



**AVALIAÇÃO DA PROTEÇÃO DE REATORES
SHUNT DE LINHAS DE TRANSMISSÃO**

João Paulo Carneiro Rodrigues
Larissa de Paiva Silva

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

Avaliação da Proteção de Reatores *Shunt* de Linhas de Transmissão

João Paulo Carneiro Rodrigues

Larissa de Paiva Silva

Trabalho final de graduação submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

APROVADA POR:

Prof. Kleber Melo e Silva, DSc (ENE – UnB)
(Orientador)

Eduardo Campos Penna, MSc (Lavallin-Marte)
(Examinador Externo)

Maria Leonor Silva de Almeida, MSc (ENE – UnB)
(Examinadora Interna)

Brasília/DF, julho de 2014.

Dedico este trabalho à minha família, fonte de inspiração e força:
meus pais, Juarez e Fátima, e minha irmã, Fernanda.

AGRADECIMENTOS – João Paulo Rodrigues

A Deus, fonte inesgotável de força, amor e justiça.

Aos meus pais, pelo exemplo e educação que me deram. Pelo amor e carinho em minha criação. Pela força e suporte em minhas escolhas nos âmbitos acadêmico e profissional.

À minha irmã Fernanda, pelo seu amor incondicional, apoio, amizade, carinho e incentivo em todas as etapas da minha vida.

Aos meus amigos, pelo suporte, conselhos e ensinamentos que me deram nos momentos mais difíceis.

Aos amigos e colegas de graduação, que compartilharam comigo esta caminhada e foram exemplos e fontes de apoio nos estudos durante todo o curso.

Ao professor Kleber, pela orientação e pelo apoio neste trabalho, e pelos seus ensinamentos concedidos na área em estudo.

Dedico este trabalho àqueles que são
a minha fonte inesgotável de motivação:
meus pais, Cesar e Roselí, e meu irmão, Gabriel.

AGRADECIMENTOS – Laríssa Silva

Primeiramente a Deus, por seu amor infinito, bondade e justiça.

À memória de meu querido pai, por ser para mim grande exemplo de humildade e amor, além de ter sido responsável pela consciência que tenho da importância de estudar. Por todo carinho dedicado a mim durante todo o tempo de sua vida.

À minha mãe, por seu amor e bondade incondicionais. Pelo suporte emocional nos momentos de fraqueza, por sua amizade fiel e pela confiança dispensada a mim.

Ao meu irmão Gabriel, por sua compreensão, carinho e serenidade. Por sua torcida pelo meu sucesso.

Aos meus tios Teresinha e Fabrício, por me ofertarem muito mais que uma moradia em Brasília. Por me proporcionarem um lar, um segundo núcleo familiar. Também por acreditarem em mim mais do que eu mesma.

Aos meus amigos, pela acolhida nos momentos difíceis e por compartilharem comigo os bons.

Aos colegas que fiz na UnB, por muitos deles terem se permitido extrapolar os limites do companheirismo nos estudos, me concedendo também sua amizade.

RESUMO

Os sistemas de proteção são projetados para atuarem com rapidez, confiabilidade e seletividade. O Sistema Elétrico de Potência – SEP está sujeito a faltas de diversos tipos e causas. Interrupções no fornecimento de energia elétrica são prejudiciais tanto para os consumidores, quanto para as distribuidoras, pois a qualidade da prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica é regulamentada e fiscalizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Dentro do SEP, há diversos equipamentos fundamentais para garantir a qualidade da energia elétrica entregue ao consumidor. Um deles é o reator *shunt*, responsável, principalmente, pela regulação da tensão na linha de transmissão, por meio da absorção do excesso de reativos em linhas longas. A saída de operação destes reatores é, assim, muito prejudicial ao sistema. Neste trabalho, realizou-se a modelagem e análise das principais proteções, diferencial de fase e de falta à terra restrita, além da proteção de sobrecorrente, aplicadas aos reatores *shunt* para um dos tipos de faltas mais comuns, o espira-terra. Para este estudo, utilizou-se o *software ATP (Alternative Transients Program)* para simulação dos modelos criados. Para a coleta e apresentação dos dados, empregaram-se, em conjunto, o Microsoft Office Excel e o Matlab. Os resultados obtidos permitem um melhor entendimento da atuação da proteção para este tipo de falta, além de indicar uma boa forma de modelagem do sistema elétrico com reatores *shunt*.

PALAVRAS-CHAVE: ATP, Reator *Shunt*, Falta Espira-Terra, Proteção Diferencial, Proteção de Sobrecorrente, Falta à Terra Restrita, Modelagem de Relés.

ABSTRACT

The protection systems are projected to operate with rapidity, confiability and selectivity. The Electric Power System – EPS is exposed to faults of many types and causes. Interruptions in the electric energy supply are disadvantageous to the consumers and to the suppliers, because the public service of electric energy transmission quality is regulated and inspected by ANEEL, the national electric energy agency. Inside the EPS, there are many fundamental equipments to warrant the quality of electric energy delivered to the consumer. One of them is the shunt reactor, responsible, mainly, for the voltage regulation in transmission line through the absorption of reactive excess in long lines. Then, the failure of the shunt reactors operation is very prejudicial to the system. In this work, it was realized the modeling and the analysis of the main protections, phase differential and restricted earth fault, and also the overcurrent protection, applied to the shunt reactors for one of the most common faults, the phase-to-ground. In order to do so, it was used the software ATP (*Alternative Transients Program*) to simulate the created models. To the obtainment and presentation of the results, it was utilized, together, the Microsoft Office Excel and the Matlab. The achieved results allow to reach a better understanding about the protection performance with this type of fault, besides to indicate a good way to model the electric system with shunt reactors.

KEYWORDS: ATP, Shunt Reactor, Phase-to-Ground Fault, Differential Protection, Overcurrent Protection, Restricted Earth Fault, Relays Modeling.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	1
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA	1
1.2. OBJETIVOS.....	3
1.3. ESTRUTURA DO TEXTO	3
FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	5
2.1. REATORES SHUNT	5
2.1.1 <i>Características e Condições de Operação dos Reatores Shunt</i>	8
2.1.1.1 <i>Magnetização</i>	8
2.1.1.2 <i>Energização e Desenergização</i>	9
2.1.2 <i>Tipos de Faltas em Reatores Shunt</i>	11
2.2. TRANSFORMADORES DE CORRENTE	13
2.3. PROTEÇÃO DE REATORES SHUNT.....	17
2.3.1 <i>Proteção Diferencial</i>	20
2.3.2 <i>Proteção de Sobrecorrente</i>	23
2.3.2.1 <i>Curvas de Tempo Inverso IEC (IEC 60255-3)</i>	23
2.3.2.2 <i>Curvas de Tempo Inverso ANSI (IEEE C37.112)</i>	25
2.3.2.3 <i>Curvas de Tempo Definido</i>	26
2.3.2.4 <i>Estágios de Proteção</i>	27
2.3.3 <i>Proteção de Falta à Terra Restrita (REF)</i>	27
2.3.4 <i>Restrição por Harmônicos</i>	28
MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO	30
3.1. MODELAGEM COMPUTACIONAL.....	30
3.2. SISTEMA ELÉTRICO	31
3.2.1 <i>Linha de Transmissão</i>	32
3.2.2 <i>Reator Shunt</i>	32
3.2.2.1 <i>Reator Shunt no ATP</i>	35
3.2.2.2 <i>Fator de Dispersão</i>	37
3.2.3 <i>TCs</i>	38
SIMULAÇÕES, RESULTADOS E ANÁLISES.....	40
4.1. AJUSTES DAS PROTEÇÕES	40
4.1.1 <i>Proteção Diferencial de Fase 87R</i>	41

4.1.2	<i>Proteção REF</i>	42
4.1.3	<i>Proteção de Sobrecorrente</i>	42
4.1.3.1	<i>Unidade Temporizada (51)</i>	43
4.1.3.2	<i>Unidade Instantânea (50)</i>	44
4.2.	CURTO-CIRCUITO ESPIRA-TERRA	45
4.2.1	<i>Fator de Dispersão Unitário</i>	45
4.2.1.1	<i>Caso A: curto-circuito em 100% do enrolamento</i>	45
4.2.1.2	<i>Caso B: curto-circuito em 99% do enrolamento</i>	46
4.2.1.3	<i>Caso C: curto-circuito em 50% do enrolamento</i>	46
4.2.1.4	<i>Caso D: curto-circuito em 1% do enrolamento</i>	48
4.2.1.5	<i>Análises em massa: curtos-circuitos de 1% a 99% do enrolamento</i>	50
4.2.2	<i>Fator de Dispersão de 25%</i>	51
4.2.2.1	<i>Caso A: curto-circuito em 99% do enrolamento</i>	51
4.2.2.2	<i>Análises em massa: curtos-circuitos de 1% a 99% do enrolamento</i>	52
4.2.3	<i>Análise em Massa da Proteção Diferencial de Fase e REF: Fator de Dispersão de 0,01 a 1 e Percentual do Enrolamento em Curto de 1% a 99%</i>	53
4.2.4	<i>Análise em Massa da Proteção de Sobrecorrente: Fator de Dispersão de 0,01 a 1 e Percentual do Enrolamento em Curto de 1% a 99%</i>	54
4.2.4.1	<i>Unidade Temporizada (51)</i>	55
4.2.4.2	<i>Unidade Instantânea (50)</i>	57
4.2.5	<i>Análises dos Resultados Principais</i>	60
4.3.	ENERGIZAÇÃO	63
	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS	66
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	68
	APÊNDICE	71

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Evolução do número de perturbações e do impacto sobre o atendimento às cargas do SIN [3].	2
Figura 2.1 - Reator <i>shunt</i> de 765 kV na subestação de Foz do Iguaçu.	5
Figura 2.2 - Variadas conexões do reator <i>shunt</i> ao sistema elétrico de potência.	6
Figura 2.3 - Característica da magnetização de reatores com núcleos de ar e de ferro [17].	8
Figura 2.4 - Circuito RL série para modelagem da energização do reator <i>shunt</i> [17].	9
Figura 2.5 - Característica da corrente de <i>inrush</i> de um reator <i>shunt</i> .	11
Figura 2.6 - Tipos de curtos-circuitos em um reator <i>shunt</i> .	12
Figura 2.7 - TC tipo barra de 138 kV.	14
Figura 2.8 - Circuito equivalente de um TC.	15
Figura 2.9 - Curvas de magnetização de um TC [10].	16
Figura 2.10 - Curva de excitação de TCs de proteção e medição [10].	16
Figura 2.11 - Fluxo magnético no ramo de magnetização de um TC: característica não senoidal durante a saturação.	17
Figura 2.12 - Correntes secundária e primária referenciada ao secundário de um TC: distorção da corrente secundária durante a saturação.	17
Figura 2.13 - Esquema da proteção diferencial, considerando um relé eletromecânico [12].	21
Figura 2.14 - Gráfico de atuação da proteção diferencial.	21
Figura 2.15 - Curvas (a) normal inversa, (b) muito inversa, (c) extremamente inversa e (d) inversa de tempo definido segundo a norma IEC 60255-3.	24
Figura 2.16 - Curvas (a) extremamente inversa, (b) muito inversa e (c) inversa de tempo inverso segundo a norma IEEE.	26
Figura 2.17 - Curvas de tempo definido [33].	26
Figura 2.18 - Curva de atuação do relé para a proteção de sobrecorrente [29].	27
Figura 3.1 - Sistema utilizado para simulação.	31
Figura 3.2 - Modelo π da linha de transmissão.	32
Figura 3.3 - Modelagem do reator de linha de transmissão.	33
Figura 3.4 - Sub-bobinas formadas a partir de curto espira-terra.	35

Figura 3.5 - Característica da magnetização do reator com núcleo de ferro.	36
Figura 3.6 - Modelo do transformador de corrente utilizado no ATP.	38
Figura 4.1 - Correntes nas fases do reator sem aplicação de curto.	45
Figura 4.2 - Corrente de curto-circuito na bucha do reator.	46
Figura 4.3 - Corrente de curto-circuito em 99% do enrolamento do reator.	46
Figura 4.4 - Corrente de curto-circuito em 50% do enrolamento do reator.	47
Figura 4.5 - Atuação do relé 87R para fator de dispersão unitário e curto espira-terra em 50% do enrolamento.	47
Figura 4.6 - Atuação do relé REF para fator de dispersão unitário e curto espira-tem 50% do enrolamento.	48
Figura 4.7 - Corrente de curto-circuito em 1% do enrolamento do reator.	48
Figura 4.8 - Atuação do relé 87R: curto em 1% do enrolamento e fator de dispersão unitário.	49
Figura 4.9 - Atuação do relé REF: curto em 1% do enrolamento e fator de dispersão unitário.	49
Figura 4.10 - Correntes de operação e restrição para proteção 87R: fator de dispersão unitário.	50
Figura 4.11 - Correntes de operação e restrição para proteção REF: fator de dispersão unitário.	51
Figura 4.12 - Atuação do relé 87R: curto em 99% do enrolamento e fator de dispersão 0,25.	51
Figura 4.13 - Atuação do relé REF: curto em 99% do enrolamento e fator de dispersão 0,25.	52
Figura 4.14 - Correntes de operação e restrição para proteção 87R: fator de dispersão 0,25.	52
Figura 4.15 - Correntes de operação e restrição para proteção REF: fator de dispersão 0,25.	53
Figura 4.16 - Corrente Vs Fator de dispersão Vs Percentagem do enrolamento para a proteção 87R diante de curto espira-terra.	54
Figura 4.17 - Corrente Vs Fator de dispersão Vs Percentagem do enrolamento para a proteção REF diante de curto espira-terra.	54
Figura 4.18 - Proteção de sobrecorrente temporizada para o lado da fase do reator diante de curto espira-terra.	55
Figura 4.19 - Proteção de sobrecorrente temporizada para o lado do neutro do reator diante de curto espira-terra.	56
Figura 4.20 - Vista superior para a proteção de sobrecorrente temporizada para o lado do neutro do reator diante de curto espira-terra.	56
Figura 4.21 - Proteção de sobrecorrente temporizada de neutro do reator diante de curto espira-terra.	57

Figura 4.22 - Proteção de sobrecorrente instantânea para o lado da fase do reator diante de curto espira-terra.....	57
Figura 4.23 - Vista superior da proteção de sobrecorrente instantânea para o lado da fase do reator diante de curto espira-terra.....	58
Figura 4.24 - Proteção de sobrecorrente instantânea para o lado do neutro do reator diante de curto espira-terra.....	58
Figura 4.25 - Vista superior da proteção de sobrecorrente instantânea para o lado do neutro do reator diante de curto espira-terra.....	59
Figura 4.26 - Proteção de sobrecorrente instantânea de neutro do reator diante de curto espira-terra.	59
Figura 4.27 - Variação da indutância mútua entre as sub-bobinas pelo percentual do enrolamento curto-circuitado.....	60
Figura 4.28 - Contribuições de corrente pelo percentual do enrolamento em curto: fator de dispersão 0,25.....	60
Figura 4.29 - Contribuições de corrente pelo percentual do enrolamento em curto: fator de dispersão unitário.....	61
Figura 4.30 - Correntes de energização do reator <i>shunt</i> em cada fase.....	63
Figura 4.31 - Forma de onda da corrente de energização do reator <i>shunt</i>	64

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Propriedades básicas dos reatores <i>shunt</i> [11].	7
Tabela 2.2 - Estatística para as faltas pelo tipo e duração [10].	12
Tabela 2.3 - Códigos das principais proteções, definidos pelo padrão ANSI/IEEE C-37-2.	19
Tabela 2.4 - Proteções típicas para reatores <i>shunt</i> [11].	20
Tabela 2.5 - Classificação de curvas segundo a norma IEC 60255-3 [30].	25
Tabela 2.6 - Classificação de curvas segundo a norma IEEE C37.112 [31].	25
Tabela 2.7 - Nomenclatura, de acordo com as normas IEC 60255-3 e IEE C37.112, dos estágios para a proteção de sobrecorrente [30]-[31].	27
Tabela 3.1 - Parâmetros dos circuitos equivalentes.	31
Tabela 3.2 - Parâmetros da LT.	32
Tabela 3.3 - Parâmetros do TC utilizado.	39
Tabela 4.1 - Dados da curva de excitação do reator.	63

GLOSSÁRIO

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AC	<i>Alternating Current</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
ATP	<i>Alternative Transient Program</i>
ATPDraw	Interface gráfica do ATP
DC	<i>Direct Current</i>
EMTP	<i>Electromagnetic Transients Program</i>
IEC	<i>International Electro Technical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
LT	Linha de transmissão
MATLAB	<i>Matrix Laboratory</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
REF	<i>Restricted Earth Fault</i>
R-L	Resistência - Indutância
RTC	Relação de transformação do transformador de corrente
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

O crescimento demográfico mundial, aliado ao contínuo desenvolvimento tecnológico, favoreceu um aumento nas atividades dos setores industrial, comercial e de serviços, provocando o surgimento de diversos centros consumidores de energia elétrica, a qual é essencial para as variadas atividades exercidas nos mesmos. Neste contexto, para suprir a demanda energética dessa grande rede, faz-se necessária a construção de linhas de transmissão cada vez mais longas. No Brasil, para interligar essas unidades consumidoras, houve a criação do Sistema Interligado Nacional – SIN.

As linhas longas (maiores que 250 km), usualmente de alta e extra-alta tensão, apresentam elevado acoplamento capacitivo entre fases e entre fase e solo, acarretando um significativo aumento da tensão na linha em duas situações principais: a primeira é quando há rejeição de carga (chaveamento), e a segunda é em condição de carga leve, ou seja, em baixa demanda por parte dos consumidores. Para minimizar os inconvenientes da utilização de linhas de transmissão cada vez mais longas e propiciar ao sistema um melhor funcionamento, utiliza-se banco de reatores em série ou paralelo (ou *shunt*). O banco de reatores, se instalado em série com a linha, contribui para limitar a corrente de curto-circuito na mesma, já que a impedância série equivalente dessa combinação tende a ser maior. Caso instalado em paralelo, a regulação de tensão na linha é feita por meio da absorção do excesso de reativos [14].

Considerando sua fundamental importância para o desenvolvimento social e econômico de qualquer nação, a energia elétrica deve ser gerenciada de forma a estar acessível às unidades consumidoras. Tendo em vista a grande utilização de reatores *shunt* no SIN, torna-se clara a necessidade de um sistema de proteção mais eficiente, de forma a permitir que estes equipamentos estejam disponíveis. Os impactos negativos da indisponibilidade destes equipamentos afeta não somente o sistema e os consumidores, mas também os agentes de transmissão.

Em [1], a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL define padrões de qualidade para a transmissão de energia, além de determinar que descontos sobre a receita das concessionárias sejam aplicados nos casos de:

- Indisponibilidade;
- Restrição Operativa Temporária;
- Atraso na Entrada em Operação de uma FT (Função Transmissão).

A ANEEL também estabelece as disposições relativas à qualidade da energia elétrica às unidades consumidoras. Em [2], ela estabelece, inclusive, padrões aceitáveis para duração e frequência de interrupções, de forma a favorecer a continuidade da distribuição.

A Figura 1.1 apresenta uma média de 293,2 desligamentos anuais no SIN com corte de carga [3]. Desta forma, é de grande interesse a busca pela manutenção da qualidade do serviço prestado pelas concessionárias, fazendo com que haja menos desligamentos.

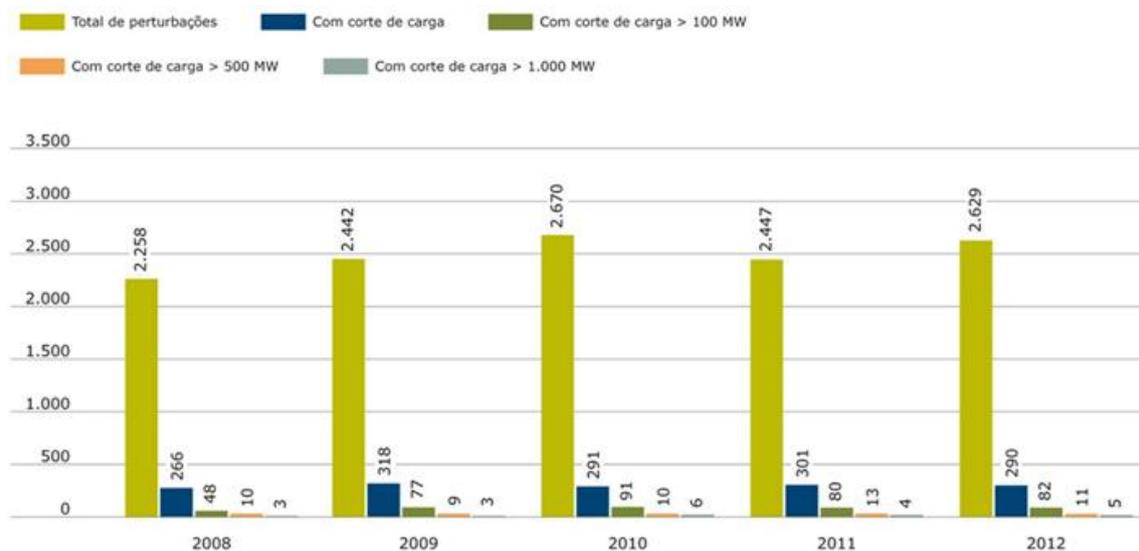


Figura 1.1 - Evolução do número de perturbações e do impacto sobre o atendimento às cargas do SIN [3].

A título de exemplo, às 22h13m do dia 10 de novembro de 2009, uma perturbação no SIN resultou em blecaute grave, com interrupção de 24.436 MW do SIN (40% da carga do sistema na época) e cerca de 880 MW do Paraguai. O blecaute foi uma perturbação trifásica evolutiva, resultado de três curtos-circuitos monofásicos sequenciais: os dois primeiros nas fases B e C, respectivamente, da LT 765 kV Itaberá/Ivaiporã, e o último na barra A de 765 kV da SE Itaberá. Após a eliminação das três faltas, a proteção de sobrecorrente instantânea residual do reator *shunt* da LT atuou indevidamente, desligando totalmente a transmissão entre as SEs Itaberá e Ivaiporã [4]-[5].

Os blecautes são de difícil previsão e causam grandes impactos socioeconômicos. Quando atuantes, as proteções dos sistemas elétricos não previnem defeitos, mas minimizam os danos, por meio da retirada do componente defeituoso do sistema e, conseqüentemente, aumento da integridade e estabilidade do sistema restante.

Diante dos fatos apresentados, torna-se clara a necessidade de um estudo aprofundado acerca da atuação dos relés de proteção de reatores *shunt*. Para as implementações computacionais dos sistemas de potência considerados neste trabalho, utilizou-se o software *Alternative Transients Program* – ATP, que permite a análise de transitórios eletromagnéticos. Desta maneira, os resultados obtidos aproximam-se das situações reais, permitindo melhores ajustes nos algoritmos dos relés.

1.2. OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho é apresentar a modelagem de relés diferencial, de sobrecorrente e de falta à terra restrita (do inglês *restricted earth fault protection* - REF) implementados no ATP, simulando e analisando sua atuação frente aos diferentes tipos de faltas em um banco de reatores *shunt* de um sistema de potência. Como objetivos específicos, tem-se:

- Implementar algoritmos para as proteções diferencial, de sobrecorrente e REF de um banco de reatores *shunt*, integrantes de um sistema elétrico modelado no ATP, diante de curtos-circuitos espira-terra;
- Com o suporte do software Matlab, analisar a atuação ou não, bem como a sensibilidade das proteções implementadas frente às diferentes simulações de curtos-circuitos no sistema elétrico;
- Nos casos de não atuação das proteções implementadas, atuar nos algoritmos dos relés ou na modelagem do sistema, de forma a aumentar seu desempenho.

1.3. ESTRUTURA DO TEXTO

Este trabalho possui a seguinte estrutura:

O capítulo 1 apresenta uma visão geral sobre a necessidade dos sistemas de proteção para a transmissão de energia elétrica, motivada por históricos de perturbações verificadas no SIN e regulamentações da ANEEL relativas à continuidade e conformidade da transmissão. Enfatiza-se a importância das proteções de reatores *shunt*.

O capítulo 2 apresenta ao leitor esse importante componente de grandes sistemas elétricos: o reator *shunt*. São abordados conceitos iniciais relacionados ao equipamento, como aplicações, características construtivas e operacionais. Em seguida, trata dos tipos de defeitos a que estão sujeitos os reatores *shunt*, bem como conceitos básicos relacionados à proteção destes equipamentos. Após

apresentar os principais tipos de proteções elétricas existentes, subcapítulos detalham as proteções mais indicadas.

O capítulo 3 apresenta as ferramentas computacionais utilizadas neste trabalho, bem como dimensiona, modela e descreve, de uma maneira geral, o sistema elétrico implementado.

O capítulo 4 apresenta os resultados obtidos nas simulações e analisa os dados e gráficos encontrados sob a ótica da atuação ou não das diferentes proteções implementadas.

No capítulo 5 são feitas as conclusões e considerações finais, além de apresentar sugestões para trabalhos futuros relacionados ao tema.

Capítulo 2

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. REATORES *SHUNT*

Os reatores *shunt* são utilizados para reduzir o efeito capacitivo das longas linhas de transmissão e, assim, regular a tensão nas barras do sistema e melhorar a qualidade da energia elétrica transmitida. Os níveis de tensão em linhas de transmissão e distribuição devem ser mantidos em uma pequena faixa de valores, não devendo oscilar fora desses limites, tanto para evitar sobretensões suficientes para provocar curtos-circuitos ou danificar equipamentos, quanto para manter um padrão de qualidade de transmissão da energia elétrica.

O controle dos níveis de tensão na linha é feito por meio do fluxo de reativos no sistema. Quando há excesso de reativos no sistema, o nível de tensão cresce. Em contrapartida, a tensão da linha decresce para baixos valores de reativos.

Com isso, os capacitores *shunt* da linha injetam reativos, enquanto os reatores realizam sua absorção. Outras formas de controle da tensão na linha são a partir da excitação das unidades geradoras e de mudanças nos tapetes dos transformadores [20]. A Figura 2.1 apresenta um exemplo de reator *shunt* de 765 kV, utilizado na subestação de Foz do Iguaçu.



Figura 2.1 - Reator *shunt* de 765 kV na subestação de Foz do Iguaçu.

Em longas linhas de transmissão, outra ocorrência comum é o efeito Ferranti, que é caracterizado pelo fato de a tensão na extremidade aberta de uma linha ser maior que a tensão na extremidade conectada ao sistema. O fluxo de corrente capacitiva na linha favorece a ocorrência desse efeito, que é indesejável ao sistema elétrico de potência. A compensação por reatores *shunt* é bastante utilizada para corrigir esse fenômeno [20].

Os reatores, como cargas indutivas, assemelham-se aos transformadores, diferindo-se basicamente em aspectos construtivos e em algumas características elétricas. Oferecem perdas baixas ao sistema, visto que sua componente resistiva é muito pequena comparada à reatância indutiva. Com isso, o equipamento tem grande relação X/R e, conseqüentemente, alta constante de tempo DC durante a energização [16]. Essas características dificultam a operação do esquema de proteção dos reatores.

Os reatores podem ser conectados ao barramento da subestação, diretamente à linha de transmissão, ou, ainda, ao enrolamento terciário de um transformador de potência [17]. Estas conexões estão ilustradas na Figura 2.2 com as posições 1, 2 e 3, respectivamente.

