

**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DAS FUNÇÕES
DIFERENCIAL E DE SOBRECORRENTE NA PROTEÇÃO DE
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

RENATA DE AZEVEDO ALLEMAND LOPES

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 DO DESEMPENHO DAS FUNÇÕES
DIFERENCIAL E DE SOBRECORRENTE NA PROTEÇÃO DE
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

RENATA DE AZEVEDO ALLEMAND LOPES

ORIENTADOR: KLEBER MELO E SILVA

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA**

BRASÍLIA/DF: JULHO - 2018

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DAS FUNÇÕES
DIFERENCIAL E DE SOBRECORRENTE NA PROTEÇÃO DE
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

RENATA DE AZEVEDO ALLEMAND LOPES

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, Doutor. (ENE - UnB)
(orientador)

Prof. Felipe Vigolvino Lopes, Doutor (ENE-UnB)
(examinador interno)

Larissa Marques Peres, Doutoranda (ENE - UnB)
(examinador interno)

BRASÍLIA - DF
JULHO DE 2018

FICHA CATALOGRÁFICA

LOPES, RENATA DE AZEVEDO ALLEMAND

Avaliação do Desempenho das Funções Diferencial e de Sobrecorrente na Proteção de Transformadores de Potência [Distrito Federal] 2018.

xvii, 91p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, Engenharia Elétrica, 2018). Trabalho de Graduação – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

1. Transformadores de potência

2. Proteção Diferencial

3. Proteção de sobrecorrente

4. ATP/ATPDraw

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

LOPES, R. A. A. (2018). Avaliação do Desempenho das Funções Diferencial e de Sobrecorrente na Proteção de Transformadores de Potência. Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica, Publicação 2018, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 78p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Renata de Azevedo Allemand Lopes.

TÍTULO: Avaliação do Desempenho das Funções Diferencial e de Sobrecorrente na Proteção de Transformadores de Potência.

GRAU: Engenheiro Eletricista

ANO: 2018

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Renata de Azevedo Allemand Lopes

Universidade de Brasília – UNB

Campus Darcy Ribeiro

Faculdade de Tecnologia – FT

Departamento de Engenharia Elétrica

Brasília – DF

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, professor Kleber Melo e Silva, pela dedicação, compreensão e atenção.

À minha família, principalmente Marcos, Paula e Júlia, que sempre me apoiaram e me incentivaram.

Aos meus amigos, André Costa, Arthur Carvalho, Bárbara de Franciscis, Bruna Campos, Gabriel Bayomi, Gabriel Castellano, Gustavo Cid, Henrique Orefice, João Antônio Rondina, Juliano Gregório, Leonardo Albuquerque, Letícia Brito, Luiz Felipe Campos, Pedro Campos e Stefano Dantas pela amizade e companheirismo durante todo o período da graduação.

A todos aqueles que me apoiaram durante o curso e na elaboração deste trabalho, muito obrigada!

RESUMO

O presente trabalho tem como objetivo analisar eficácia das proteções de transformadores apresentadas no documento do Operador Nacional do Sistema (ONS), “Filosofias das proteções dos transformadores da rede de operação do ONS”. O documento apresenta uma filosofia a ser seguida pelos Agentes, com requisitos mínimos e ajustes e critérios das proteções de transformadores e autotransformadores da Rede de Operação do ONS. Para a realização da análise, foram implementadas as funções de proteção diferencial percentual de fase (87T), de sequência negativa (87Q) e de falta restrita à terra (87REF), de sobrecorrente não-direcional tanto instantânea quanto temporizada (50/51 e 50/51N). Utiliza-se o *software ATP* para simular um sistema elétrico simplificado e em seguida os resultados são analisados em MATLAB nas funções de proteção implementadas. Os resultados mostram que as funções recomendadas para proteção de transformadores e autotransformadores em são suficientes para a detecção de faltas nos enrolamentos para os casos realizados no trabalho.

PALAVRAS-CHAVE: Transformadores de Potência, Proteção Diferencial, Sequência Negativa, Falta à Terra Restrita, Proteção de Sobrecorrente, ATP/ATPDraw, MODELS.

ABSTRACT

The objective of the present work is to analyze the effectiveness of the transformer protections presented in the document of the National System Operator (ONS), "Filosofias das proteções dos transformadores da rede de operação do ONS ". The document presents a philosophy to be followed by the Agents, with minimum requirements and adjustments and criteria of the transformer protections and autotransformers of the ONS Operation Network. In order to carry out the analysis, the phase differential (87T), negative sequence (87Q), ground fault (87REF), non-directional overcurrent (50/51 and 50 / 51N) protection functions were implemented. The ATP software is used to simulate a simplified electrical system and then the results are analyzed in MATLAB in the implemented protection functions. The results show that the functions recommended for protection of transformers and autotransformers are enough for the detection of faults in the windings for the cases carried out in the work.

KEYWORDS: Power transformer, Differential Protection, Negative Sequence, Restricted Earth Fault, Overcurrent Protection, ATP/ATPDraw, MODELS.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	4
RESUMO.....	5
ABSTRACT	6
SUMÁRIO	7
LISTA DE FIGURAS.....	9
LISTA DE TABELAS.....	11
1 INTRODUÇÃO	12
1.1 Contextualização do tema.....	12
1.2 Motivação do estudo	13
1.3 Objetivo	14
1.4 Estrutura.....	15
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL E DE SOBRECORRENTE APLICADA A TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA	16
2.1 Proteção Diferencial	17
2.1.1 Bloqueio e Restrição por Harmônicos.....	18
2.1.2 Bloqueio por Harmônicos.....	19
2.1.3 Restrição por Harmônicos	20
2.1.4 Compensação da Relação de Transformação	21
2.1.5 Compensação de Defasagem Angular	21
2.1.6 Compensação de Sequência Zero	21
2.1.7 Proteção Diferencial Percentual de Fase (87T)	22
2.1.8 Proteção Diferencial de Sequência Negativa (87Q)	23
2.1.9 Falta à Terra Restrita (REF)	24
2.2 Proteção de Sobrecorrente	25

2.2.1	Proteção de Sobrecorrente Instantânea	25
2.2.2	Proteção de Sobrecorrente Temporizada	26
3	MÉTODO, APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	28
3.1	Método	28
3.2	Ajustes das funções de proteção	31
3.2.1	Cálculo dos ajustes das funções 50/51 e 50/51N.....	32
3.3	Apresentação e Análise dos Resultados.....	41
3.3.1	Regime Permanente	41
3.3.2	Energização do lado de alta tensão	50
3.3.3	Energização do lado de baixa tensão	55
4	Conclusão e Propostas.....	62
5	Referências	64
	ANEXO I.....	66
	ANEXO II.....	72

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Zona de proteção [4]	17
Figura 2.2 – Lógica de bloqueio por harmônicos	19
Figura 2.3 – Bloqueio comum (a) e independente (b) [6]	20
Figura 2.4 – Lógica de restrição por harmônicos	20
Figura 2.5 – Plano Operacional	23
Figura 2.6 - Curvas IEC normalmente inversa [8]	27
Figura 3.1 - Sistema teste no ATP	28
Figura 3.2 - Esquema de divisão dos enrolamentos (Alterado de [3])	29
Figura 3.3 - ATP com local de alteração dos valores de h1, h2 e h3.....	29
Figura 3.4 - Esquema de chaves para aplicar faltas internas [3].....	30
Figura 3.5 - Seleção das chaves para diferentes tipos de falta.....	31
Figura 3.6 - Atuação dos elementos de proteção para o caso 3	44
Figura 3.7 - Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase (caso 3)44	
Figura 3.8 - Correntes de operação e restrição da unidade 87Q (caso 3)	45
Figura 3.9 - Atuação dos elementos de proteção para o caso 5	46
Figura 3.10 - Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase (caso 5)	47
Figura 3.11 - Correntes de operação e restrição da unidade 87Q (caso 5)	47
Figura 3.12 - Atuação dos elementos de proteção para o caso 9	48
Figura 3.13 - Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase (caso 9)	49
Figura 3.14 - Correntes de operação e restrição da unidade 87Q (caso 9)	49
Figura 3.15 - Atuação dos elementos de proteção para o caso 3	52
Figura 3.16 - Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase (caso 3)	52
Figura 3.17 - Correntes de operação e restrição da unidade 87Q (caso 3)	53
Figura 3.18 - Atuação dos elementos de proteção para o caso 5	54
Figura 3.19 - Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase (caso 5)	54

