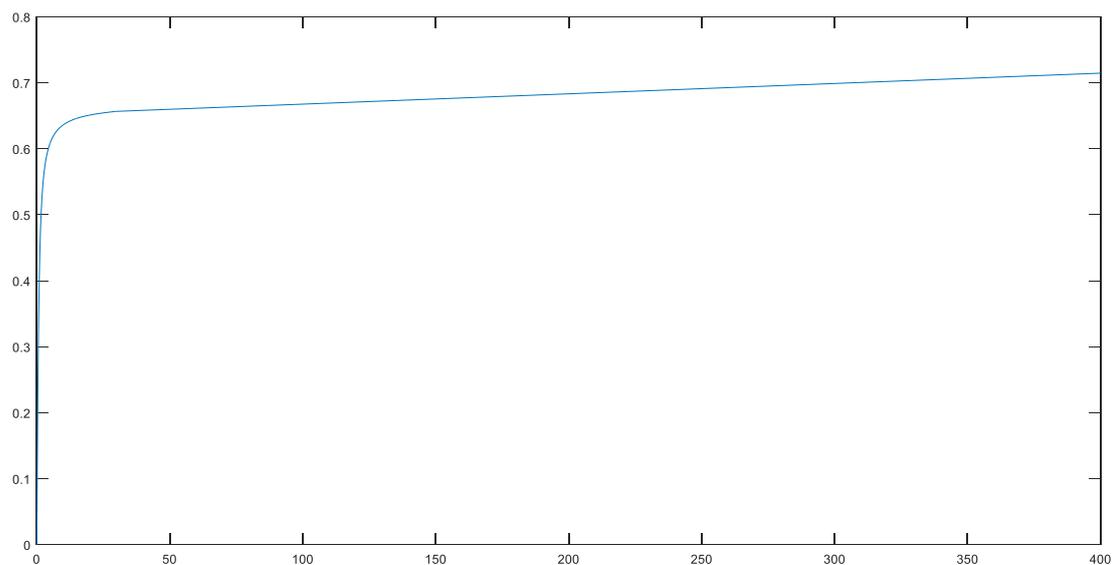
Fonte: Elaborado pelo autor

Com a curva definida pode-se dimensionar a curva de Corrente x Fluxo, que será utilizado no ATPDraw.

3.4.2. Dados do TC

A simulação adequada para um transformador de corrente necessitará da curva de saturação obtida através de simulação em (SOARES, 2015) seguindo uma montagem que simule o comportamento de forma adequada, como visto na Figura 3.4.

Figura 3.3 – Curva de saturação do TC



Fonte: (SOARES, 2015)

3.4.3. Dados da proteção

3.4.3.1. Ligação dos TCs

A concessionária já utiliza de montagem padronizada para este equipamento sendo feita a ligação em estrela dos TCs de cada fase, desta forma não é feita a correção da diferença angular gerada pelo transformador necessitando que o relé esteja pronto para analisar as medidas de forma correta.

3.4.3.2. Relé de proteção

Como pode ser consultado na Ordem de Ajuste de Proteção (OAP) da concessionária Enel, o relé utilizado para a proteção diferencial é o TPU TD420 de fabricante portuguesa Efacec.

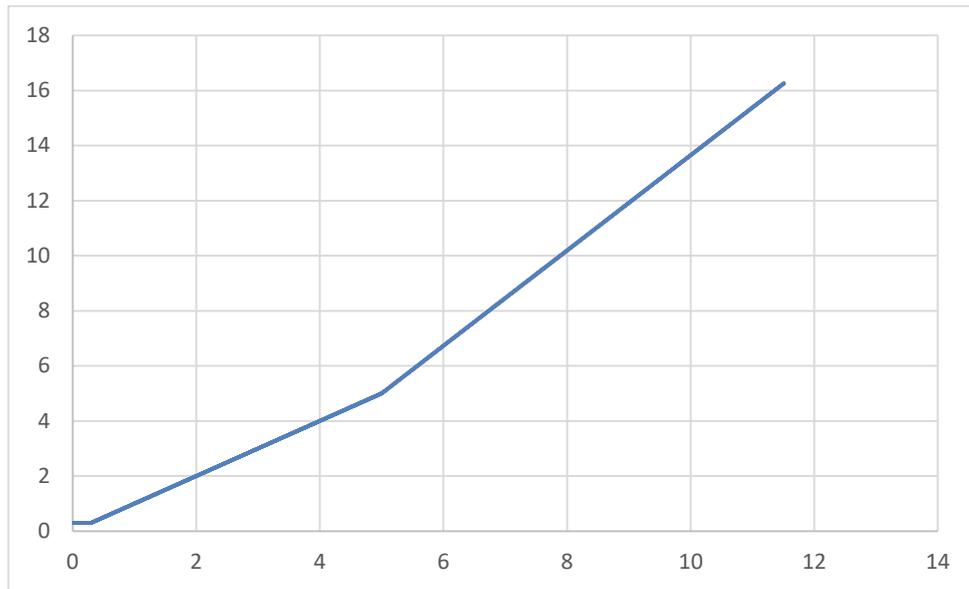
3.4.3.3. A curva de operação

Definida pela área de estudos, a curva de Corrente de Operação x Corrente de Restrição será definida pelos seguintes parâmetros:

- Serão considerados os valores do secundário dos TC;
- A corrente de restrição será calculado pela média das correntes relativas ao primário e ao secundário de uma mesma fase;
- A corrente de operação será a soma das correntes descritas acima;
- Serão definidas duas curvas, de inclinação 1 e 1.73 que devem se cruzar no ponto 5A de corrente de restrição;
- Os pontos que encontram acima da curva resultante serão definidos como pontos de atuação e os pontos abaixo, pontos de não-atuação.

Na Figura 3.5 tem-se um exemplo de curva de operação seguindo o passo-a-passo supracitado.

Figura 3.4 – Curva de operação do relé Efacec



Fonte: Elaborado pelo autor

3.5. Critérios de calculo

3.5.1. Cálculo do Trafo

Tendo em vista determinar os parâmetros solicitados pelo ATPDraw para simulação do transformador serão utilizados os valores obtidos no levantamento de dados:

- Potência Nominal Aparente;
- Tensão no enrolamento primário;
- Tensão no enrolamento secundário;
- Frequência do sistema;
- Impedância [%];
- Resistência [%];
- Corrente a vazio.

Os dados supracitados são utilizados como parâmetros de entrada.

Relação de Transformação

Sendo basicamente a relação entre as tensões do primário e secundário, esta medida permite também calcular a relação entre as correntes nas bobinas e a refletir as impedâncias do primário e do secundário.

$$\alpha = \frac{V_p}{V_s}$$

Em que:

- $\alpha = \text{Relação de transformação.}$

Corrente nominal no primário e secundário

Corrente nominal no primário e no secundário são obtidas através da potência nominal aparente e da tensão nominal no primário:

Como:

$$S = V * I$$

Logo:

$$I_{np(f)} = \frac{S_{1\phi}}{V_p}$$

O valor acima representa a corrente na bobina, então:

$$I_{np} = \sqrt{3} * I_{ns(f)}$$

Da mesma forma:

$$I_{ns} = \frac{S_{1\phi}}{V_s}$$

Em que:

- $I_{ns} = \text{Corrente de fase no secundário;}$
- $I_{np} = \text{Corrente de fase no primário;}$
- $S_{1\phi} = \text{Potência monofásica;}$
- $V_p = \text{Tensão de fase no primário;}$
- $V_s = \text{Tensão de fase no secundário.}$

Corrente a vazio

Corrente a vazio de um transformador pode variar entre 0.2% e 2% da corrente nominal. Em transformadores acima de 300MVA, a corrente é em torno de 0.2%. (PARRA, 2012).

Sendo a energização do ensaio realizada pelo primário, tem-se que:

$$I_{0(RMS)} = \frac{S_{1\phi}}{V_p} * \frac{I_0\%}{100}$$

No entanto, é necessário no ATP inserir o valor de pico desta corrente, logo:

$$I_{0(pico)} = \sqrt{2} * I_{0(RMS)}$$

Em que:

- $I_{0(RMS)}$ = Corrente a vazio (valor RMS);
- $I_{0(pico)}$ = Corrente a vazio (valor de pico).

Impedância do primário e do secundário

Para determinar essas impedâncias será necessário conceituar a impedância de curto-circuito. Esta impedância, normalmente expressa em porcentagem, é obtida através do ensaio de curto-circuito aplicando uma porcentagem da tensão nominal, o que deve ser convertido para os valores base da tensão e potência nominal do enrolamento.

Com este valor, tem-se a relação entre a impedância base e a impedância do enrolamento:

No primário, tem-se:

$$Z_{base(p)} = \frac{V_p^2}{S_{1\phi}}$$

Obtendo:

$$Z_P = \frac{V_p^2}{S_{1\phi}} * \frac{Z_{cc}[\%]}{2 * 100}$$

No secundário:

$$Z_{base(s)} = \frac{V_s^2}{S_{1\phi}}$$

e

$$Z_S = \frac{V_s^2}{S_{1\phi}} * \frac{Z_{cc}[\%]}{2 * 100}$$

Em que:

- $Z_{base(p)} = \text{Impedância base no primário};$
- $Z_{base(s)} = \text{Impedância base no secundário};$
- $Z_{cc} = \text{Impedância no ensaio de curto – circuito};$
- $Z_P = \text{Impedância no primário};$
- $Z_S = \text{Impedância no secundário}.$

Resistência no primário e no secundário

A resistência do primário e do secundário pode ser estimada com o valor de $R\%$ obtido no ensaio e a impedância base, tem-se que:

Para o enrolamento primário:

$$R_P = \frac{R\%}{2 * 100} * Z_{base(p)}$$

Enrolamento secundário:

$$R_S = \frac{R_P}{\alpha^2}$$

Em que:

- $R\% = \text{Resistência percentual no primário};$
- $R_P = \text{Resistência no primário};$
- $R_S = \text{Resistência no secundário}.$

Reatância do primário e do secundário

A reatância pode então ser calculada fazendo usa da relação:

$$Z^2 = R^2 + X^2$$

Logo, a reatância no primário pode ser expressa por:

$$X_P = \sqrt{Z_P^2 - R_P^2}$$

Então, para o secundário tem-se que:

$$X_S = \sqrt{Z_S^2 - R_S^2}$$

Em que:

- $X_P = \text{Reatância no primário};$
- $X_S = \text{Reatância no secundário}.$

Indutância do primário e secundário

Indutância é calculada com base nos valores das reatâncias, respeitando a relação:

$$X [mh] = L * 2\pi f * 1000$$

No enrolamento primário, tem-se:

$$L_P = \frac{X_P}{2\pi f} * 1000$$

O mesmo vale para o secundário, tem-se que:

$$L_S = \frac{X_S}{2\pi f} * 1000$$

Em que:

- $f = \text{Frequência};$
- $L_P = \text{Indutância no primário};$
- $L_S = \text{Indutância no secundário}.$

Resistência de magnetização (Rmag)

Com o valor da corrente a vazio, pode-se estimar as perdas no núcleo, ou a Potência a vazio, sob a seguinte equação:

$$P_0 = V_P I_{0(RMS)} \cos \varphi_0$$

Desta forma, a resistência necessária para magnetizar o núcleo será:

$$R_{mag} = \frac{V_P^2}{P_0}$$

Em que:

- $R_{mag} = \text{Resistência de magnetização};$
- $P_0 = \text{Potência a vazio}.$

Fluxo de Magnetização

O fluxo (de pico) concatenado no ramo magnetizante em regime permanente pode ser definido pela expressão:

$$\lambda_0 = \frac{V_p \sqrt{2}}{2\pi f}$$

Em que:

- $\lambda_0 = \text{Fluxo de magnetização (pico)}$.

3.5.2. Cálculo da curva de atuação

A curva de atuação diferenciará as diferentes correntes de operação e restrição de forma a criar a zona de atuação e a zona de não atuação. Desta forma é importante que a simulação se aproxime do modo de operação do relé da SED.

Para isso será dimensionamento da curva de atuação seguindo o método utilizado pela concessionária Enel. O passo-a-passo é utilizado em relés do modelo TPU TD-420. Serão necessários os seguintes dados:

- Corrente nominal do primário e do secundário;
- RTCs do primário e do secundário;
- Corrente de curto no barramento de 13.8kV.

Serão calculados quatro pontos de atuação e quatro pontos de não atuação, sendo estes:

Corrente fora da zona de atuação:

- Ponto 1 - Corrente nominal do Transformador;
- Ponto 2 - Trafo com sobrecarga de 50%;
- Ponto 3 - 50% do Curto na barra de 13.8kV;
- Ponto 4 - 100% do curto na barra de 13.8kV.