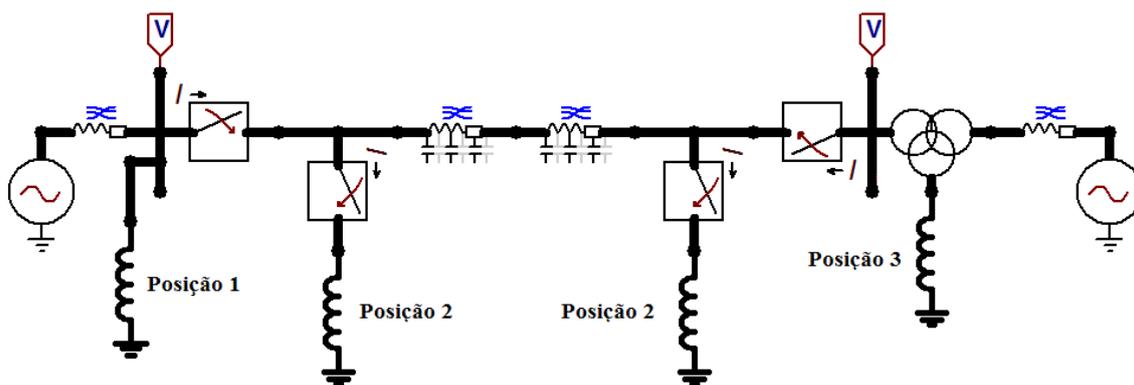


Figura 2.2 - Variadas conexões do reator *shunt* ao sistema elétrico de potência.

Existem dois tipos básicos de configuração dos reatores:

- Estrela solidamente aterrada;
- Estrela aterrada por meio de impedância (exemplo: reator de neutro).

Os reatores são classificados quanto ao seu aspecto construtivo e à composição do núcleo [16].

Tem-se, então:

- Reator do tipo seco com núcleo de ar;
- Reator imerso em óleo com núcleo de ar;
- Reator imerso em óleo com núcleo de aço.

Para tensões acima de 34,5 kV, são bastante utilizados os reatores imersos em óleo, os quais são conectados diretamente ao barramento da subestação ou nos terminais da linha [11].

As principais vantagens dos reatores tipo seco, se comparados aos imersos em óleo, são os custos operacionais iniciais baixos, menor tamanho, menores perdas, ausência de óleo isolante e manutenção mais simples. Por outro lado, este tipo de reator geralmente não é utilizado em sistemas com tensões muito elevadas, maiores que 138 kV [11]. Como o núcleo não é constituído de ferro, não há corrente de magnetização quando o reator é energizado.

As configurações principais são as seguintes [11]:

- Reator do tipo seco: em Y sem aterramento, conectado à impedância de aterramento do terciário do transformador de potência;
- Reator imerso em óleo: em Y aterrado solidamente ou por uma impedância, conectado diretamente ao sistema de transmissão.

Os reatores também podem ser conectados em delta. Entretanto, na conexão em Y eles estão sujeitos às tensões de fase, que é aproximadamente 58% menor que a de linha, exigindo menores custos para a fabricação de material isolante, por exemplo. Por isso, é preferível o tipo de conexão em estrela [20].

Para o aterramento do banco de reatores em Y, pode-se ter ou não um reator de aterramento, que deve ser dimensionado para facilitar a extinção do arco secundário no caso do uso de religamento monopolar. Por outro lado, no caso em que apenas o religamento tripolar é usado, não raro o banco é aterrado solidamente [20].

A Tabela 2.1 resume as aplicações e características dos principais tipos de reatores:

Tabela 2.1 - Propriedades básicas dos reatores *shunt* [11].

Características	Tipo seco	Imerso em óleo
Conexão típica	Terciário do transformador ou diretamente ao sistema	Diretamente ao sistema, aterrado solidamente ou por impedância
Tensão	138 kV ou abaixo	34,5 kV ou acima
Energização	Sem corrente de <i>inrush</i> Pico de corrente devido ao offset transiente	Corrente de <i>inrush</i> alta a depender do tipo do núcleo

2.1.1 Características e Condições de Operação dos Reatores *Shunt*

As principais características de operação dos reatores *shunt* são apresentadas a seguir. Algumas peculiaridades dessas características influenciam diretamente a atuação dos sistemas de proteção de reatores.

2.1.1.1 Magnetização

A característica de magnetização do reator *shunt* para dois diferentes núcleos, de ar e de ferro, está representada na Figura 2.3, a seguir.

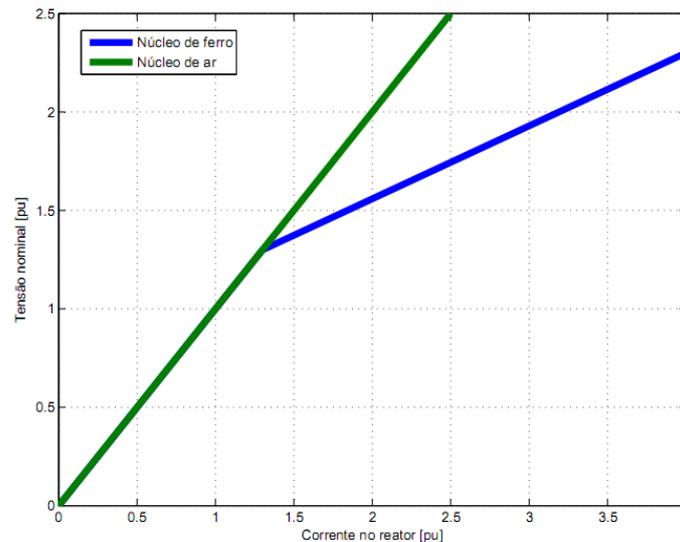


Figura 2.3 - Característica da magnetização de reatores com núcleos de ar e de ferro [17].

Há uma relação linear entre tensão e corrente para valores baixos de ambos, abaixo de 1,3 pu, aproximadamente, a depender do reator utilizado. Nessa região, os fluxos magnéticos são proporcionais à tensão aplicada.

Quando o núcleo magnético de aço entra na região de saturação, ocorre um aumento da corrente necessária para aumentar a densidade de fluxo, se comparado ao ponto anterior à saturação, gerando desperdícios quando há operação acima desse ponto.

Vale ressaltar que os pequenos espaços de ar ao longo do enrolamento do reator fazem com que a histerese na curva B-H seja fraca, gerando, assim, um pequeno fluxo magnético residual no material ferromagnético [17].

Devido à característica não-linear do reator *shunt*, algumas condições de operação levam à distorções na forma de onda da corrente vista no secundário do equipamento, caracterizada pela incidência de harmônicos, sendo a terceira harmônica a dominante no reator *shunt* durante operação

normal [17]. Entretanto, de um modo geral, o efeito não é considerável em termos práticos para a proteção do equipamento [20].

2.1.1.2 Energização e Desenergização

Durante a energização do reator, a depender do tipo de núcleo utilizado, as três fases não recebem correntes simétricas na excitação. Com isso, as fases têm diferentes componentes DC com decaimento exponencial, que terão amortecimentos distintos. Esse tempo de amortecimento é da ordem de segundos, enquanto que para os transformadores é da ordem de milissegundos [15].

Dada a característica não linear do reator, em que há a saturação de seu circuito magnético, ocorre um fenômeno em sua energização que dá origem à corrente de *inrush*. Essa corrente é similar à corrente de energização dos transformadores e contém uma componente DC de decaimento exponencial, visto que há perdas inerentes ao reator. A formulação matemática desta corrente pode ser obtida por meio de um circuito RL série [17], como apresentado na Figura 2.4.

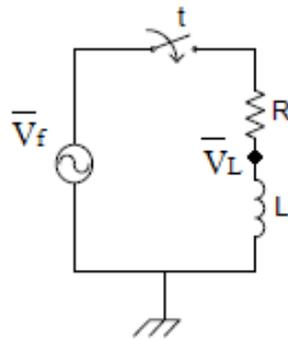


Figura 2.4 - Circuito RL série para modelagem da energização do reator *shunt* [17].

Sabe-se que a tensão da fonte e a tensão no indutor são dadas, respectivamente, pelas Equações 2.1 e 2.2.

$$v_f(t) = V \cdot \text{sen}(\omega t + \theta) \quad (2.1)$$

Em que:

$v_f(t)$ é a tensão da fonte em função do tempo t ;

V é a magnitude da tensão da fonte;

ω é a frequência angular da fonte;

θ é a fase da tensão da fonte.

$$v_L(t) = L \cdot \frac{di_L(t)}{dt} \quad (2.2)$$

Em que:

$v_L(t)$ é a tensão no indutor em função do tempo t ;

L é a indutância do circuito RL série;

$i_L(t)$ é a corrente no indutor em função do tempo t .

Pela Lei de Ohm,

$$\frac{v_f(t) - v_L(t)}{R} = i_L(t) \quad (2.3)$$

Em que:

R é a resistência do circuito RL série.

Substituindo as Equações 2.1 e 2.2 em 2.3 e organizando os termos, tem-se, então:

$$\frac{di_L(t)}{dt} + \frac{R}{L} \cdot i_L(t) - \frac{v_f(t)}{L} = 0 \quad (2.4)$$

Resolvendo a equação diferencial (2.4), tem-se:

$$i_L(t) = i_{AC}(t) + i_{DC}(t) \quad (2.5)$$

Em que:

$i_{AC}(t)$ é a componente de corrente alternada de $i_L(t)$;

$i_{DC}(t)$ é a componente de corrente contínua de $i_L(t)$.

Desenvolvendo a Equação 2.5, tem-se:

$$i_L(t) = \frac{V}{|Z|} [\text{sen}(\omega t + \theta - \varphi) - \text{sen}(\theta - \varphi) \cdot e^{-\frac{R}{L}t}] \quad (2.6)$$

Em que:

$|Z|$ é o módulo da impedância equivalente do circuito;

φ é a fase da impedância equivalente do circuito.

Observa-se que a componente DC da corrente tem taxa de decaimento exponencial, dado pela Equação 2.7.

$$\tau = \frac{L}{R} \quad (2.7)$$

Em reatores *shunt*, essa taxa é relativamente grande, pois R é um valor pequeno, caracterizado pelas pequenas perdas inerentes ao reator. Com isso, caracteriza-se uma alta relação X/R , resultando

em constantes que podem passar de 1 segundo. A Figura 2.5 ilustra a característica da corrente de energização de reatores *shunt*.

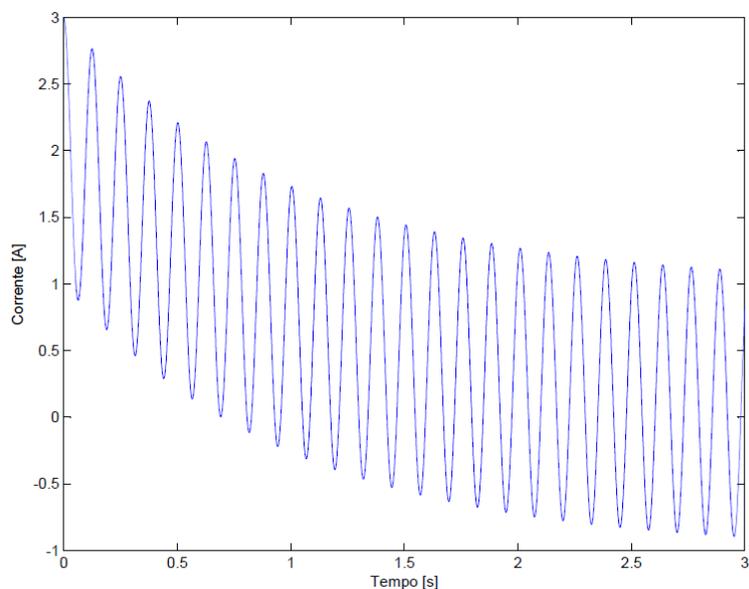


Figura 2.5 - Característica da corrente de *inrush* de um reator *shunt*.

Na desenergização de um reator *shunt*, há o surgimento de uma pequena corrente no circuito secundário do transformador de corrente (TC), que também apresenta elevado nível DC e baixa taxa de decaimento exponencial. Entretanto, geralmente esse fenômeno transitório em reatores, na desenergização, não representa relevância para o sistema de proteção com relés numéricos [17]. Ainda durante a desenergização de reatores *shunt*, podem ser verificadas severas sobretensões, a depender do instante de abertura da corrente pelo disjuntor [35]. Entretanto, este fenômeno também não é relevante para as proteções diferencial e de sobrecorrente.

2.1.2 Tipos de Falhas em Reatores *Shunt*

Os sistemas elétricos, principalmente os de distribuição aéreos, estão sujeitos às falhas causadas por diversos fatores, como galhos de árvores, descargas atmosféricas, falhas de isoladores, entre outros [10].

No domínio do tempo, a corrente de falta tem duas componentes principais: uma simétrica e outra assimétrica. A primeira se refere ao regime permanente, enquanto que a segunda ao transitório. A Tabela 2.2 apresenta uma estatística aproximada quanto ao tipo de falta e seu tempo de duração (falta transitória ou permanente) [10].

Tabela 2.2 - Estatística para as faltas pelo tipo e duração [10].

Tipos de faltas	Ocorrência (%)	Transitória (%)	Permanente (%)
Trifásica	2	5	95
Bifásica	11	30	70
Monofásica	79	80	20
Outros	8	-	-

Geralmente, os valores simétricos são decisivos para determinar a seletividade e coordenação dos dispositivos, enquanto que os assimétricos são fatores de escolha para a capacidade de interrupção de equipamentos de proteção, como fusíveis [10].

Nos reatores *shunt* do tipo seco, as principais faltas que ocorrem são as seguintes, que estão também ilustradas na Figura 2.6:

- Entre fases (1);
- Fase para terra (2);
- Entre espiras (3).

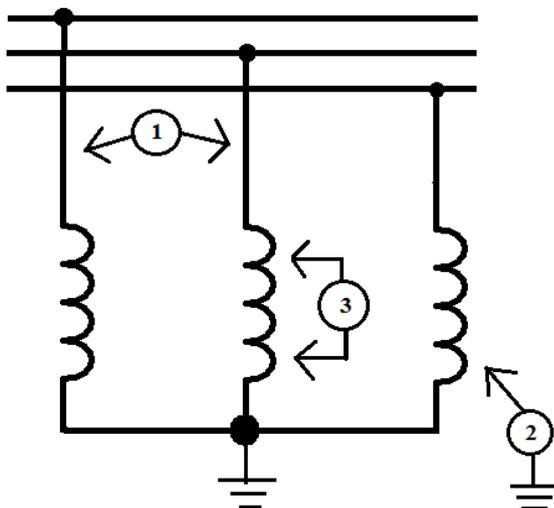


Figura 2.6 - Tipos de curtos-circuitos em um reator *shunt*.

As faltas entre fases podem ser minimizadas utilizando-se banco de reatores monofásicos, permitindo, assim, uma configuração com distanciamento físico necessário entre fases. Já as faltas de fase para a terra ocorrem, geralmente, em circunstâncias anormais de operação, como a inserção de um caminho da corrente para a terra, por meio da interconexão desta à fase [11].

Falha na isolação dos enrolamentos do reator é um exemplo do que pode acontecer para facilitar a ocorrência de curto-circuito entre espiras. Este tipo de falta tem como resultado pequenas mudanças na corrente da fase, sendo assim de difícil detecção. Quando não detectados, os curtos entre espiras podem evoluir para um curto espira-terra [16].

Caso não haja atuação da proteção, independentemente da porção do enrolamento em curto-circuito, as altas correntes de falta danificam os enrolamentos dos reatores durante certo período, podendo torná-los inutilizáveis.

Para os reatores imersos em óleo, as faltas podem ser classificadas em três grupos, que geram diferentes intensidades de corrente de curto-circuito, como os apresentados a seguir [11]:

- Que apresentam grandes mudanças na magnitude da corrente de fase;
- Que resultam em pequenas mudanças na magnitude da corrente de fase (entre espiras);
- Outras faltas, como baixa pressão do óleo e formação de gás no tanque de expansão.

2.2. TRANSFORMADORES DE CORRENTE

Os transformadores de corrente (TCs) são muito utilizados em sistemas elétricos de potência, pois realizam no secundário um escalonamento suficiente e adequado da corrente que passa no primário, para que esta possa ser utilizada em dispositivos eletrônicos como parâmetro para medição, controle e proteção do sistema. É, portanto, classificado como transformador para instrumento. Outro papel importante é o de isolar os equipamentos e dispositivos do circuito de alta tensão [36].

As principais normas sobre a utilização destes transformadores são:

- ABNT NBR 6546 (1991) – Transformadores para Instrumentos;
- ABNT NBR 6856 (1992) – Transformador de Corrente;
- IEC 61869-1 (2007) – Instrument Transformers – Part 1: General Requirements;
- IEC 61869-2 (2012) – Instrument Transformers – Part 2: Additional Requirements for Current Transformers;
- ANSI C57.13 (2008) – Instrument Transformers.

Quanto aos aspectos construtivos, os TCs podem ser do tipo bucha (instalados nas buchas dos equipamentos) ou do tipo barra (mais utilizados em subestações de média e alta tensão). A Figura 2.7 apresenta um TC do tipo barra.



Figura 2.7 - TC tipo barra de 138 kV.

Os TCs podem apresentar alta ou baixa reatância em seu circuito secundário. No de alta reatância, o fluxo de dispersão no núcleo tem efeito apreciável na relação de transformação, diferentemente do que ocorre no de baixa reatância [36].

De acordo com a norma ANSI C57.13, o desempenho dos TCs pode ser medido por meio de testes na curva de relação de transformação para o de alta reatância, e a partir da curva de excitação dos circuitos equivalentes para o de baixa reatância. A relação de transformação (RTC) de um TC é calculada pela seguinte expressão:

$$RTC = \frac{I_{1n}}{I_{2n}} \cong \frac{N_2}{N_1} \quad (2.8)$$

Em que:

I_{1n} e I_{2n} são, respectivamente, as correntes nominais primária e secundária do TC;

N_1 e N_2 são, respectivamente, o número de bobinas no enrolamento primário e secundário do TC.

A corrente nominal secundária normalizada é adotada para 5 A. Logo,

$$RTC = \frac{I_{1n}}{5}$$

Podem-se definir também as relações múltiplas, que são estabelecidas para cada tap intermediário de transformação. A Figura 2.8 apresenta o circuito equivalente de um TC, conforme o modelo proposto por [27].

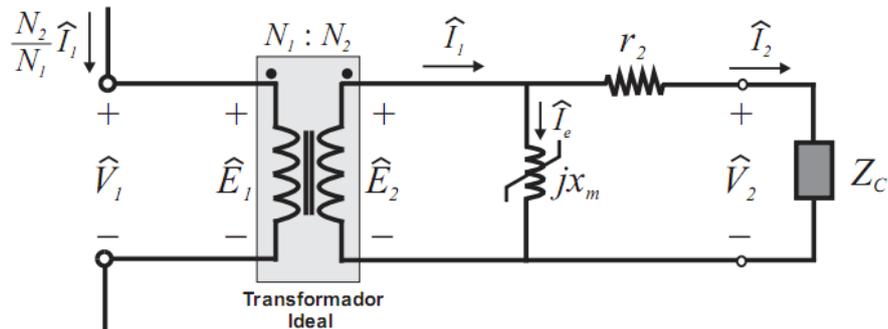


Figura 2.8 - Circuito equivalente de um TC.

O TC é conectado em série com a carga. No primário, não se utilizam impedâncias. A impedância do secundário do TC é representada, praticamente, pela dos relés a ele conectados. No caso de relés de baixa impedância, o secundário funciona praticamente em curto-circuito.

A depender da tensão nos terminais no ramo de magnetização, pode ocorrer saturação do núcleo magnético, prejudicando sua operação. Essa tensão depende da impedância do secundário e da corrente provinda do primário. Desta forma, é necessário minimizar a carga dos relés e cablagem conectados.

A depender da finalidade de utilização do TC (medição ou proteção), é importante controlar a saturação de seu núcleo. Para medição, o núcleo deve ser saturado com maior rapidez e facilidade, para que grandes tensões não sejam alcançadas, o que poderia danificar os equipamentos. Para tanto, o transformador é construído com pouco material ferromagnético. Em contrapartida, para fins de proteção do sistema, não é desejável uma saturação rápida do núcleo, pois prejudicaria a operação e acurácia do sistema de proteção. Neste caso, o TC é construído com bastante material ferromagnético.

Para o dimensionamento de TCs, seguem-se, praticamente, os três critérios a seguir:

- Critério da carga;
- Critério de curto-circuito;
- Critério de saturação.

A Figura 2.9 apresenta um exemplo de curvas de excitação de um TC com relações de transformação distintas. As curvas nas cores verde e azul referem-se a uma RTC de 100/5 e 50/5, respectivamente.

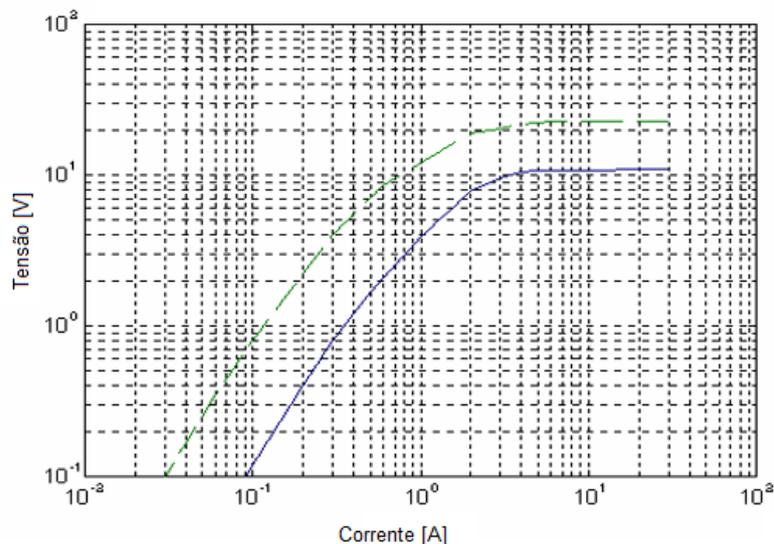


Figura 2.9 - Curvas de magnetização de um TC [10].

A Figura 2.10 apresenta uma comparação entre as curvas de excitação de um TC de proteção e medição. Os valores em ambos os eixos são múltiplos da corrente nominal do equipamento.

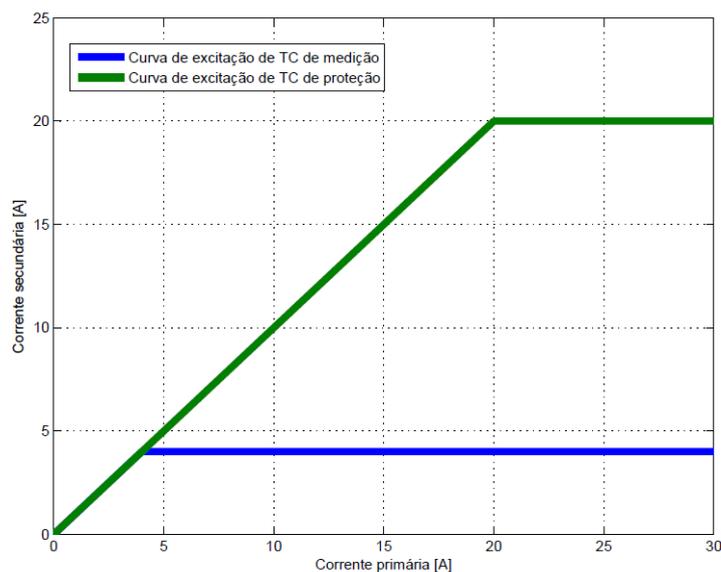


Figura 2.10 - Curva de excitação de TCs de proteção e medição [10].

Correntes de curto-circuito com níveis muito elevados podem conter uma parcela de componente contínua capaz de levar o núcleo magnético do equipamento à saturação. Este efeito é agravado quando há uma contribuição aditiva do fluxo residual no núcleo do TC.

Como resultado da saturação, além de a relação Fluxo x Tempo no ramo de magnetização perder sua característica senoidal, conforme a Figura 2.11, tem-se uma distorção considerável na forma de onda da corrente no secundário do dispositivo, em relação à corrente primária referenciada ao secundário (Figura 2.12).

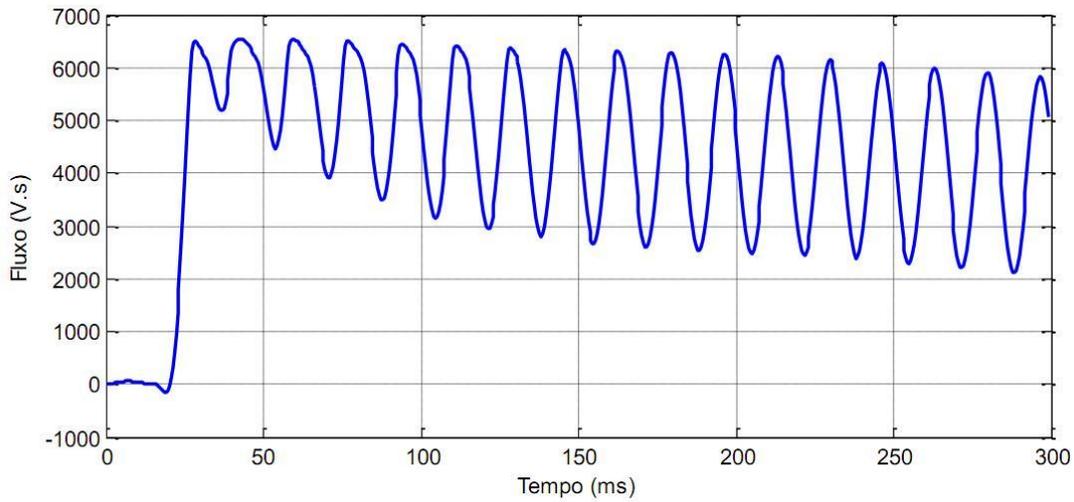


Figura 2.11 - Fluxo magnético no ramo de magnetização de um TC: característica não senoidal durante a saturação.

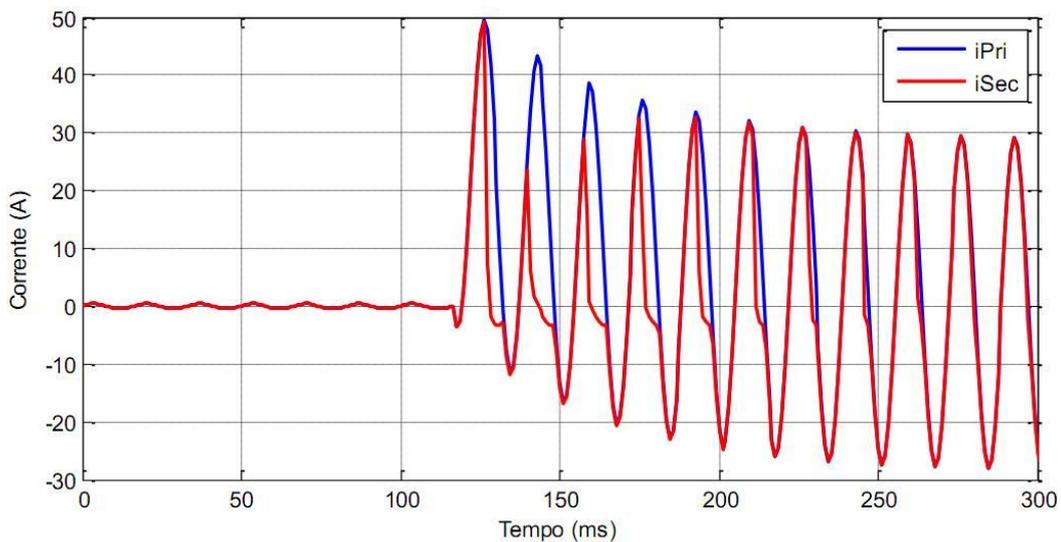


Figura 2.12 - Correntes secundária e primária referenciada ao secundário de um TC: distorção da corrente secundária durante a saturação.