Figura 3.20 - Correntes de operação e restrição da unidade 87Q (caso 5)	55
Figura 3.21 - Atuação dos elementos de proteção para o caso 1	57
Figura 3.22 - Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase (caso 1)	58
Figura 3.23 - Correntes de operação e restrição da unidade 87Q (caso 1)	58
Figura 3.24 - Atuação dos elementos de proteção para o caso 6.....	59
Figura 3.25 - Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase (caso 6)	60
Figura 3.26 - Correntes de operação e restrição da unidade 87Q (caso 6)	60

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 - Estatísticas de faltas de acordo com o tipo	12
Tabela 1.2 - Estatística de faltas nos elementos do sistema elétrico.....	13
Tabela 2.1 - Comparação dos métodos de bloqueio e restrição por harmônicos [1]	19
Tabela 2.2 - Tipos de curvas de relés de tempo inverso	26
Tabela 3.1 - Ajustes do relé	32
Tabela 3.2 – Correntes de curto-circuito trifásico	33
Tabela 3.3 – Correntes de curto-circuito monofásico na fase A.....	35
Tabela 3.4 – Correntes de curto-circuito bifásico mínimo	37
Tabela 3.5 – Correntes de curto-circuito monofásico na fase A.....	39
Tabela 3.6 - Casos simulados em regime permanente (função diferencial)	42
Tabela 3.7 - Casos simulados em regime permanente (função sobrecorrente instantâneo).....	42
Tabela 3.8 - Casos simulados em regime permanente (função sobrecorrente temporizado).....	43
Tabela 3.9 - Casos simulados na energização AT (função diferencial)	50
Tabela 3.10 - Casos simulados na energização AT (função sobrecorrente instantâneo).....	50
Tabela 3.11 - Casos simulados na energização AT (função sobrecorrente temporizado).....	51
Tabela 3.12 - Casos simulados na energização BT (função diferencial).....	56
Tabela 3.13 - Casos simulados na energização BT (função sobrecorrente instantâneo).....	56
Tabela 3.14 - Casos simulados na energização BT (função sobrecorrente temporizado).....	56

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização do tema

A energia elétrica tem se tornado, cada vez mais, imprescindível para a sociedade. É fácil notar que a sociedade moderna é dependente dessa forma de energia e sua importância vem crescendo a cada dia. Diversas tecnologias vêm surgindo e muitas dependem da energia elétrica. Um exemplo claro são os carros elétricos, que estão sendo desenvolvidos e sua tecnologia aprimorada.

Dessa forma, um fornecimento estável de energia elétrica é cada vez mais exigido e por isso, a proteção dos sistemas elétricos deve ser confiável. Existem diferentes tipos de faltas e já foi constatado que os diversos tipos de falta têm probabilidades distintas de ocorrerem. Faltas entre um condutor e a terra são chamadas de falta à terra. Já aquelas entre duas ou mais fases, sem envolver a terra, são denominadas faltas de fase. A Tabela 1.1 mostra os diferentes tipos de falta e suas respectivas probabilidades de ocorrência.

Tabela 1.1 - Estatísticas de faltas de acordo com o tipo

Tipo de falta	Probabilidade ocorrência (%)	Gravidade
L-G	85	Menos severa
L-L	8	
L-L-G	5	
L-L-L	2	Mais severa

É importante ressaltar que todo sistema é passível de faltas e a probabilidade de falhas em diferentes elementos do sistema elétrico também é distinta. A Tabela 1.2 mostra estatisticamente os elementos com maior e menor probabilidade de apresentarem alguma falha, não sendo especificado o tipo dessa falha.

Tabela 1.2 - Estatística de faltas nos elementos do sistema elétrico

Elemento	Probabilidade de faltas (%)
Linhas de transmissão	50
Linhas subterrânea	9
Transformadores	10
Geradores	7
Disjuntores	12
Transformadores de corrente, equipamentos de controle	12

Verifica-se que 10% do total de faltas do sistema se referem a transformadores. O número pode não parecer muito alto, quando comparado às faltas em linhas de transmissão, por exemplo. Porém, faltas em transformadores resultam, inevitavelmente, em desligamentos forçados ou não que acarretam indisponibilidade de energia elétrica, devido à manutenção ou troca do equipamento.

Existem diferentes tipos de proteção para os transformadores. Elas podem ser divididas em dois grupos: proteções elétricas e proteções intrínsecas. As proteções elétricas utilizam grandezas elétricas, como corrente e tensão, para verificar a existência ou não de falhas. Já as proteções intrínsecas levam em consideração características físicas do transformador, como a temperatura e nível do óleo de resfriamento, a pressão da válvula de alívio de pressão, entre outros. Apesar dos dois tipos de proteção serem de extrema importância para o bom funcionamento e continuidade dos transformadores, somente as proteções elétricas são abordadas no escopo do presente trabalho.

1.2 Motivação do estudo

Dada a importância da proteção de transformadores do Sistema Interligado Nacional (SIN), o ONS elaborou um documento com orientações de proteções e ajustes que devem ser adotados para garantir a continuidade do fornecimento de energia no país.

O documento “A filosofia das proteções dos transformadores e autotransformadores da rede de operação do ONS” foi elaborado depois de um grande desligamento que ocorreu no Brasil, em novembro de 2011. O desligamento resultou em uma interrupção total de aproximadamente 40% das cargas do SIN.

Após o acontecimento, foi realizada uma reunião de RAP do ONS e algumas medidas foram adotadas. Foi recomendado que o Operador avaliasse a filosofia de proteção de linhas de transmissão e dos equipamentos dos principais troncos de transmissão do país. Dessa forma, foi elaborado um documento com a filosofia de proteção de linhas de transmissão e posteriormente, foi solicitado aos Agentes o envio de informações relativas à filosofia de proteção de transformadores e autotransformadores de suas instalações. Entre elas estavam os fabricantes e tipos de relés com os critérios de ajuste utilizados, a confirmação que os Agentes seguiam os requisitos mínimos estabelecidos no submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede do ONS [5] e a informação se a função de sobrecorrente era utilizada e se sim, quais eram os ajustes.

A partir das informações enviadas pelos Agentes, foi elaborado um relatório com a filosofia de proteção desses equipamentos do SIN. Os requisitos e critérios de ajuste citados no documento não são obrigatórios e ele não tem como objetivo a verificação de seu cumprimento. Porém, é citado no texto que as novas instalações realizadas ou as antigas quando forem atualizadas já deverão seguir os requisitos mínimos citados.

1.3 Objetivo

O objetivo principal do presente trabalho é analisar as funções de proteção dos sistemas de proteção de transformadores e autotransformadores que são definidos pelo ONS no documento “Filosofias das proteções dos transformadores da rede de operação do ONS”. O trabalho apresenta a modelagem e simulação das funções de proteção 87, 50/51 e 50/51N para avaliar o desempenho do sistema de proteção frente às situações de operação que o sistema elétrico está sujeito.

Os objetivos específicos desse trabalho de conclusão de curso são:

- Implementar algoritmos em MATLAB da função de proteção 50/51 e 50/51N para analisar dados do sistema teste simulado no ATP;
- Realizar análise das funções de proteção e verificar se elas são suficientes para a proteção e garantia de continuidade da operação do SIN.

1.4 Estrutura

O trabalho está dividido em 4 capítulos: Introdução, Fundamentação Teórica, Apresentação e Análises de Resultados e Conclusão.

O primeiro capítulo é estruturado para fazer a introdução do tema a ser estudado. Nele são abordados a contextualização do tema, motivação e objetivo do estudo realizado. A fundamentação teórica apresenta conceitos das funções de proteção diferencial e de sobrecorrente.

Os resultados obtidos são analisados e discutidos no capítulo 3 do trabalho. Neste capítulo mostra-se o método utilizado para as análises feitas e o memorial de cálculo dos ajustes que foram calculados para compor as funções desenvolvidas no *software* MATLAB para a realização da análise da eficácia das funções de proteção utilizadas para os transformadores do SIN.

A análise é feita com base nos dados obtidos de simulações de faltas de diversas naturezas realizadas em um sistema modelo desenhado no *ATP Draw*. Posteriormente, os dados são utilizados como *input* de funções desenvolvidas no MATLAB para verificar a atuação de cada esquema de proteção de acordo com o tipo de falta apresentado pelo sistema. Por fim, apresenta-se a conclusão do estudo realizado e possíveis ações que podem ser tomadas para resolução de eventuais problemas encontrados.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL E DE SOBRECORRENTE APLICADA A TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Todo sistema de proteção é composto pelos seguintes itens básicos: transformador de corrente (TC), transformador de potencial, relé e disjuntor. No caso das proteções não direcionais, como a de sobrecorrente, o transformador de potencial não é necessário para as medições e lógicas de proteção.