Corrente dentro da zona de atuação:

- Ponto 5 - Corrente nominal do Transformador;
- Ponto 6 - Trafo com sobrecarga de 50%;
- Ponto 7 - 50% do Curto na barra de 13.8kV;
- Ponto 8 - 100% do curto na barra de 13.8kV.

Com os pontos deve-se traçar uma curva de forma a dividir os pontos em suas respectivas zonas de forma a garantir a atuação correta da proteção.

3.6. Conclusões

Neste capítulo foi descritas as características que levaram a escolha da ferramenta de simulação, ATPDraw, e da subestação, IPU. Além disso, buscou-se descrever o passo-a-passo do levantamento de dados e os critérios de cálculo necessários para a modelagem e simulação. No próximo capítulo serão utilizados os dados supracitados para modelagem e simulação da proteção.

CAPÍTULO 4

MODELAGEM E SIMULAÇÃO DO ESQUEMA DE PROTEÇÃO

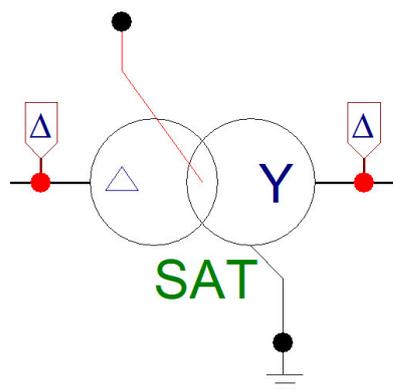
4.1. Introdução

Para a simulação da proteção diferencial em ATPDraw será necessário utilizar equipamentos já modelados no ATP e definir modelos que representem os equipamentos ainda não modelados. Primeiramente, será utilizado o modelo nativo SATTRAFO para simular o transformador. Entre os dados levantados, como explicado nos critérios de cálculo, é necessário adaptar alguns valores para adicionar a simulação do ATP. Depois do transformador serão modelados, respectivamente, por meio dos dados que foram dimensionados e da curva de atuação utilizada na SED, o TC e o relé diferencial.

4.2. Transformador de Força

O SATTRAFO, visto na Figura 4.1, modela um transformador de força não ideal e pode simular montagens como Delta-Estrela, Delta-Delta, Estrela-Delta e Transformadores com 3 enrolamentos. Além disso, pode ser adicionada a curva de saturação o que permitiu uma adequada simulação deste equipamento.

Figura 4.1 – SATTRAFO



Fonte: Elaborado pelo autor

Os parâmetros a serem adicionados, seguindo o layout da Figura 4.2, são:

Figura 4.2 – Parâmetros do SATTRAFO

	Prim.	Sec.
U [V]	69000	7967.43
R [ohm]	20.9246	0.279
L [mH,ohm]	121.2597	1.6168

NODE	PHASE	NAME
Primary	ABC	P
Secondary	ABC	S
Starpoint	ABC	X0006
Sec-N	1	

Order: 0 Label:

Comment:

Output: Hide

Buttons: Edit definitions, OK, Cancel, Help

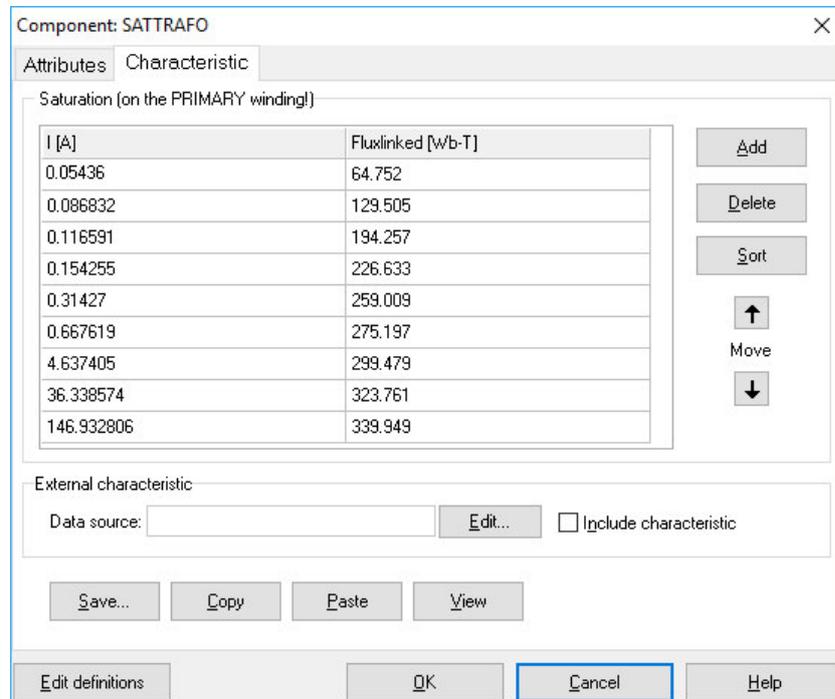
Fonte: Elaborado pelo autor

Dados:

- I_o Corrente [A] através do ramo magnetizante;
- F_o Fluxo [Wb-espira] no MB em regime permanente;
- R_{mag} Resistência de magnetização no ramo magnetizante em [ohm];
- R_p Resistência no enrolamento primário em [ohm];
- L_p Indutância no enrolamento primário em [mH];
- V_{rp} Tensão em [kV] aplicada sobre o enrolamento primário;
- R_s Resistência no enrolamento secundário em [ohm];
- L_s Indutância no enrolamento secundário em [mH];
- V_{rs} Tensão em [kV] aplicada sobre o enrolamento secundário;
- RMS Definição da característica não-linear:
 - 0: A característica da corrente/fluxo deve ser incorporada.
 - 1: A característica de I_{rms}/U_{rms} deve ser incorporada.
- 3-winding Opção para ativar e desativar o terceiro enrolamento.

Além disso, como vê-se na Figura 4.3, para adição dos parâmetros de curva, deve-se adicionar cada par de pontos da curva.

Figura 4.3 – Parâmetros de Curva de SATTRAFO



Fonte: Elaborado pelo autor

4.2.1. Cálculo dos Parâmetro

Para calcular os parâmetros foram retirados os dados dos ensaios elétricos realizados pelo WEG no transformador atualmente localizado na SED IPU como nota-se na tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Dados para cálculo de parâmetros do SATTRAFO

Definição	Valor	Unidade
Potência Nominal Aparente	10000	kVA
Tensão no enrolamento primário	69	KV
Tensão no enrolamento secundário	7.967	kV
Frequência	60	Hz
Impedância	7.04	%
Resistência	2.93	%
Corrente a Vazio	0.46	%

Fonte: Elaborado pelo autor

4.2.1.1. Corrente nominal no primário e secundário

Corrente nominal no primário:

$$I_{ns(f)} = \frac{S_{1\phi}}{V_p} = \frac{3.33MVA}{69kV} = 48.31A$$

O valor acima representa a corrente na bobina:

$$I_{ns} = \sqrt{3} * I_{ns(f)} = 83.67A$$

Corrente nominal no secundário:

$$I_{ns} = \frac{S_{1\phi}}{V_s} = \frac{3.33MVA}{7967.43V} = 418.37A$$

4.2.1.2. Corrente a vazio

Corrente a vazio com energização realizada pelo primário:

$$I_{0(RMS)} = \frac{S_{1\phi}}{V_p} * \frac{I_0\%}{100} = 0.222A$$

Deve ser inserido no ATP o valor de pico, logo:

$$I_{0(pico)} = \sqrt{2} * I_{0(RMS)} = 0.314A$$

4.2.1.3. Impedância do primário e do secundário

Impedância do primário:

$$Z_{base(p)} = \frac{V_p^2}{S_{1\phi}} = \frac{69kV^2}{3.33MVA} = 1428.30\Omega$$

$$Z_p = \frac{V_p^2}{S_{1\phi}} * \frac{Z_{cc}}{2 * 100} = \frac{69kV^2}{3.33MVA} * \frac{7.04}{2 * 100} = 50.276\Omega$$

Impedância do secundário:

$$Z_{base(s)} = \frac{V_s^2}{S_{1\phi}} = \frac{7967.43V^2}{3.33MVA} = 19.04\Omega$$

$$Z_s = \frac{V_s^2}{S_{1\phi}} * \frac{Z_{cc}}{2 * 100} = \frac{7967.43V^2}{3.33MVA} * \frac{7.04}{2 * 100} = 0.6703\Omega$$

4.2.1.4. Resistência no primário e no secundário

A resistência do primário e do secundário pode ser estimada a partir do valor de R%, a qual tem o valor de 1,12%.

Resistência no primário:

$$R_P = \frac{R\%}{2 * 100} * Z_{base(p)} = \frac{2.93}{2 * 100} * 1428.3\Omega = 20.925\Omega$$

Resistência no secundário:

$$R_S = \frac{R_P}{\alpha^2} = \frac{20.92\Omega}{8.66^2} = 0.279\Omega$$

4.2.1.5. Reatância do primário e do secundário

Reatância do primário:

$$X_P = \sqrt{Z_P^2 - R_P^2} = 45.7149\Omega$$

Reatância do secundário:

$$X_S = \sqrt{Z_S^2 - R_S^2} = 0.6095\Omega$$

4.2.1.6. Indutância do primário e secundário

Indutância do primário:

$$L_P = \frac{X_P}{2\pi f} * 1000 = 121.260mH$$

Indutância do secundário:

$$L_S = \frac{X_S}{2\pi f} * 1000 = 1.617mH$$

4.2.1.7. Resistência de magnetização (Rmag)

Potência a vazio:

A potência a vazio (perdas no núcleo) pode ser estimada sob a seguinte equação, assumindo, $\cos \varphi_0 = 0.2$:

$$P_0 = V_P I_{0(RMS)} \cos \varphi_0$$

$$P_0 = 9200.00 W$$

$$R_{mag} \frac{V_P^2}{P_0} = 517500A$$

4.2.1.8. Fluxo de Magnetização

O fluxo (de pico) será:

$$\lambda_0 = \frac{V_p \sqrt{2}}{2\pi f} = 259.01Wb$$

4.2.1.9. Dados de entrada

Os dados utilizados no SATTRAFO, serão:

Tabela 4.2 – Dados utilizados no SATTRAFO

Definição	Valor	Unidade
Corrente a vazio	0.31427	A
Resistência do primário	20.9246	Ω
Resistência do secundário	0.2790	Ω
Indutância do primário	121.2597	mH
Indutância secundária	1.6168	mH
Resistência de magnetização	517500	Ω
Fluxo no ramo magnetizante	259.01	Wb

Fonte: Elaborado pelo autor

4.2.1.10. Curva de Saturação

A curva de saturação esta intrinsecamente ligada ao núcleo do transformador, portanto, deve-se levar em consideração a área do entreferro, a quantidade de espirras e a espessura das lâminas. Posto isso, devemos utilizar de aproximações baseadas no material que compõe o núcleo e na forma de orientação da chapa.

Tabela 4.3 – Curva de magnetização da chapa de aço silício de grãos orientados da Acesita

H [A/m]	B [T]
6.684	0.2
11.099	0.4
17.729	0.8
23.805	1.2
31.495	1.4
64.166	1.6
136.311	1.7
946.842	1.85
7419.427	2
30000	2.1

Fonte: Elaborado pelo autor

Logo, usando a corrente e o fluxo de magnetização obtidos nos itens 3.1.3. e 3.1.9. Temos:

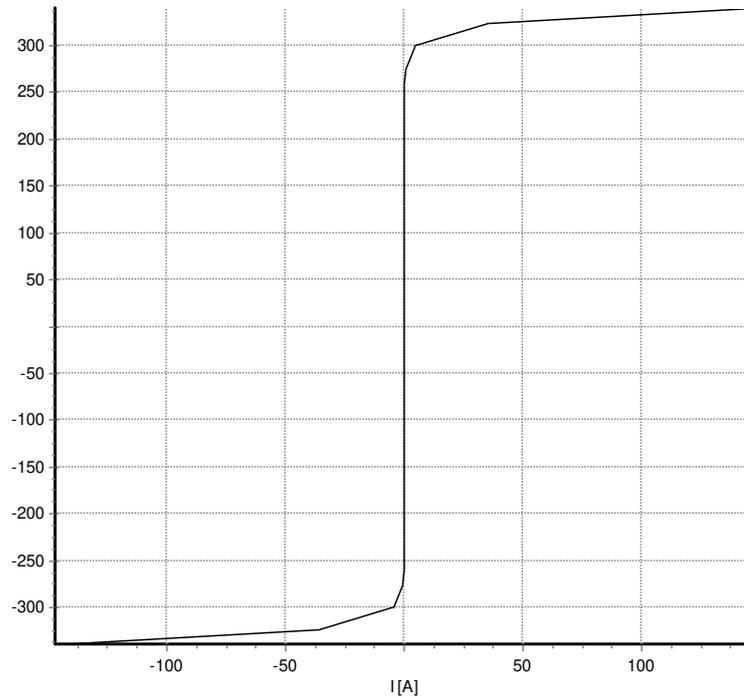
Tabela 4.4 – Dados da curva de saturação do SATTRAFO

Corrente	Fluxo
0.0327366	32.37613
0.0543602	64.75225
0.0868324	129.5045
0.1165912	194.2568
0.154255	226.6329
0.3142697	259.009
0.6676186	275.1971
4.6374051	299.4792
36.338574	323.7613
146.93281	339.9493

Fonte: Elaborado pelo autor

Graficamente temos:

Figura 4.4 – Curva de Saturação do SATTRAFO

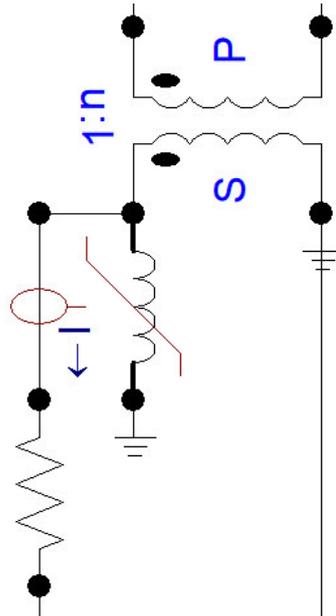


Fonte: Elaborado pelo autor

4.3. Transformador de Corrente

Utilizando as ferramentas que o ATP fornecesse será utilizado um transformador ideal junto com indutor não-linear (type 98) que será responsável pela saturação (SILVA, 2014). Temos então,

Figura 4.5 – Modelo para simulação do TC



Fonte: Elaborado pelo autor

4.3.1. RTCs

Quanto a RTC dos TCs serão utilizadas os valores dimensionados pelo departamento de estudo da proteção da Enel – Distribuição Ceará para a SED IPU, aonde está localizado o transformador de referência. (Anexo I).