2.3. PROTEÇÃO DE REATORES *SHUNT*

Os reatores *shunt* devem ter três tipos de proteção, segundo os Procedimentos de Rede [28]:

- Proteção unitária ou restrita;
- Proteção gradativa ou irrestrita;
- Proteção intrínseca.

A proteção unitária é projetada para detecção e eliminação de faltas que ocorram no reator, dentro da zona destinada, sem retardo de tempo intencional. A proteção gradativa difere da unitária no

sentido de fornecer proteção adicional para os componentes adjacentes ao reator. Desta forma, esta pode atuar como proteção de retaguarda, tendo sua atuação coordenada com outras proteções. Por último, a proteção intrínseca engloba os dispositivos integrados ao equipamento, como os sensores de temperatura, nível de óleo, gás e pressão [20]. Geralmente, as proteções se dão em três níveis principais:

- Proteção principal;
- Proteção de retaguarda;
- Proteção auxiliar.

A principal é destinada a atuar primeiramente dentro da zona delimitada, também chamada de zona protegida. Em caso de falha da proteção principal, a de retaguarda deve atuar. Já a proteção auxiliar é projetada com os objetivos de sinalização, alarme, temporização, entre outras funções auxiliares às proteções principais e de retaguarda [10].

Os sistemas de proteção devem proteger equipamentos e sistemas contra o mau funcionamento a fim de evitar danos maiores e riscos para as pessoas. Portanto, é necessário que esses sistemas apresentem características básicas que atendam aos seguintes requisitos principais [10]:

- Rapidez;
- Confiabilidade (Confiança e Segurança);
- Seletividade;
- Custo.

Seguindo esses requisitos, o sistema de proteção atuará com segurança, de forma rápida, evitando operações desnecessárias e com custo reduzido. A rapidez e a confiabilidade estão intimamente ligadas à estabilidade e eficiência, pois a atuação tardia da proteção, de baixa confiança, pode tornar o sistema instável e danificar permanentemente equipamentos [10].

A seletividade é importante para que haja o reconhecimento e seleção das condições operacionais, evitando operações desnecessárias, melhorando o desempenho do sistema ao aumentar sua continuidade, o que favorece a redução de custos. Outro critério importante a ser seguido e observado é a sensibilidade, que é a margem de tolerância para atuação dos dispositivos de proteção.

Vários são os tipos de proteção, e sua utilização depende de cada aplicação e tipo de falta. Os principais tipos de proteção estão mostrados na Tabela 2.3, de acordo com o código recebido pelo padrão ANSI/IEEE C-37-2.

Tabela 2.3 - Códigos das principais proteções, definidos pelo padrão ANSI/IEEE C-37-2.

Código	Proteção
21	Relé de distância
27	Subtensão
32	Potência direcional
49	Relé térmico
50	Sobrecorrente instantâneo
51	Sobrecorrente temporizado
52	Disjuntor
59	Sobretensão
67	Sobrecorrente direcional
79	Relé de religamento
81	Relé de frequência
86	Relé de bloqueio
87	Relé diferencial

Há quatro princípios básicos de funcionamento e atuação dos sistemas de proteção, em relação às grandezas medidas do sistema:

- Amplitude;
- Relação;
- Diferencial;
- Direcional.

Outros tipos de proteção são associações desses métodos, e o uso de cada um depende do nível de exigência e da importância do sistema a ser protegido.

Segundo [11], que serve como guia para a proteção de reatores *shunt*, os tipos de proteção mais adequados, tanto para reatores tipo seco, quanto para imersos em óleo, para cada falta específica são aqueles apresentados na Tabela 2.4.

Tabela 2.4 - Proteções típicas para reatores *shunt* [11].

Tipos de proteção	Tipo de falta
Reatores tipo seco	
50/51, 87, 46	Entre fases
59 (delta aberto)	Fase-terra
Desbalanço de tensão com compensação	Entre espiras
Reatores imersos em óleo	
50/51, 87, 21	Faltas de grande magnitude
50/51N	Faltas à terra
50N, 67N, 67Q	Entre espiras
Pressão de óleo, gás/21	Faltas internas e ruptura no tanque

O grande crescimento da indústria dos sistemas digitais, com tecnologias microprocessadas cada vez mais modernas, fez com que o uso dessas ferramentas tenha se tornado essencial na área de proteção de sistemas elétricos de potência. A aplicação de relés microprocessados, no lugar dos antigos relés eletromecânicos, aumentou o desempenho dessas proteções, melhorando a exatidão nas medidas, a rapidez das atuações, a flexibilidade em projetos, entre outros benefícios. Além da melhoria no desempenho das proteções, a utilização de relés microprocessados permitiu reduzir custos com manutenção e aumentar a confiabilidade do sistema.

2.3.1 Proteção Diferencial

A proteção diferencial se baseia na Lei de Kirchhoff das correntes, em que a soma das correntes em um nó deve ser zero. Com isso, as correntes em cada lado do elemento a ser protegido são medidas, e um algoritmo é utilizado para determinar se haverá ou não atuação da proteção.

Quando houver uma falta dentro da zona do relé (Figura 2.13), surgirá uma corrente não nula na bobina de operação, possibilitando a atuação da proteção [12]. Na Figura 2.13, a seguir, \hat{I}_1 representa a corrente que entra no elemento protegido, e \hat{I}_2 a corrente que sai do mesmo. Ambas são correntes no enrolamento primário de cada TC.

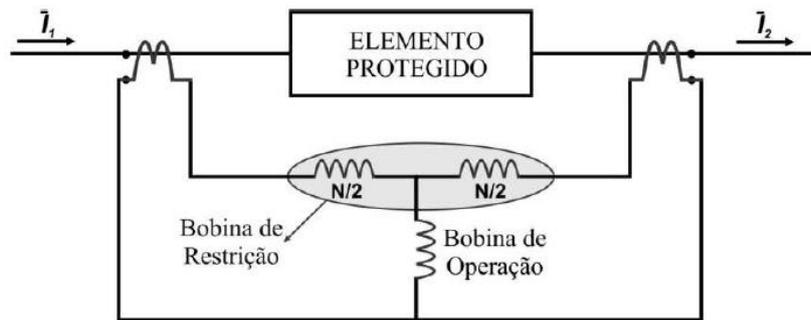


Figura 2.13 - Esquema da proteção diferencial, considerando um relé eletromecânico [12].

Em regime permanente, \hat{I}_1 tem o mesmo módulo, mas fase inversa de \hat{I}_2 , seguindo a polaridade do TC. Com um curto-circuito externo, os sentidos das correntes permanecem os mesmos, alterando apenas seus módulos. Desta forma, a corrente de operação continuaria nula. No caso de relés numéricos microprocessados, essa corrente é calculada, mais comumente, pela seguinte expressão [20]:

$$I_{op} = |\hat{I}_1 + \hat{I}_2| \quad (2.9)$$

Já a corrente de restrição tem quatro opções de cálculo mais comuns, sendo a 2.11 a utilizada neste trabalho [17]:

$$I_{res} = \hat{I}_1 - \hat{I}_2 \quad (2.10)$$

$$I_{res} = |\hat{I}_1| + |\hat{I}_2| \quad (2.11)$$

$$I_{res} = (|\hat{I}_1| + |\hat{I}_2|)/2 \quad (2.12)$$

$$I_{res} = \text{máx} |\hat{I}_1, \hat{I}_2| \quad (2.13)$$

Com esses valores, o relé numérico calcula o ponto e compara na curva apresentada na Figura 2.14, decidindo se haverá ou não operação da proteção.



Figura 2.14 - Gráfico de atuação da proteção diferencial.

Há um erro mínimo na corrente de operação, considerando as imperfeições dos elementos utilizados. Trata-se da corrente de *pickup*, I_{pk} . Com isso, para que haja atuação da proteção, tem-se também a condição de $I_{op} > I_{pk}$.

No curto-circuito interno, há uma mudança no sentido de \hat{I}_2 , fazendo com que o ponto de operação varie em uma reta $y = x$ na curva da Corrente de operação x Corrente de restrição. Neste curto-circuito, grandes correntes passam pelo elemento protegido, podendo gerar uma forte saturação do TC, o que provoca o surgimento de componentes harmônicas.

A proteção diferencial pode ser de baixa ou de alta impedância [17]. A primeira é chamada assim, pois a impedância vista nos terminais do secundário do TC é baixa, que é a do próprio relé mais a cablagem. É desejável reduzir ao máximo essa impedância para que, para uma mesma corrente, não haja uma tensão capaz de saturar o núcleo magnético do TC, e assim prejudicar seu desempenho.

A proteção diferencial de alta impedância, por sua vez, recebe este nome pelo fato de se impor uma alta resistência entre os TCs. Neste tipo de proteção, os TCs devem ser colocados em paralelo e entre eles um resistor muito grande, da ordem de 2 k Ω . Desta forma, uma pequena corrente geraria uma altíssima tensão, podendo ser da ordem de 200 kV, o que certamente provocaria o rompimento do isolamento e, conseqüentemente, a queima dos equipamentos. Como solução, coloca-se um varistor, uma espécie de para-raios que tem sua resistência variável de acordo com a tensão aplicada em seus terminais da seguinte forma:

- Tensão baixa – comporta-se como um circuito aberto;
- Tensão alta – comporta-se como um curto-circuito.

Desta maneira, o dispositivo “grampeia” a tensão aplicada a um valor limite, como 2 kV. É então obtida uma forma de onda similar a uma onda quadrada. Com o relé numérico, calcula-se a componente fundamental dessa onda e, utilizando um ajuste de tensão, V_{set} , decide-se sobre a atuação ou não da proteção. Nota-se que este tipo de proteção atua com valores de tensão, enquanto que o de baixa impedância atua com valores de corrente [17].

Observa-se sua eficácia pelo fato de ser, quase que em sua totalidade, imune à saturação dos TCs, pois é calculado o pior caso de saturação destes e utiliza-se um V_{set} um pouco maior que no caso anterior, garantindo a não atuação indevida da proteção diferencial. Além disso, como a corrente de curto-circuito produzirá uma alta tensão, garantida pelo varistor, essa falta certamente será detectada pelo sistema [17].

2.3.2 Proteção de Sobrecorrente

A proteção de sobrecorrente opera a partir da detecção de altos níveis de corrente no sistema elétrico de potência, oriundos de curtos-circuitos entre fases ou entre fase e terra. Esta proteção pode ser classificada conforme a corrente de operação da seguinte maneira:

- Proteção de sobrecorrente direcional;
- Proteção de sobrecorrente não direcional.

A proteção de sobrecorrente direcional considera o fasor da corrente de operação (amplitude e fase), enquanto que a não direcional considera apenas a amplitude. Para este trabalho, foi utilizada a proteção de sobrecorrente não direcional.

Esta proteção pode, ainda, ser classificada de acordo com a característica Tempo x Corrente como:

- Instantânea;
- Temporizada.

A função de sobrecorrente instantânea (função 50 de acordo com a norma ANSI) necessita apenas do ajuste de *pickup*. Já a função de sobrecorrente temporizada (função 51 de acordo com a norma ANSI) necessita, além do parâmetro da corrente de *pickup*, do tempo de atuação do relé, que pode ser baseado na curva de tempo definido ou na de tempo inverso [32].

2.3.2.1 Curvas de Tempo Inverso IEC (IEC 60255-3)

De acordo com a norma IEC, as curvas de tempo inverso são baseadas na seguinte equação [20]:

$$t = \left(\frac{\beta}{\left(\frac{I}{I >} \right)^\alpha - 1} \right) \cdot k \quad (2.14)$$

Em que:

t é o tempo de operação;

I é a corrente de curto-circuito;

$I >$ é a corrente definida para atuação do relé;

k é o multiplicador de tempo (ajuste utilizado para temporizar o relé);

α, β são constantes que variam de acordo com a Tabela 2.5.

O fator k influencia no posicionamento da curva em relação ao tempo. Quanto menor esse fator, mais rápida será a atuação do relé para uma mesma corrente.

A Figura 2.15 apresenta as curvas segundo a norma IEC 60255-3.

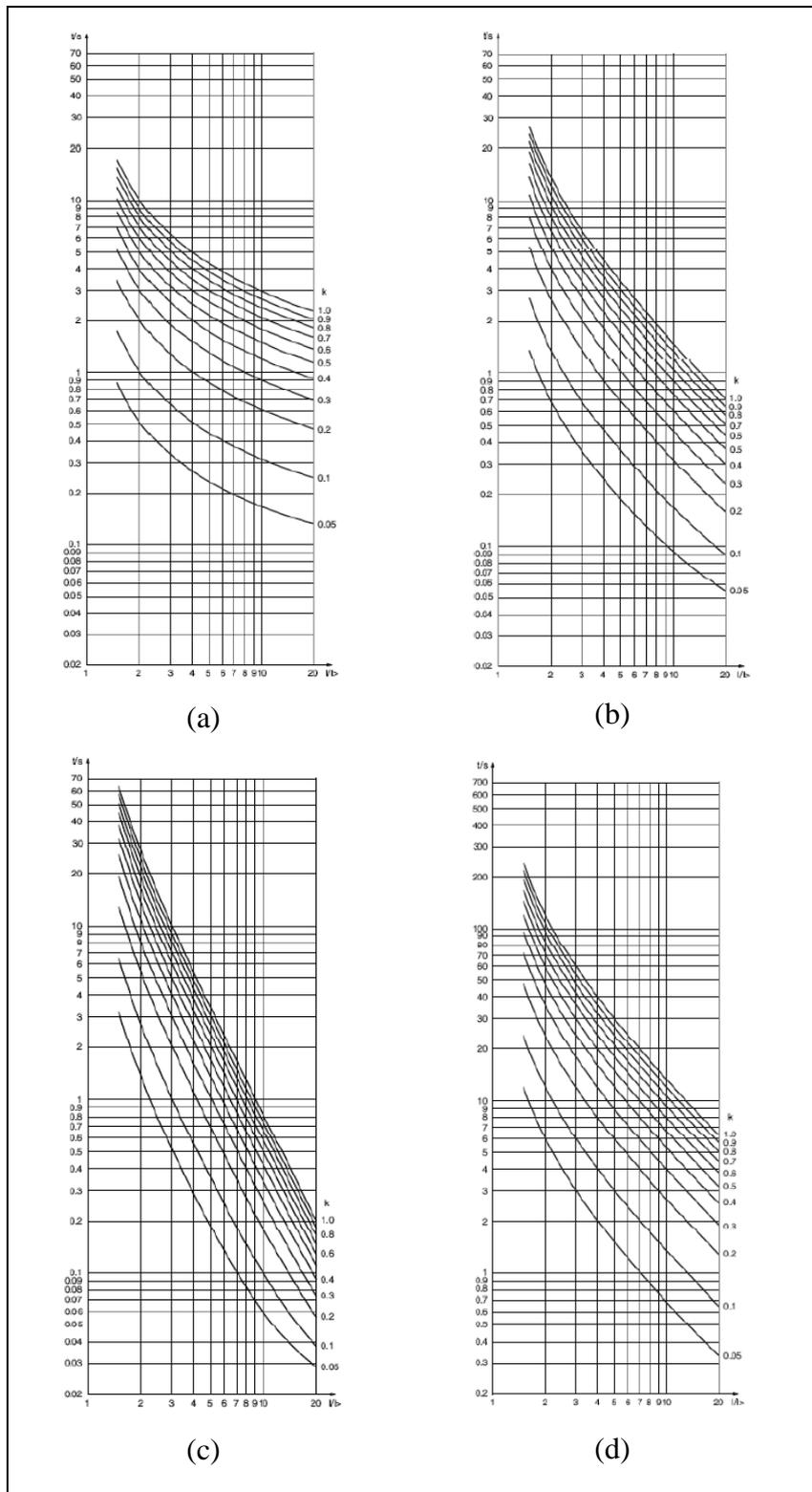


Figura 2.15 - Curvas (a) normal inversa, (b) muito inversa, (c) extremamente inversa e (d) inversa de tempo definido segundo a norma IEC 60255-3.

Tabela 2.5 - Classificação de curvas segundo a norma IEC 60255-3 [30].

Classificação	α	β
Normal inversa	0,02	0,14
Muito inversa	1,0	13,5
Extremamente inversa	2,0	80,0
Inversa de tempo longo	1,0	120

2.3.2.2 Curvas de Tempo Inverso ANSI (IEEE C37.112)

De acordo com a norma IEEE C37.112, as curvas de tempo inverso são baseadas na seguinte equação [31]:

$$t = \left(\frac{A}{\left(\frac{I}{I >}\right)^P - 1} + B \right) \cdot n \quad (2.15)$$

Em que:

t é o tempo de operação;

I é a corrente de curto-circuito;

$I >$ é a corrente definida para atuação do relé;

n é o multiplicador de tempo (ajuste utilizado para temporizar o relé);

A, B, P são constantes que variam de acordo com a Tabela 2.6.

O fator n influencia no posicionamento da curva em relação ao tempo. Quanto menor esse fator, mais rápida será a atuação do relé para uma mesma corrente.

Tabela 2.6 - Classificação de curvas segundo a norma IEEE C37.112 [31].

Classificação	A	B	P
Extremamente inversa	6,407	0,0250	2,0
Muito inversa	2,855	0,0712	2,0
Inversa	0,0086	0,0185	0,02

A Figura 2.16 apresenta as curvas segundo a norma IEEE C37.112.

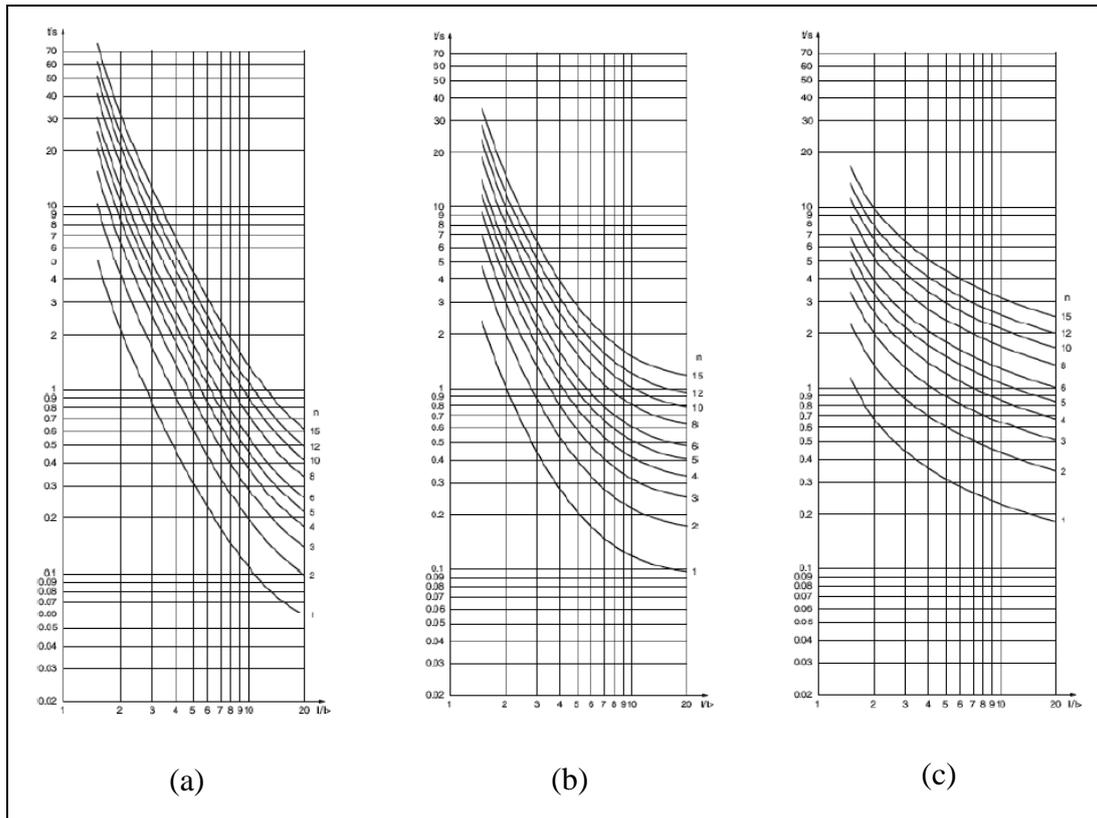


Figura 2.16 - Curvas (a) extremamente inversa, (b) muito inversa e (c) inversa de tempo inverso segundo a norma IEEE.

2.3.2.3 Curvas de Tempo Definido

As curvas de tempo definido são usualmente adotadas quando a corrente de curto-circuito é muito alta, requerendo atuação imediata do relé. Diferentemente das curvas de tempo inverso, as de tempo definido possuem o mesmo tempo de atuação para qualquer magnitude da corrente atuante, bastando que esta corrente esteja acima daquela definida para a atuação do relé. A Figura 2.17 mostra algumas curvas de tempo definido.

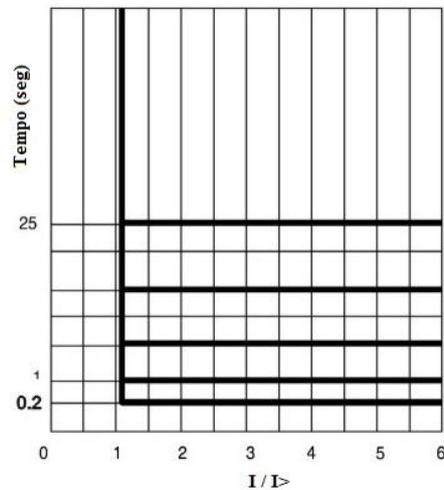


Figura 2.17 - Curvas de tempo definido [33].

2.3.2.4 Estágios de Proteção

Em geral, nos relés numéricos estão disponíveis três estágios para a proteção de sobrecorrente, todos definidos com base no valor de corrente ajustado para a atuação (corrente de *pickup*).

A nomenclatura dada pelas normas IEC e ANSI para os três estágios de proteção é apresentada na Tabela 2.7.

Tabela 2.7 - Nomenclatura, de acordo com as normas IEC 60255-3 e IEE C37.112, dos estágios para a proteção de sobrecorrente [30]-[31].

Norma	1º estágio	2º estágio	3º estágio
IEC 60255-3	$I >$	$I \gg$	$I \gg \gg$
IEE C37.112	51	50-P1	50-P2

Sobrepondo as curvas de atuação dos três estágios de proteção de sobrecorrente, obtém-se a curva que define a atuação do relé, apresentada na Figura 2.18. No primeiro estágio, é possível escolher entre as curvas de tempo inverso ou de tempo definido. Nos segundo e terceiro estágios, adotam-se apenas curvas de tempo definido, uma vez que o comportamento de t , à medida que a relação $I/I >$ aumenta, é constante.

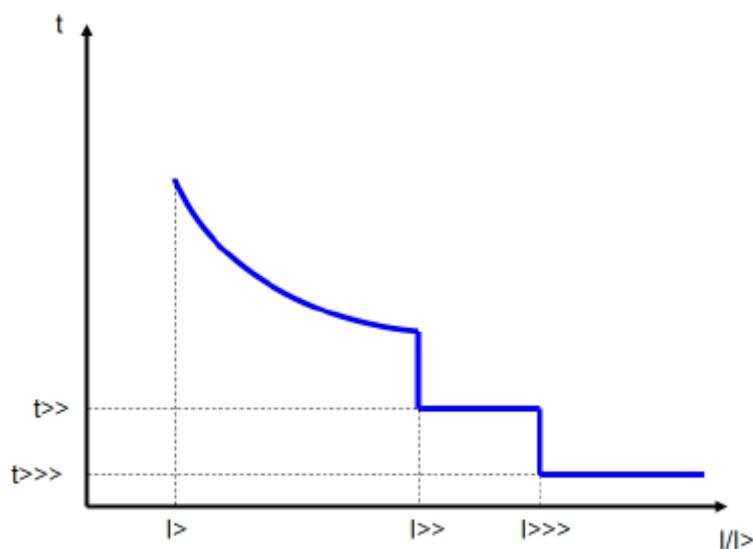


Figura 2.18 - Curva de atuação do relé para a proteção de sobrecorrente [29].

2.3.3 Proteção de Falta à Terra Restrita (REF)

Para os curtos-circuitos localizados próximos ao neutro dos reatores, elementos diferenciais do lado da fase têm baixa sensibilidade para as correntes geradas. As correntes de neutro são mais altas

para este tipo de falta. Desta forma, a proteção REF é mais utilizada e confiável para este tipo de defeito.

Pode-se utilizar este tipo de proteção nas funções diferencial e direcional [26]. Para a diferencial, a corrente de neutro é comparada com a de sequência zero, obtendo as seguintes expressões para as correntes de operação e restrição:

$$I_{op} = |3\hat{I}_0 + \hat{I}_n| \quad (2.16)$$

$$I_{res} = |3\hat{I}_0| + |\hat{I}_n| \quad (2.17)$$

Em que:

\hat{I}_0 é a corrente de sequência zero;

\hat{I}_n é a corrente de neutro.

Haverá atuação da função REF se a corrente de operação for maior que a de restrição e, também, que uma corrente de *pickup* estabelecida, assim como na proteção diferencial de fase.

2.3.4 Restrição por Harmônicos

A quantidade de harmônicos residual no reator *shunt*, quando somada ao efeito de assimetria entre as fases do equipamento, pode ser significativa para os sistemas de proteção de sobrecorrente no lado do neutro.

A lógica da restrição implementada neste trabalho considera a componente de 3ª harmônica, por ser a contribuição presente nas distorções da componente fundamental da forma de onda da corrente de *inrush* de reatores *shunt*. Adaptando a característica da proteção diferencial de fase com a parcela referente às componentes harmônicas, a atuação do relé dá-se, portanto, quando a Equação 2.18 for satisfeita [26].

$$I_{op} > SLP \cdot I_{res} + \frac{1}{K_3} \cdot I_{h_3} \quad (2.18)$$

Em que:

I_{op} é a corrente de operação;

SLP é o *slope*, ou a inclinação da curva característica da proteção diferencial (Figura 2.14);

I_{res} é a corrente de restrição;

K_3 representa o percentual de 3ª harmônica em relação à componente fundamental;

I_{h_3} representa a corrente de 3ª harmônica.

A corrente compensada, I_{comp} , definida como a corrente de restrição considerando a soma da parcela da componente de terceira harmônica, dada pela Equação 2.19, permite que a operação seja avaliada pela Equação 2.20.

$$I_{comp} = I_{res} + \frac{1}{SLP} \cdot \left(\frac{1}{K_3} \cdot I_{h_3} \right) \quad (2.19)$$

$$I_{op} > SLP \cdot I_{comp} \quad (2.20)$$

Capítulo 3

MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO

3.1. MODELAGEM COMPUTACIONAL

A principal finalidade do sistema de proteção é proteger o sistema elétrico contra possíveis faltas, permanentes ou temporárias. Ele é projetado para monitorar o sistema de potência continuamente, a fim de assegurar a máxima continuidade de suprimento de energia com mínimos danos aos equipamentos, à vida e à propriedade. Buscou-se modelar computacionalmente o sistema elétrico em estudo e, assim, simular a atuação dos relés de proteção a partir da obtenção de valores de correntes para determinadas configurações do sistema.

O software utilizado neste trabalho para modelar o sistema elétrico e gerar os sinais resultantes dos curtos-circuitos aplicados foi o ATP (*Alternative Transients Program*), um dos mais utilizados para simular transitórios eletromagnéticos em sistemas elétricos de potência.