Algumas propriedades genéricas estão presentes em todo sistema de proteção para um bom funcionamento. Entre elas pode-se citar a sensibilidade, seletividade, velocidade e confiabilidade. Os sistemas devem sentir até mesmo as menores faltas que ocorrem, mas também devem ser seletivos, uma vez que o desligamento indevido do sistema elétrico é prejudicial. Além disso, quanto antes uma falta for isolada, menor a probabilidade de danos nos equipamentos e menor o tempo de interrupção do fornecimento de energia elétrica.

A organização da proteção se dá da seguinte forma. Um anel de proteção é feito com os elementos principais. Assim, se ocorrer alguma falta dentro dessa região, o relé deve enviar sinal de *trip* e abrir todos os disjuntores relacionados para retirar o equipamento com falta do resto do sistema elétrico. Essa região é também chamada de zona de proteção. Toda falta que ocorrer dentro dessa zona é chamada de falta interna e as outras, faltas externas.

Dessa forma, o correto funcionamento do relé é avaliado de acordo com a zona de proteção do relé. Ele só deve atuar para as faltas internas e permanecer sem atuação para as faltas externas.

Existem diversos tipos de zonas de proteção para os diferentes equipamentos presentes em um sistema elétrico típico. Os tipos de proteção utilizadas para cada

equipamento varia de acordo com suas características e as funções que cada um desempenha. As zonas de proteção, geralmente, possuem faixas de intersecção e isso é importante para que nenhuma área fique desprotegida. Porém, quando ocorre essa intersecção, o número de equipamentos desligados não será o mínimo, uma vez que serão desligados equipamentos que estão fora da zona de proteção do relé que gerou o *trip*.

O foco deste trabalho são as funções de proteção de transformadores. Dessa forma, o assunto será mais profundamente abordado, mas é importante lembrar que existem diversas outras funções de proteção e todas elas são importantes para um bom funcionamento do sistema elétrico.

2.1 Proteção Diferencial

Os relés diferenciais atuam com base na diferença entre duas medições de uma grandeza, que pode ser a corrente elétrica. Pela Lei de Kirchhoff das Correntes (LKC), o somatório de correntes que entram em um nó deve ser igual ao somatório de correntes que saem do mesmo nó. Considerando os conceitos de proteção, considera-se que o nó é o equipamento a ser protegido.

Em um sistema de proteção, a zona protegida é delimitada pelos TCs, como pode ser observado na Figura 2.1.

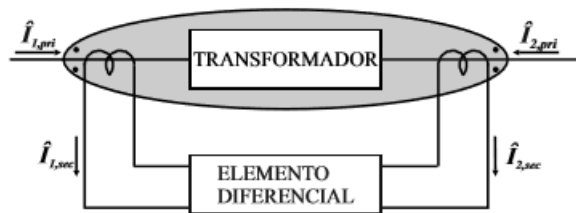


Figura 2.1 - Zona de proteção [4]

A proteção diferencial é segregada por fases, cada uma com um par TCs dedicados. Dessa forma, há opções de abertura monopolar ou tripolar dos disjuntores dependendo da lógica implementada no relé. Ela é feita considerando a corrente de operação (I_{op}) obtida através da soma fasorial das correntes secundárias dos TCs medidas pelo relé, definida na Equação 2.1.

$$I_{op} = |\hat{I}_{1,sec} + \hat{I}_{2,sec}| \quad (2.1)$$

Teoricamente, o relé com proteção diferencial deve atuar quando ocorrem faltas internas. Nesse caso as correntes que entram e saem da zona de proteção são diferentes, ou seja, a diferença entre as duas é não nula, e quando a corrente superar um valor limite definido, o relé atua. Já para faltas externa à zona de proteção, as correntes devem ser iguais e a diferença entre as duas é nula.

Porém, mesmo em condições normais de operação, a proteção diferencial possui corrente diferencial não nula devido a alguns fatores, entre eles:

- Corrente de magnetização;
- Corrente de *inrush* durante a energização do transformador;
- Grupos de defasagem;
- Erros dos TCs e de uma possível saturação;
- Erros provocados pela sobre excitação do transformador, entre outros.

Existem alguns métodos de mitigar as falhas devido a esses fatores citados, que são explicados abaixo.

2.1.1 Bloqueio e Restrição por Harmônicos

Para evitar o funcionamento incorreto da proteção diferencial, principalmente durante condições de energização, faltas externas e condições de sobre excitação, é preciso levar em consideração os componentes harmônicos. Esses componentes podem ser utilizados de duas formas, entre elas o bloqueio ou restrição. O bloqueio pode ser classificado da seguinte forma [2]:

- Bloqueio comum: o bloqueio do relé é realizado por qualquer fase, independente se a porcentagem harmônica é maior em somente uma;
- Bloqueio independente: o bloqueio é realizado individualmente por cada fase, quando a porcentagem da harmônica é maior do que a especificada.

Já a restrição por harmônicos, só pode ser do tipo independente na proteção diferencial.

Para a escolha do melhor método, é preciso verificar a aplicação e levar em consideração as características de cada um deles apresentadas na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Comparação dos métodos de bloqueio e restrição por harmônicos [1]

	Restrição por Harmônicos (HR)	Bloqueio por Harmônicos (HB)
Segurança de não operação para falhas externas	maior	menor
Segurança de não operação para <i>inrush</i>	maior	menor
Segurança de não operação para sobre excitação	maior	menor
Garantia de atuação para falhas internas (dependability)	menor	maior
Característica de atuação	Dependente dos harmônicos	Bem definida

2.1.2 Bloqueio por Harmônicos

No método de bloqueio por harmônicos, os harmônicos são utilizados para bloquear o *trip* indevido. Os relés utilizam o 2º harmônico para bloquear a atuação da proteção durante a energização (corrente de *inrush*). Existem fabricantes que utilizam adicionalmente o 5º harmônico para evitar a atuação por conta de uma sobre excitação.

O esquema da Figura 2.2 mostra a lógica de bloqueio por harmônicos.

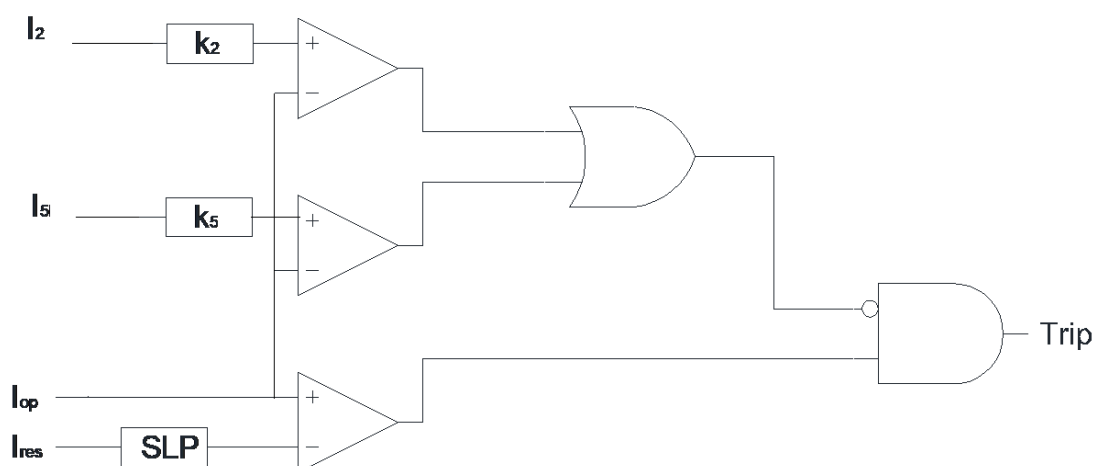


Figura 2.2 – Lógica de bloqueio por harmônicos

Os diagramas lógicos dos dois tipos de bloqueio por harmônicos, comum e independente são mostrados na Figura 2.3.

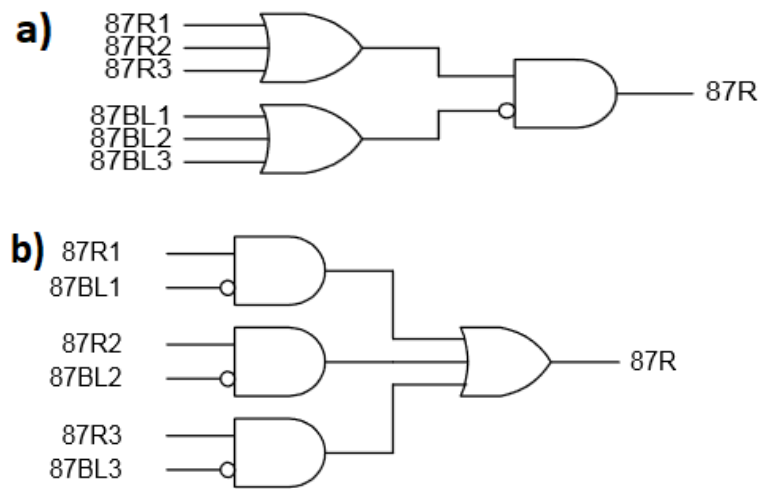


Figura 2.3 – Bloqueio comum (a) e independente (b) [6]

Podem ser destacadas vantagens e desvantagens de cada uma das lógicas, dependendo do tipo de aplicação que é feita. É importante considerar a segurança de atuação para faltas internas e para não atuação em casos de correntes de *inrush* e sobre excitação.