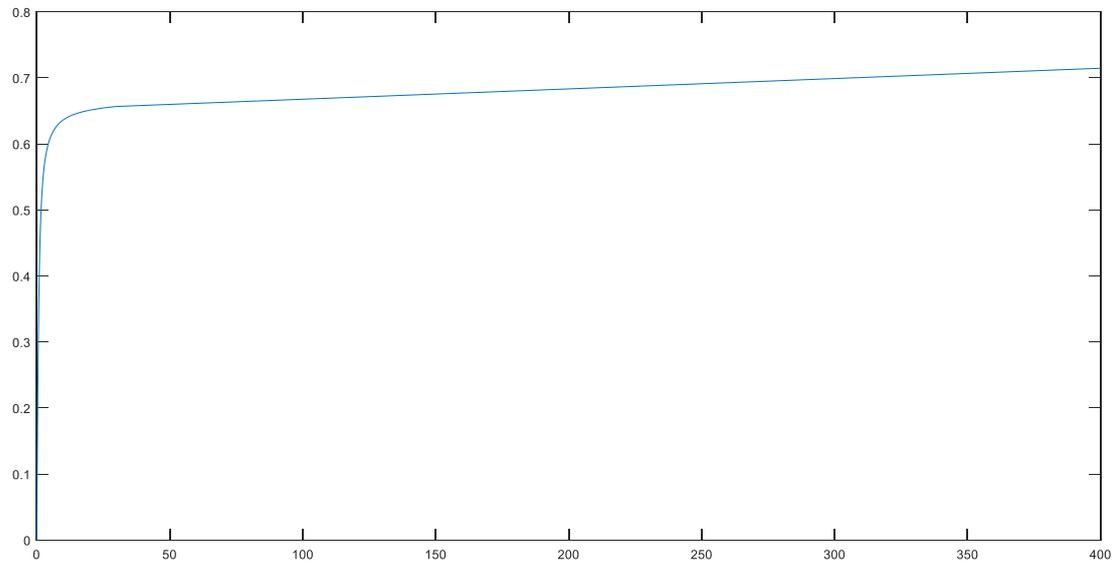
$$RTC(\text{primário}) = \frac{400}{5} = 80$$

$$RTC(\text{secundário}) = \frac{1200}{5} = 240$$

4.3.2. Curva de saturação

Como citado, a saturação será realizada através de um indutor não-linear, será utilizada a curva de saturação da figura 4.6. (SOARES, 2015):

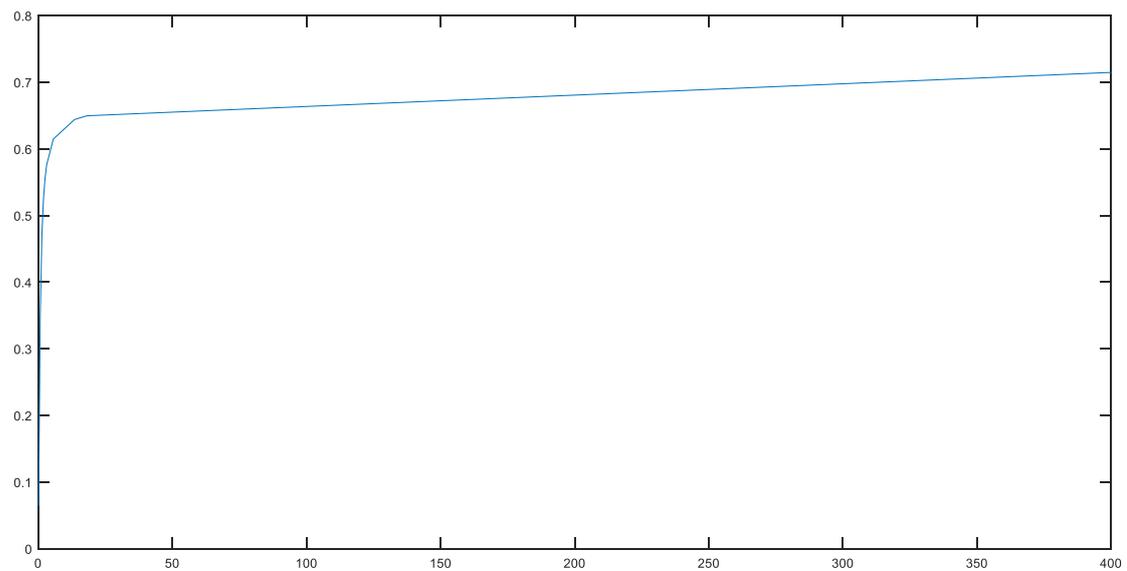
Figura 4.6 – Curva de saturação do TC



Fonte: (SOARES, 2015)

O software limita a utilização de 10 pontos na definição da curva de saturação, então será adotada a curva da Figura 4.7:

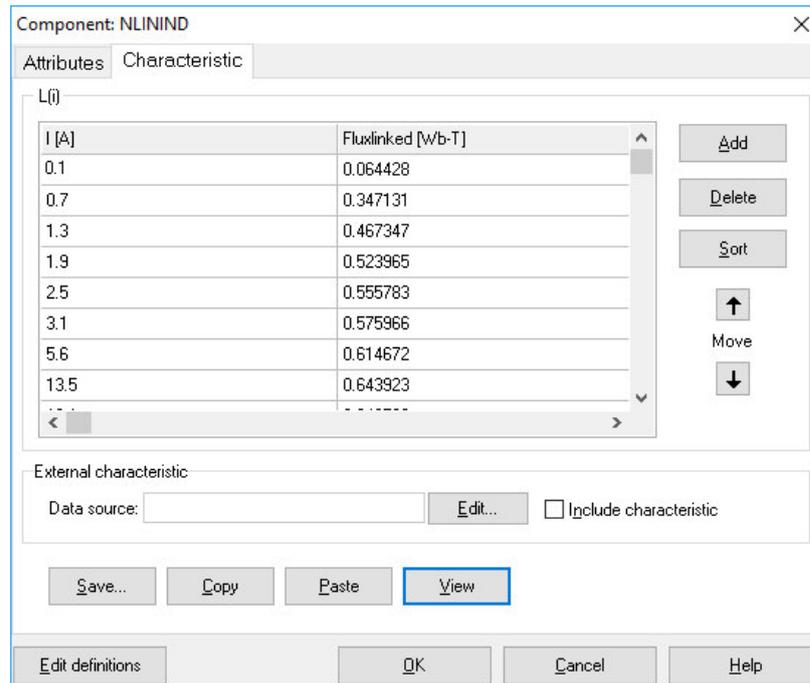
Figura 4.7 – Curva de saturação utilizada



Fonte: Elaborado pelo autor

Logo, adicionaremos as medidas na aba Caracteristic do indutor não-linear:

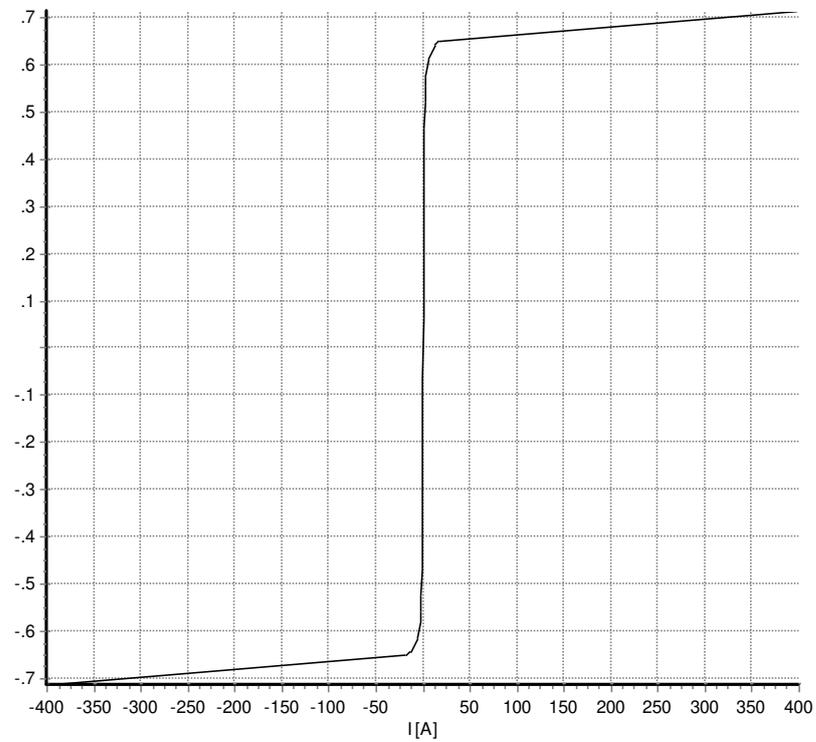
Figura 4.8 – Pontos da curva adicionados ao indutor não-linear



Fonte: Elaborado pelo autor

Obtendo a curva de saturação do TC:

Figura 4.9 – Curva de saturação do indutor não-linear



Fonte: Elaborado pelo autor

4.3.3. Montagem dos TCs

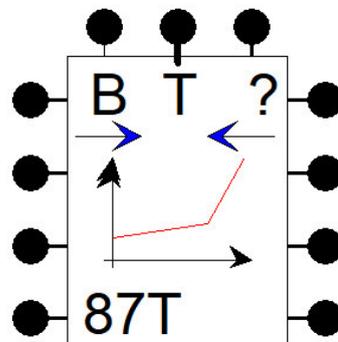
Devido a mudança angular gerada pelo transformador, é recomendado ligar o TC do secundário em delta. Assim, o MODEL, que compara cada fase individualmente, não encontrará problemas devido a influência da montagem dos enrolamentos no transformador de força.

4.4. Proteção diferencial

A proteção diferencial será emulada pelo WIRELAY87T (Figura 4.10). Seguindo a linguagem MODEL, este elemento tem como entrada as correntes do primário e do secundário do transformador e permite a utilização das correntes sem que haja a adição de TCs, dimensionamento de TAPs ou a correção da diferença angular, pois estes parâmetros podem ser adicionados aos dados de configuração.

No entanto, a saturação dos TCs pode ocasionar atuações não desejadas o que motiva este trabalho a fazer adaptações que permitam adicionar a probabilidade de saturação do TC, aperfeiçoando a simulação como um todo.