O ATP permite a representação de não-linearidades, elementos com parâmetros concentrados (resistências, indutâncias e capacitâncias), elementos com parâmetros distribuídos (elementos R-L acoplados), fontes, chaves, linhas de transmissão, transformadores, etc. De uma forma geral, são considerados parâmetros em componentes de fase e de sequência zero, positiva e negativa, dependendo do modelo estudado.

Neste trabalho também foi utilizado o software ATPDraw, que consiste de uma interface gráfica de processamento interativo em ambiente Windows para o ATP. Para análises em massa utilizou-se o Microsoft Office Excel para geração de arquivos .atp, a partir de um arquivo base, mediante a variação de algum dos parâmetros do sistema. Com isso, foi possível variar com maior rapidez e eficiência as variáveis estudadas, permitindo estudos globais do sistema.

O Matlab foi utilizado para duas funções principais: tratamento dos dados e simulação dos cálculos que os relés digitais realizariam no sistema para atuação ou não das proteções; e geração de gráficos, tanto para análise de atuação, quanto para estudos dos curtos-circuitos, energização, etc. A obtenção destes dados se deu, principalmente, pela utilização da linguagem MODELS do ATP, além da solução de regime permanente do ATP.

3.2. SISTEMA ELÉTRICO

A Figura 3.1 representa a implementação do sistema elétrico no ATP.

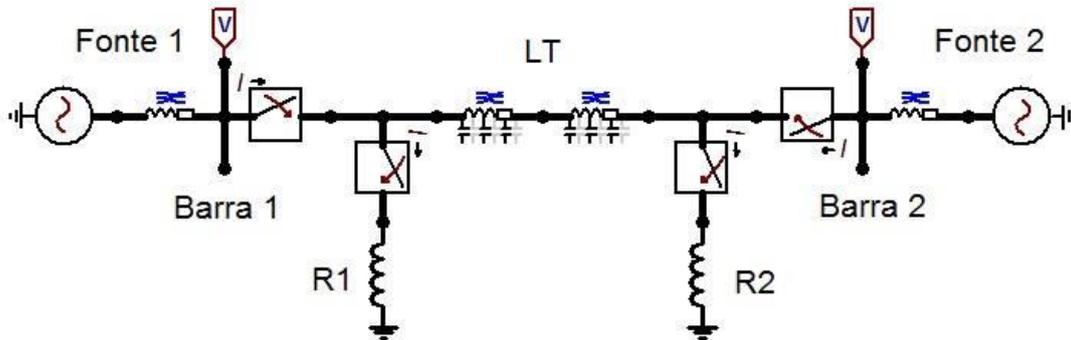


Figura 3.1 - Sistema utilizado para simulação.

No sistema apresentado, há dois equivalentes de Thévenin conectados às barras 1 e 2. Estas barras estão ligadas por uma linha de transmissão, cujo modelo e parâmetros serão apresentados no próximo subtópico. Em cada extremidade da linha, foram conectados dois reatores para realizarem uma dada compensação de reativos. Para os circuitos equivalentes, têm-se os parâmetros apresentados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Parâmetros dos circuitos equivalentes.

Fonte 1	
Amplitude (V)	403526,5021
Fase (graus)	0,01
Frequência (Hz)	60
Fonte 2	
Amplitude (V)	403495,0833
Fase (graus)	-0,0956
Frequência (Hz)	60
Impedância	
R_0 (Ω)	18,734
X_0 (Ω)	50,882
R_1 (Ω)	0,7068
X_1 (Ω)	10,146

3.2.1 Linha de Transmissão

Foi utilizada uma linha de transmissão de tensão 500 kV, modelo π , conforme a Figura 3.2:

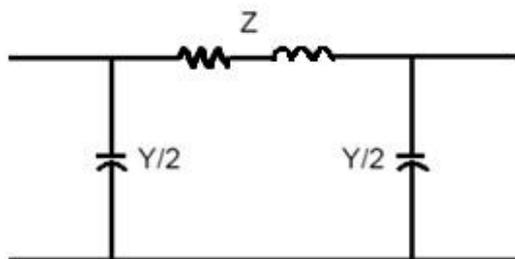


Figura 3.2 - Modelo π da linha de transmissão.

Os parâmetros da linha de transmissão considerados estão apresentados na Tabela 3.2, e foram inseridos no ATP para uma frequência de 60Hz.

Tabela 3.2 - Parâmetros da LT.

Comprimento (km)	380
Z_1 (Ω/km)	$0,0186 + j0,267$
Z_0 (Ω/km)	$0,493 + j1,339$
ωC_1 ($\mu\text{S}/\text{km}$)	$j6,124$
ωC_0 ($\mu\text{S}/\text{km}$)	$j2,89$

3.2.2 Reator Shunt

O reator foi modelado conforme o sistema abaixo (Figura 3.3). Como é possível observar, o modelo do reator da fase A, diferentemente dos reatores das outras fases, considera o acoplamento magnético entre as sub-bobinas formadas a partir de um curto-circuito espira-terra.

Para esta modelagem no ATP, considerou-se um ramo mutuamente acoplado [20]. O ramo R-L mutuamente acoplado à fase A é descrito por duas matrizes. A primeira descreve as resistências intrínsecas ao ramo, como a resistência dos cabos, como apresentado:

$$R = \begin{bmatrix} R_a & 0 \\ 0 & R_b \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

A segunda matriz refere-se às indutâncias próprias de cada ramo criado a partir da subdivisão da bobina principal, além da indutância mútua entre estes ramos:

$$L = \begin{bmatrix} L_a & M_{ab} \\ M_{ab} & L_b \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

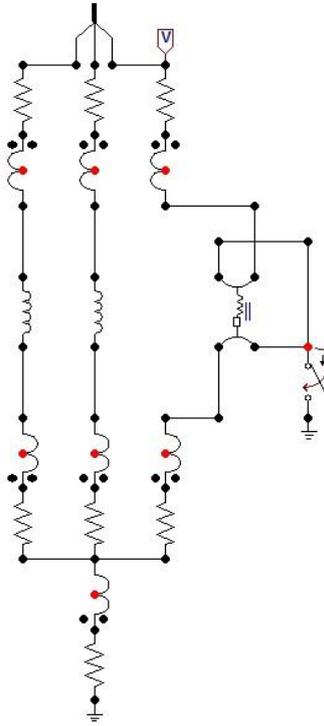


Figura 3.3 - Modelagem do reator de linha de transmissão.

Aterrou-se solidamente o reator, considerando que apenas o religamento tripolar da linha seria realizado. No caso de religamento monopolar, seria necessário considerar e dimensionar o reator de aterramento.

Foi utilizado o método da impedância para dimensionar o reator *shunt* de compensação [14]. Na linha de transmissão, tem-se:

$$Z_C = \frac{1}{j\omega C} \quad (3.3)$$

e

$$Y_C = j\omega C = jB \quad (3.4)$$

Em que:

Z_C é a impedância da capacitância *shunt* da linha de transmissão por unidade de comprimento;

Y_C é a admitância da capacitância *shunt* da linha de transmissão por unidade de comprimento;

C é a capacitância *shunt* da linha de transmissão por unidade de comprimento;

ω é a frequência angular considerada.

Com o comprimento da linha, L, define-se:

$$Y_{C,LT} = Y_C \cdot L \quad (3.5)$$

e

$$Y'_{C,LT} = Y_{C,LT} \cdot (1 - p) \quad (3.6)$$

Em que:

$Y_{C,LT}$ é a admitância da capacitância *shunt* da linha de transmissão;

p é o fator de compensação;

$Y'_{C,LT}$ é a admitância resultante da capacitância *shunt* da linha devido à compensação.

Calcula-se, assim, a $Y'_{C,LT}$ feita pelos reatores, colocados em paralelo em cada lado da linha de transmissão. Desta forma, a admitância dos reatores de compensação é calculada como segue:

$$Y_{\text{reator}} = \frac{Y'_{C,LT}}{2} - \frac{Y_{C,LT}}{2} \quad (3.7)$$

$$Y_{\text{reator}} = \frac{Y_{C,LT} \cdot (1 - p)}{2} - \frac{Y_{C,LT}}{2} \quad (3.8)$$

$$Y_{\text{reator}} = \frac{-Y_{C,LT} \cdot p}{2} \quad (3.9)$$

Portanto, de maneira geral:

$$Z_{\text{reator}} = \frac{-2}{Y_{C,LT} \cdot p} \quad (3.10)$$

É possível, então, calcular o valor do reator de compensação. Dado que a admitância parasita capacitiva da linha é:

$$Y_C = j \cdot \omega C_1 \quad (3.11)$$

$$Y_{C,LT} = j \cdot 6,124 \frac{\mu S}{km} \cdot 380 km$$

$$Y_{C,LT} = j \cdot 2327,12 \mu S$$

Para uma compensação de 50% ($p = 0,5$), a admitância parasita capacitiva resultante é:

$$Y'_{C,LT} = j \cdot 1163,56 \mu S$$

A impedância de cada reator *shunt* para compensar 50% da capacitância parasita da linha em estudo é, portanto, calculada com a Equação 3.10, e dada por:

$$Z_{\text{reator}} = j \cdot 1718,86 \Omega$$

Para a modelagem da resistência intrínseca ao ramo, respaldou-se no modelo do reator utilizado em [20], por muito se assemelhar ao utilizado neste trabalho. A resistência intrínseca ao ramo, R_{reator} , foi calculada considerando-se impedância e indutância características, Z_{reator} e L_{reator} , a 75°C, conforme cálculo apresentado a seguir:

$$Z_{\text{reator}}^2 = R_{\text{reator}}^2 + (\omega \cdot L_{\text{reator}})^2 \quad (3.12)$$

$$R_{\text{reator}} = \sqrt{Z_{\text{reator}}^2 - (\omega \cdot L_{\text{reator}})^2} \quad (3.13)$$

Tem-se, então:

$$R_{\text{reator}} = \sqrt{1957^2 - (2\pi \cdot 60 \cdot 5,19)^2}$$

$$R_{\text{reator}} \cong 40 \Omega$$

3.2.2.1 Reator Shunt no ATP

Assumindo uma divisão da bobina original, formando sub-bobinas “a” e “b”, quando aplicada uma falta interna a terra, tem-se a configuração apresentada na Figura 3.4 [24]:

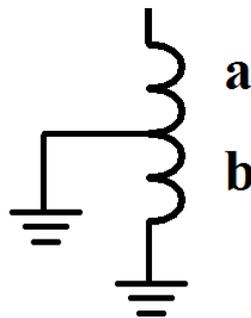


Figura 3.4 - Sub-bobinas formadas a partir de curto espira-terra.

Com isso, considerando que haja um acoplamento magnético entre as sub-bobinas formadas a partir do ponto de falta:

$$L = L_a + M_{ab} + L_b \quad (3.14)$$

Em que:

L é a indutância da bobina original;

L_a é a indutância da sub-bobina “a”;

L_b é a indutância da sub-bobina “b”;

M_{ab} é a indutância mútua entre as sub-bobinas formadas a partir do defeito.

Sabe-se, também, que

$$\frac{L_a}{L_b} = \left(\frac{n_a}{n_b}\right)^2 \quad (3.15)$$

$$\frac{n_a}{n_b} = k \quad (3.16)$$

Em que:

$\frac{n_a}{n_b}$ é a relação entre o número de espiras das sub-bobinas “a” e “b”, respectivamente.

As equações 3.15 e 3.16 são aproximadas, pois “k” representa a relação de tensão entre as sub-bobinas “a” e “b”. Isto apenas é verdade quando não há dispersão do fluxo. A equação 3.16, porém, apresenta uma excelente aproximação numérica quando a dispersão é aproximadamente nula. É necessário mais uma equação para se determinar as incógnitas do problema. Define-se, então, o fator de dispersão, detalhado no subtópico 3.2.2.2.

Neste trabalho, o reator *shunt* utilizado apresenta núcleo de ferro. A característica de magnetização utilizada para o reator está apresentada na Figura 3.5.

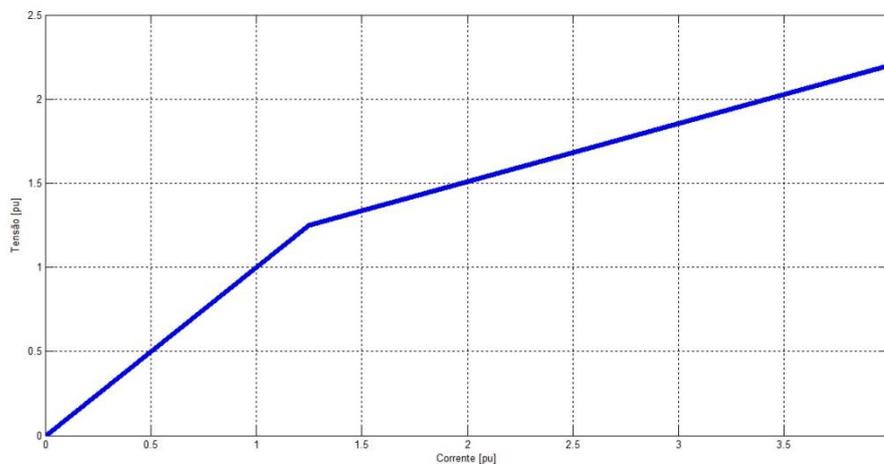


Figura 3.5 - Característica da magnetização do reator com núcleo de ferro.

A curva adotada foi fundamentada a partir da referência [15]. A relação entre tensão e corrente de pico nos reatores *shunt* pode ser descrita por duas curvas. O ponto de interseção entre estas curvas é chamado de joelho.

Para este trabalho, o joelho da curva encontra-se em 125% da tensão nominal. O grau de inclinação (*slope*) da região saturada é de aproximadamente 34,5% em relação ao eixo horizontal (corrente).

3.2.2.2 Fator de Dispersão

O fator de dispersão, dependente de aspectos construtivos do reator, é um parâmetro que mede o quanto a corrente do defeito se perde (se dispersa) durante um curto-circuito, resultando na variação da magnitude da corrente de falta [24].

O fator de dispersão é dado por [24]:

$$\alpha_{ab} = 1 - \frac{M_{ab}^2}{L_a \cdot L_b} \quad (3.17)$$

Pode-se inferir que, para $M_{ab} = 0$, isto é, sem indutância mútua, o fator de dispersão é máximo. Por outro lado, para $M_{ab} = L_a = L_b$, isto é, com a indutância mútua assumindo seu valor máximo, não há dispersão.

Em resumo, quanto maior o valor da indutância mútua, maior a magnitude da corrente do defeito.

Com isso, determinam-se as incógnitas como abaixo [24]:

$$L_a = \frac{L}{\frac{1}{k^2} + 2 \cdot \frac{\sqrt{1 - \alpha_{ab}}}{k} + 1} \quad (3.18)$$

$$L_b = \frac{L}{k^2 + 2k \cdot \sqrt{1 - \alpha_{ab}} + 1} \quad (3.19)$$

$$M_{ab} = \frac{L \sqrt{1 - \alpha_{ab}}}{\left(k + \frac{1}{k}\right) + 2 \cdot \sqrt{1 - \alpha_{ab}}} \quad (3.20)$$

Analogamente, no caso de falta entre espiras têm-se as seguintes expressões, com a formação de sub-bobinas “a”, “b” e “c”:

$$L = L_a + L_b + L_c + 2 \cdot (M_{ab} + M_{bc} + M_{ac}) \quad (3.21)$$

Os fatores de dispersão são:

$$\alpha_{ab} = 1 - \frac{M_{ab}^2}{L_a \cdot L_b} \quad (3.22)$$

$$\alpha_{ac} = 1 - \frac{M_{ac}^2}{L_a \cdot L_c} \quad (3.23)$$

$$\alpha_{bc} = 1 - \frac{M_{bc}^2}{L_b \cdot L_c} \quad (3.24)$$

Por último, tem-se as relações entre as indutâncias próprias das sub-bobinas como:

$$\frac{L_a}{L_b} = \left(\frac{n_a}{n_b}\right)^2 \quad (3.25)$$

$$\frac{L_a}{L_c} = \left(\frac{n_a}{n_c}\right)^2 \quad (3.26)$$

Com isso, são 6 equações e 6 incógnitas, tornando possível determinar L_a , L_b , L_c , M_{ab} , M_{bc} e M_{ac} .

3.2.3 TCs

Como é possível observar na Figura 3.3, são utilizados sete TCs para cada reator, para fins de medição das correntes em cada fase e no neutro. Para cada fase, há dois TCs, pois se pretende medir a corrente que entra e a corrente que sai do elemento, permitindo implementar, por exemplo, funções diferenciais de proteção.

Para cada TC, utilizou-se o modelo da Figura 3.6.

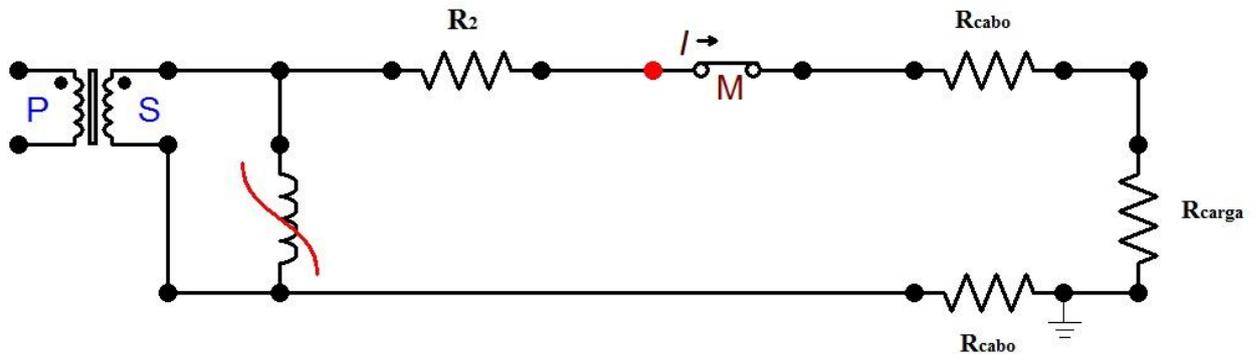


Figura 3.6 - Modelo do transformador de corrente utilizado no ATP.

As resistências à direita da chave representam as impedâncias dos cabos e do relé conectado ao secundário do TC. À esquerda da chave, está o circuito de magnetização deste transformador, além da resistência do secundário.

Vale ressaltar a importância deste transformador para o isolamento elétrico entre o sistema de potência e os relés utilizados para a obtenção e tratamento dos sinais.

Os parâmetros de cada TC utilizado estão apresentados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Parâmetros do TC utilizado.

Resistências	
R_2 (Ω)	0,5914
R_{carga} (Ω)	0,001
R_{cabos} (Ω)	0,5
Curva de magnetização	
Corrente (A)	Fluxo (V·s)
0,0198	0,2851
0,0281	0,6040
0,0438	1,1141
0,0565	1,5343
0,0694	1,8607
0,1025	2,2771
0,2167	2,5622
0,7002	3,0234
1,0631	3,1098

A escolha dos TCs C800 2000-5 se baseou na referência [19]. Estes admitem uma máxima tensão em regime permanente de 800 V no secundário. A denominação “C” indica que seu desempenho pode ser obtido a partir da sua curva de excitação e do circuito equivalente, visto que o efeito do fluxo de dispersão é desprezado na relação de transformação. Além disso, a corrente primária nominal é de 2000 A e a secundária de 5 A. Com isso, a RTC nominal é de 400.

Capítulo 4

SIMULAÇÕES, RESULTADOS E ANÁLISES

Com o arquivo criado no ATPDraw, pôde-se simular diversos casos da operação do reator, e analisar a atuação das proteções em estudo: diferencial de fase, sobrecorrente e REF. Foram simulados curtos-circuitos espira-terra nos enrolamentos do reator, e analisou-se a influência do fator de dispersão nos resultados obtidos.

Foram feitas análises em massa, ou seja, análises da atuação dos relés frente a curtos-circuitos espira-terra para diversas possibilidades de variações de parâmetros. Primeiramente, variou-se o percentual de enrolamento em curto-circuito (de 1% a 99%, em passos de 1%) e, posteriormente, variou-se, também, o fator de dispersão (de 0,01 a 1, em passos de 0,01). A finalidade das análises em massa é a obtenção de um cenário global da eficiência dos sistemas de proteção mais utilizados para estas ocasiões. A unidade temporizada da proteção de sobrecorrente desconsiderou sua função temporal neste tipo de análise, levando em consideração apenas a comparação das correntes de curto-circuito com as de *pickup* estabelecidas para cada caso.

Por último, analisou-se, também, a corrente de energização de um reator *shunt*.

4.1. AJUSTES DAS PROTEÇÕES

Primeiramente, foram obtidos alguns parâmetros básicos e necessários para a análise e simulação do sistema. Para $Z_{base} = 1718,86 \Omega$ e $V_{base} = 500 \text{ kV}$, que correspondem aos valores nominais do reator em análise, tem-se:

$$I_{base} = \frac{V_{base}}{\sqrt{3} \cdot Z_{base}} \quad (4.1)$$

$$I_{base} = \frac{500 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 1718,86}$$

$$I_{base} = 167,95 \text{ A}$$

que corresponde ao valor da corrente nominal do reator.

Considerando uma RTC de 400, obtém-se que a corrente nominal de carga em seu secundário, $I_{nTC,2}$, é de:

$$I_{nTC,2} = \frac{I_{nominal}}{RTC} \quad (4.2)$$

$$I_{nTC,2} = \frac{167,95}{400}$$

$$I_{nTC,2} = 0,42 \text{ A}$$

Já a potência nominal absorvida por este reator pode ser obtida da seguinte maneira:

$$S_{nominal} = \frac{V_{nominal}^2}{|Z_{reator}|} \quad (4.3)$$

$$S_{nominal} = \frac{\left(\frac{500 \cdot 10^3}{\sqrt{3}}\right)^2}{1718,86}$$

$$S_{nominal} \cong 48,5 \text{ MVAR}$$

Ajustaram-se as correntes de *pickup* e o *slope* para cada proteção, segundo as recomendações da referência [20], que utiliza orientações de catálogos de diversos fabricantes de relés. Tais ajustes estão apresentados nos tópicos a seguir.

4.1.1 Proteção Diferencial de Fase 87R

O algoritmo de proteção do elemento diferencial de fase 87R implementa as seguintes definições para as correntes de operação e restrição, respectivamente:

$$I_{op} = |\hat{I}_1 + \hat{I}_2| \quad (4.4)$$

$$I_{res} = |\hat{I}_1| + |\hat{I}_2| \quad (4.5)$$

A corrente de *pickup*, $I_{pk,87R}$, foi definida como 15% da corrente nominal do secundário do TC, que é de 5 A:

$$I_{pk,87R} = 15\% \cdot I_{TC,2}$$

$$I_{pk,87R} = 15\% \cdot 5 \text{ A} = 0,75 \text{ A}$$

Sabendo que a corrente nominal de carga no secundário é 0,42 A, obtém-se este ajuste em pu:

$$I_{pk,87R,pu} = \frac{I_{pk,87R}}{I_{nTC,2}}$$

$$I_{pk,87R,pu} = 1,79 \text{ pu}$$

O *slope*, utilizado para considerar erros de medição e casos de saturação de TC, foi definido como o seguinte valor típico, presente em diversos catálogos de fabricantes de relés:

$$SLP_{87R} = 40\%$$

4.1.2 Proteção REF

O algoritmo de proteção do elemento REF utiliza as seguintes definições para as correntes de operação e restrição, respectivamente:

$$I_{op} = |3\hat{I}_0 + \hat{I}_n| \quad (4.6)$$

$$I_{res} = |3\hat{I}_0| + |\hat{I}_n| \quad (4.7)$$

A corrente de *pickup*, $I_{pk,REF}$, foi definida como 10% da corrente nominal do secundário do TC (5A):

$$I_{pk,REF} = 10\% \cdot I_{TC,2}$$

$$I_{pk,REF} = 10\% \cdot 5 \text{ A} = 0,5 \text{ A}$$

Em pu:

$$I_{pk,REF,pu} = \frac{I_{pk,REF}}{I_{nTC,2}}$$

$$I_{pk,REF,pu} = 1,19 \text{ pu}$$

O *slope* foi definido da mesma forma como na proteção diferencial de fase:

$$SLP_{REF} = 40\%$$

4.1.3 Proteção de Sobrecorrente

Para a análise da proteção de sobrecorrente, mediram-se as correntes no lado da fase e do neutro, para a fase do curto (fase A), além da corrente no neutro. E, considerando as unidades temporizada e instantânea desta proteção, fizeram-se os ajustes necessários para cada caso, como apresentado a seguir.

4.1.3.1 Unidade Temporizada (51)

Para o lado da fase, considera-se uma sobrecarga de 15% e adota-se uma margem de segurança de 10%. Desta forma, a corrente de *pickup* pode ser calculada da seguinte forma:

$$I_{pk,51F} = 1,10 \cdot 1,15 \cdot I_{nTC,2}$$

$$I_{pk,51F} = 1,10 \cdot 1,15 \cdot 0,42 \text{ A} = 0,53 \text{ A}$$

Em pu:

$$I_{pk,51F,pu} = \frac{I_{pk,51F}}{I_{nTC,2}}$$

$$I_{pk,51F,pu} = 1,26 \text{ pu}$$

Para o lado do neutro do reator, define-se um ajuste bastante sensível, visto que serve como retaguarda para diversas falhas no elemento. O ajuste utilizado neste caso foi de 10% da corrente nominal do secundário do TC:

$$I_{pk,51N} = 10\% \cdot I_{TC,2}$$

$$I_{pk,51N} = 10\% \cdot 5 \text{ A} = 0,5 \text{ A}$$

Em pu:

$$I_{pk,51N,pu} = \frac{I_{pk,51N}}{I_{nTC,2}}$$

$$I_{pk,51N,pu} = 1,19 \text{ pu}$$

Por último, para a corrente no neutro, ajustou-se a corrente de *pickup*, também de forma sensível. Escolheu-se 10% da corrente nominal do secundário do TC:

$$I_{pk,51G} = 10\% \cdot I_{TC,2}$$

$$I_{pk,51G} = 10\% \cdot 5 \text{ A} = 0,5 \text{ A}$$

Em pu:

$$I_{pk,51G,pu} = \frac{I_{pk,51G}}{I_{nTC,2}}$$

$$I_{pk,51G,pu} = 1,19 \text{ pu}$$

4.1.3.2 Unidade Instantânea (50)

Para o lado da fase, ajusta-se a corrente de *pickup* para 5 vezes a corrente de carga no secundário do TC, a fim de evitar operações indesejáveis durante transitórios de falhas externas, por exemplo. Então, tem-se:

$$I_{pk,50F} = 5 \cdot I_{nTC,2}$$

$$I_{pk,50F} = 5 \cdot 0,42 \text{ A} = 2,1 \text{ A}$$

Em pu:

$$I_{pk,50F,pu} = \frac{I_{pk,50F}}{I_{nTC,2}}$$

$$I_{pk,50F,pu} = 5 \text{ pu}$$

Para o lado do neutro do reator, seguiu-se a sugestão de ajuste da referência [17], que define uma corrente de *pickup* de aproximadamente duas vezes a nominal do reator. Portanto, tem-se:

$$I_{pk,50N} = 2 \cdot I_{nTC,2}$$

$$I_{pk,50N} = 2 \cdot 0,42 \text{ A} = 0,84 \text{ A}$$

Em pu:

$$I_{pk,50N,pu} = \frac{I_{pk,50N}}{I_{nTC,2}}$$

$$I_{pk,50N,pu} = 2 \text{ pu}$$

Por último, para a corrente no neutro, ajustou-se a corrente de *pickup* seguindo o mesmo critério que o caso anterior:

$$I_{pk,50G} = I_{pk,50N} = 0,84 \text{ A}$$

Em pu:

$$I_{pk,50G,pu} = I_{pk,50N,pu} = 2 \text{ pu}$$

4.2. CURTO-CIRCUITO ESPIRA-TERRA

4.2.1 Fator de Dispersão Unitário

Primeiramente, utilizou-se um fator de dispersão máximo (igual a 1), ou seja, indutância mútua nula entre os sub-enrolamentos. Os resultados obtidos neste caso servirão de insumo para, posteriormente, com a consideração de fatores de dispersão diferentes do unitário, estudar a influência deste fator, ou seja, o impacto do acoplamento magnético entre as sub-bobinas formadas a partir do ponto de defeito no resultado das correntes de curto-circuito. Para conferir a coerência da modelagem, simulou-se o sistema sem curto, em regime permanente, e obteve-se a forma de onda apresentada na Figura 4.1.