2.1.3 Restrição por Harmônicos

A restrição por harmônicos utiliza a segunda e quarta componentes harmônicas da corrente diferencial para reforçar a corrente de restrição. A lógica da restrição pode ser observada na Figura 2.4.

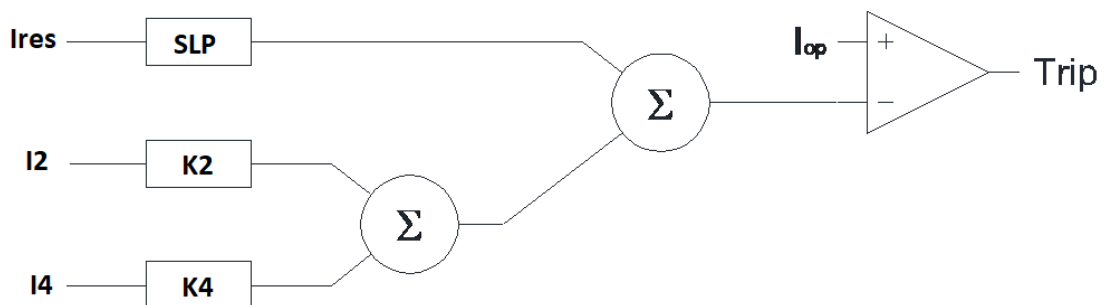


Figura 2.4 – Lógica de restrição por harmônicos

A restrição por harmônicos só atua no modo independente.

2.1.4 Compensação da Relação de Transformação

A compensação da relação de transformação é feita normalizando-se as correntes em uma única base. Para isso, as correntes do secundário dos TCs são divididas por uma grandeza denominada TAP, que nada mais é do que a corrente nominal do transformador. O TAP tem valores diferentes para cada terminal do transformador e ele é calculado a partir da equação mostrada em (2.7).

$$TAP = \frac{1000 * S_{nom,MVA} * c_k}{\sqrt{3} * V_{nom,k} kV * RTC_k} \quad (2.2)$$

em que $S_{nom,MVA}$ é a potência nominal do transformador em MVA, c_k está relacionado com o tipo de ligação dos TCs ($c_k = \sqrt{3}$ para TCs ligados em delta e $c_k = 1$ para TCs ligados em estrela) [2], $V_{nom,k} kV$ é a tensão nominal de linha relativa ao enrolamento k .

2.1.5 Compensação de Defasagem Angular

A defasagem angular de um transformador está relacionada tanto com seu tipo de conexão quanto com o grupo de defasagem. A compensação é feita através de uma matriz M_θ , onde θ corresponde ao ângulo de defasagem. Esse ângulo pode ser obtido multiplicando o valor de θ por 30° . A matriz de compensação é uma matriz de rotação angular, como pode ser observado em (2.8).

$$M_\theta = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 + 2\cos\theta & 1 + 2\cos(\theta + 120^\circ) & 1 + 2\cos(\theta - 120^\circ) \\ 1 + 2\cos(\theta - 120^\circ) & 1 + 2\cos\theta & 1 + 2\cos(\theta + 120^\circ) \\ 1 + 2\cos(\theta + 120^\circ) & 1 + 2\cos(\theta - 120^\circ) & 1 + 2\cos\theta \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

Se a correção de defasagem não for realizada para o cálculo das correntes de operação de restrição, pode ser que ocorra uma atuação indevida da proteção diferencial.

2.1.6 Compensação de Sequência Zero

A sequência zero flui somente no lado do transformador que é ligado em estrela aterrada. Assim, faz-se necessária sua remoção, uma vez que dependendo do tipo de ligação do transformador, ela pode fluir de um lado, mas não do outro. A falta de compensação acarretaria em uma diferença de correntes nas entradas e saídas dos terminais e isso poderia causar uma atuação indevida do relé.

Dessa forma, utiliza-se a matriz M_0 para remover a sequência zero das correntes secundárias.

$$M_0 = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Juntando a matriz de compensação de defasagem angular e sequência zero, obtém-se:

$$M_{\theta 0} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta + 120^\circ) & \cos(\theta - 120^\circ) \\ \cos(\theta - 120^\circ) & \cos\theta & \cos(\theta + 120^\circ) \\ \cos(\theta + 120^\circ) & \cos(\theta - 120^\circ) & \cos\theta \end{bmatrix}. \quad (2.5)$$

2.1.7 Proteção Diferencial Percentual de Fase (87T)

Ao longo do tempo, para evitar que a proteção diferencial atuasse de maneira incorreta, devido aos fatores citados, foi desenvolvida a Proteção Diferencial Percentual, função de proteção mais utilizada para transformadores de potência acima de 2,5 MVA [1]. Essa proteção adiciona à lógica de operação a corrente de restrição (I_{res}), que pode ser calculada de diversas maneiras, entre elas as citadas nas equações 2.6, 2.7 e 2.4.

$$I_{res} = k \left| \hat{I}_{1,sec} - \hat{I}_{2,sec} \right| \quad (2.6)$$

$$I_{res} = k \left(\left| \hat{I}_{1,sec} \right| + \left| \hat{I}_{2,sec} \right| \right) \quad (2.7)$$

$$I_{res} = \max \left(\left| \hat{I}_{1,sec} \right|, \left| \hat{I}_{2,sec} \right| \right) \quad (2.8)$$

em que k , normalmente é igual a 0,5 ou 1 [1].

Normalmente, utiliza-se as equações 2.7 e 2.8, uma vez que elas podem ser aplicadas a transformadores de mais de dois enrolamentos.

A lógica de atuação da proteção diferencial baseia-se na corrente de operação, corrente de restrição, *slope* (SLP) e corrente de *pick-up* (I_{pickup}). O *trip* acontece quando as duas condições são seguidas:

$$I_{op} > I_{pickup} \quad (2.9)$$

$$I_{op} > SLP * I_{res} \quad (2.10)$$

Com as condições acima, traça-se um gráfico $I_{op} \times I_{res}$, denominado plano operacional. Esse plano possui todas as informações e condições de operação do relé. Durante o funcionamento normal do sistema ou na ocorrência de faltas externa à zona de proteção, o ponto de operação está localizado na zona de restrição e no momento de uma falta interna, ele deve passar para a região de operação. O gráfico pode ser visto na Figura 2.5.

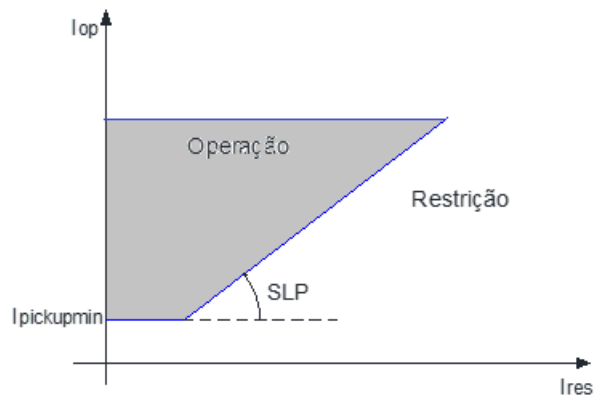


Figura 2.5 – Plano Operacional

O *slope* é responsável por alterar a inclinação da reta que delimita as duas regiões, ou seja, ele determina a sensibilidade do relé. Quanto maior o *slope*, menor a região de operação.

2.1.8 Proteção Diferencial de Sequência Negativa (87Q)

O elemento diferencial de sequência negativa destaca-se por conseguir detectar falhas internas envolvendo pequenas proporções das espiras de um dos enrolamentos do transformador. Normalmente, esse tipo de falta não é facilmente detectado por elementos diferenciais de fase, principalmente na operação de plena carga.