Figura 4.10 – WIRELAY87T



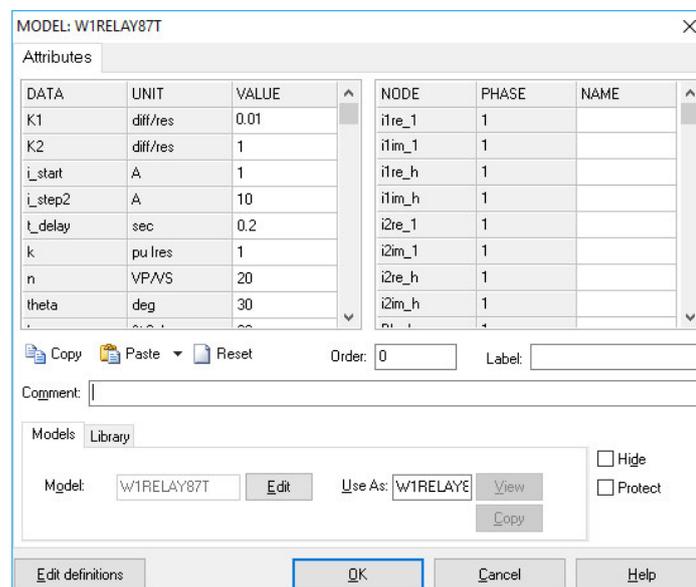
Fonte: Elaborado pelo autor

Os dados de configuração são:

- K1 – Inclinação da primeira área de retenção;
- K2 – Inclinação da segunda área de restrição;
- i_start – Início de corrente diferencial de primeira área;
- i_step2 – Restrição no ponto de início da segunda área;
- t_delay – Tempo de atuação [s];
- k – Multiplicador da corrente de restrição;

- n – Razão primário/secundário (V_p/V_s);
- θ – Mudança de fase do transformador;
- h_res {dflt: 20} – Restrição harmônica, em porcentagem da magnitude da primeira harmônica [%];
- DownSampl {dflt: 1} – Grave apenas todos os valores de downsamples;
- t_init {dflt: 0.02} – Tempo antes do relé funcionar em segundos;
- Idx - Identificador exclusivo (gerenciado por ATPDraw);

Figura 4.11 – Janela de configuração do WIRELAY87T



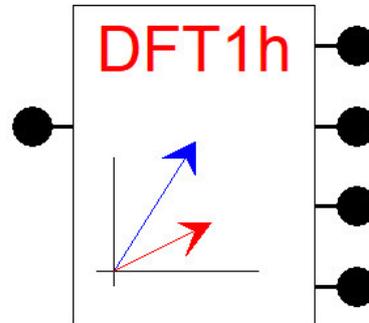
Fonte: Elaborado pelo autor

Os dados de entrada serão as próprias correntes, no entanto, devido a adição da restrição de harmônicos, é necessário transformar as correntes em quatro componentes:

- I_{1re_1} : Parte real da componente fundamental;
- I_{1im_1} : Parte imaginária da componente fundamental;
- I_{1re_h} : Parte real da 2ª harmônica;
- I_{1im_h} : Parte imaginária da 2ª harmônica.

Logo, será necessário utilizar outro MODEL, ABC2PHRH2 (Figura 4.12), que será responsável pela decomposição da corrente:

Figura 4.12 – ABC2PHRH2



Fonte: Elaborado pelo autor

Os dados necessários para configuração (Figura 4.13) são:

- **FREQ:** Frequência do sistema;
- **h:** Harmônica para saída;
- **Scale:** Multiplicador da entrada;
- **SampleFreq:** Delta de simulação (Deve ser superior a 16 vezes a frequência).

Figura 4.13 – Janela de configuração do ABC2PHRH2

MODEL: ABC2PHRH2

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
FREQ	Hz	60
h	2..n	2
Scale	pu	232
SampleFreq	S/s	1000

NODE	PHASE	NAME
X	ABC	
reF	ABC	
imF	ABC	
reFh	ABC	
imFh	ABC	

Copy Paste Reset Order: -1 Label:

Comment:

Models Library

Model: ABC2PHRH2 Edit Use As: ABC2PHRH Record

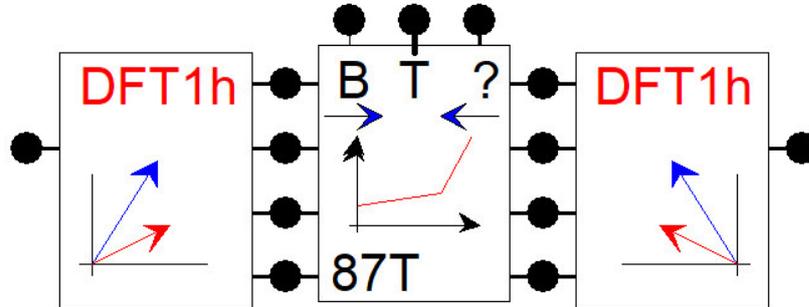
Hide
 Protect

Edit definitions OK Cancel Help

Fonte: Elaborado pelo autor

Resultando na montagem da figura 4.14.

Figura 4.14 – Configuração dos MODELS



Fonte: Elaborado pelo autor

4.4.1. Curva de atuação

Seguindo a metodologia descrita no critério de cálculo (cálculos no anexo II), obtêm-se então:

Tabela 4.5 – Pontos fora da zona de atuação

	Restrição	Diferencial
Ponto 1	1.395	0.697
Ponto 2	2.092	1.046
Ponto 3	5.232	2.616
Ponto 4	10.465	5.232

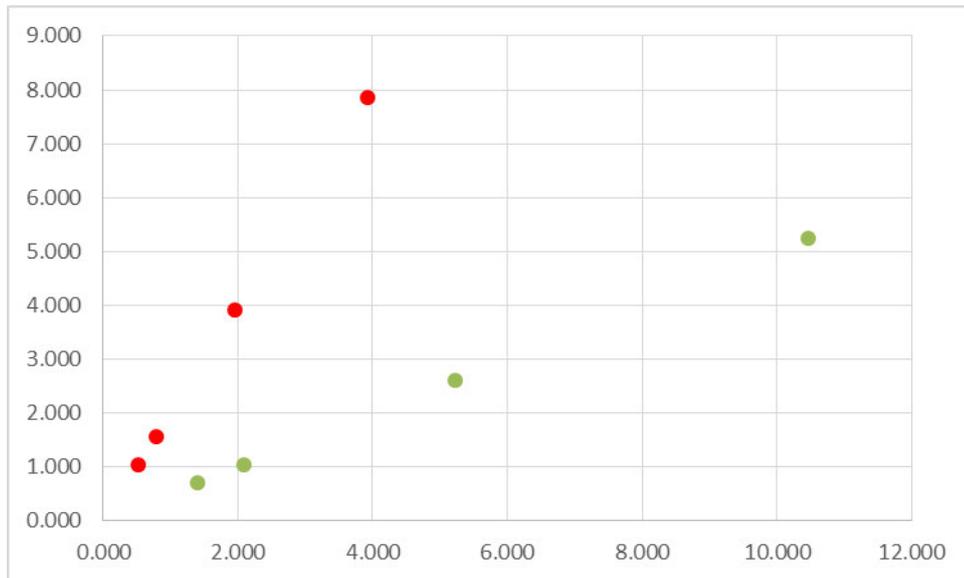
Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 4.6 – Pontos dentro da zona de atuação

	Restrição	Diferencial
Ponto 5	0.523	1.046
Ponto 6	0.784	1.569
Ponto 7	1.962	3.924
Ponto 8	3.924	7.849

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 4.15 – Pontos dentro (Vermelho) e fora (Verde) da zona de atuação



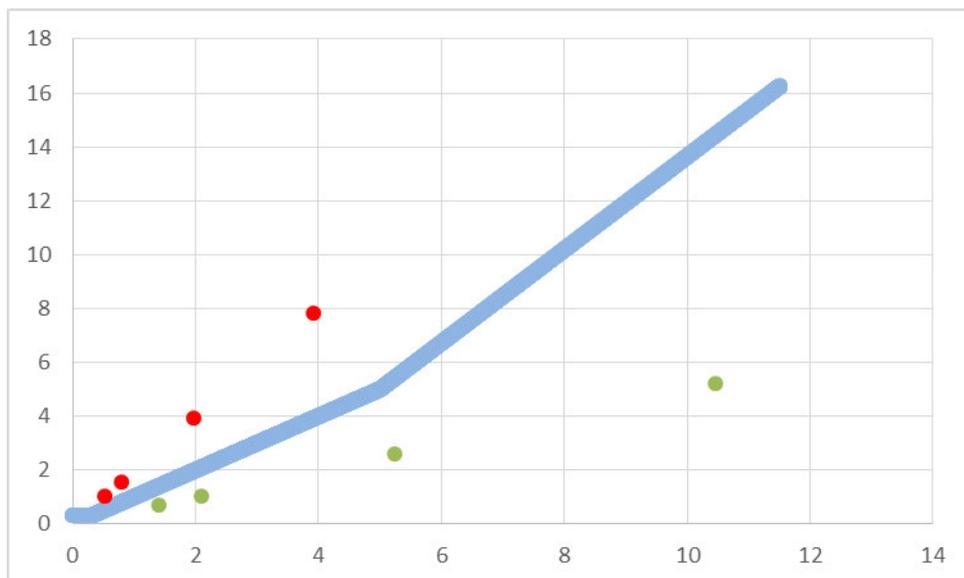
Fonte: Elaborado pelo autor

Logo, a curva será traçada com os seguintes parâmetros:

- Inclinação da primeira curva igual a 1;
- Inclinação da segunda curva 1.73, iniciando em 5;
- Valor mínimo de Diferencial de 0.3.

Desta forma, a curva de atuação será:

Figura 4.16 – Pontos da curva de atuação do diferencial



Fonte: Elaborado pelo autor

Para montar a curva detalhada na Figura 4.16 será necessário adaptar para os valores de entrada no MODEL W1RELAY87T.

Desta forma, teremos a inclinações das retas:

- $K1 = 1$;
- $K2 = 1.73$.

Os valores de corrente diferencial (inicial e de mudança de inclinação):

- $i_start = 0$ [A];
- $i_step2 = 5$ [A].

O tempo de atuação da proteção:

- $t_delay = 0.0$ [s].

A constante para cálculo da corrente de restrição:

- $k = 0.5$.

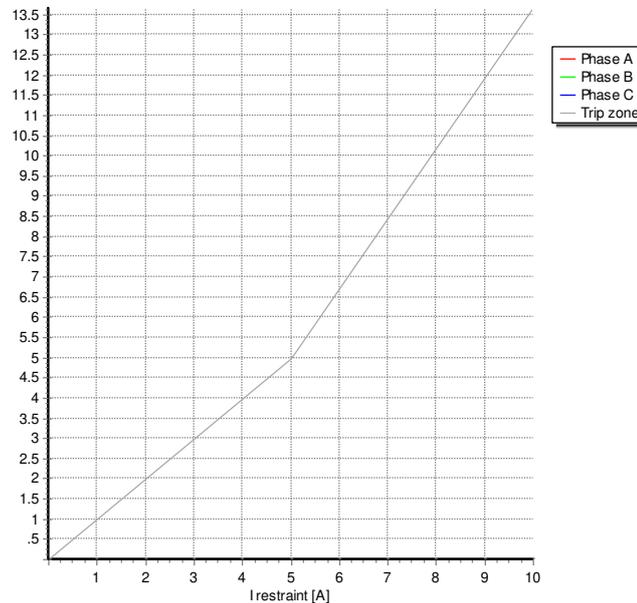
A relação entre as correntes e a diferença angular entre elas:

- $n = 5$;
- $theta = 30^\circ$.

4.4.1.1. Corrente de Operação x Corrente de Restrição

Temos então na Figura 4.17 a forma da curva no MODEL.