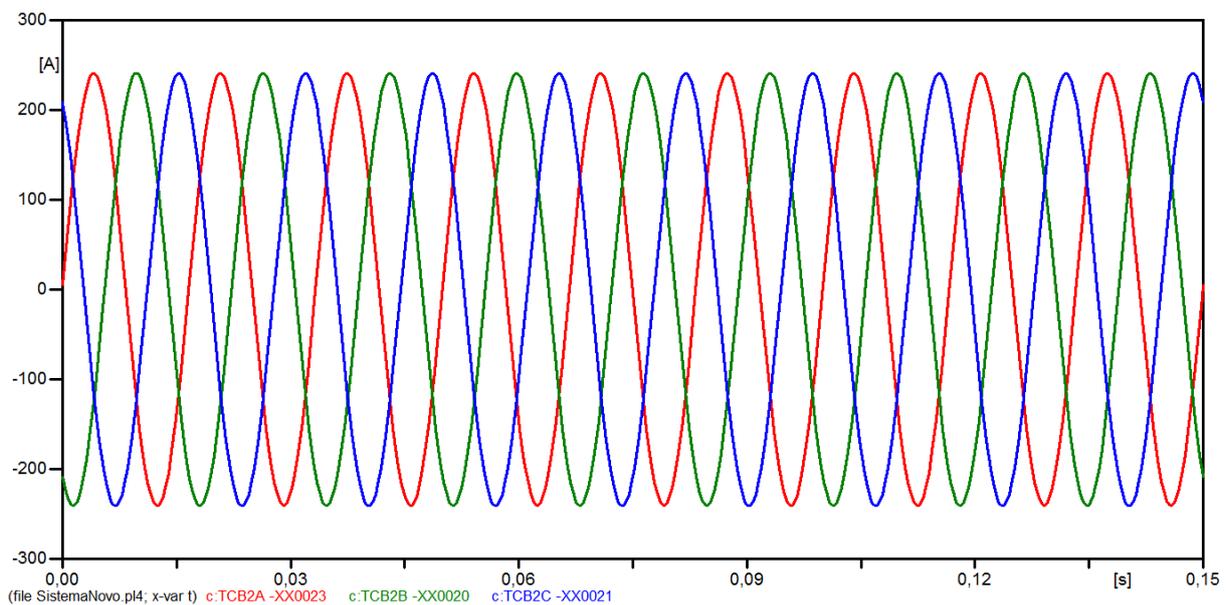


Figura 4.1 - Correntes nas fases do reator sem aplicação de curto.

Observa-se um equilíbrio entre as correntes de fase do reator. Este resultado, desconsiderando a indutância mútua dos sub-enrolamentos da fase A, é coerente, uma vez que a impedância desta fase é a mesma que a das outras, as quais foram modeladas desconsiderando o acoplamento magnético.

Algumas simulações de curtos-circuitos foram realizadas com o fator de dispersão unitário.

4.2.1.1 Caso A: curto-circuito em 100% do enrolamento

Aplicou-se um curto-circuito na bucha do reator, ou seja, em 100% do enrolamento. Obteve-se a forma de onda da corrente em regime permanente apresentada na Figura 4.2, com corrente de pico de 18,52 kA.

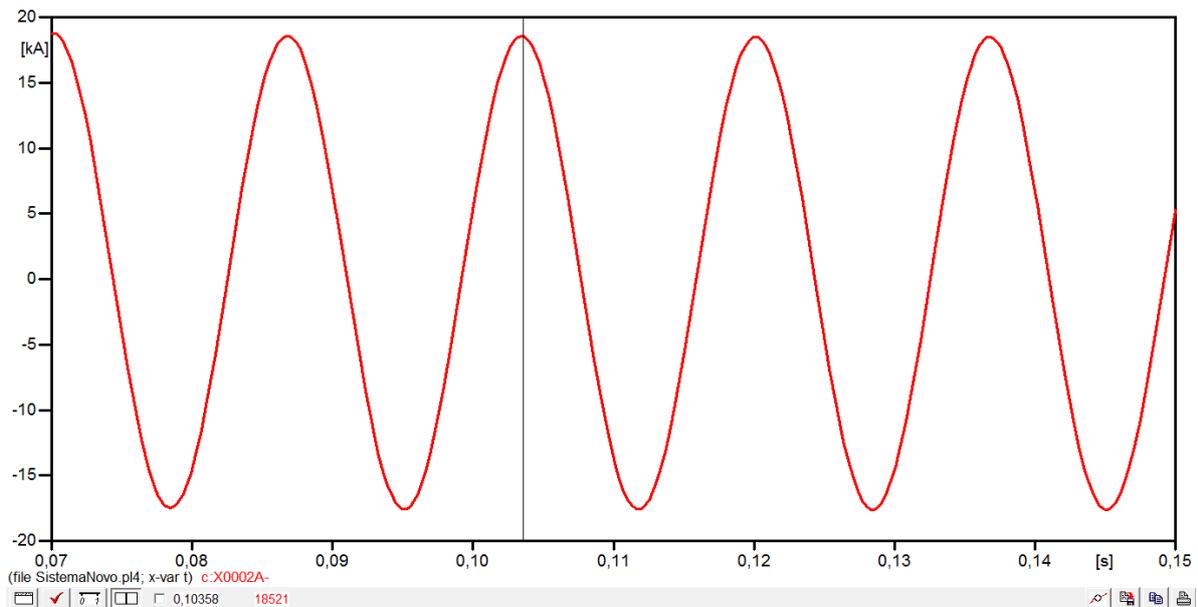


Figura 4.2 - Corrente de curto-circuito na bucha do reator.

4.2.1.2 Caso B: curto-circuito em 99% do enrolamento

Outra simulação realizada foi a aplicação de um curto-circuito em 99% do enrolamento do reator (Figura 4.3). Coerentemente, a corrente não foi alterada significativamente em relação ao caso A. Houve uma redução muito pequena da corrente de pico: de 18,52 kA para 18,51 kA.

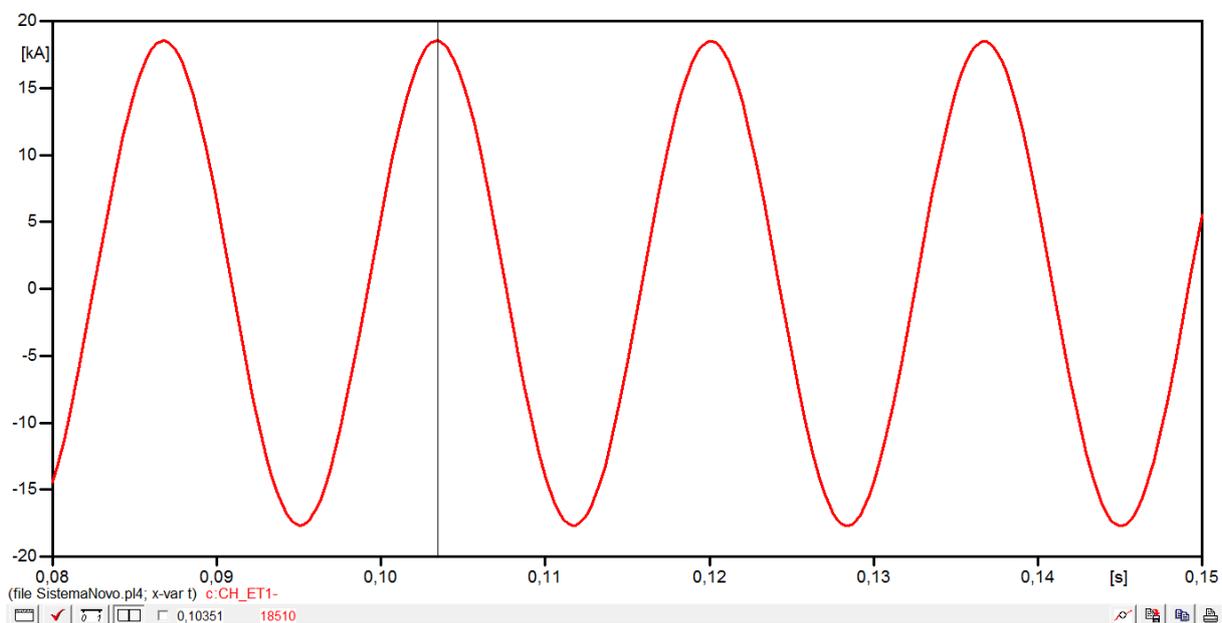


Figura 4.3 - Corrente de curto-circuito em 99% do enrolamento do reator.

4.2.1.3 Caso C: curto-circuito em 50% do enrolamento

Para um curto em 50% do enrolamento, tem-se forma de onda da corrente em regime permanente apresentada na Figura 4.4. Houve uma redução significativa da corrente de pico em relação ao caso anterior: de 18,51 kA para 822,02 A.

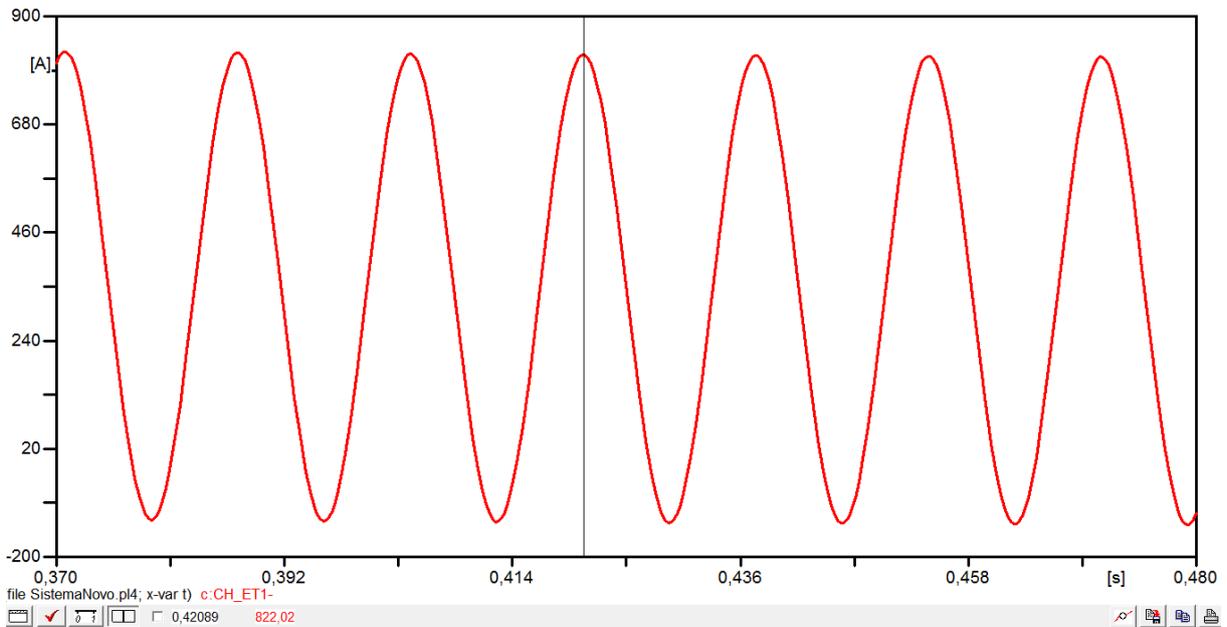


Figura 4.4 - Corrente de curto-circuito em 50% do enrolamento do reator.

Testaram-se, então, as atuações dos relés diferenciais 87R e REF. Os resultados obtidos, considerando-se os ajustes feitos, estão apresentados nas Figuras 4.5 e 4.6, respectivamente.

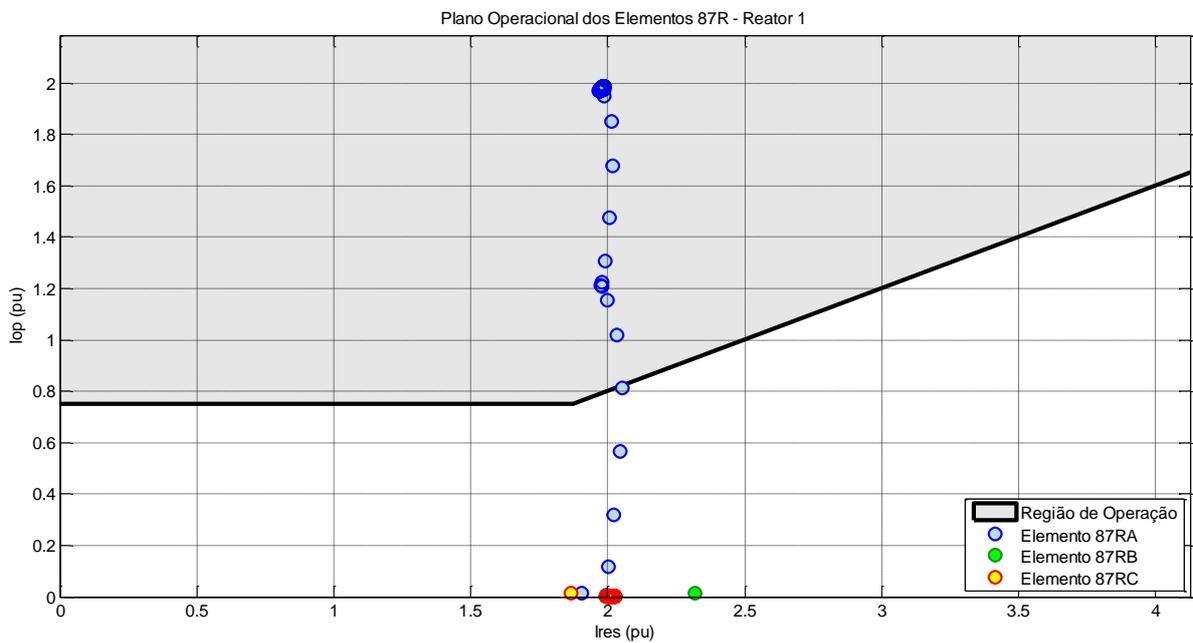


Figura 4.5 - Atuação do relé 87R para fator de dispersão unitário e curto espira-terra em 50% do enrolamento.

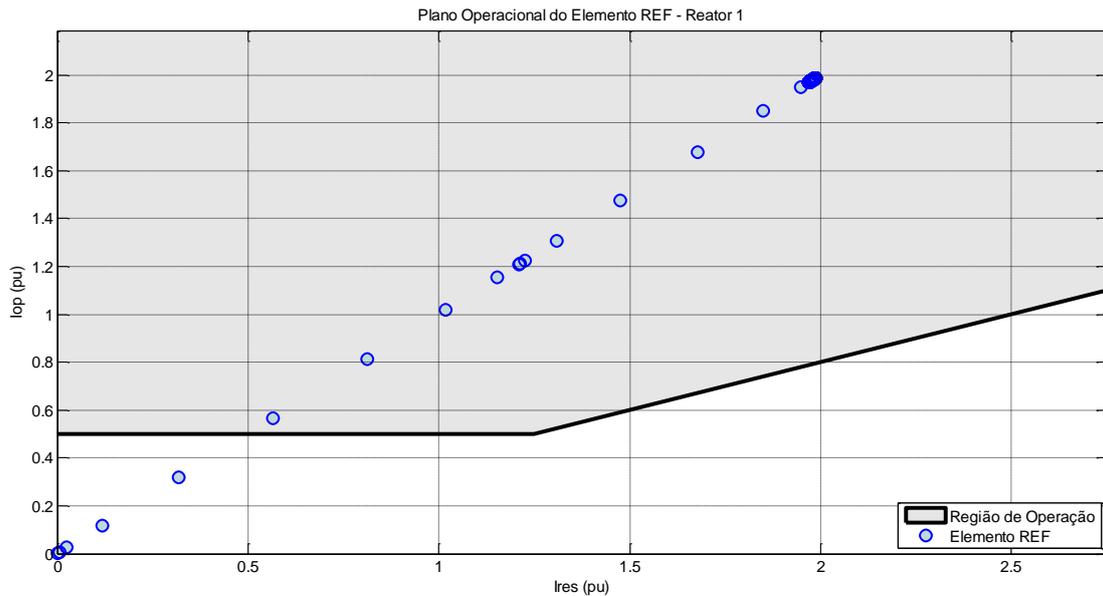


Figura 4.6 - Atuação do relé REF para fator de dispersão unitário e curto espira-tem 50% do enrolamento.

Os resultados demonstram a correta atuação dos relés implementados, indicando que seus algoritmos apresentam ajustes adequados.

4.2.1.4 Caso D: curto-circuito em 1% do enrolamento

Para um curto em 1% do enrolamento, tem-se forma de onda da corrente em regime permanente conforme a Figura 4.7.

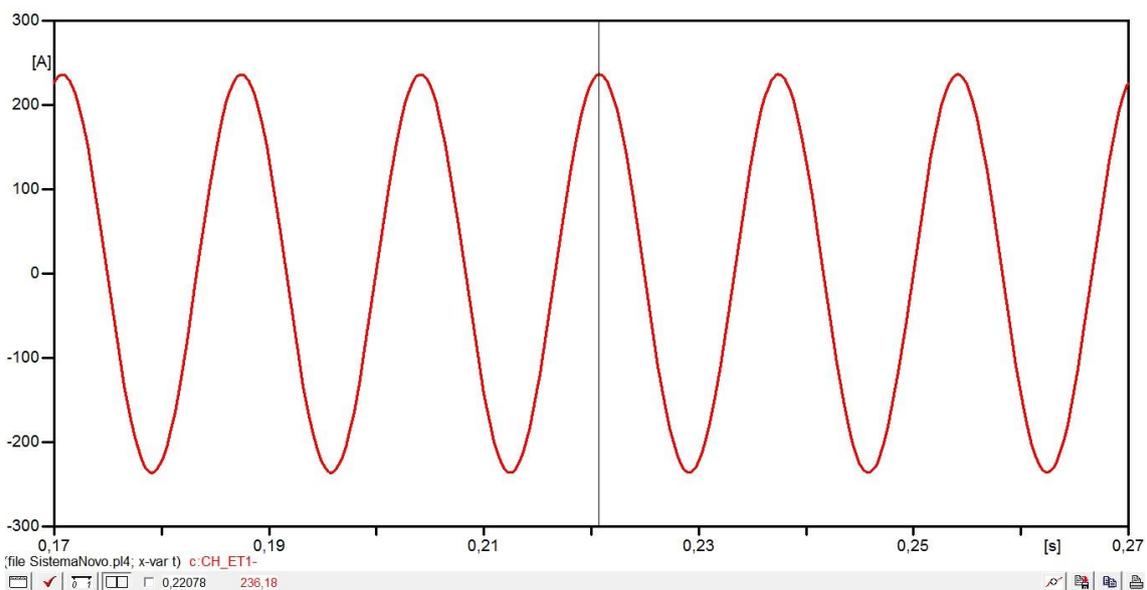


Figura 4.7 - Corrente de curto-circuito em 1% do enrolamento do reator.

Há uma redução significativa da corrente de pico em relação ao caso anterior (50% do enrolamento): de 822,02 A para 236,18 A.

Este é o caso extremo de sensibilidade da proteção dentre os casos simulados, pois apresenta a corrente de menor intensidade. Portanto, observaram-se as atuações instantâneas dos relés diferenciais de fase 87R e REF. Os resultados estão apresentados nas Figuras 4.8 e 4.9, respectivamente.

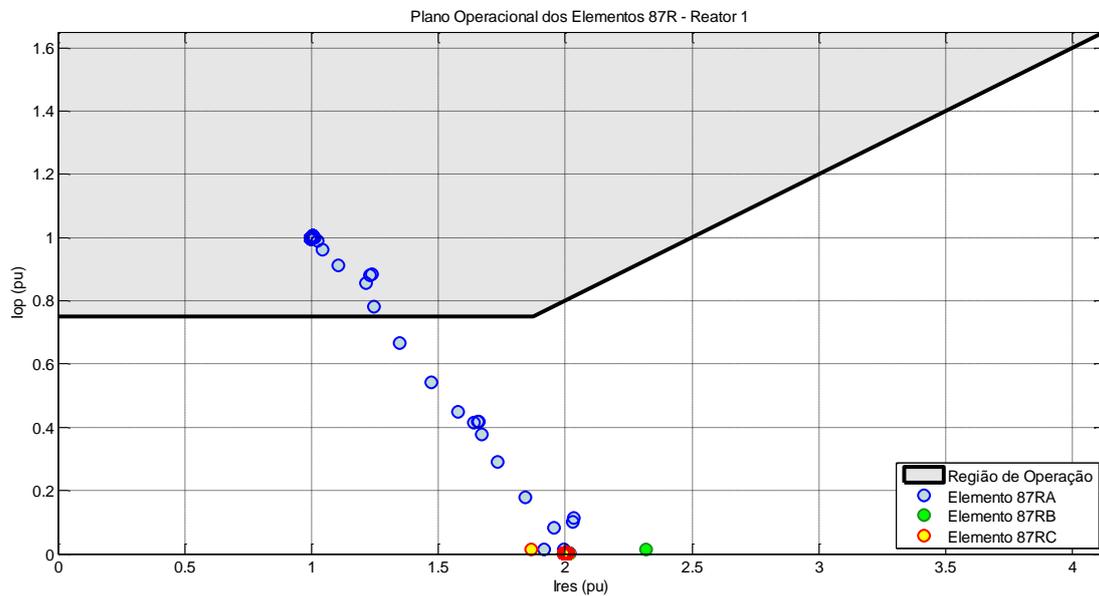


Figura 4.8 - Atuação do relé 87R: curto em 1% do enrolamento e fator de dispersão unitário.

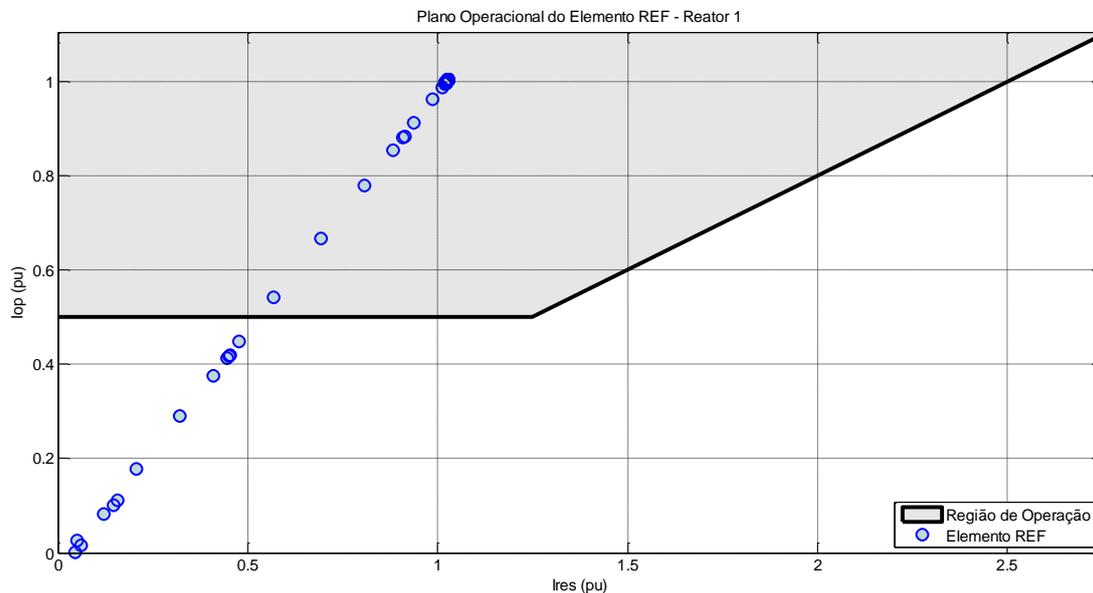


Figura 4.9 - Atuação do relé REF: curto em 1% do enrolamento e fator de dispersão unitário.

Para o caso em questão, os resultados obtidos demonstram a correta atuação dos relés implementados. Entretanto, diferentemente dos casos anteriores, salienta-se a importância do ajuste correto e sensível da corrente de *pickup* como forma de garantir a atuação adequada dos relés. Um ajuste maior, menos sensível, neste parâmetro pode impossibilitar a atuação das proteções.

Por outro lado, enfatiza-se que ajustes muito sensíveis diminuem a segurança da proteção, podendo gerar atuações indevidas em condições normais de operação.

4.2.1.5 Análises em massa: curtos-circuitos de 1% a 99% do enrolamento

De acordo com os resultados obtidos nos tópicos anteriores, observa-se a redução da corrente de operação com a diminuição da percentagem de enrolamentos em curto.

Por último, para confirmar esta tendência, realizou-se a análise em massa, variando a percentagem de enrolamento em curto de 1% a 99%, em passos de 1%, e medindo as correntes em cada fase, na entrada e saída do elemento a ser protegido, e no neutro.

A Figura 4.10 apresenta os resultados das correntes de operação e restrição da proteção diferencial 87R para todas as fases do reator. A Figura 11, por sua vez, apresenta os resultados da análise em massa para o elemento REF.

A análise em massa apresenta uma visão global dos resultados, e indica que os relés implementados atuaram corretamente para todos os casos, a partir de 1% de percentual do enrolamento em curto-circuito.

Ressalta-se, novamente, a necessidade de um ajuste adequado da corrente de *pickup*, de forma a assegurar a atuação dos relés nos casos de percentuais pequenos de enrolamentos em curto da bobina original, pois mesmo para estes casos, grandes danos aos equipamentos podem acontecer.

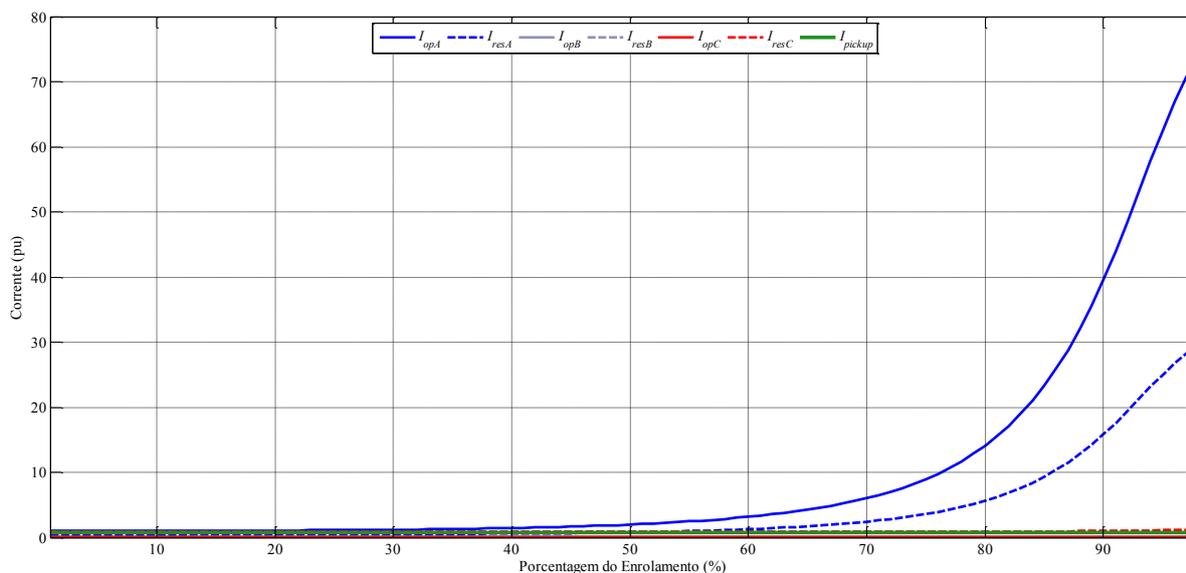


Figura 4.10 - Correntes de operação e restrição para proteção 87R: fator de dispersão unitário.