Para a correta atuação desse elemento de proteção, devem ser realizadas as compensações de defasagem e sequência zero, descritas anteriormente. O cálculo da

corrente de operação é igual ao do elemento de proteção. Porém, a corrente de restrição é dada por:

$$I_{opQ} = |\hat{I}_{1q} + \hat{I}_{2q}| \quad (2.11)$$

$$I_{resQ} = \max(|\hat{I}_{1q}|, |\hat{I}_{2q}|) \quad (2.12)$$

em que \hat{I}_{1q} e \hat{I}_{2q} são as correntes de sequência negativa dos enrolamentos primários e secundários do TC, respectivamente.

A operação ocorre de forma semelhante à função 87T, ou seja, o *trip* acontece quando as duas condições são seguidas:

$$I_{opQ} > I_{pickup} \quad (2.13)$$

$$I_{opQ} > SLP * I_{res} \quad (2.14)$$

Assim como no elemento diferencial de fase, para ocorrer a operação do elemento de sequência negativa é preciso verificar se a falta não é externa, se o ponto se encontra na região de operação e se não ocorreu bloqueio de harmônicos por conta da corrente de *inrush*.

2.1.9 Falta à Terra Restrita (REF)

O elemento de falta à terra restrita é utilizado para detectar faltas de baixa impedância nos enrolamentos do transformador e faltas que envolvem a terra e poucas espiras perto do neutro rapidamente e de forma segura [2]. Isso acontece, pois, faltas próximas ao neutro resultam em correntes de fase baixas e geralmente não são detectadas pelo elemento de fase.

As correntes que percorrem o lado conectado em estrela aterrada do transformador são utilizadas, uma vez que é necessário considerar a corrente que flui pelo condutor neutro. O princípio de funcionamento do elemento está na comparação entre a diferença angular da corrente de neutro e da corrente residual que percorre o TC conectado no terminal do transformador [2].

2.2 Proteção de Sobrecorrente

A proteção de sobrecorrente atua quando é detectada uma corrente maior do que a corrente de ajuste do relé, ou seja, ela atua quando verifica que a corrente de fase é maior que a corrente de carga. O relé com a função de sobrecorrente é de ação indireta também chamado de relé secundário, ou seja, não é ele que atua diretamente na abertura do disjuntor para fazer a proteção do sistema. Um circuito auxiliar é responsável por providenciar a abertura do sistema e isolamento dos equipamentos para evitar um dano devido à falta [7].

Os relés de ação secundária apresentam custos superiores aos relés de ação direta. Porém, eles oferecem uma proteção confiável e simples para defeitos externos aos transformadores e podem atuar como proteção de *backup* ou retaguarda de outras funções de proteção, como a diferencial. Nessa configuração, eles devem atuar de forma coordenada com as proteções de outros equipamentos, como as linhas de transmissão e fazer a proteção de zonas adjacentes [1].

Essa função é capaz de detectar dois tipos de corrente: corrente de fase e corrente de terra. Para correntes de fase, é utilizada a função de sobrecorrente de fase (50/51). Já para corrente de terra, utiliza-se a função de sobrecorrente de terra (50/51N).

Como a função compara a corrente com um ajuste do relé, a corrente de ajuste deve ser maior que a corrente de carga para que não haja atuação indevida. Dessa forma, a função de sobrecorrente não é utilizada para detectar condição de sobrecarga no transformador.

O relé de sobrecorrente pode atuar de dois modos: instantâneo (função 50) e temporizado (função 51).

2.2.1 Proteção de Sobrecorrente Instantânea

Nessa função de proteção, o relé não introduz nenhum atraso intencional em sua atuação. Quando a corrente de falta do sistema protegido atinge o limite definido no ajuste, ocorre a atuação. Um possível atraso que venha a acontecer está relacionado à construção do relé e não a um atraso intencional.

Essa proteção é caracterizada como primária e rápida para os casos de falhas internas. Entretanto, é preciso cautela no ajuste das unidades para que não ocorram desligamentos indesejados devido a faltas externas [1].

2.2.2 Proteção de Sobrecorrente Temporizada

Nos relés temporizados, além da condição de corrente precisar ser satisfeita, é inserida uma temporização para a atuação da proteção. Existem dois tipos distintos de relés temporizados:

- Relés de Tempo Definido;
- Relés de Tempo Inverso.

Nos relés de tempo definido, qualquer corrente de curto-circuito acima do valor do ajuste leva a uma atuação depois de um valor de tempo pré-estabelecido que é ajustável. Já no relé de tempo inverso, existe uma relação inversamente proporcional entre tempo e corrente, ou seja, quanto maior a corrente, mais rápido será o desligamento.

Para os relés de tempo inverso, existem curvas relacionadas à sua atuação, que são definidas por norma (IEEE, IEC) e elas são escalonadas no tempo, ou seja, geram uma família de curvas com características semelhantes. A Tabela 2.2 mostra os tipos de curvas e os valores de parâmetros utilizados para calcular coordenação e ajustes dos relés de tempo inverso.

Tabela 2.2 - Tipos de curvas de relés de tempo inverso

Norma	Tipo de Curva	K	α	L	β
IEC	Normalmente Inversa (NI)	0,14	0,02	0	1
	Muito Inversa (MI)	13,5	1	0	1
	Extremamente Inversa (EI)	80	2	0	1
IEEE	Moderadamente Inversa (MI)	0,515	0,02	1,14	1
	Muito Inversa (MI)	196,1	2	4,91	1
	Extremamente Inversa (EI)	282	2	1,217	1

A partir da escolha da curva, é possível calcular o tempo de atuação do relé e utilizá-lo para fazer a coordenação dos relés dos lados de alta e baixa tensão do transformador. A fórmula utilizada para o cálculo do tempo está mostrada na equação 2.15.

$$t_{op} = T_{curva} \left(\frac{k}{M^\alpha - \beta} + L \right) \quad (2.15)$$

em que T_{curva} é o ajuste da curva escolhido, e os outros parâmetros são obtidos da Tabela 2.2 de acordo com o tipo de curva selecionado. O múltiplo (M) é a razão entre

a corrente de curto-circuito no secundário do TC (I_{sec}) e a corrente de ajuste limite escolhida para a função de sobrecorrente temporizada (I_{51}), como é mostrado na equação 2.16.

$$M = \frac{I_{sec}}{I_{51}} \quad (2.16)$$

A Figura 2.6 mostra as curvas das unidades temporizadas do relé, considerando a curva normalmente inversa da norma IEC.

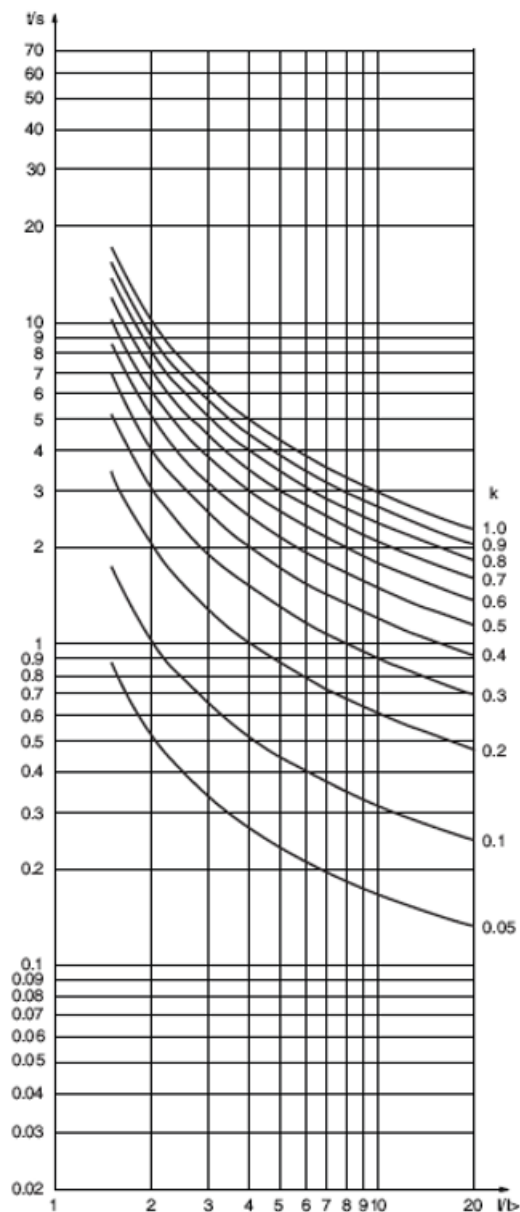


Figura 2.6 - Curvas IEC normalmente inversa [8]

3 MÉTODO, APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Para realizar a análise proposta pelo trabalho, foram simulados curtos-circuitos diferentes naturezas nos enrolamentos do transformador do sistema teste do *software* ATP em regime permanente, energização do lado de alta e lado de baixa do transformador.

Os resultados e as análises realizadas são mostrados a seguir.