Figura 4.17 – Corrente de Operação x Corrente de restrição



Fonte: Elaborado pelo autor

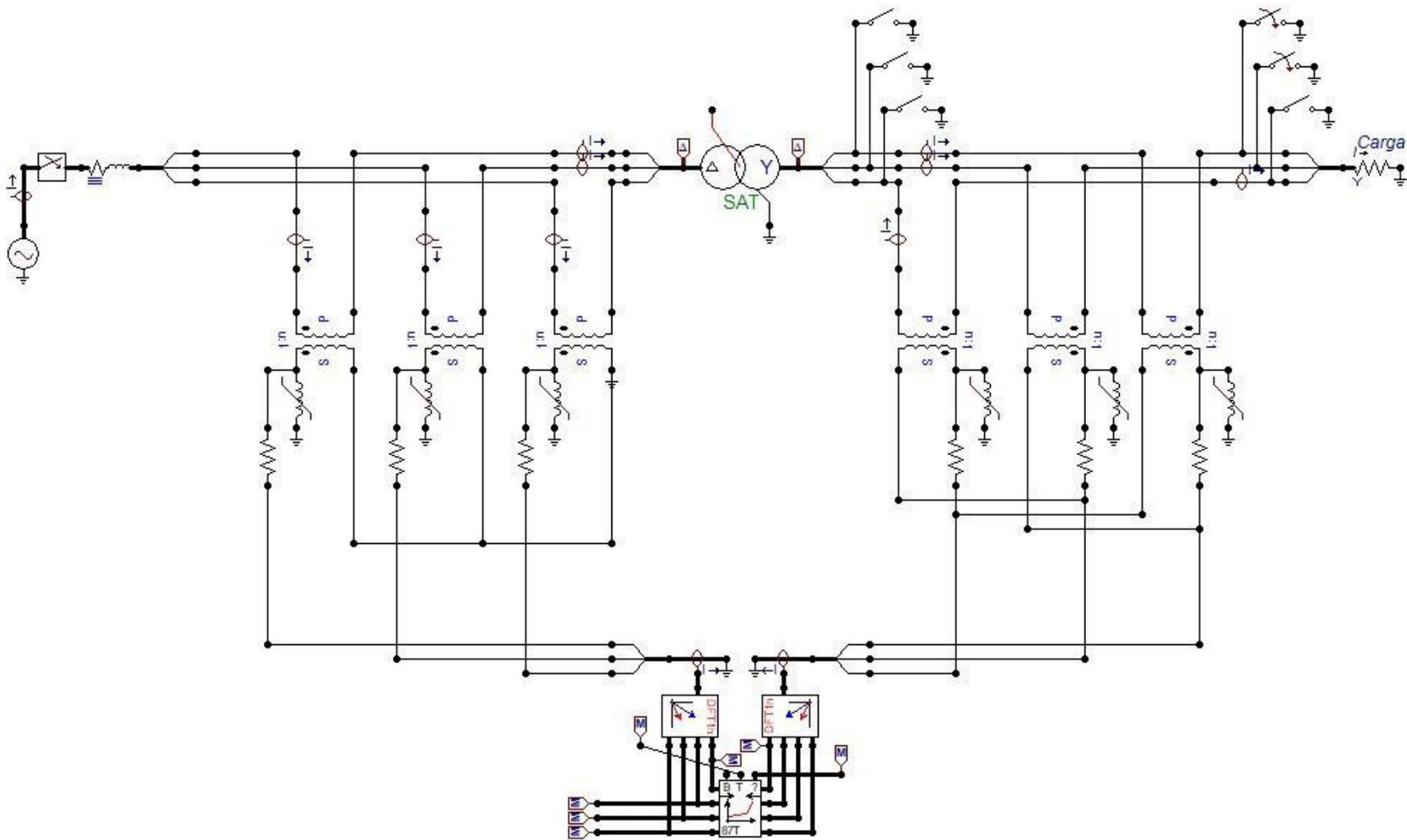
4.5. Apresentação e análise dos resultados

O sistema simulado, Figura 4.18, através do ATPDraw permiti avaliação de diversos pontos, podendo observar a corrente de forma a averiguar sua compatibilidade com o que é esperado, pode-se observar a corrente inrush do transformador, o tempo de atuação da proteção e se houve saturação no secundário dos relés.

Além disso, ela permite a simulação de diferentes situações de falta, para os fins de demonstração da didática do problema serão simulados curtos monofásicos, bifásico e trifásicos dentro e fora da zona de proteção.

Os resultados e a análise realizadas são mostrados a seguir.

Figura 4.18 – Sistema Simulado



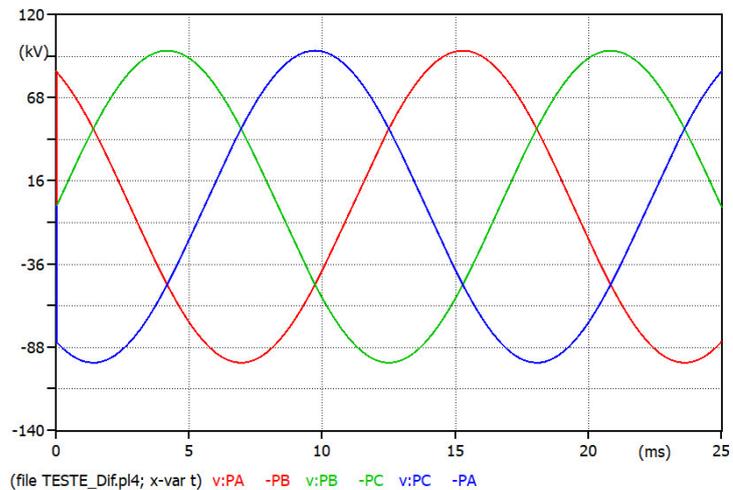
Fonte: Elaborado pelo autor

4.5.1. Transformador

Sendo o elemento central da simulação e o objetivo da proteção, o transformador tem como aspectos principais o abaixamento da tensão do primário para o secundário e uma elevação da corrente de um enrolamento do outro, de forma a conservar a potência. Como descrito na Figura 4.19, 4.20 e 4.21.

Teremos então:

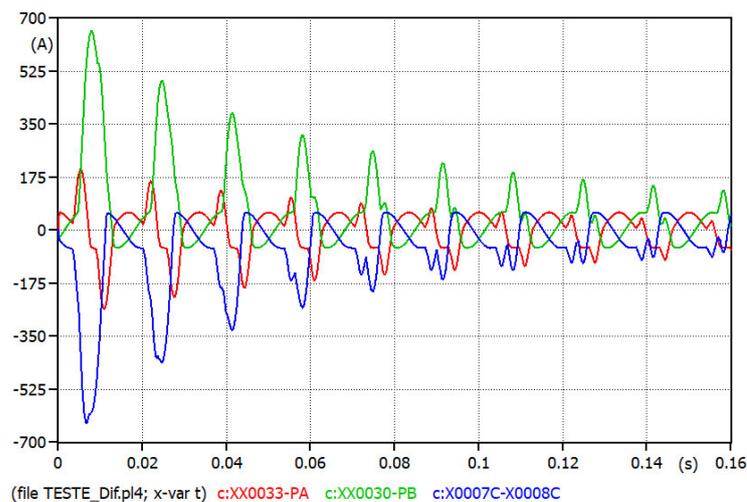
Figura 4.19 – Tensão no primário do Transformador



Fonte: Elaborado pelo autor

E durante a energização:

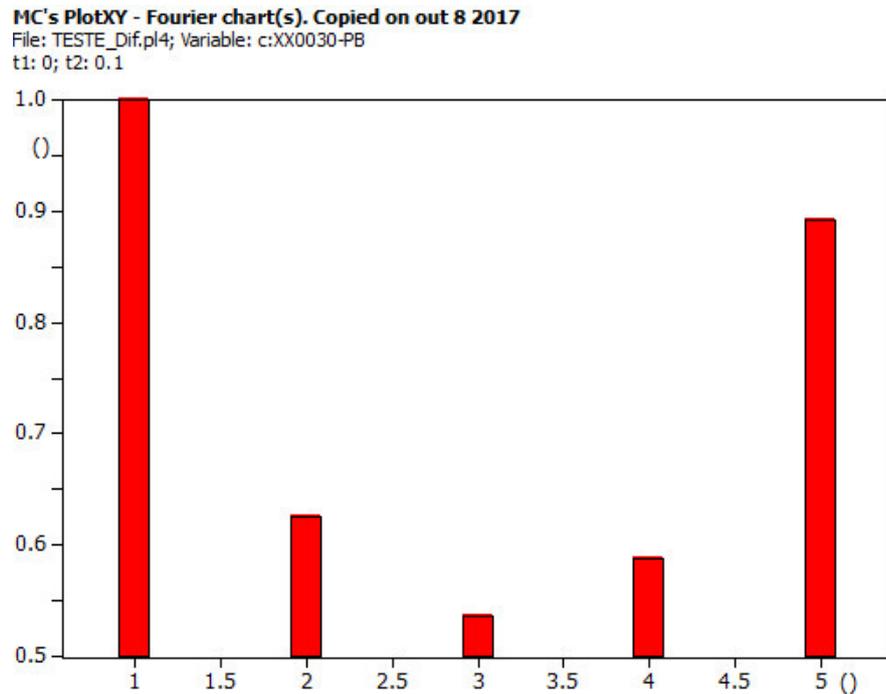
Figura 4.20 – Corrente no primário durante a energização



Fonte: Elaborado pelo autor

A corrente de inrush tem picos entre 9 e 10 vezes a corrente nominal com a segunda e quinta harmônica atingindo 62% e 89%.

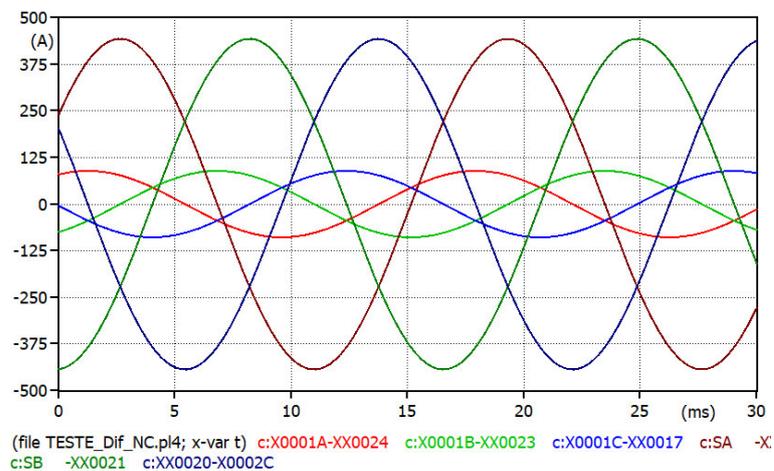
Figura 4.21 – Fourier da corrente no primário durante a energização



Fonte: Elaborado pelo autor

Seu comportamento, como mostrado na Figura 4.22, demonstra o processo de transformação, que segue os parâmetros que foram descritos nas sessões anteriores.

Figura 4.22 – Corrente no primário e secundário do Transformador



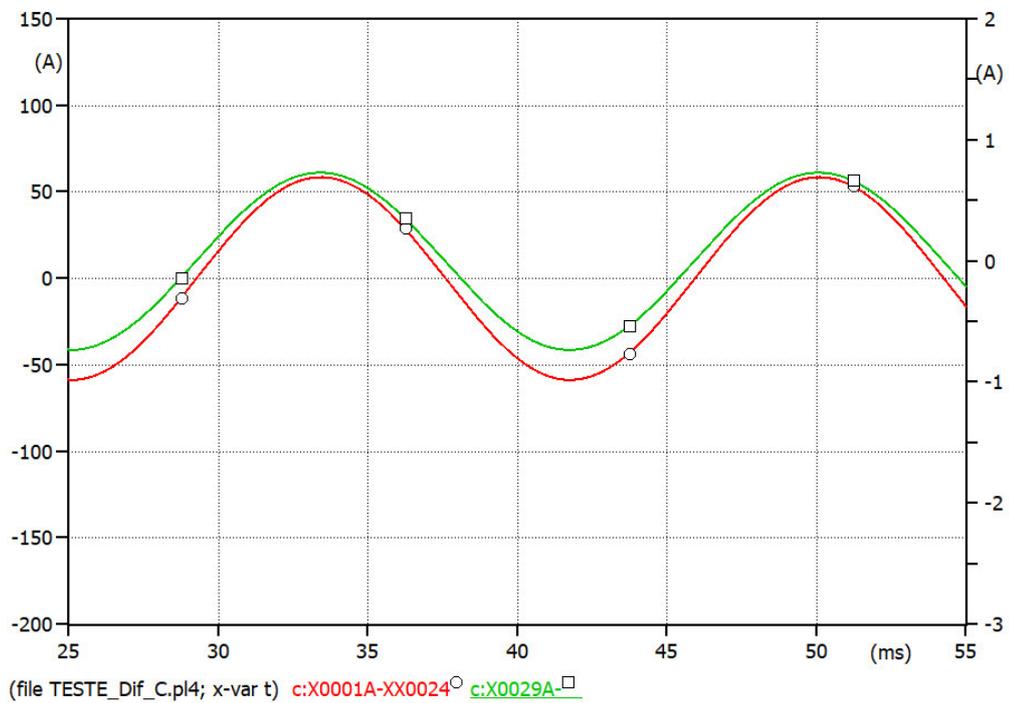
Fonte: Elaborado pelo autor

4.5.2. Transformador de corrente

Deve-se observar para este elemento seu comportamento quanto a capacidade de transformar as correntes da forma como foram projetados e além disso a simulação deve permitir observar se há ou não saturação e quando isso ocorre.

Tem-se então na Figura 4.23 a corrente da fase A no primário do transformador, antes e depois do TC.