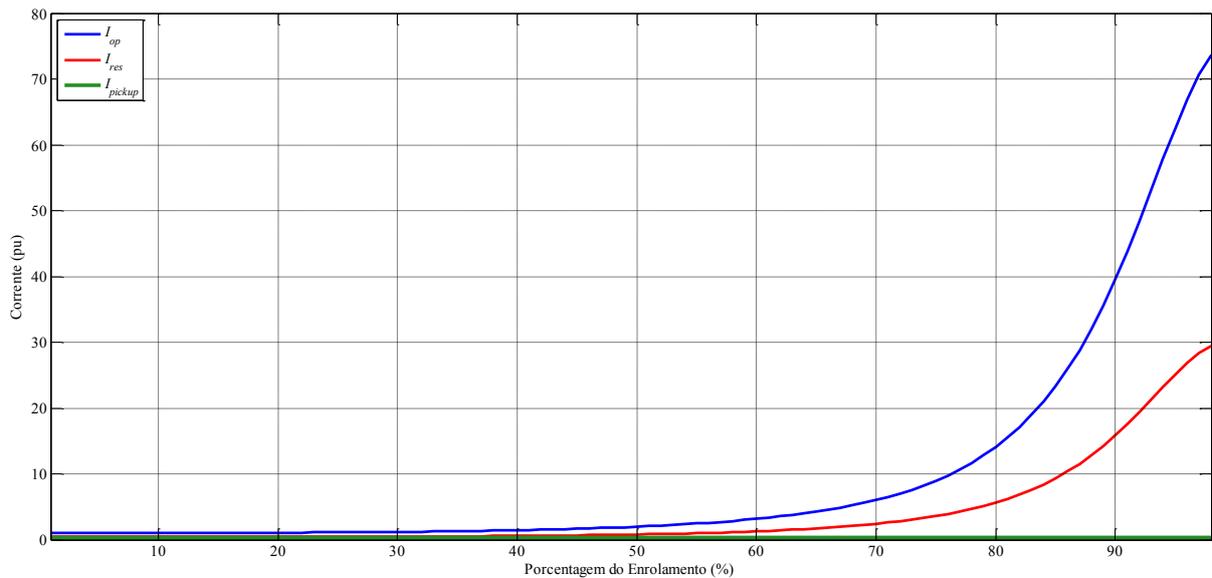


Figura 4.11 - Correntes de operação e restrição para proteção REF: fator de dispersão unitário.

4.2.2 Fator de Dispersão de 25%

Algumas simulações de curtos-circuitos foram realizadas com o fator de dispersão igual a 25%, a fim de se analisar a influência da indutância mútua entre as sub-bobinas formadas a partir do curto-circuito espira-terra.

4.2.2.1 Caso A: curto-circuito em 99% do enrolamento

Aplicando uma falta espira-terra em 99% do enrolamento, têm-se as atuações instantâneas dos relés diferenciais 87R e REF apresentadas nas Figuras 4.12 e 4.13, respectivamente.

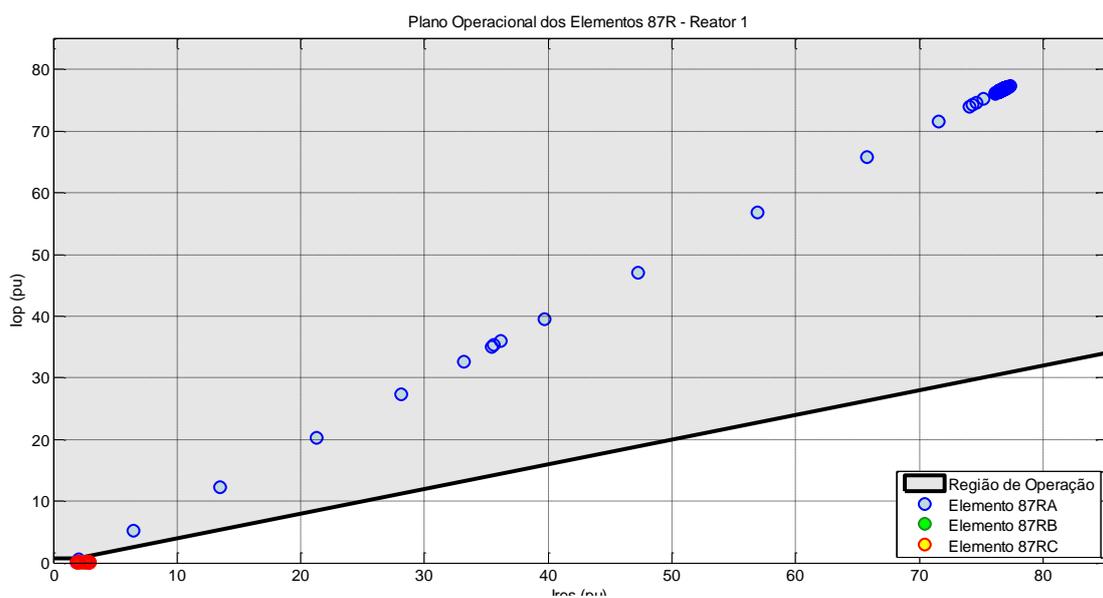


Figura 4.12 - Atuação do relé 87R: curto em 99% do enrolamento e fator de dispersão 0,25.

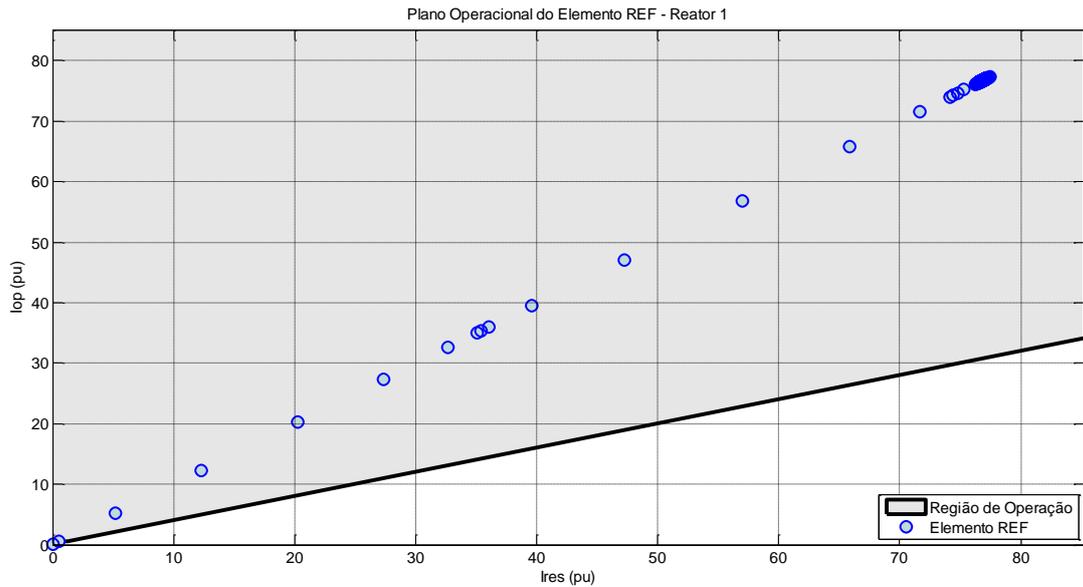


Figura 4.13 - Atuação do relé REF: curto em 99% do enrolamento e fator de dispersão 0,25.

Da mesma forma que no caso do fator de dispersão unitário, ambos os relés atuaram corretamente, e sem a necessidade de um ajuste bastante sensível, pois as correntes para este caso são bastante elevadas.

4.2.2.2 Análises em massa: curtos-circuitos de 1% a 99% do enrolamento

Para melhor estudar a tendência do comportamento da corrente e, assim, a atuação da proteção para este caso de 25% de fator de dispersão, é feita a análise em massa, variando a percentagem do enrolamento em curto de 1% a 99%, em passos de 1%.

Com isso, obtêm-se as correntes de operação e de restrição apresentadas nas Figuras 4.14 e 4.15 para as proteções diferenciais 87R e REF, respectivamente.

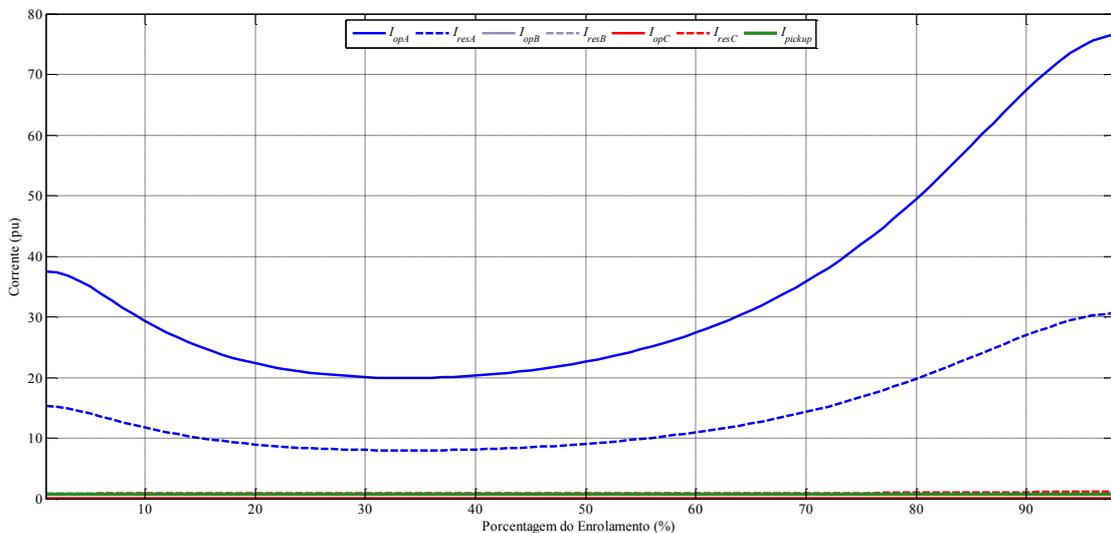


Figura 4.14 - Correntes de operação e restrição para proteção 87R: fator de dispersão 0,25.

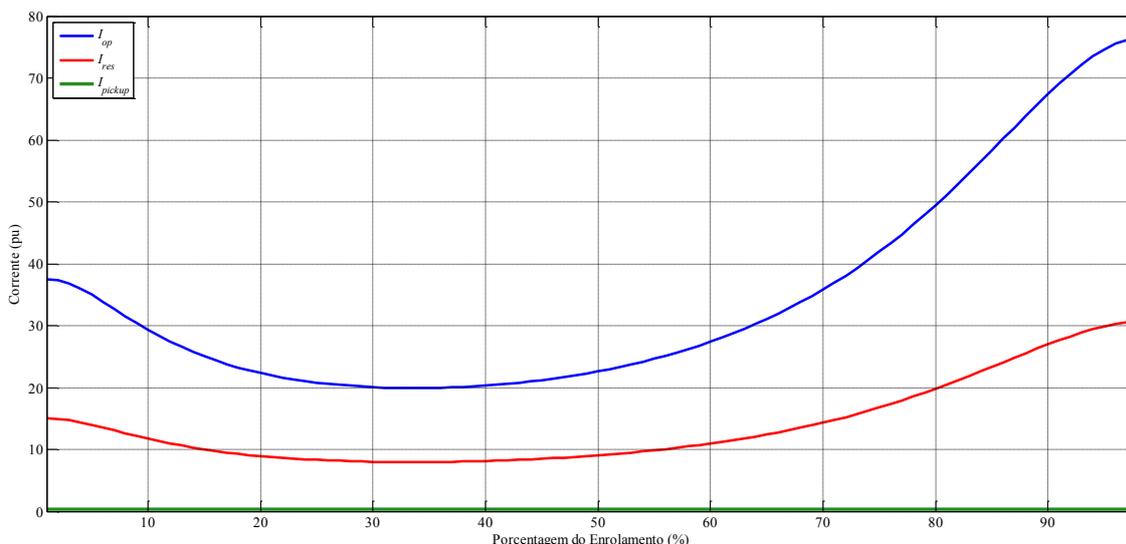


Figura 4.15 - Correntes de operação e restrição para proteção REF: fator de dispersão 0,25.

Da mesma forma que no caso de fator de dispersão unitário, isto é, sem indutância mútua, há atuação das proteções implementadas em todas as possibilidades, a partir de 1% de porcentagem de enrolamento em curto. Porém, percebe-se que para os valores pequenos de enrolamento em curto, há um aumento das correntes de operação e restrição em relação ao caso de fator de dispersão unitário, facilitando assim a atuação das proteções, pois são necessários ajustes menos sensíveis.

4.2.3 Análise em Massa da Proteção Diferencial de Fase e REF: Fator de Dispersão de 0,01 a 1 e Percentual do Enrolamento em Curto de 1% a 99%

Para se estudar o comportamento geral da atuação das proteções diferenciais 87R e REF, realizou-se a análise em massa mais geral. Para tanto, variou-se a porcentagem do enrolamento em curto de 1% a 99%, em passos de 1%, e para cada caso deste, o fator de dispersão de 0,01 a 1, em passos de 0,01, gerando as mais diversas configurações do sistema em análise. Para cada uma, mediram-se as correntes na entrada e saída do elemento e no neutro.

Os resultados das curvas obtidas das correntes de operação e de restrição das proteções diferencial 87R e REF estão apresentados nas Figuras 4.16 e 4.17. O esquema de cores é o mesmo para as duas figuras. A superfície azul representa a corrente de operação. A superfície verde, por sua vez, descreve a corrente de restrição. Por fim, o plano vermelho reproduz a corrente de *pickup* ajustada para cada relé de proteção.

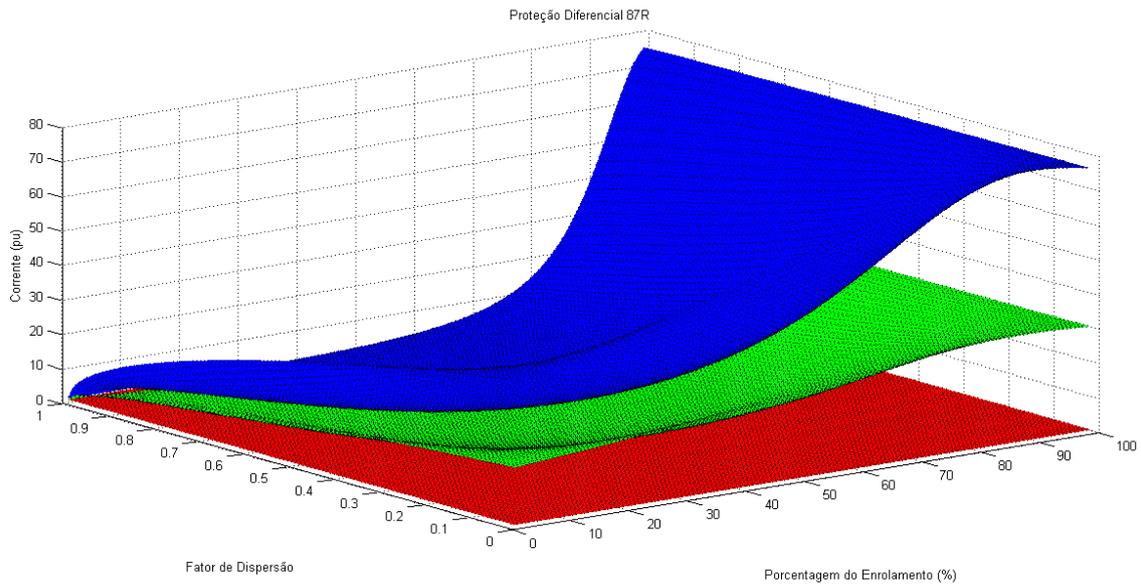


Figura 4.16 - Corrente Vs Fator de dispersão Vs Percentagem do enrolamento para a proteção 87R diante de curto espira-terra.

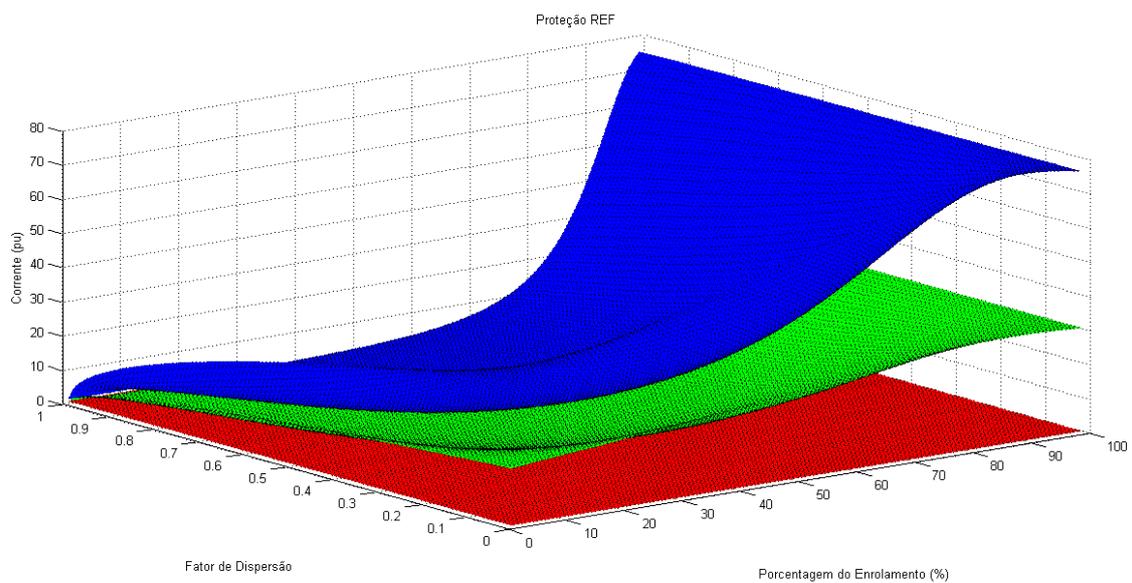


Figura 4.17 - Corrente Vs Fator de dispersão Vs Percentagem do enrolamento para a proteção REF diante de curto espira-terra.

Como pode-se observar, as proteções atuam corretamente para todas as possibilidades de fator de dispersão e de percentagem de enrolamento em curto.

4.2.4 Análise em Massa da Proteção de Sobrecorrente: Fator de Dispersão de 0,01 a 1 e Percentual do Enrolamento em Curto de 1% a 99%

4.2.4.1 Unidade Temporizada (51)

Com os valores das correntes em cada fase, na entrada e saída do elemento a ser protegido, e no neutro, pode-se investigar, também, o comportamento da proteção de sobrecorrente. Para tanto, mede-se cada corrente desta, e compara com uma *pickup* já definida neste trabalho, seguindo alguns critérios e fatores.

Salienta-se que, para este tipo de análise, não houve preocupação com os ajustes de tempo de operação. O interesse foi apenas em estudar o módulo da corrente medida e comparar com um mínimo estabelecido.

Primeiramente, fez-se a análise em massa da unidade temporizada da proteção de sobrecorrente, variando a percentagem de enrolamento em curto e o fator de dispersão, medindo, assim, a corrente do lado da fase. O ajuste da corrente de *pickup* foi de 0,53 A (1,26 pu), de acordo com o subtópico 4.1.3.

O gráfico da Figura 4.18 apresenta a corrente do lado da fase, curva em azul, e a corrente de *pickup*, curva em vermelho.

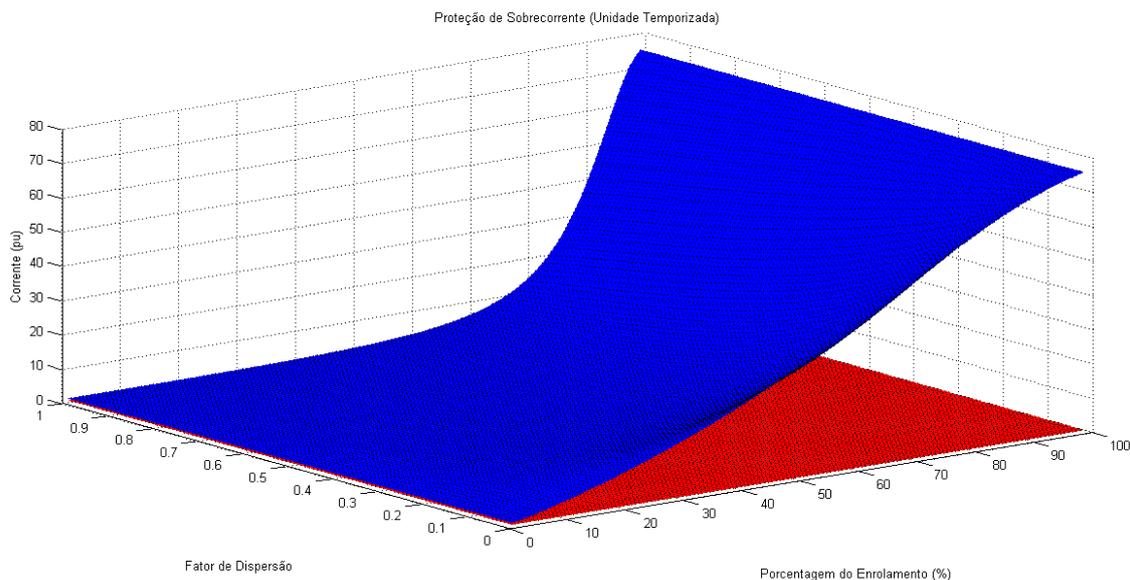


Figura 4.18 - Proteção de sobrecorrente temporizada para o lado da fase do reator diante de curto espira-terra.

Nota-se a atuação da proteção em todas as possibilidades, pois a corrente do lado da fase está sempre acima da corrente de *pickup*.

Da mesma forma, para o lado do neutro, mediu-se a corrente na saída do elemento e ajustou-se a corrente de *pickup* para 0,5 A (1,19 pu). A análise em massa para este caso está exibida no gráfico da Figura 4.19.

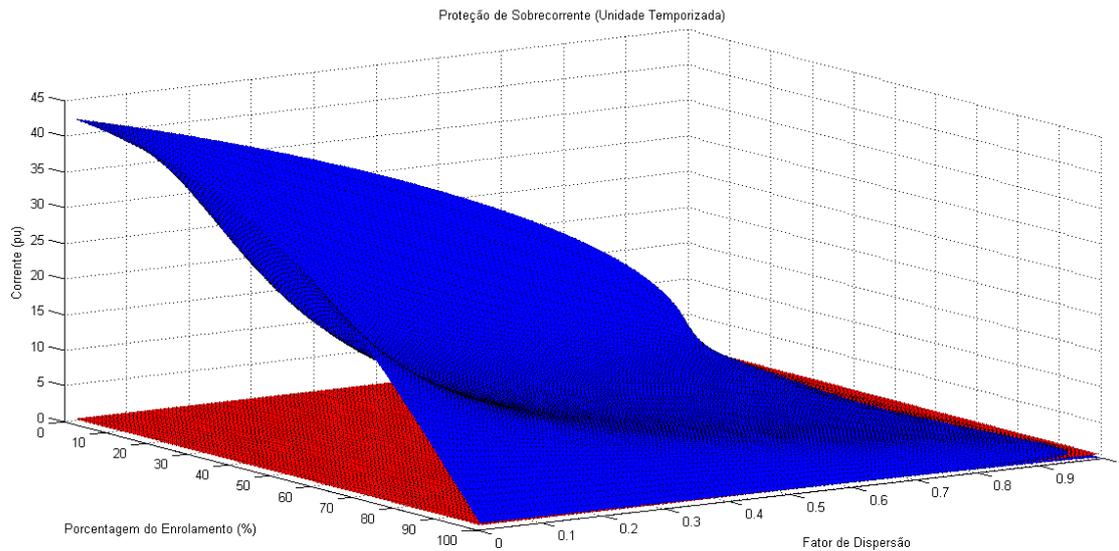


Figura 4.19 - Proteção de sobrecorrente temporizada para o lado do neutro do reator diante de curto espira-terra.

A proteção não atua em todas as possibilidades. Para melhor examinar este cenário, obteve-se uma vista superior (Figura 4.20) do gráfico anterior.

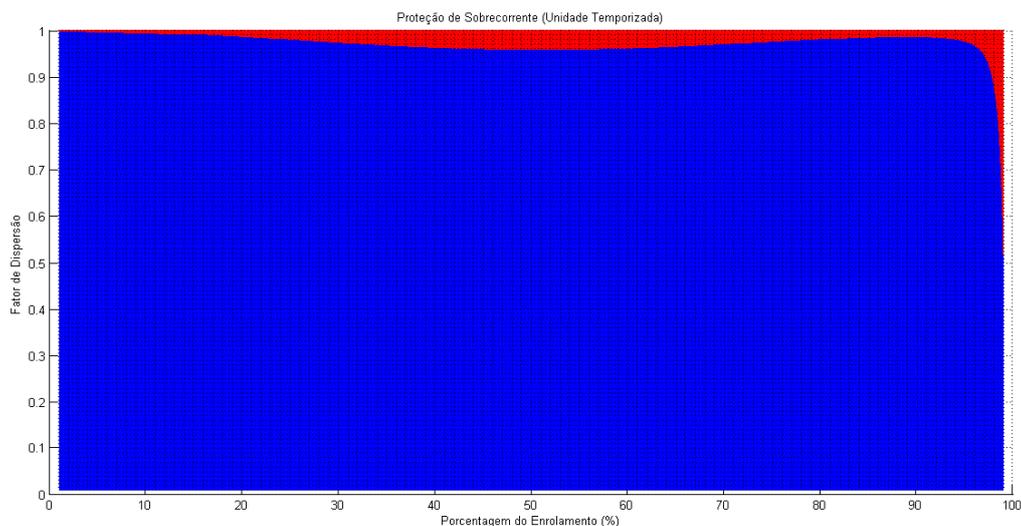


Figura 4.20 - Vista superior para a proteção de sobrecorrente temporizada para o lado do neutro do reator diante de curto espira-terra.

A parte colorida em vermelho indica onde a corrente medida está abaixo da de *pickup* selecionada, ou seja, onde não há atuação da proteção. Observa-se que esta região se concentra em altos valores do fator de dispersão, maiores que 0,95. Para fator de dispersão unitário, não há atuação da proteção em nenhuma percentagem de enrolamento em curto.

Enfim, foi feito o estudo da corrente no neutro, ajustando da corrente de *pickup* para 0,5 A (1,19 pu). A análise em massa está apresentada na Figura 4.21.