3.1 Método

Todas as análises são feitas baseadas em um sistema teste definido no ATP. O sistema teste consiste em um transformador de 50 MVA com a relação de transformação de 230-69 kV. Seu grupo de ligação é YNd1, ou seja, o lado de alta tensão é ligado em estrela aterrada e o de baixa, em delta. Além disso, o sistema é composto por três TCs com relação de transformação 400-5 A e 1000-5 A e duas barras, B1 e B4, como pode ser observado na Figura 3.1.

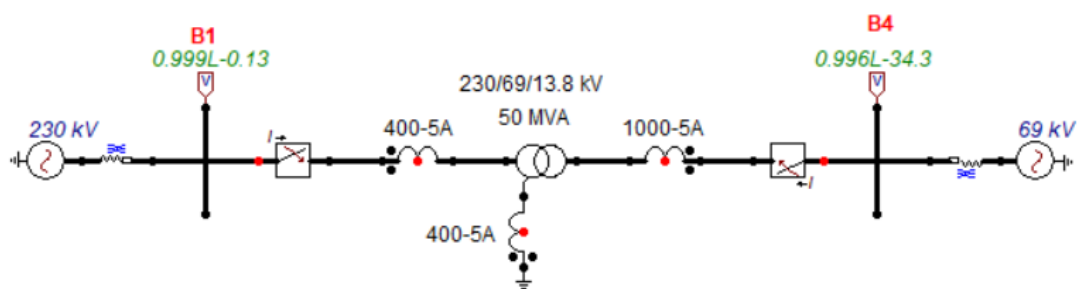


Figura 3.1 - Sistema teste no ATP

O transformador foi modelado pelo componente *Saturable Transformer*, suas características são não lineares (ciclo de histerese) e foram representadas utilizando o elemento 96 do ATP. As reatâncias do lado primário e secundário são 12,54 Ω e 38,04 Ω , respectivamente [3].

O sistema teste foi configurado de forma a ser possível realizar faltas internas nos enrolamentos do transformador. Para isso, eles foram divididos em três segmentos, tanto no enrolamento delta, quanto no enrolamento estrela aterrada, conforme é mostrado na Figura 3.2. Com a segmentação dos enrolamentos é possível simular curtos-circuitos em diferentes proporções das espiras. A proporção do enrolamento pode ser definida no ATP modificando os valores de h1, h2 e h3, como é mostrado na Figura 3.3

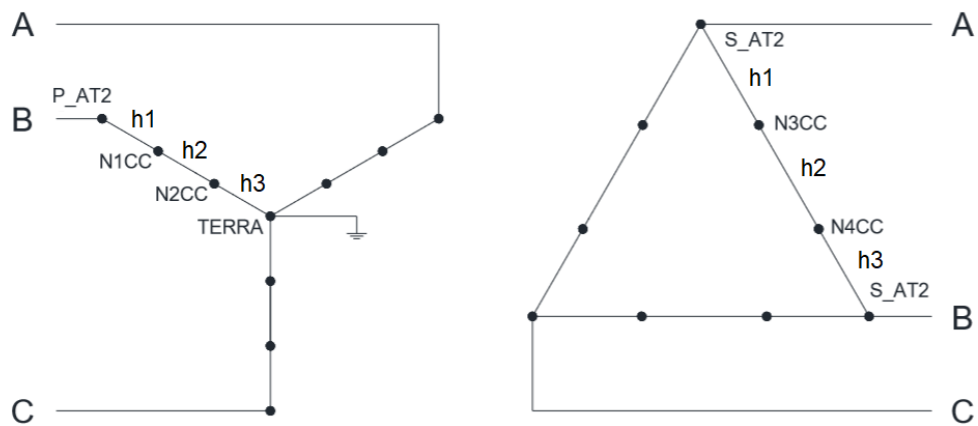


Figura 3.2 - Esquema de divisão dos enrolamentos (Alterado de [3])

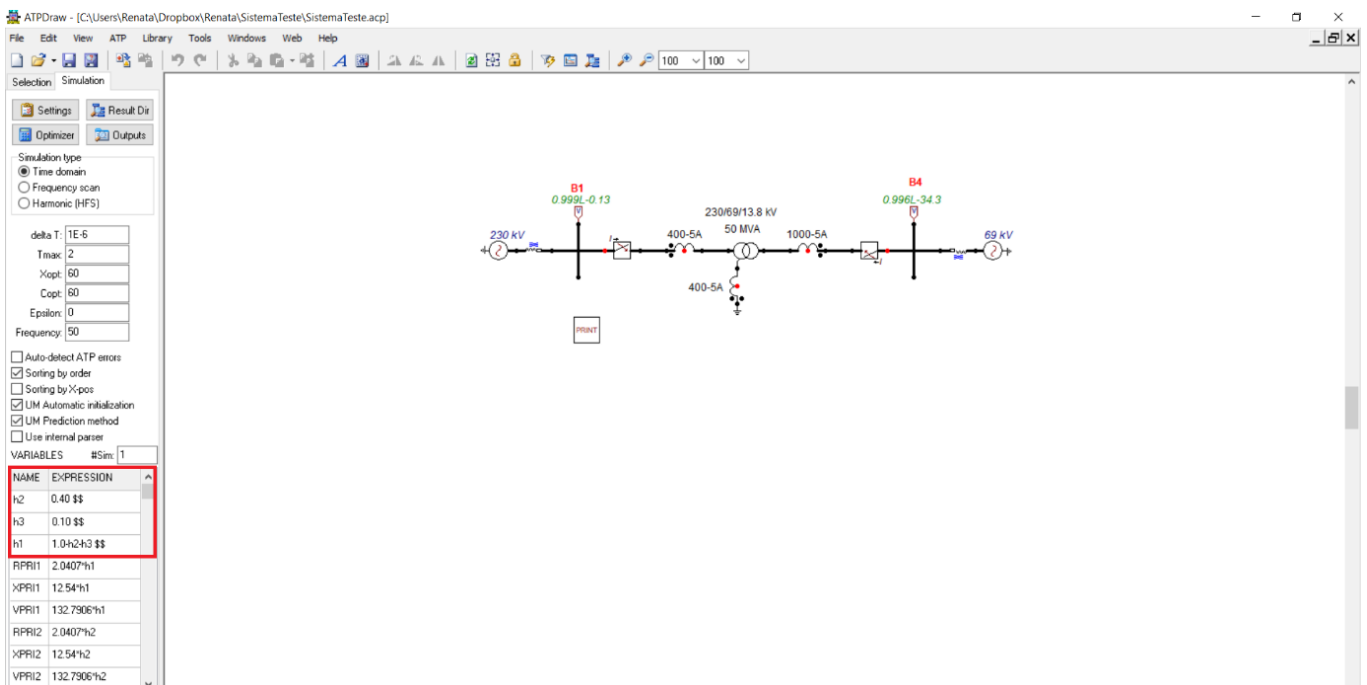


Figura 3.3 - ATP com local de alteração dos valores de h1, h2 e h3

Para realizar faltas internas de diferentes naturezas, como espira-terra e entre espiras, são inseridas chaves nos enrolamentos do transformador do sistema teste, conforme mostra a Figura 3.4.

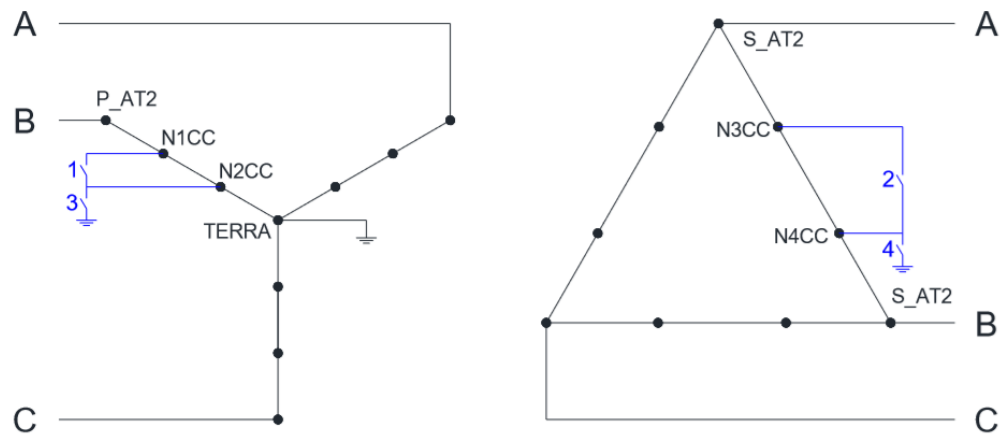


Figura 3.4 - Esquema de chaves para aplicar faltas internas [3]

As faltas espira-terra são obtidas com o fechamento das chaves 3 e 4, para os lados estrela e delta, respectivamente. Já os curtos-circuitos entre espiras são realizados fechando as chaves 1 e 2. Essa seleção é feita no ATP a partir do fechamento das chaves, como pode ser observado na

Figura 3.5.