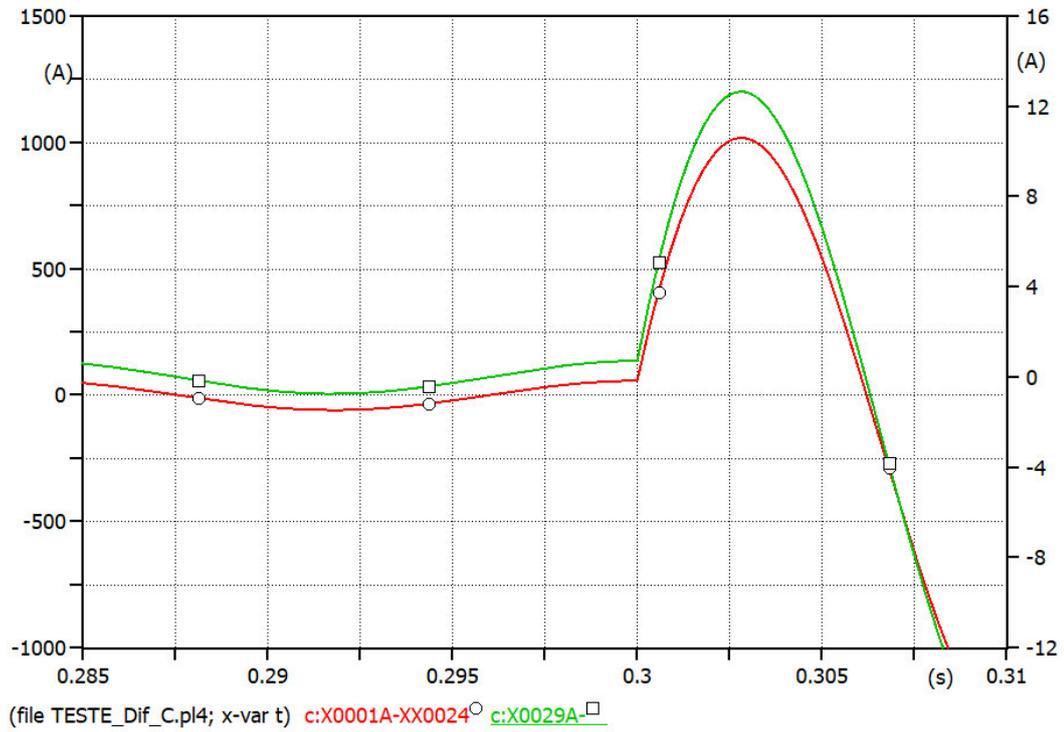
Figura 4.23 – Corrente antes e depois do TC



Fonte: Elaborado pelo autor

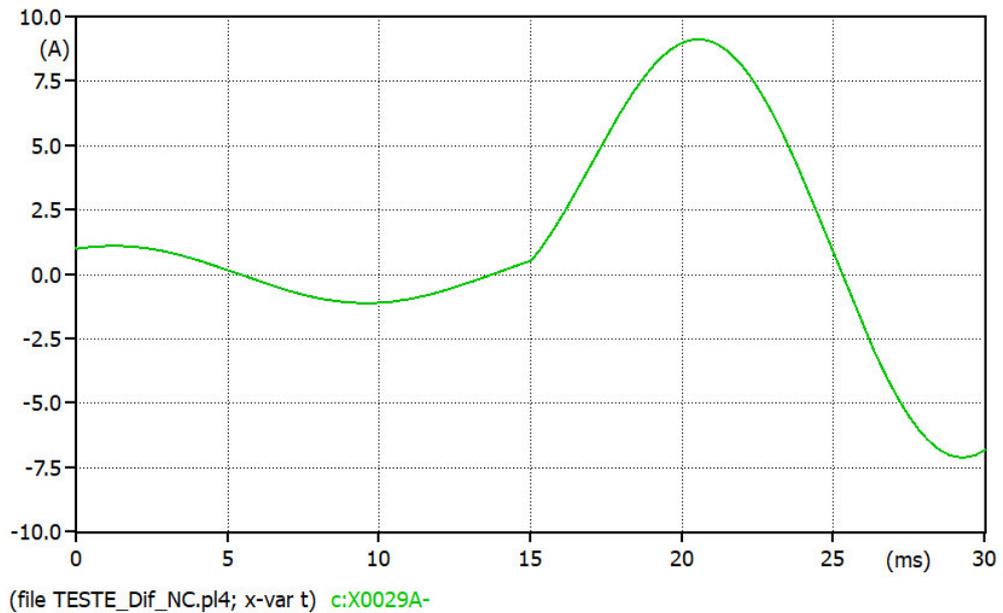
Pode-se observar pela Figura 4.24, simulação onde há um curto-circuito na fase A, que não há saturação do TC, como pode-se observar na Figura 4.25.

Figura 4.24 – Corrente antes e depois do TC, em um curto.



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 4.25 – Corrente depois do TC, em um curto (sem saturação).



Fonte: Elaborado pelo autor

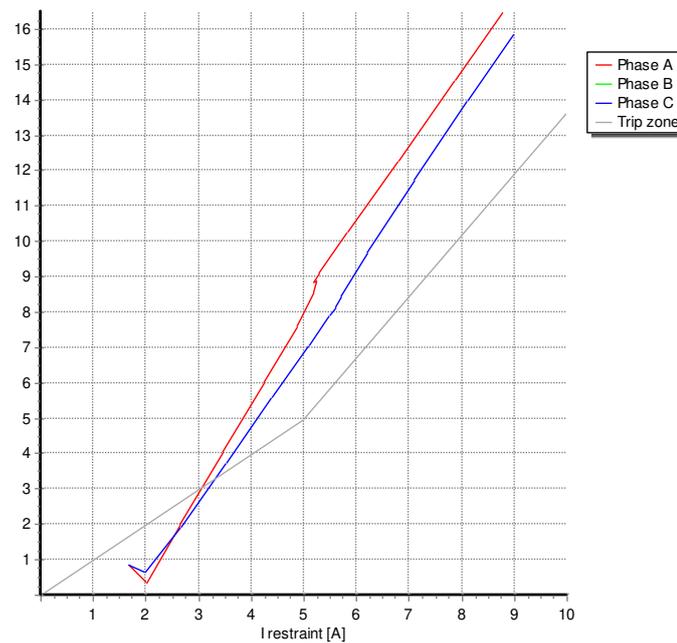
O que aumenta a confiabilidade da simulação da proteção.

4.5.3. Proteção diferencial com MODEL

Este elemento deve utilizar de seus dados de entrada para supor o comportamento dos elementos anteriormente descritos e, mesmo que estes gerem pequenos erros, a proteção deve operar de forma a atuar no momentos aonde for necessário.

Observa-se então na Figura 4.26 o comportamento da corrente dentro do gráfico da curva de operação (Gerado pelo MODEL).

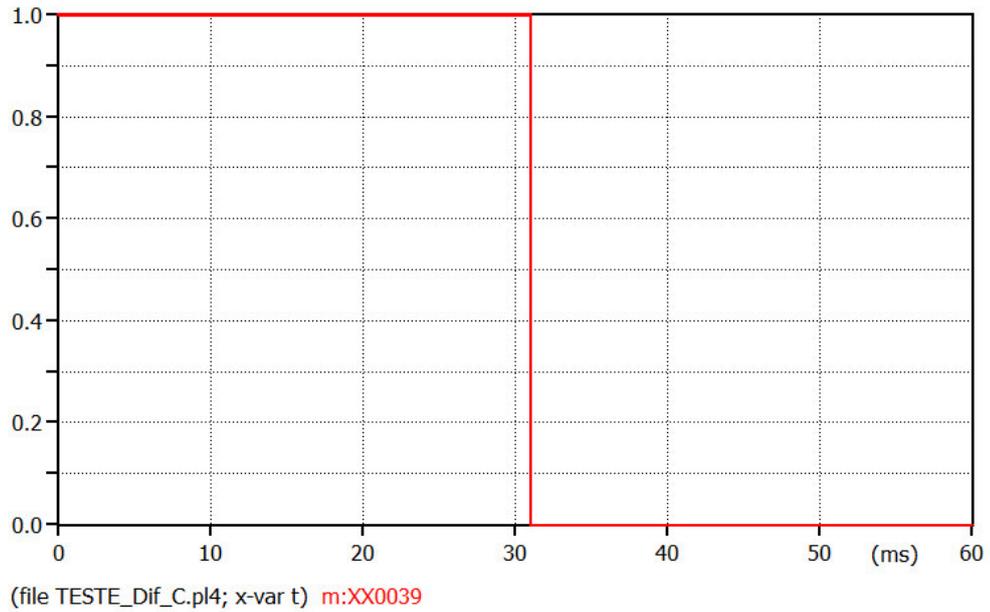
Figura 4.26 – Corrente diferencial em curto monofásico



Fonte: Elaborado pelo autor

A curva da Figura 4.26 simula um curto na fase A dentro da zona de proteção do relé diferencial, o que, como vemos na Figura 4.27, resultou na atuação da proteção.

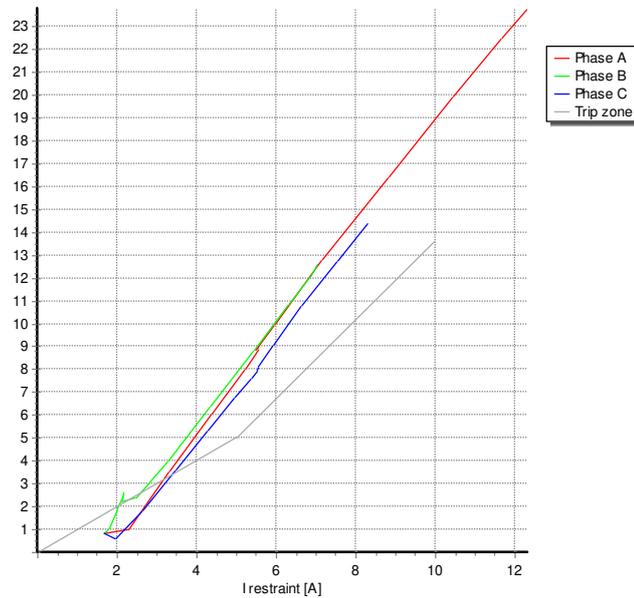
Figura 4.27 – Sinalização de Trip dada pelo MODEL



Fonte: Elaborado pelo autor

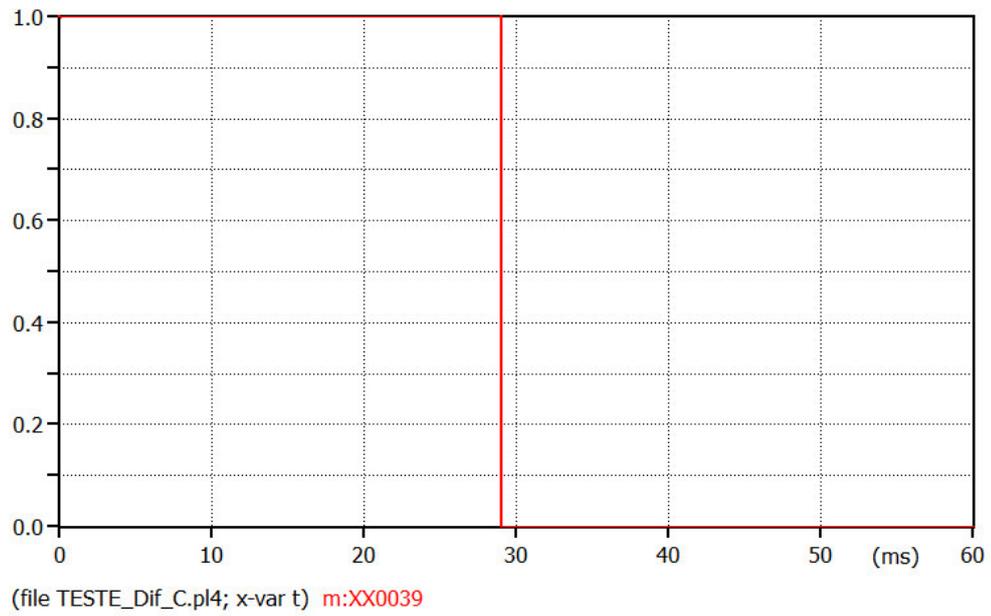
Pode-se observar este comportamento em diversas faltas, como o curto bifásico, Figuras 4.28 e 4.29, e o curto trifásico, Figuras 4.30 e 4.31.