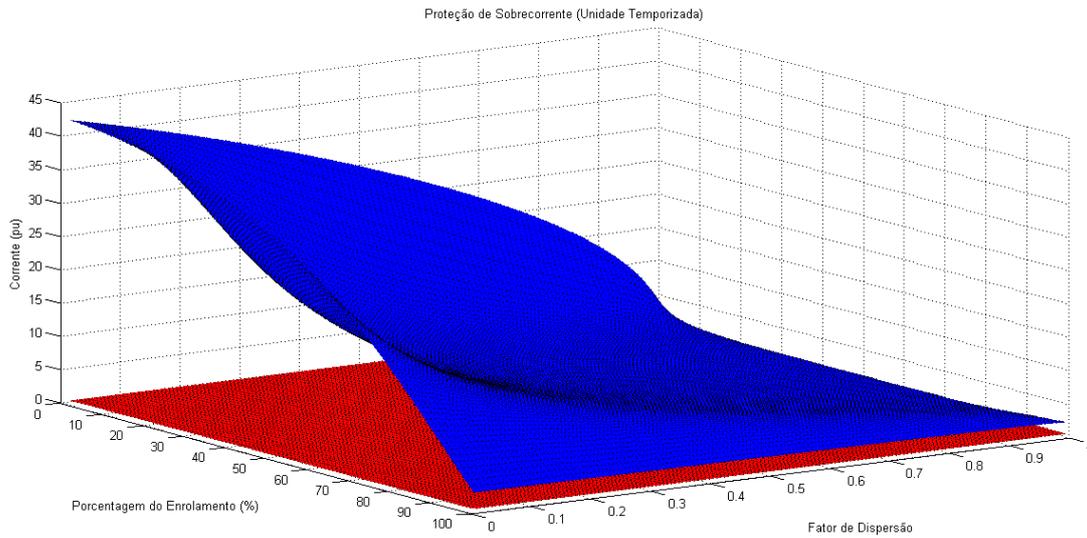


Figura 4.21 - Proteção de sobrecorrente temporizada de neutro do reator diante de curto espira-terra.

Há atuação da proteção em todas as possibilidades de corrente no neutro.

4.2.4.2 Unidade Instantânea (50)

Seguindo o mesmo raciocínio da unidade temporizada, fez-se o estudo da unidade instantânea da proteção de sobrecorrente, variando a porcentagem de enrolamento em curto e o fator de dispersão, medindo, primeiramente, a corrente do lado da fase. O ajuste da corrente de *pickup* foi de 2,1 A (5 pu), de acordo com o subtópico 4.1.3. A análise em massa para este caso está exibida na Figura 4.22.

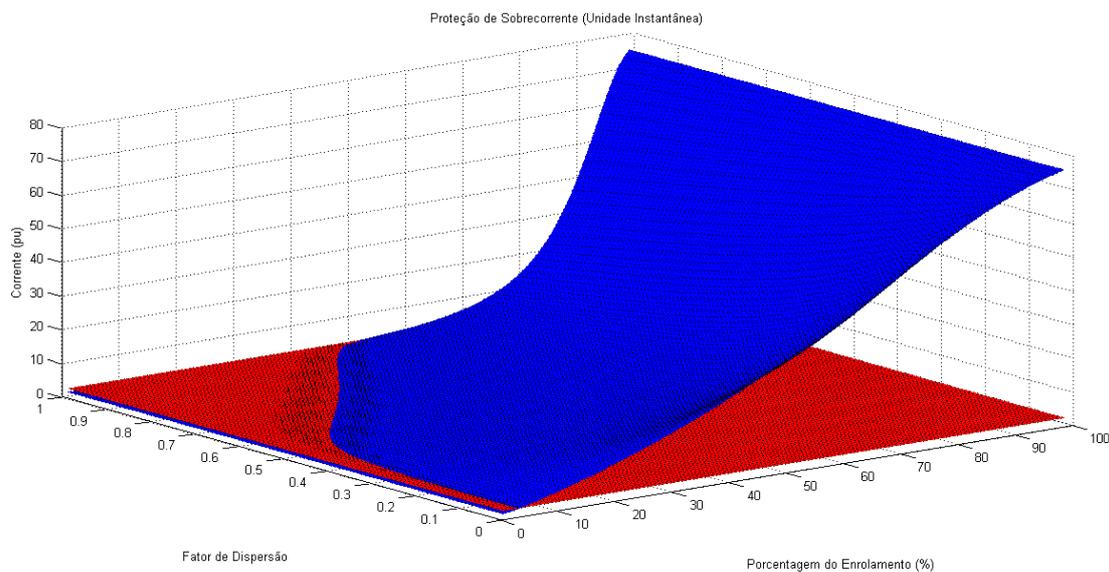


Figura 4.22 - Proteção de sobrecorrente instantânea para o lado da fase do reator diante de curto espira-terra.

A proteção não atua em alguns casos. Para melhor analisar este cenário, tem-se uma vista superior deste gráfico na Figura 4.23.

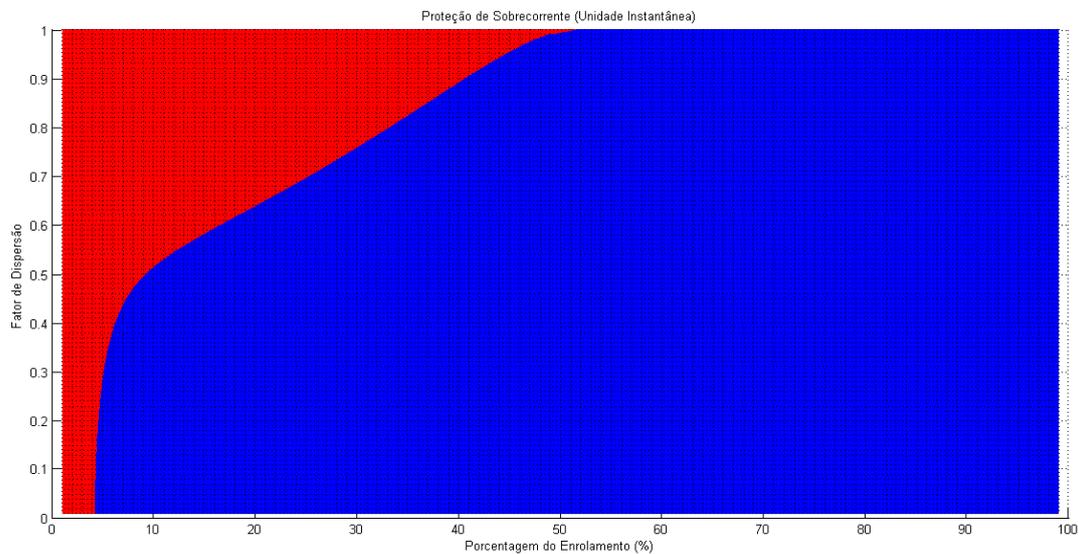


Figura 4.23 - Vista superior da proteção de sobrecorrente instantânea para o lado da fase do reator diante de curto espira-terra.

A região de não atuação da proteção está concentrada para baixos valores de percentagem de enrolamento em curto, menores que 4%. Porém, para fatores de dispersão acima de 0,4, há um crescimento da região em função da percentagem do enrolamento.

Para um fator unitário, ou seja, desconsiderando a influência da indutância mútua, a proteção só atua para uma percentagem acima de 50%, aproximadamente, de enrolamento em curto.

Para o lado do neutro, com *pickup* de 0,84 A (2 pu), fez-se a análise mostrada na Figura 4.24.

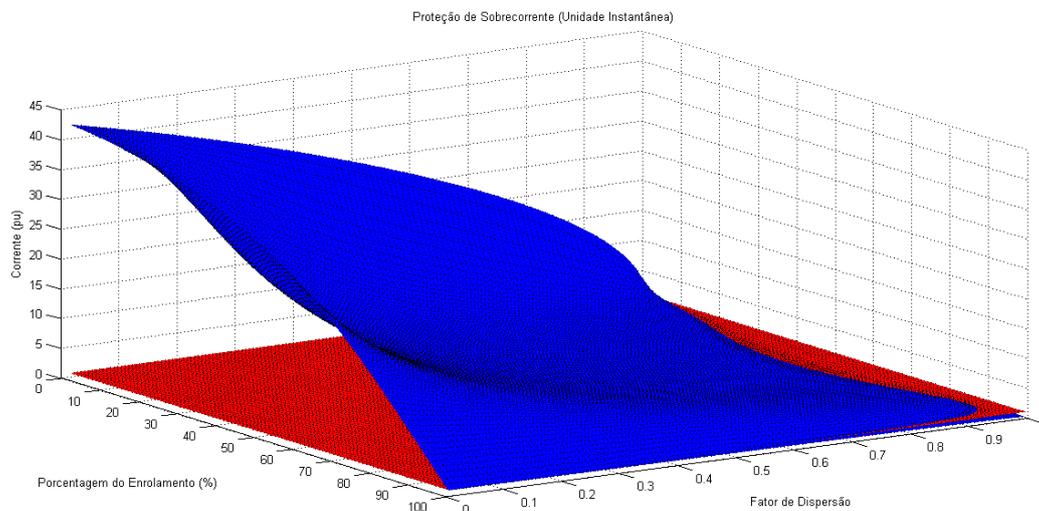


Figura 4.24 - Proteção de sobrecorrente instantânea para o lado do neutro do reator diante de curto espira-terra.

Para melhor visualizar a região de não atuação, tem-se a vista da Figura 4.25.

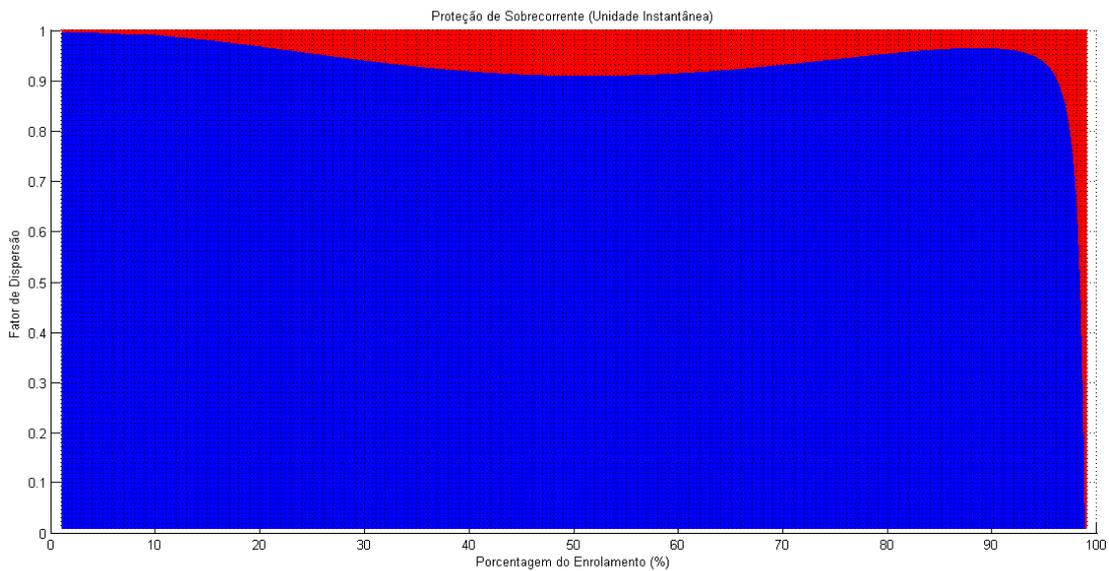


Figura 4.25 - Vista superior da proteção de sobrecorrente instantânea para o lado do neutro do reator diante de curto espira-terra.

Como apresentado, a região de não atuação se concentra em altos valores do fator de dispersão, acima de 0,9, e porcentagem de enrolamento em curto por volta de 99%. Por fim, foi feita a observação da corrente no neutro, com *pickup* de 0,84 A (2 pu), como mostrado abaixo na Figura 4.26, em que há atuação da proteção em todos os valores de corrente no neutro.

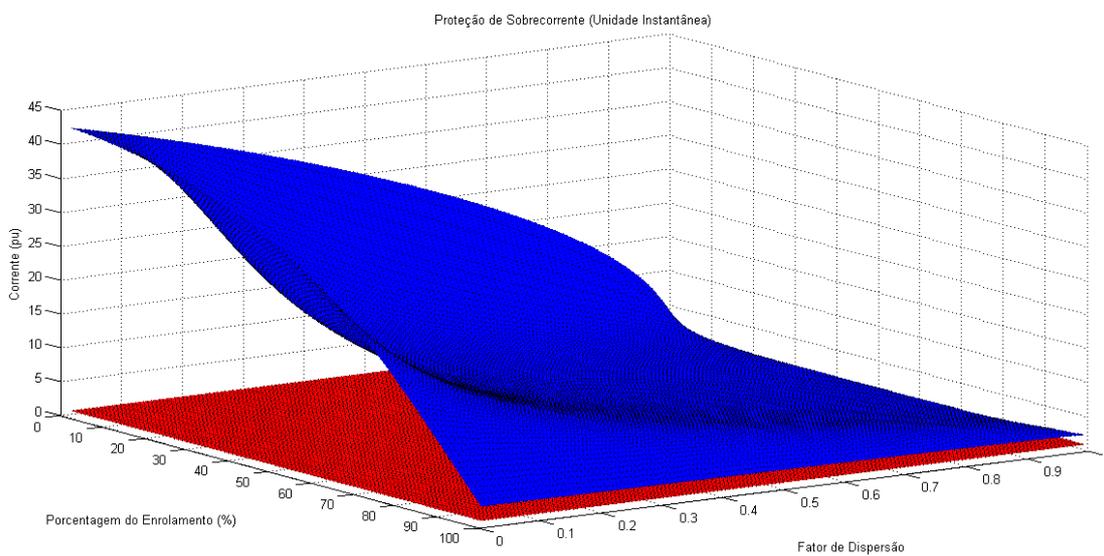


Figura 4.26 - Proteção de sobrecorrente instantânea de neutro do reator diante de curto espira-terra.

4.2.5 Análises dos Resultados Principais

Na tentativa de melhor interpretar a forma das superfícies obtidas nos subtópicos anteriores, obteve-se a forma de onda da indutância mútua em função da percentagem de enrolamento em curto, para um fator de dispersão igual a 0,25, conforme a Figura 4.27.

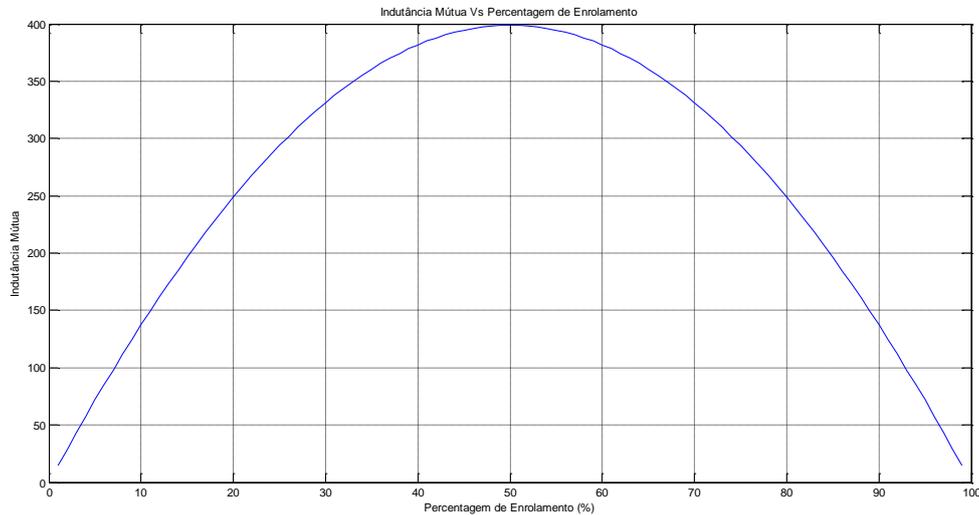


Figura 4.27 - Variação da indutância mútua entre as sub-bobinas pelo percentual do enrolamento curto-circuitado.

Para complementar os insumos desta análise, também variando entre 1% e 99% o percentual do enrolamento em curto, para um fator de dispersão de 0,25, foi possível obter as contribuições da corrente de curto-circuito, conforme a Figura 4.28.

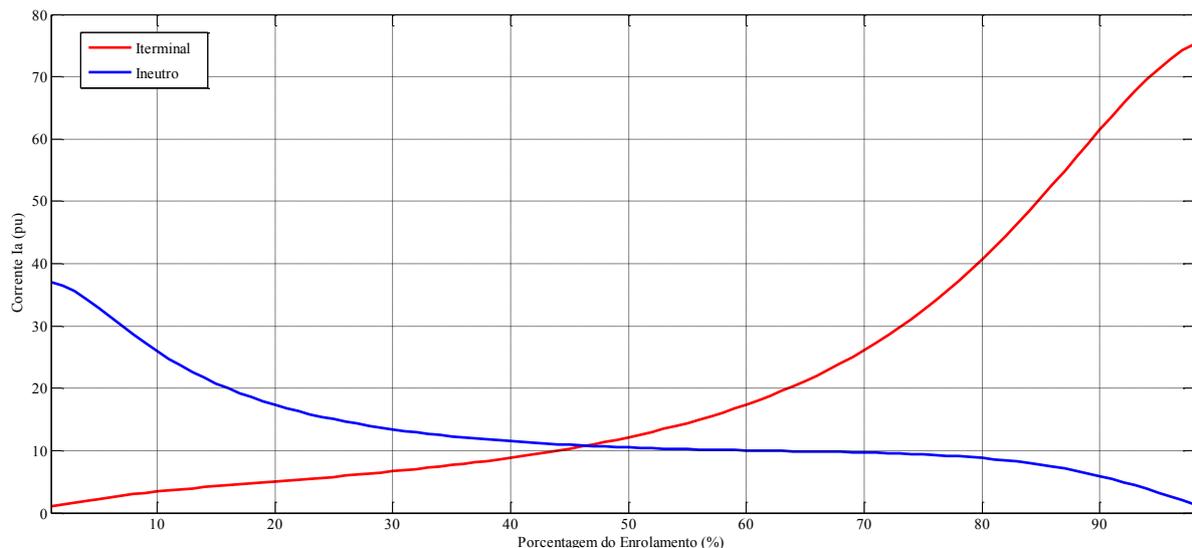


Figura 4.28 - Contribuições de corrente pelo percentual do enrolamento em curto: fator de dispersão 0,25.

Em azul, tem-se a contribuição de corrente vinda do lado do neutro e, em vermelho, do lado terminal. Para um fator de dispersão unitário, obtêm-se as curvas da Figura 4.29.

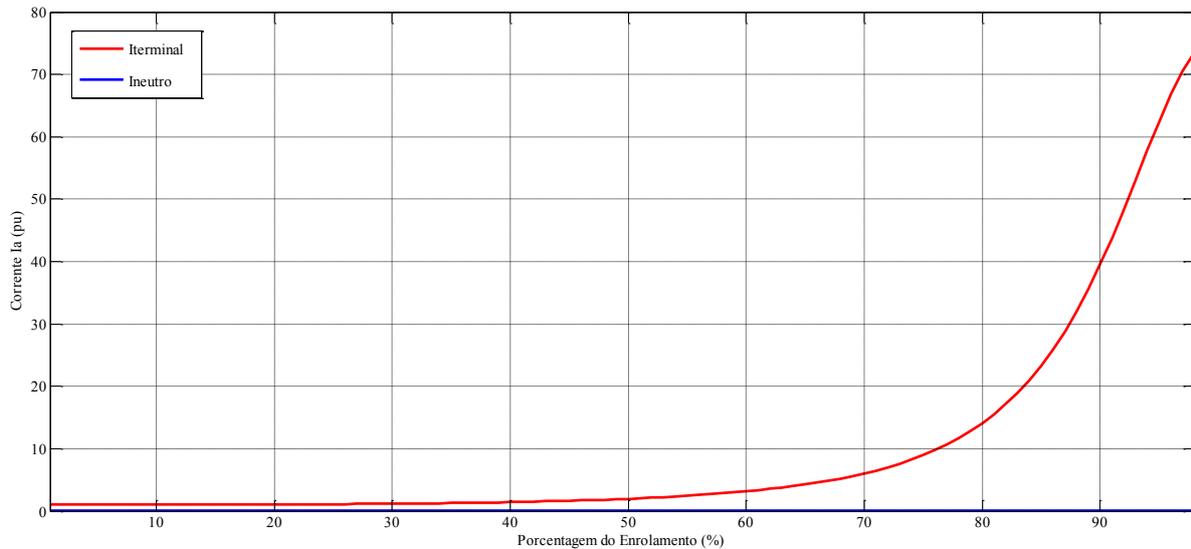


Figura 4.29 - Contribuições de corrente pelo percentual do enrolamento em curto: fator de dispersão unitário.

Na Figura 4.29, verifica-se que sem a influência da indutância mútua (fator de dispersão unitário), a corrente do lado do neutro é sempre nula, independentemente da porcentagem de enrolamento em curto, o que na realidade não ocorre.

Já com a Figura 4.28, constata-se que, para valores menores que 1 do fator de dispersão, ou seja, com influência da indutância mútua, a corrente do lado do neutro não apresenta valores nulos, principalmente para baixos valores de porcentagem de enrolamento.

A corrente de curto-circuito apresenta valores altos quando a indutância mútua é baixa (extremidades, superior e inferior, do enrolamento em curto). Analogamente, a corrente do defeito apresenta valores menores quando esta indutância entre as sub-bobinas é grande (aproximadamente 50% do enrolamento).

Para valores muito pequenos do enrolamento em curto, M_{ab} apresenta um valor baixo, em torno de 20% do seu valor máximo. A corrente do lado do neutro começa com um valor alto, enquanto que a do lado da fase com valores baixos. Com isso, a corrente de operação é aproximadamente igual à do lado do neutro. Tem-se, aproximadamente, que:

$$R = \begin{bmatrix} R & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

e

$$L = \begin{bmatrix} L & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

A sub-bobina “a”, do lado da fase, fica com quase toda a impedância resultante, gerando um valor pequeno da corrente deste lado.

Já para 50% do enrolamento em curto, M_{ab} atinge seu valor máximo. A corrente do lado do neutro apresenta praticamente o mesmo valor da do lado da fase. Neste caso, tem-se aproximadamente que:

$$R = \begin{bmatrix} \frac{R}{2} & 0 \\ 0 & \frac{R}{2} \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

e

$$L = \begin{bmatrix} L_a & M_{\text{máx}} \\ M_{\text{máx}} & L_a \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

A impedância vista pela corrente de fase é a mesma da vista pela corrente do neutro.

Por último, para valores altos do enrolamento em curto, M_{ab} tem novamente um valor baixo, em torno de 20% do seu valor máximo. A corrente do lado do neutro termina com um valor baixo, enquanto que a do lado da fase com valores altos (~75 pu). Com isso, a corrente de operação é praticamente igual à do lado da fase. Então, tem-se de maneira aproximada que:

$$R = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & R \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

e

$$L = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & L \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

A impedância resultante fica quase que completamente na sub-bobina “b” (lado do neutro), resultando na corrente da fase maior que a do neutro.

Durante uma falta espira-terra localizada perto do ponto do neutro, as correntes do lado terminal tendem a se manter as mesmas das de antes da ocorrência da falta. Entretanto, devido ao chamado efeito transformador, e à baixa indutância mútua (pelo fato de o curto se situar em uma extremidade da bobina), a corrente do lado do neutro sofrerá um aumento em sua magnitude. O efeito transformador faz com que as bobinas primária e secundária atuem como uma só bobina, sem isolamento elétrica entre si, impactando no aumento da magnitude da corrente do lado do neutro. O resultado é que este tipo de falta é facilmente detectado pela proteção localizada deste lado, e não pela proteção do lado terminal [17].

Analogamente, durante o curto-circuito espira-terra localizado próximo ao lado terminal, ou seja, com uma grande porção de enrolamento em curto, a corrente medida no lado terminal terá magnitude muito maior que a do lado do neutro. Nesta situação, todo o enrolamento do reator está praticamente em curto. O desbalanceamento de corrente resultante aparece no ponto de neutro do

reator. Portanto, este tipo de falta é facilmente detectado por uma proteção localizada tanto no lado terminal, quanto no do neutro [17].

4.3. ENERGIZAÇÃO

Os valores utilizados para a característica do elemento não linear do reator, em pu, estão apresentados na Tabela 4.1, para os eixos das ordenadas e abscissas, respectivamente [15].

Tabela 4.1 - Dados da curva de excitação do reator.

Corrente (pu)	Tensão (pu)
1,25	1,25
4,0	2,2

Com estes valores, utilizou-se a rotina *Saturation* do ATP e gerou-se a curva de magnetização do reator *shunt* em função do fluxo magnético. Então, inseriram-se estes dados na característica do elemento não linear. Com um chaveamento em 60 milissegundos e um tempo de simulação de 2 segundos, obtêm-se as seguintes correntes em cada fase do reator (fase A: vermelha, fase B: verde e fase C: azul) de acordo com a Figura 4.30.

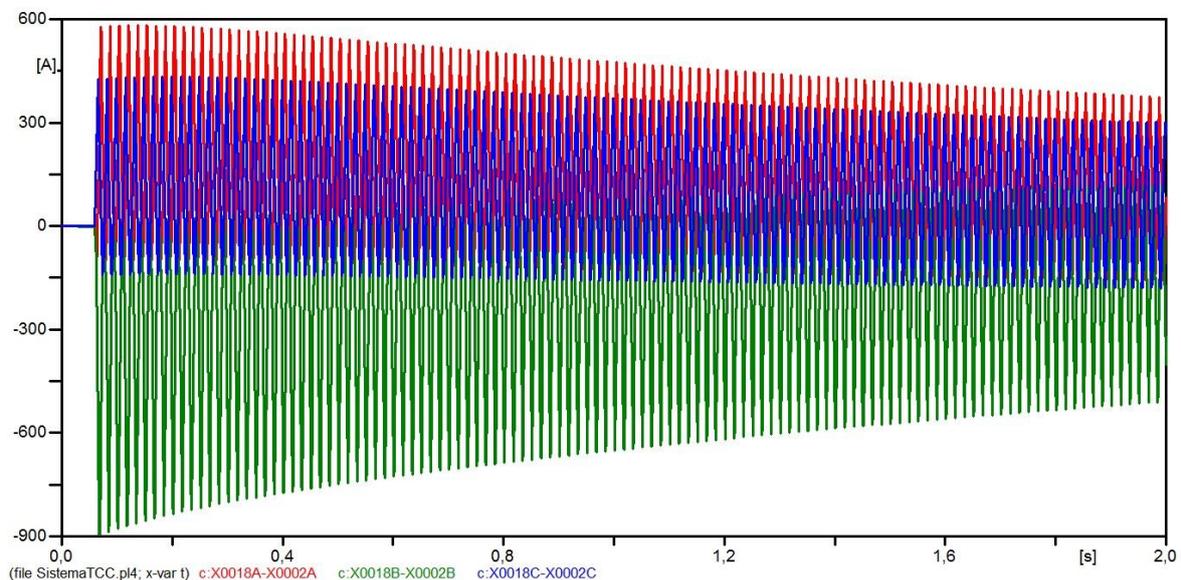


Figura 4.30 - Correntes de energização do reator *shunt* em cada fase.

Observa-se, como esperado, a característica geral das correntes de *inrush* de reatores *shunt*. Devido à curva de magnetização deste reator, as correntes em cada fase na energização não são simétricas. Cada uma tem uma componente assimétrica de nível DC com decaimentos exponenciais distintos. Este decaimento é lento devido às baixas perdas inerentes a estes equipamentos.

Para melhor análise da forma de onda desta corrente, obtém-se a curva da Figura 4.31.