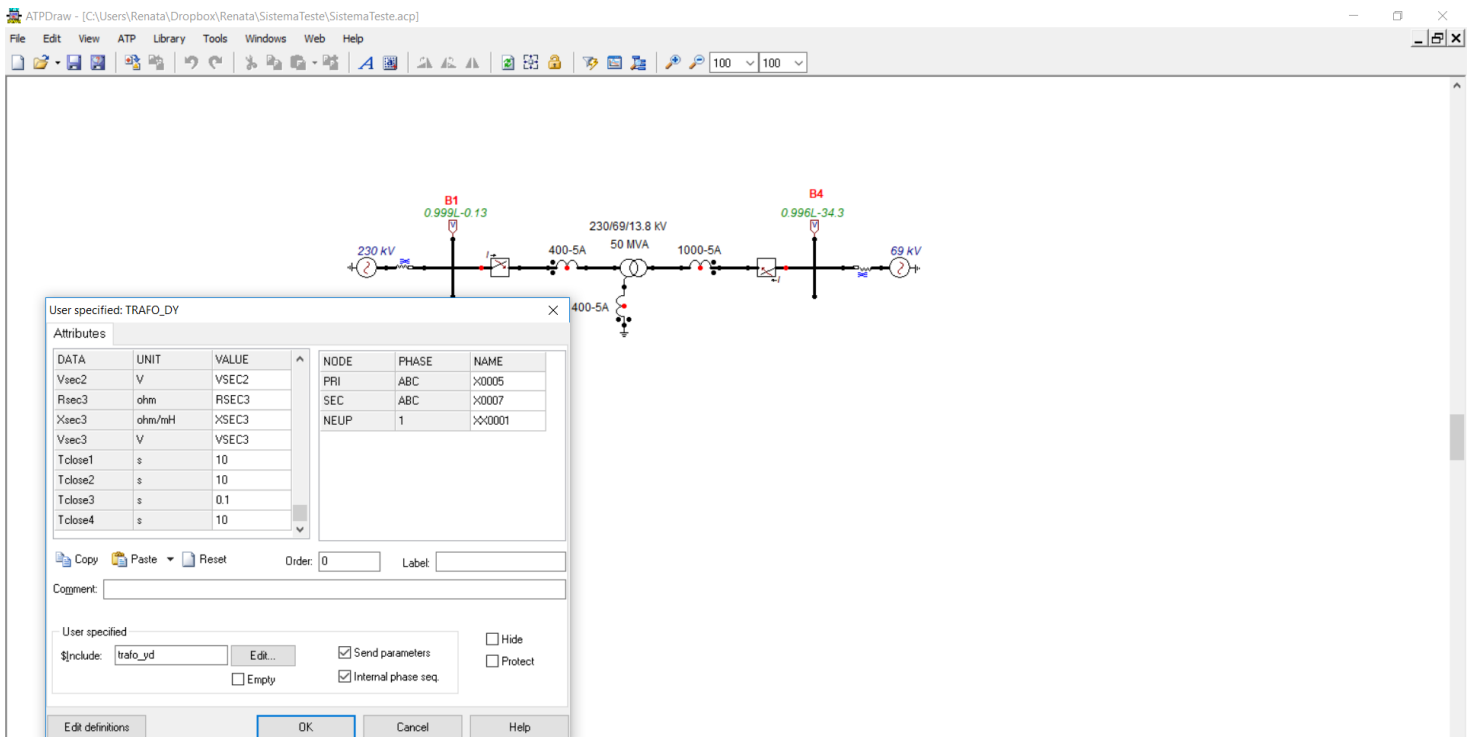


Figura 3.5 - Seleção das chaves para diferentes tipos de falta

3.2 Ajustes das funções de proteção

Para realizar o estudo da atuação da proteção do Sistema Teste definido no ATP, foram utilizados os ajustes indicados na Tabela 3.1. Os ajustes da função diferencial foram obtidos do trabalho anterior referenciado em [3].

Tabela 3.1 - Ajustes do relé

Função	Variável	Ajuste
87T	SLP	0,4
	$I_{pickup,min}$	1,00 pu
	k_2	15
	I_u	15,00 pu
87Q	SLP	1
	$I_{pickup,min}$	0,02 pu
87REF	SLP	1
	k_R	2
	$I_{pickup,min}$	0,2 pu
50H	$I_{pickup,min}$	15,93 pu
50NH	$I_{pickup,min}$	3,98 pu
50X	$I_{pickup,min}$	3,35 pu
51H	$I_{pickup,min}$	2,75 pu
51NH	$I_{pickup,min}$	0,48 pu
51X	$I_{pickup,min}$	3,66 pu

Os ajustes das funções de sobrecorrente, tanto instantâneo quanto temporizado, foram feitos baseados no documento do ONS [1]. Os passos seguidos estão mostrados na seção a seguir.

3.2.1 Cálculo dos ajustes das funções 50/51 e 50/51N

3.2.1.1 Função 50

O cálculo do ajuste de corrente (I_{pickup}) para a função 50 é feito a partir das correntes de curto-circuito trifásico do sistema teste no ATP. A Tabela 3.2 mostra as correntes no transformador de corrente do lado de alta tensão (TC-AT) e do lado de baixa tensão (TC-BT). Para encontrar as correntes foram simulados curtos-circuitos nas barras tanto do lado de alta tensão quanto no de baixa (bus AT e bus BT) e nas buchas do transformador (bucha AT e bucha BT).

Tabela 3.2 – Correntes de curto-circuito trifásico

Local da falta	Corrente TC-AT (A)	Corrente TC-BT (A)
Bus AT	340,02	1133,58
Bus BT	1186	3953,67
Bucha AT	3930,77	0,689
Bucha BT	0,206	1565,68

O cálculo das correntes foi feito baseado nas instruções presentes no documento elaborado pelo Operado Nacional do Sistema Elétrico (ONS) “Filosofia das proteções dos transformadores da rede de operação do ONS” [1].

3.2.1.1.1 Lado AT

$$I_{pickup} > \frac{I_{busBT,TC-AT}}{RTC_{AT}} > \frac{1186}{RTC_{AT}} \quad (3.1)$$

$$I_{pickup} > \frac{I_{busAT,TC-AT}}{RTC_{AT}} > \frac{340,02}{RTC_{AT}} \quad (3.2)$$

$$I_{pickup} < \frac{I_{buchaAT,TC-AT}}{RTC_{AT}} < \frac{3930,77}{RTC_{AT}} \quad (3.3)$$

onde $RTC_{AT} = \frac{400}{5} = 80$

Assim, escolhe-se

$$I_{pickup} = 25 \text{ A}$$

É necessário colocar todas as correntes na mesma base. Assim, divide-se o valor de I_{pickup} encontrado pelo valor de TAP do lado de alta tensão que é igual a 1,5689. Logo,

$$I_{pickup,pu} = 15,93 \text{ pu}$$

3.2.1.1.2 Lado BT

$$I_{pickup} > \frac{I_{busBT,TC-BT}}{RTC_{BT}} > \frac{3953,67}{RTC_{BT}} \quad (3.4)$$

$$I_{pickup} > \frac{I_{busAT,TC-BT}}{RTC_{BT}} > \frac{1133,58}{RTC_{BT}} \quad (3.5)$$

$$I_{pickup} < \frac{I_{buchaBT,TC-BT}}{RTC_{BT}} < \frac{1565,68}{RTC_{BT}} \quad (3.6)$$

onde $RTC_{BT} = \frac{1000}{5} = 200$

Assim, não existe nenhum valor de I_{pickup} que satisfaça as três inequações acima. Dessa forma, a função 50 do lado de baixa tensão ficará desabilitada.

3.2.1.2 Função 50N

O cálculo do ajuste de corrente (I_{pickup}) para a função 50N é feito a partir das correntes de curto-circuito monofásico na fase A, com resistência de falta igual a 50Ω do sistema no ATP. A Tabela 3.3 mostra as correntes no transformador de corrente do lado de alta tensão (TC-AT) e do lado de baixa tensão (TC-BT). Para encontrar as correntes foram simulados curtos-circuitos nas barras tanto do lado de alta tensão quanto no de baixa (bus AT e bus BT) e nas buchas do transformador (bucha AT e bucha BT).