Figura 4.28 – Corrente diferencial em curto bifásico



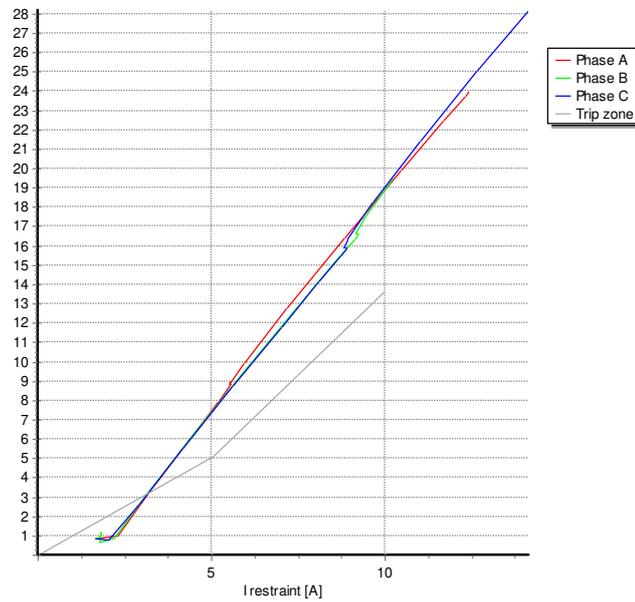
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 4.29 – Sinalização de Trip



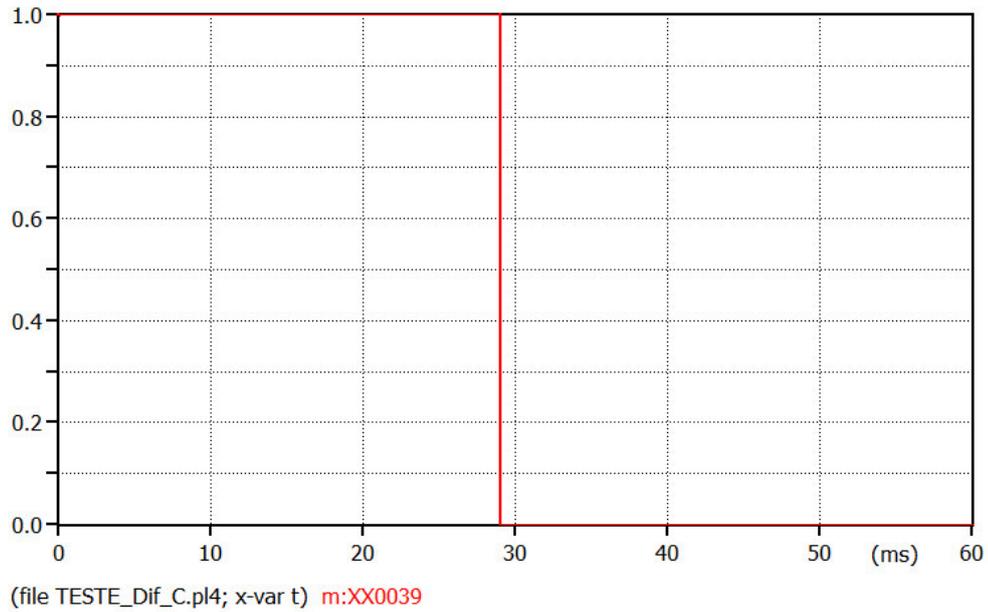
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 4.30 – Corrente diferencial em curto trifásico



Fonte: Elaborado pelo autor

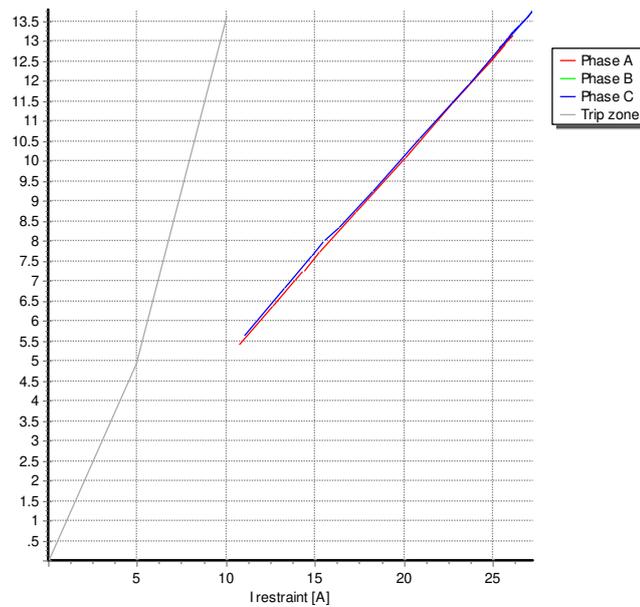
Figura 4.31 – Sinalização de Trip



Fonte: Elaborado pelo autor

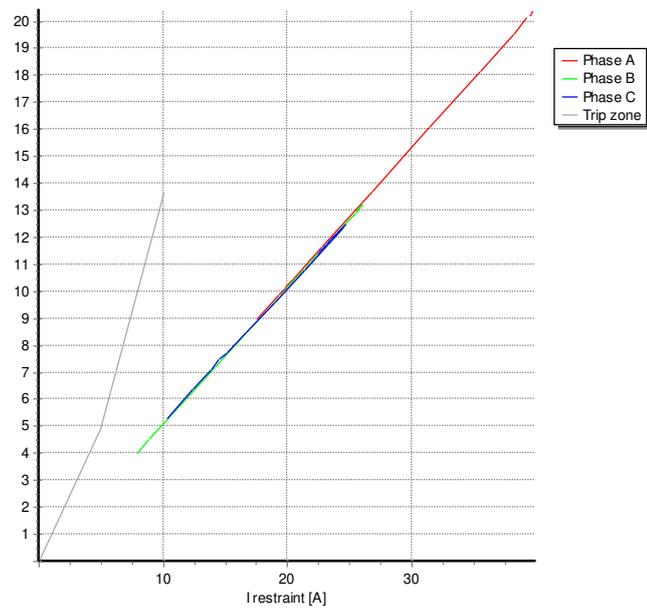
Pode-se observar no entanto, que a curva desenhada pelo curto localizado fora da zona de proteção não invade a área de atuação, logo não há trip da proteção. Como observa-se na Figura 4.32, Figura 4.33 e Figura 4.34.

Figura 4.32 – Corrente diferencial em curto monofásico externo



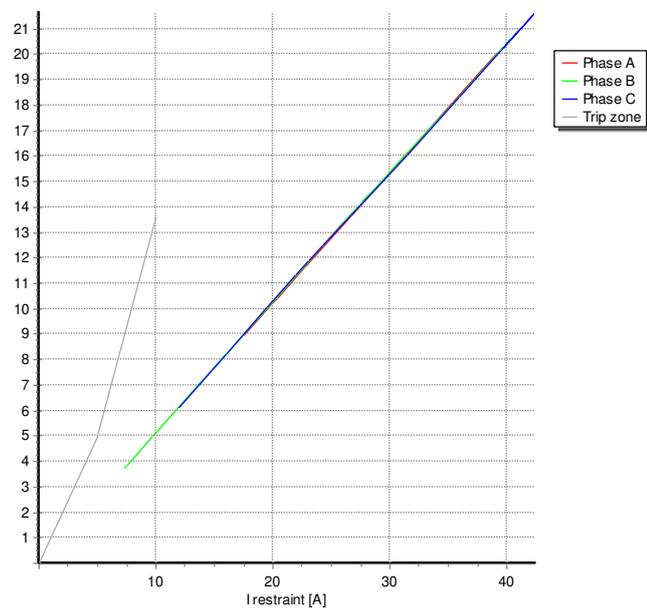
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 4.33 – Corrente diferencial em curto bifásico externo



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 4.34 – Corrente diferencial em curto trifásico externo



Fonte: Elaborado pelo autor

Uma atuação para curtos externos caracterizaria falha na proteção, pois esta atuou em um curto fora de sua zona de atuação.

4.6. Conclusões

Neste capítulo discorreu-se sobre a modelagem do sistema de proteção diferencial de transformadores, detalhando-se os critérios e os dados necessários para a simulação. Foram explicitados os modelos e os dados utilizados em cada equipamento, para simulação do transformador de potência, do transformador de corrente e relé diferencial estudados. Além disso, foram apresentados os resultados referentes as simulações considerando diferentes tipos de faltas. No próximo capítulo serão discutidos os resultados, visando analisar o cumprimento dos objetivos deste trabalho e recomendar trabalhos futuros.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÃO E DESENVOLVIMENTO FUTURO

5.1. Conclusão

Este trabalho final de curso descreveu a modelagem da proteção diferencial de transformadores de potência, utilizando de modelos nativos da aplicação como o transformador de potência, os TCs e a relé diferencial. Para tanto, foi utilizado o software ATPDraw e os modelos utilizando a linguagem MODELS, de forma que seja obtida uma simulação do transformador e da proteção associada confiável e didática.

As modelagens iniciam-se pelo transformador, utilizando de dados obtidos no levantamento de dados através de ensaio realizado pela concessionária e aplicação destes no modelo SATTRAFO. Em seguida, para simulação dos TC utilizou-se de um modelo de transformador ideal TRAFO_I, sendo a saturação feita através de modelo de indutor não linear NLININD.

O relé de proteção então será representado pela modelo WIRELAY87T que, utilizando das medidas advindas dos TCs será responsável pela comparação das correntes e pela verificação da necessidade de atuação.

Foram simulados casos envolvendo vários tipos de faltas: Curtos monofásicos, bifásicos e trifásico ocorrendo dentro da zona de proteção e fora da zona considerando sempre a energização do transformador. Os resultados mostra a atuação da função implementada, buscando as possibilidades aonde a mesma pode ser testada e implementada.

Este trabalho final de curso tem como principal contribuição a constatação da utilização do ATP como ferramenta didática e precisa para a simulação de proteção diferencial, além da geração de uma simulação simples e objetiva que representou o sistema de proteção diferencial da SED IPU.

A partir deste trabalho constatou-se que o ATP é uma ferramenta importante no curso de engenharia e nas empresas de energia tendo em vista que este permite a simulação de diferentes transitórios e o aprofundamento em sua programação pode aperfeiçoar a simulação através da adição de outros elementos do sistema elétrico ou da variação de outros parâmetros para estudo de sua influência.

5.2. Trabalhos futuros

Como propostas para desenvolvimento futuro, tem-se:

- Desenvolvimento de modelos que possam representar os componentes descritos acima utilizando como base os modelos nativos para programação de modelos mais precisos;
- Avaliação de transformadores com outros tipos de ligação, já que não houve abordagem para montagens do tipo delta-delta e estrela-estrela, por exemplo;
- Desempenho de representação para transformadores com mudança de tap sob carga e avaliação do desempenho;
- Possibilidade de utilização de dados adquiridos em campo durante faltas como forma de analisar a operação do equipamento durante a falta;
- Operação da proteção em caso de saturação dos TCs, algo não abordado devido a não saturação do equipamento dimensionado.

BIBLIOGRAFIA

COELCE. Critérios de protejo CP-011/2013 R-01: Subestação de distribuição aérea e semi-abrigada de 72,5-15 kV. Diretoria técnica: Planejamento e engenharia da rede. 2013.

COTOSKY, Regina Kelly. Proteção de sistemas elétricos: uma abordagem técnicopedagógica. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2007.

EFACEC. TPU TD420 Edição 1 – Ver. 1.2. Efacec Sistemas de Electronica, S.A. 2005.

KINDERMANN, Geraldo. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência. 2, 2012.

LIGHT. Proteção de Sistemas elétricos, 2007. Manual para treinamento do corpo de operadores de subestação.

RUSH, Peter. Proteção e automação de redes: conceito e aplicação; coordenação da tradução José Antonio Jardini - São Paulo: Editora Blucher: Schneider, 2011.

SIEMENS. Catálogo HG 11.02. Siemens. 2005.

SILVA, Paulo Sérgio. Investigação sobre os efeitos da saturação em transformadores de corrente de proteção. 2014. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Minas Gerais.

SOARES, Fellipe Souto. Estudo do comportamento de transformadores de corrente em regime transitório. 2015. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Centro de Engenharia Elétrica e Informática, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, Paraíba.

TAVARES, Karla Antunes. Modelagem e Simulação da Proteção Diferencial de Transformadores de Potência no ATP. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. – Departamento de Engenharia elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, Distrito Federal, 2013.