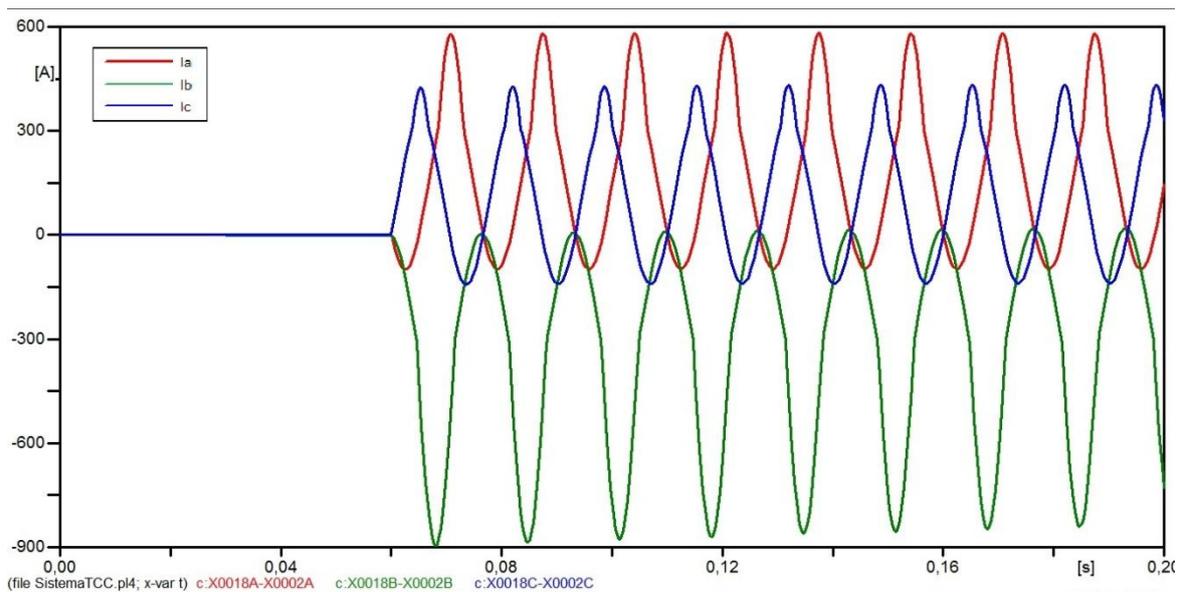


Figura 4.31 - Forma de onda da corrente de energização do reator *shunt*.

Percebe-se a distorção da forma de onda original, a qual era senoidal e passa a ter a presença de componentes harmônicos em sua característica, prejudicando a operação normal do sistema.

Sem a saturação do TC, a corrente de magnetização do reator é a mesma que entra e sai do elemento, e não haveria atuação indevida da proteção para a corrente de *inrush*. Além disso, o TC utilizado na simulação tem uma saturação bastante dificultada, pois tem baixa impedância em seu secundário e elevada relação de transformação.

A forma de onda, a duração e o valor da corrente de energização dependem de vários fatores [34]:

- Tamanho do reator: quanto menor o equipamento, maior a corrente de energização em múltiplos da corrente nominal, e menor será o tempo de duração desta corrente;
- Impedância do sistema atrás do reator: quanto maior a potência de curto-circuito do sistema por trás do reator, maior poderá ser a corrente de energização, e a duração desta corrente poderá aumentar se a potência de curto-circuito for baixa;
- Propriedades magnéticas do material do núcleo: a depender da qualidade do material utilizado para fazer o núcleo, a corrente de energização poderá ser mais ou menos severa;
- Fluxo residual no núcleo do reator: durante a reenergização do equipamento, caso haja combinação desfavorável da fase da tensão no primário com o fluxo residual, a densidade de

fluxo pode atingir valores capazes de alterar significativamente o comportamento da corrente de energização;

- Valor instantâneo da tensão quando o reator é energizado: o chaveamento do equipamento com a tensão passando por zero é uma condição adversa à corrente de energização.

Diante de todos os fatores citados, ressalta-se a importância da implementação de sistemas de proteção que considerem a corrente de energização do reator. A atuação de um relé de proteção durante a energização do equipamento pode ser indevida e nociva à operação do sistema elétrico.

Capítulo 5

CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho de graduação, foi realizado um estudo teórico sobre os reatores *shunt*, suas características e funções, além dos sistemas de proteção mais utilizados para curtos-circuitos espira-terra aplicados a este equipamento. Apresentou-se um modelo de um sistema elétrico trifásico de alta tensão, representado por dois equivalentes de Thévenin conectados por uma linha de transmissão longa. A compensação de reativos da linha é realizada através da inserção de um reator *shunt* em cada extremidade da mesma. Para a modelagem do sistema elétrico, foi utilizado o software ATP. Os reatores foram modelados de forma a considerar o acoplamento magnético entre as sub-bobinas formadas a partir de um curto-circuito espira-terra na fase A.

A partir da aplicação do curto, foram obtidas as correntes nas fases de um dos reatores, além da corrente de neutro, e então foi possível modelar e simular os relés de proteção diferencial de fase, REF e sobrecorrente. Este trabalho analisa a atuação ou não destas proteções.

A implementação das proteções utilizadas e os testes dos relés se deram pela aplicação das definições de correntes de operação e restrição, por exemplo, em ferramentas computacionais, como o software Matlab, com os dados das formas de onda obtidas nas simulações do sistema no ATP. A obtenção de dados em massa foi feita tanto pela linguagem MODELS, quanto a partir da configuração de regime permanente de curto-circuito.

As simulações realizadas consideraram inicialmente a variação da percentagem de enrolamento em curto, mantendo nula a indutância mútua entre as sub-bobinas geradas a partir do defeito. Em seguida, a influência da indutância mútua foi considerada através da variação do fator de dispersão, parâmetro que relaciona a intensidade de campo magnético e a corrente elétrica nos sub-enrolamentos com a quantidade de espiras em cada sub-bobina.

Variando ambos os parâmetros, percentagem de enrolamento em curto e indutância mútua, com os ajustes considerados, verificou-se a atuação correta dos algoritmos implementados, para as proteções diferencial de fase e REF em todas as ocasiões. Já para a proteção de sobrecorrente, destacam-se as regiões de não atuação da unidade instantânea, que é função com ajustes de *pickup* maiores que os da unidade temporizada, e os ajustes sensíveis da proteção do lado neutro, visto que é retaguarda de outras funções.

Salienta-se que o uso de ajustes muito sensíveis nas proteções resulta em operações pouco confiáveis. Em contrapartida, menor sensibilidade também pode gerar menor confiança, visto que pode evitar a atuação em casos extremos, que exigem alta sensibilidade, como em pequenos curtos, os quais podem prejudicar irreversivelmente equipamentos do sistema elétrico, restando apenas suas substituições como medida corretiva.

Os resultados obtidos evidenciam as vantagens da utilização da modelagem da indutância mútua para a avaliação do desempenho dos sistemas de proteção de faltas espira-terra em reatores *shunt*. Ressalta-se, também, a importância do uso de modelos adequados para todos os componentes do sistema, de forma a se obter uma melhor representação da operação do sistema e, assim, analisar mais precisamente as atuações das proteções projetadas.

Os resultados obtidos através de análises em massa possibilitaram obter uma visão global das proteções atuantes em um reator *shunt*. Para o tipo de falta simulado, o espira-terra, pôde-se estudar as proteções mais utilizadas no equipamento de acordo com a literatura, bem como seus esquemas de atuação e sensibilidade.

Como propostas de trabalhos futuros, são deixadas as seguintes sugestões:

- Modelar e simular curtos-circuitos entre espiras, sendo eles muito comuns entre as faltas internas em reatores *shunt*;
- Modelar e simular curtos-circuitos externos ao equipamento, como na barra a qual ele está conectado ou na LT, de forma a estudar curtos-circuitos que evoluam de externos para internos ou os simultâneos;
- Implementar um algoritmo de detecção de faltas internas que atue durante o modo de operação para faltas externas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa N° 270 de Junho de 2007**. Brasília, Brasil, 2007.
- [2] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**. Módulo 8, Seção 8.2, Brasília, Brasil, 2007.
- [3] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Indicadores de Confiabilidade da Rede Básica**. Disponível em:
http://www.ons.org.br/indicadores_desempenho/qualidade_operacao.aspx - Acesso em: 25 Fev. 2014, 20h36.
- [4] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Análise da Perturbação do dia 10/11/2009 às 22h13m Envolvendo o Desligamento dos Três Circuitos da LT 765 kV Itaberá/Ivaiporã**. Disponível em:
http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/conselhos_comite/CMSE/2010/Anexo_2_-_Relatxrio_de_Anxlise_da_Perturbaxo_-_RAP_xONS-RE-3-252-2009x.pdf – Acesso em: 24 Fev. 2014, 19h50.
- [5] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Relatório Final GT Portaria MME n° 435/2009**. Disponível em:
http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/conselhos_comite/CMSE/2010/Relatxrio_Final_GT_Portaria_435_-_2009_MME.pdf – Acesso em: 24 Fev. 2014, 19h55.
- [6] ZANETTA JÚNIOR, L. C. **Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Potência**. 1. ed. São Paulo: EDUSP, 2003.
- [7] KINDERMAN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Volume 1. UFSC, Florianópolis, 2005.
- [8] KINDERMAN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Volume 2. UFSC, Florianópolis, 2006.
- [9] KINDERMAN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Volume 3. UFSC, Florianópolis, 2008.
- [10] ALMEIDA, M. A. D. **Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos**. UFRN, 2000.
- [11] IEEE Power Systems Relaying Committee. **IEEE Guide for the Protection of Shunt Reactors**. ANSI/IEEE C37.109, 1988.
- [12] MASON, C. R. **The Art and Science of Protective Relaying**. John Wiley & Sons, New York, USA, 1956.
- [13] PAITHANKAR, Y. G., BHIDE, S. R. **Fundamentals of Power System Protection**. Prentice-Hall, New Delhi, India, 2003.

- [14] NASHAWATI, E., FISCHER, N., LE, B., TAYLOR, D. **Impacts of Shunt Reactores on Transmission Line Protection**. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
- [15] GAJIĆ, Z., HILLSTROM, B., MEKIĆ, F. **HV Shunt Reactor Secrets for Protection Engineers**. 30th Western Protective Relaying Conference, October 2003.
- [16] BASHA, K. B., THOMPSON, M. **Practical EHV Reactor Protection**. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
- [17] CIGRE WORKING GROUP. **Protection, Monitoring and Control of Shunt Reactors**. CIGRE WG B5.37, August 2012.
- [18] FERRER, H.J.A.; SCHWEITZER, E.O. **Modern Solutions for Protection, Control and Monitoring of Electric Power Systems**. Schweitzer Engineering Laboratories, Quality Books Inc. 2010.
- [19] IEEE Power Systems Relaying Committee. **Reference Models for Transmission Line Relay Testing**. 2004.
- [20] ALVES, T. M. T. S. **Desempenho da Proteção de Reatores de Linhas de Transmissão Frente a Manobras e Falhas Internas e Externas**. Dissertação de Mestrado, COPPE-UFRJ, Outubro 2011.
- [21] LEUVEN EMTP CENTER. **ATP - Alternative Transient Program: Rule Book**. Herverlee, Belgium, 1987.
- [22] MIGUEL, P. M. **Introdução à Simulação de Relés de Proteção Usando a Linguagem “MODELS” do ATP**. Editora Ciência Moderna. Rio de Janeiro, Brasil, 2011.
- [23] DUBE, L. **Models in ATP: Language Manual**. 1996.
- [24] P. BASTARD, P. BERTRAND, M. MEUNIER. **A Transformer Model for Winding Fault Studies**. IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 9. No. 2, April 1994.
- [25] KEZUNOVIC M., GUO Y. **Modeling and Simulation of the Power Transformer Faults and Related Protective Relay Behavior**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 15, No. 1, Janeiro 2000, pp. 44-50.
- [26] TAVARES, K. A. **Modelagem e Simulação da Proteção Diferencial de Transformadores de Potência no ATP**. Dissertação de Mestrado, PPGEE.DM-UnB, Dezembro 2013.
- [27] IEEE Power Systems Relaying Committee. **IEEE Guide for Protective Relay – Applications to Power System Buses**. 2009.
- [28] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Procedimentos de Rede**. Módulo 2, Seção 2.6. Disponível em:
[http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/01C17A75ACE6C74383257945005D54F4/\\$file/Subm%C3%B3dulo%202.6_Rev_2.0.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/01C17A75ACE6C74383257945005D54F4/$file/Subm%C3%B3dulo%202.6_Rev_2.0.pdf?openelement)
 t – Acesso em: 25 Fev. 2014, 18h40.

- [29] ROGÉRIO, A. S. **Comportamento da Função de Proteção de Sobrecorrente Instantânea Frente a Distorções Harmônicas nos Relés de Proteção Numéricos.** Trabalho de Conclusão de Curso, EESC-USP, 2008.
- [30] IEC Standard 60255-3. **Electrical Relays - Part 3: Single Input Energizing Quantity Measuring Relays with Dependent or Independent Time.** 1989.
- [31] ANSI/IEEE Standard C37.112. **Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays.** 1996.
- [32] FILHO, J. S. V. **Coordenação e Seletividade da Proteção Elétrica do Terminal Portuário do Pecém com a Entrada da Carga da Correia Transportadora.** Monografia, UFCE. 2010.
- [33] ZEBEN – SISTEMAS ELETRÔNICOS LTDA. **Como Funciona DSP?** Disponível em:
<http://www.motorcontrol.pt/como-funciona-dsp> – Acesso em: 12 Mai. 2014, 18h24.
- [34] MARDEGAN, C. **Proteção dos Transformadores – Parte I.** Revista O Setor Elétrico. 56^a Edição, Capítulo IX. Setembro de 2010.
- [35] GARBELOTTI, M. V. **Sistema Digital para Manobra Sincronizada de Disjuntores - Estudo e Especificação Funcional.** Dissertação de Mestrado, POLI-USP, Maio de 2006.
- [36] BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. **Protective Relaying Principles and Applications.** USA: CRC Press, 3rd Ed., 2007.

APÊNDICE

		Pág
Apêndice I	Código utilizado para simular as atuações instantâneas das proteções diferenciais 87R e REF	72
Apêndice II	Código utilizado para as análises em massa das proteções diferenciais 87R e REF, variando a percentagem de enrolamento em curto-circuito	75
Apêndice III	Código utilizado para estimar fasores	78

Apêndice I – Código utilizado para simular as atuações instantâneas das proteções diferenciais 87R e REF

```
clear all;
close all;
clc;

arq1=load('MODELS.1');
RTC=2000/5;
Ibase=167.95;

t=arq1(:,1)*1000;
iaR1_F=arq1(:,2)/Ibase*RTC;
ibR1_F=arq1(:,3)/Ibase*RTC;
icR1_F=arq1(:,4)/Ibase*RTC;
iaR1_N=arq1(:,5)/Ibase*RTC;
ibR1_N=arq1(:,6)/Ibase*RTC;
icR1_N=arq1(:,7)/Ibase*RTC;
inR1=arq1(:,8)/Ibase*RTC;

NumAmostras=length(t);
N=16;

%Ajustes dos elementos 87R e REF
SLP_87R=0.4;
IMIN_87R=0.75;
SLP_REF=0.4;
IMIN_REF=0.5;

for k=N+1:NumAmostras
    IaR1_F(k)=FCOS(iaR1_F(k-N:k),1);
    IbR1_F(k)=FCOS(ibR1_F(k-N:k),1);
    IcR1_F(k)=FCOS(icR1_F(k-N:k),1);
    IaR1_N(k)=FCOS(iaR1_N(k-N:k),1);
    IbR1_N(k)=FCOS(ibR1_N(k-N:k),1);
    IcR1_N(k)=FCOS(icR1_N(k-N:k),1);
    InR1(k)=FCOS(inR1(k-N:k),1);
    IR_R1(k)=IaR1_F(k)+IbR1_F(k)+IcR1_F(k);

    %----- REATOR 1 -----%
    %Elemento 87R
    IopA_87R1(k)=abs(IaR1_F(k)+IaR1_N(k));
    IopB_87R1(k)=abs(IbR1_F(k)+IbR1_N(k));
    IopC_87R1(k)=abs(IcR1_F(k)+IcR1_N(k));
    IresA_87R1(k)=abs(IaR1_F(k))+abs(IaR1_N(k));
    IresB_87R1(k)=abs(IbR1_F(k))+abs(IbR1_N(k));
    IresC_87R1(k)=abs(IcR1_F(k))+abs(IcR1_N(k));

    %Elemento REF do Reator 1
    Iop_REF_R1(k)=abs(IR_R1(k)+InR1(k));
    Ires_REF_R1(k)=abs(IR_R1(k))+abs(InR1(k));
end
```

```

ini=N+1;
fim=NumAmostras;

%Definição de Cores
azul_escuro=(1/255)*[0 0 255];
azul_claro=(1/255)*[192 217 217];
verde_escuro=(1/255)*[35 142 35];
verde_claro=(1/255)*[0 255 0];
cinza=(1/255)*[230 230 230];
vermelho=(1/255)*[255 0 0];
amarelo=(1/255)*[255 255 0];
pos = [100 100 920 460];
fonte=12;
linha=4;
tamanho_marcador=10;

G=figure;
MaxOP=max([IopA_87R1 IopB_87R1 IopC_87R1 2*IMIN_87R]);
MaxRES=max([IresA_87R1 IresB_87R1 IresC_87R1 2*IMIN_87R/SLP_87R]);
xRes=[-1 IMIN_87R/SLP_87R 1.2*MaxOP/SLP_87R -1];
yRes=[IMIN_87R IMIN_87R 1.2*MaxOP 1.2*MaxOP];
fill(xRes,yRes,cinza,'LineWidth',3);
hold on;
plot(IresA_87R1(ini:fim),IopA_87R1(ini:fim),'o',...
     'MarkerEdgeColor',azul_escuro,'MarkerFaceColor',azul_claro,...
     'MarkerSize',tamanho_marcador,'LineWidth',2);
hold on;
plot(IresB_87R1(ini:fim),IopB_87R1(ini:fim),'o',...
     'MarkerEdgeColor',verde_escuro,'MarkerFaceColor',verde_claro,...
     'MarkerSize',tamanho_marcador,'LineWidth',2);
hold on;
plot(IresC_87R1(ini:fim),IopC_87R1(ini:fim),'o',...
     'MarkerEdgeColor',vermelho,'MarkerFaceColor',amarelo,...
     'MarkerSize',tamanho_marcador,'LineWidth',2);
hold on;
set(gca,'Layer','top');
set(gca,'FontSize',fonte,'FontName','arial')
set(gcf,'Position',pos,'PaperPositionMode','auto');
grid on;
xlabel('Ires (pu)');
ylabel('Iop (pu)');
legend('Região de Operação','Elemento 87RA','Elemento 87RB','Elemento
87RC','Location','SouthEast');
hold off;
xlim([0 1.1*MaxRES]);
ylim([0 1.1*MaxOP]);
title('Plano Operacional dos Elementos 87R - Reator 1');
%
G=figure;
MaxOP=max([Iop_REF_R1 2*IMIN_REF]);
MaxRES=max([Ires_REF_R1 2*IMIN_REF/SLP_REF]);
xRes=[-1 IMIN_REF/SLP_REF 1.2*MaxOP/SLP_REF -1];
yRes=[IMIN_REF IMIN_REF 1.2*MaxOP 1.2*MaxOP];
fill(xRes,yRes,cinza,'LineWidth',3);

```

```

hold on;
plot(Ires_REF_R1(ini:fim),Iop_REF_R1(ini:fim),'o',...
     'MarkerEdgeColor',azul_escuro,'MarkerFaceColor',azul_claro,...
     'MarkerSize',tamanho_marcador,'LineWidth',2);
hold on;
set(gca,'Layer','top');
set(gca,'FontSize',fonte,'FontName','arial')
set(gcf,'Position',pos,'PaperPositionMode','auto');
grid on;
xlabel('Ires (pu)');
ylabel('Iop (pu)');
legend('Região de Operação','Elemento REF','Location','SouthEast');
hold off;
xlim([0 1.1*MaxRES]);
ylim([0 1.1*MaxOP]);
title('Plano Operacional do Elemento REF - Reator 1');

```

Apêndice II – Código utilizado para as análises em massa das proteções diferenciais 87R e REF, variando a percentagem de enrolamento em curto-circuito

```
clear all;
close all;
clc;

%+++++
%                               LENDO OS ARQUIVOS                               %
%+++++
fid=fopen('./ArquivosATP/ListaArq.txt','r');
listaDeNomes=fscanf(fid,'%s');
posicaoPontos=find(listaDeNomes=='C');
fclose(fid);

tamNome=1;
for i=1:length(posicaoPontos)-1
    nome{i}=listaDeNomes(posicaoPontos(i):posicaoPontos(i+1)-1);
end
disp('FINAL DA LEITURA DOS NOMES DOS ARQUIVOS');

for i=1:length(nome)
    matArquivos{i}=load(cat(2,'./ArquivosATP/',cat(2,nome{i},'.dat')));
end
disp('FINAL DA LEITURA DOS ARQUIVOS');

%Variáveis auxiliares
Ibase=167.95;
N=16;
RTC=2000/5;

%Ajustes dos elementos 87R
SLP_87R=0.4;
IMIN_87R=0.75;
SLP_REF=0.4;
IMIN_REF=0.5;

for j=1:length(matArquivos)
    perc(j)=j;
    t=matArquivos{j}(:,1)*1000;
    iaR1_F=matArquivos{j}(:,2)/Ibase*RTC;
    ibR1_F=matArquivos{j}(:,3)/Ibase*RTC;
    icR1_F=matArquivos{j}(:,4)/Ibase*RTC;
    iaR1_N=matArquivos{j}(:,5)/Ibase*RTC;
    ibR1_N=matArquivos{j}(:,6)/Ibase*RTC;
    icR1_N=matArquivos{j}(:,7)/Ibase*RTC;
    inR1=matArquivos{j}(:,8)/Ibase*RTC;
    NumAmostras=length(t);

    for k=N+1:NumAmostras
        %ESTIMANDO OS FASORES
```

```

IaR1_F(k)=FCOS(iaR1_F(k-N:k),1);
IbR1_F(k)=FCOS(ibR1_F(k-N:k),1);
IcR1_F(k)=FCOS(icR1_F(k-N:k),1);
IaR1_N(k)=FCOS(iaR1_N(k-N:k),1);
IbR1_N(k)=FCOS(ibR1_N(k-N:k),1);
IcR1_N(k)=FCOS(icR1_N(k-N:k),1);
InR1(k)=FCOS(inR1(k-N:k),1);
IR_R1(k)=IaR1_F(k)+IbR1_F(k)+IcR1_F(k);

```

```
%ELEMENTO 87R
```

```

IopA_87R1(k)=abs(IaR1_F(k)+IaR1_N(k));
IopB_87R1(k)=abs(IbR1_F(k)+IbR1_N(k));
IopC_87R1(k)=abs(IcR1_F(k)+IcR1_N(k));
IresA_87R1(k)=abs(IaR1_F(k))+abs(IaR1_N(k));
IresB_87R1(k)=abs(IbR1_F(k))+abs(IbR1_N(k));
IresC_87R1(k)=abs(IcR1_F(k))+abs(IcR1_N(k));

```

```
%ELEMENTO REF
```

```

Iop_REF_R1(k)=abs(IR_R1(k)+InR1(k));
Ires_REF_R1(k)=abs(IR_R1(k))+abs(InR1(k));

```

```
end
```

```

MAX_IaR1_F(j)=mean(abs(IaR1_F(NumAmostras-N:NumAmostras)));
MAX_IaR1_N(j)=mean(abs(IaR1_N(NumAmostras-N:NumAmostras)));

```

```

MAX_IOP_87RA(j)=mean(abs(IopA_87R1(NumAmostras-N:NumAmostras)));
MAX_IOP_87RB(j)=mean(abs(IopB_87R1(NumAmostras-N:NumAmostras)));
MAX_IOP_87RC(j)=mean(abs(IopC_87R1(NumAmostras-N:NumAmostras)));
MAX_IRES_87RA(j)=mean(abs(IresA_87R1(NumAmostras-N:NumAmostras)));
MAX_IRES_87RB(j)=mean(abs(IresB_87R1(NumAmostras-N:NumAmostras)));
MAX_IRES_87RC(j)=mean(abs(IresC_87R1(NumAmostras-N:NumAmostras)));

```

```

MAX_IOP_REF(j)=mean(abs(Iop_REF_R1(NumAmostras-N:NumAmostras)));
MAX_IRES_REF(j)=mean(abs(Ires_REF_R1(NumAmostras-N:NumAmostras)));

```

```

MAX_IOP_87Q(j)=mean(abs(Iop_87QR1(NumAmostras-N:NumAmostras)));
MAX_IRES_87Q(j)=mean(abs(Ires_87QR1(NumAmostras-N:NumAmostras)));

```

```
end
```

```

pos = [100 100 720 300];
fonte=12;
linha=4;
verde_escuro=(1/255)*[35 142 35];
roxo=(1/255)*[143 143 189];

```

```
MAX_PERC=98;
```

```

figure(1),
MAX_PLOT=max([MAX_IOP_87RA MAX_IOP_87RB MAX_IOP_87RC ...
              MAX_IRES_87RA MAX_IRES_87RB MAX_IRES_87RC]);
plot(perc,MAX_IOP_87RA,'b',perc,SLP_87R*MAX_IRES_87RA,'b--',
'LineWidth',2.4);

```

```

hold on;
plot(perc,MAX_IOP_87RB,perc,SLP_87R*MAX_IRES_87RB,'--
','Color',roxo,'LineWidth',2.4);
hold on;
plot(perc,MAX_IOP_87RC,'r',perc,SLP_87R*MAX_IRES_87RC,'r--
','LineWidth',2.4);
plot(perc,ones(size(MAX_IOP_87RA))*IMIN_87R,'Color',verde_escuro,'LineWidth
',3);
set(gca,'Layer','top');
set(gca,'FontSize',fonte,'FontName','times')
set(gcf,'Position',pos,'PaperPositionMode','auto');
set(gca,'LooseInset',get(gca,'TightInset'))
grid on;
xlabel('Porcentagem do Enrolamento (%)');
ylabel('Corrente (pu)');
legend('\itI_{opA}','\itI_{resA}','\itI_{opB}','\itI_{resB}','\itI
_{opC}','\itI_{resC}','\itI_{pickup}','Location','North','Orientation','
horizontal');
xlim([1 MAX_PERC]);
ylim([0 12.5]);

figure(2),
MAX_PLOT=max([MAX_IOP_REF MAX_IRES_REF IMIN_REF]);
plot(perc,MAX_IOP_REF,'b',perc,SLP_REF*MAX_IRES_REF,'r','LineWidth',2.4);
hold on;
plot(perc,ones(size(MAX_IOP_REF))*SLP_REF,'Color',verde_escuro,'LineWidth',
3);
set(gca,'Layer','top');
set(gca,'FontSize',fonte,'FontName','times')
set(gcf,'Position',pos,'PaperPositionMode','auto');
set(gca,'LooseInset',get(gca,'TightInset'))
grid on;
xlabel('Porcentagem do Enrolamento (%)');
ylabel('Corrente (pu)');
legend('\itI_{op}','\itI_{res}','\itI_{pickup}','Location','NorthWest
');
xlim([1 MAX_PERC]);
ylim([0 1.05*MAX_PLOT]);

```

Apêndice III – Código utilizado para estimar fasores

```
function X=FCOS(jan,m)

N=length(jan)-1;
d=2*pi/N;
janOld=jan(1:N);
janNew=jan(2:N+1);

XreOld=0;
XreNew=0;
for n=1:N
    XreOld=XreOld+(sqrt(2)/N)*janOld(n)*cos(m*n*d);
    XreNew=XreNew+(sqrt(2)/N)*janNew(n)*cos(m*n*d);
end

Xre=XreNew;
Xim=(XreOld-XreNew*cos(m*d))/sin(m*d);

X=complex(Xre,Xim);
```