ANEXO I – Ordem de Ajustes de Proteção do Transformador 02T1

ITEM	EQUIPAMENTO	TENSÃO (KV)	REGULAÇÃO DE T.C. (%)	COMPRIMENTO DE FASE	CÓDIGO ANSI	TIPOLOGIA	FABRICANTE	CARACTERÍSTICAS DE APLICAÇÃO		CURVA	FASE	EQUIL	CURVA	INST.	SITUAÇÃO	CANTIDADE	ITEM Nº																																			
								TEMPERATURA	INSTALADO																																											
01	DIFERENCIAL TRAFÓ 02T1	13,8	400 - 5	-	87	DIFERENCIAL	EFADCEC	TPU - TD420	1 Minibre (0,10 - 1,000) 6,000x200x400x100	DECLINIDADE 1 (13,800 - 100,000) 0,9151%	1 Minibre (100,000 - 1,000,000) 0,9151%	100,000	DECLINIDADE 2 (13,800 - 200,000) 0,9151%	7,000	SUBSTITUI	066/15	01																																			
																		1800x1800x100	DECLINIDADE 2 (13,800 - 200,000) 0,9151%																																	
01A	DIFERENCIAL TRAFÓ 02T1	69	400 - 5	190	50 / 51	FASE	EFADCEC	TPU - TD420	TPU-5A (1,000 - 20,000) 0,001 PU	DECLINIDADE 1 (1,000 - 100,000) 0,9151%	DECLINIDADE 2 (1,000 - 200,000) 0,9151%	2,375	DECLINIDADE 1 (1,000 - 100,000) 0,9151%	2,375	SUBSTITUI	066/15	01A																																			
																		TPU - 5A (1,000 - 20,000) 0,001 PU	DECLINIDADE 2 (1,000 - 200,000) 0,9151%																																	
01B	DIFERENCIAL TRAFÓ 02T1	13,8	400 - 5	60	50 / 51	FASE	EFADCEC	TPU - TD420	TPU-5A (1,000 - 20,000) 0,001 PU	DECLINIDADE 1 (1,000 - 100,000) 0,9151%	DECLINIDADE 2 (1,000 - 200,000) 0,9151%	3,920	DECLINIDADE 1 (1,000 - 100,000) 0,9151%	3,920	SUBSTITUI	066/15	01B																																			
																		TPU - 5A (1,000 - 20,000) 0,001 PU	DECLINIDADE 2 (1,000 - 200,000) 0,9151%																																	
02	DISJUNTOR 11T1	13,8	1200 - 5	940,80	50 / 51	FASE	EFADCEC	TPU - S420	TPU-5A (1,000 - 20,000) 0,001 PU	DECLINIDADE 1 (1,000 - 100,000) 0,9151%	DECLINIDADE 2 (1,000 - 200,000) 0,9151%	0,250	DECLINIDADE 1 (1,000 - 100,000) 0,9151%	0,250	SUBSTITUI	066/15	02																																			
																		TPU - 5A (1,000 - 20,000) 0,001 PU	DECLINIDADE 2 (1,000 - 200,000) 0,9151%																																	
<p align="center">OB 8.: ESTA OAP REFERE-SE AOS ITENS 8 : 07 e 07C (Entrada em operação do religador 21L8)</p>																																																				
<p align="center">VERIFICAÇÃO DE RÍSCA</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>DE RÍSCA</th> <th>DATA</th> <th>VERIFICADO</th> <th>DATA</th> <th>VERIFICADO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>SISTEMA DE RELIAMENTO</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>EQUIPAMENTO</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>FABRICANTE / TIPO (SELEI)</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>SEQUÊNCIA DE OPERAÇÃO</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>TIPO DE RELIAMENTO</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>TIPO DE REDE</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>																		DE RÍSCA	DATA	VERIFICADO	DATA	VERIFICADO	SISTEMA DE RELIAMENTO					EQUIPAMENTO					FABRICANTE / TIPO (SELEI)					SEQUÊNCIA DE OPERAÇÃO					TIPO DE RELIAMENTO					TIPO DE REDE				
DE RÍSCA	DATA	VERIFICADO	DATA	VERIFICADO																																																
SISTEMA DE RELIAMENTO																																																				
EQUIPAMENTO																																																				
FABRICANTE / TIPO (SELEI)																																																				
SEQUÊNCIA DE OPERAÇÃO																																																				
TIPO DE RELIAMENTO																																																				
TIPO DE REDE																																																				
<p align="center">L. DE LICENCIAMENTO</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>LI</th> <th>NOME</th> <th>DATA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>																		LI	NOME	DATA																																
LI	NOME	DATA																																																		
EMISSÃO		DATA	16/05/16	VISTO DO CHEFE		DATA		NOME		DATA		NOME		DATA		NOME		DATA																																		
ROBERTA																																																				



ORDEM DE AJUSTE DE PROTEÇÃO - PROGRAMADO
SED : IPU - IPU

OAP Nº 091 / 2016

ANEXO II – Cálculo do pontos dentro e fora da zona de atuação

Dados:

- Corrente nominal no primário

$$I_p = 83.67A$$

- Corrente nominal no secundário

$$I_s = 418.37A$$

- RTCs

$$RTC_p = \frac{400}{5} = 80$$

e

$$RTC_s = \frac{1200}{5} = 240$$

- Curto circuito na barra de 13,8kV

$$I_{cc}(p) = 627.88A$$

Fora da área de diferencial

Ponto 1 – Corrente nominal no transformador

Corrente no ponto

$$I_p = 83.67A \quad e \quad I_s = 418.37A$$

Dividindo pela RTC

$$\frac{I_p}{80} = 1.05A \quad e \quad \frac{I_s}{240} = 1.74A$$

Corrente Diferencial

$$I_{Dif} = |I_p - I_s| = 0.70A$$

Corrente de Restrição

$$I_{Rest} = \frac{|I_p + I_s|}{2} = 1.39A$$

Ponto 2 - Transformador com sobrecarga de 50%

Corrente no ponto

$$I_p = 125.51A \quad e \quad I_s = 627.55A$$

Dividindo pela RTC

$$\frac{I_p}{80} = 1.57A \quad e \quad \frac{I_s}{240} = 2.61A$$

Corrente Diferencial

$$I_{Dif} = |I_p - I_s| = 1.05A$$

Corrente de Restrição

$$I_{Rest} = \frac{|I_p + I_s|}{2} = 2.09A$$

Ponto 3 - 50% do valor do curto circuito na barra de 13.8kV

Corrente no ponto

$$I_p = 313.94A \quad e \quad I_s = 1569.71A$$

Dividindo pela RTC

$$\frac{I_p}{80} = 3.92A \quad e \quad \frac{I_s}{240} = 6.54A$$

Corrente Diferencial

$$I_{Dif} = |I_p - I_s| = 2.62A$$

Corrente de Restrição

$$I_{Rest} = \frac{|I_p + I_s|}{2} = 5.23A$$

Ponto 4 - 100% do valor do curto circuito na barra de 13.8kV

Corrente no ponto

$$I_p = 627.88A \quad e \quad I_s = 3139.41A$$

Dividindo pela RTC

$$\frac{I_p}{80} = 7.85A \quad e \quad \frac{I_s}{240} = 13.08A$$

Corrente Diferencial

$$I_{Dif} = |I_p - I_s| = 5.23A$$

Corrente de Restrição

$$I_{Rest} = \frac{|I_p + I_s|}{2} = 10.46A$$

Dentro da zona de atuação

Ponto 5 - Corrente nominal do Transformador

Corrente no ponto

$$I_p = 83.67A \quad e \quad I_s = 0.00A$$

Dividindo pela RTC

$$\frac{I_p}{80} = 1.05A \quad e \quad \frac{I_s}{240} = 0.00A$$

Corrente Diferencial

$$I_{Dif} = |I_p - I_s| = 1.05A$$

Corrente de Restrição

$$I_{Rest} = \frac{|I_p + I_s|}{2} = 0.52A$$

Ponto 6 - Transformador com sobrecarga de 50%

Corrente no ponto

$$I_p = 125.51A \quad e \quad I_s = 0.00A$$

Dividindo pela RTC

$$\frac{I_p}{80} = 1.57A \quad e \quad \frac{I_s}{240} = 0.00A$$

Corrente Diferencial

$$I_{Dif} = |I_p - I_s| = 1.57A$$

Corrente de Restrição

$$I_{Rest} = \frac{|I_p + I_s|}{2} = 0.78A$$

Ponto 7 - 50% do valor do curto circuito na barra de 13.8kV

Corrente no ponto

$$I_p = 313.94A \quad e \quad I_s = 0.00A$$

Dividindo pela RTC

$$\frac{I_p}{80} = 3.92A \quad e \quad \frac{I_s}{240} = 0.00A$$

Corrente Diferencial

$$I_{Dif} = |I_p - I_s| = 3.92A$$

Corrente de Restrição

$$I_{Rest} = \frac{|I_p + I_s|}{2} = 1.96A$$

Ponto 8 - 100% do valor do curto circuito na barra de 13.8kV

Corrente no ponto

$$I_p = 627.88A \quad e \quad I_s = 0.00A$$

Dividindo pela RTC

$$\frac{I_p}{80} = 7.85A \quad e \quad \frac{I_s}{240} = 0.00A$$

Corrente Diferencial

$$I_{Dif} = |I_p - I_s| = 7.85A$$

Corrente de Restrição

$$I_{Rest} = \frac{|I_p + I_s|}{2} = 3.92A$$

Resumindo, tem-se os seguintes pontos:

Tabela 1 - Zona de não atuação

	Restrição	Diferencial
Ponto 1	1.395	0.697
Ponto 2	2.092	1.046
Ponto 3	5.232	2.616
Ponto 4	10.465	5.232

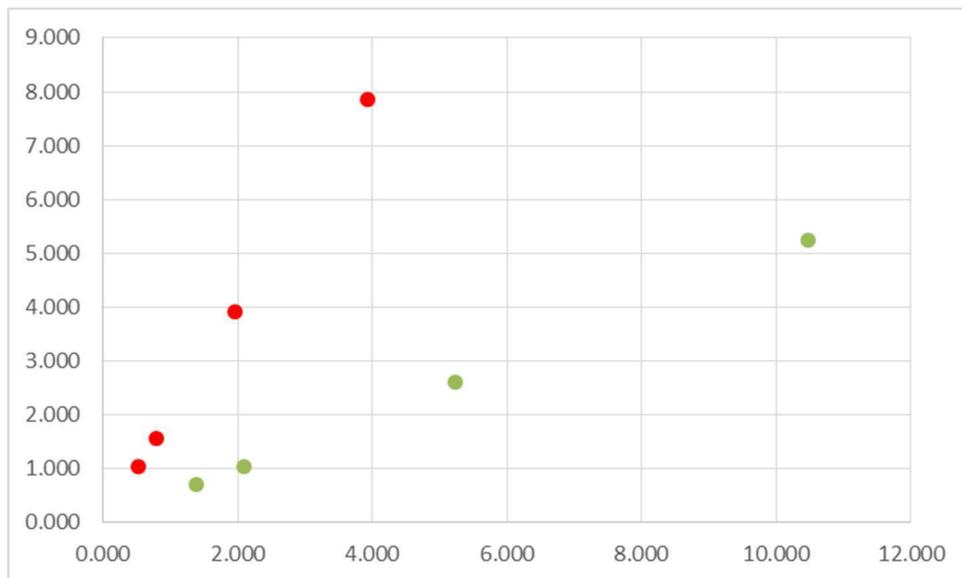
e

Tabela 2 – Zona de atuação

	Restrição	Diferencial
Ponto 5	0.523	1.046
Ponto 6	0.784	1.569
Ponto 7	1.962	3.924
Ponto 8	3.924	7.849

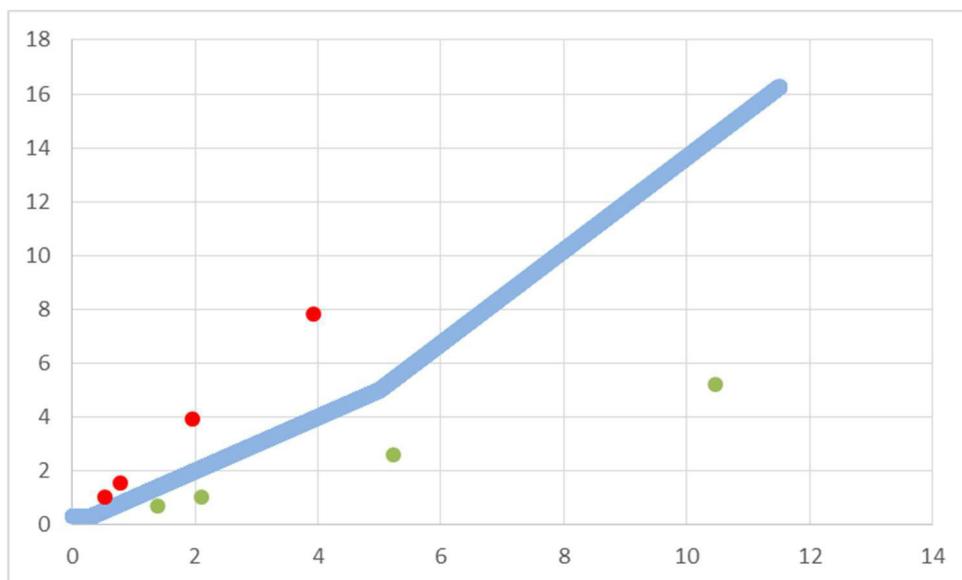
Tem-se,

Gráfico 1 – Pontos dentro (Vermelho) e fora (Verde) da zona de atuação



Desta forma a curva deve ser traçada de forma a dividir as zonas corretamente e manter uma margem segura para que não haja atuações incorretas. Logo,

Gráfico 2 – Pontos da curva de atuação do diferencial



Ou,

Gráfico 3 – Curva de atuação do diferencial