Tabela 3.3 – Correntes de curto-circuito monofásico na fase A

Local da falta	Corrente TC-AT (A)	Corrente TC-BT (A)
Bus AT	94,95	293,37
Bus BT	214,29	766,65
Bucha AT	3736,38	293,37
Bucha BT	214,29	508,76

3.2.1.2.1 Lado AT

$$I_{pickup} > \frac{I_{buchaBT,TC-AT}}{RTC_{AT}} > \frac{214,29}{RTC_{AT}} \quad (3.7)$$

$$I_{pickup} > \frac{I_{busAT,TC-AT}}{RTC_{AT}} > \frac{94,95}{RTC_{AT}} \quad (3.8)$$

$$I_{pickup} < \frac{I_{buchaAT,TC-AT}}{RTC_{AT}} < \frac{3736,38}{RTC_{AT}} \quad (3.9)$$

onde $RTC_{AT} = \frac{400}{5} = 80$

Assim, escolhe-se

$$I_{pickup} = 6,25 A$$

É necessário colocar todas as correntes na mesma base. Assim, divide-se o valor de I_{pickup} encontrado pelo valor de TAP do lado de alta tensão que é igual a 1,5689. Logo,

$$I_{pickup,pu} = 3,98 pu$$

3.2.1.2.2 Lado BT

$$I_{pickup} > \frac{I_{busBT,TC-BT}}{RTC_{BT}} > \frac{766,65}{RTC_{BT}} \quad (3.10)$$

$$I_{pickup} > \frac{I_{buchaAT,TC-BT}}{RTC_{BT}} > \frac{293,37}{RTC_{BT}} \quad (3.11)$$

$$I_{pickup} < \frac{I_{buchaBT,TC-BT}}{RTC_{BT}} < \frac{508,76}{RTC_{BT}} \quad (3.12)$$

$$\text{onde } RTC_{BT} = \frac{1000}{5} = 200$$

Assim, não existe nenhum valor de I_{pickup} que satisfaça as três inequações acima. Dessa forma, a função 50N do lado de baixa tensão ficará desabilitada. Isso acontece, uma vez que não há contribuições de sequência zero vindas da fonte para faltas que envolvam a terra no lado BT devido à ligação do seu enrolamento em delta.

3.2.1.3 Função 51

O cálculo do ajuste de corrente (I_{pickup}) para a função 51 é feito a partir das correntes de curto-circuito bifásico mínimo, considerando resistência de falta igual a 15Ω do sistema no ATP. A Tabela 3.4 mostra as correntes no transformador de corrente do lado de alta tensão (TC-AT) e do lado de baixa tensão (TC-BT). Para encontrar as correntes foram simulados curtos-circuitos nas barras tanto do lado de alta tensão quanto no de baixa (bus AT e bus BT) e nas buchas do transformador (bucha AT e bucha BT).

Tabela 3.4 – Correntes de curto-circuito bifásico mínimo

Local da falta	Corrente TC-AT (A)	Corrente TC-BT (A)
Bus AT	130,54	414,18
Bus BT	977,41	2934,68
Bucha AT	16850,22	414,18
Bucha BT	977,41	1052,32

Como se trata de uma função com atraso de tempo, é necessário coordenar os dois relés (lados de alta e baixa tensão do transformador). Para isso, inicia-se o cálculo pelo relé mais a jusante, do lado de baixa tensão, e depois faz-se a coordenação com o relé a montante, ou seja, o relé do lado de alta tensão.

3.2.1.3.1 Lado BT

$$I_{tape} \geq \frac{1,75N}{\sqrt{3} V RTC_{BT}} \therefore I_{tape} \geq 3,66 A \quad (3.13)$$

$$I_{tape} < \frac{I_{busBT,TC-BT}}{RTC_{BT}} < \frac{2934,68}{RTC_{BT}} \therefore I_{tape} < 14,67 A \quad (3.14)$$

Assim, como o relé é numérico, trabalha-se na corrente do limite inferior:

$$I_{tapeBT} = 3,66 A$$

Calculando o tempo de operação do relé BT, considerando a curva *IEC 0,1 NI*, tem-se,

$$T_{51BT} = \frac{0,14 C_{51}}{M_{51BT}^{0,02} - 1}, \quad \text{onde } M_{51BT} = \frac{|\hat{I}_{busBT,TC-BT3\phi}|}{I_{tapeBT}}$$

Logo,

$$M_{51BT} = 395,367$$

$$T_{51BT} = \frac{0,14 * 0,1}{395,367^{0,02} - 1} \therefore T_{51BT} = 0,11 s$$

O intervalo de tempo para coordenação recomendado pelo documento do ONS [1] é de pelo menos 300 ms. Dessa forma,

$$T_{51AT} = T_{51BT} + 0,3 = 0,41 s$$

A partir do T_{51AT} , calcula-se o ajuste da curva do relé do lado de alta tensão, utilizando a *IEC NI*.

$$C_{51} = \frac{T_{51AT}(M_{51AT}^{0,02} - 1)}{0,14}, \quad \text{onde } M_{51AT} = \frac{|\hat{I}_{busBT,TC-AT3\phi}|}{I_{tapeAT}}$$

$$I_{tape} \geq \frac{1,75N}{\sqrt{3} V RTC_{AT}} \therefore I_{tape} \geq 2,75 A \quad (3.15)$$

$$I_{tape} < \frac{I_{busBT,TC-AT}}{RTC_{AT}} < \frac{2934,68}{RTC_{AT}} \therefore I_{tape} < 12,22 A \quad (3.16)$$

Assim, como o relé é numérico, trabalha-se na corrente do limite inferior:

$$I_{tapeAT} = 2,75 A$$

Encontra-se M_{51AT}

$$M_{51AT} = \frac{1133,58}{10} = 113,358$$

E em seguida, utilizando

$$T_{51AT} = T_{51BT} + 0,3 = 0,41 s$$

Tem-se o ajuste da curva:

$$C_{51AT} = 0,29$$

3.2.1.4 Função 51N

O cálculo do ajuste de corrente (I_{pickup}) para a função 51N é feito a partir das correntes de curto-circuito monofásico na fase A, com resistência de falta igual a 50Ω do sistema no ATP. A Tabela 3.5 mostra as correntes no transformador de corrente do lado de alta tensão (TC-AT) e do lado de baixa tensão (TC-BT). Para encontrar as correntes

foram simulados curtos-circuitos nas barras tanto do lado de alta tensão quanto no lado de baixa.

Tabela 3.5 – Correntes de curto-circuito monofásico na fase A

Local da falta	Corrente TC-AT (A)	Corrente TC-BT (A)
Bus AT	94,95	293,37
Bus BT	214,29	766,65
Bucha AT	3736,38	293,37
Bucha BT	214,29	508,76

$$I_{tape} \geq \frac{0,15I_{N,TC}}{RTC_{BT}} \therefore I_{tape} \geq 0,75 A \quad (3.17)$$

$$I_{tape} < \frac{I_{busBT,TC-BT}}{RTC_{BT}} < \frac{766,65}{RTC_{BT}} \therefore I_{tape} < 3,83325 A \quad (3.18)$$

Assim, a corrente escolhida é:

$$I_{tapeBT} = 0,75 A$$

$$I_{tapeBT} = 0,36 pu$$

Como o lado de baixa do transformador é ligado em delta, não há contribuições de sequência zero vindas da fonte para faltas que envolvam a terra no lado BT. Dessa forma, a função 51N desse lado permanece desligada.

Calculando o tempo de operação do relé BT, considerando a curva *IEC 0,1 NI*, tem-se,

$$T_{51BT} = \frac{0,14 C_{51}}{M_{51BT}^{0,02} - 1}, \quad \text{onde } M_{51BT} = \frac{|\hat{I}_{busBT,TC-BT3\phi}|}{I_{tapeBT}}$$

Logo,

$$M_{51BT} = 5271,56$$

$$T_{51BT} = \frac{0,14 * 0,1}{5271,56^{0,02} - 1} \therefore T_{51BT} = 0,075 \text{ s}$$

O intervalo de tempo para coordenação recomendado pelo documento do ONS é de pelo menos 300 ms. Dessa forma,

$$T_{51AT} = T_{51BT} + 0,3 = 0,375 \text{ s}$$

A partir do T_{51AT} , calcula-se o ajuste da curva do relé do lado de alta tensão, utilizando a *IEC NI*.

$$C_{51} = \frac{T_{51AT}(M_{51AT}^{0,02} - 1)}{0,14}, \quad \text{onde } M_{51AT} = \frac{|\hat{I}_{busBT,TC-AT3\phi}|}{I_{tapeAT}}$$

$$I_{tape} \geq \frac{0,15 I_{N,TC}}{RTC_{BT}} \therefore I_{tape} \geq 0,75 \text{ A}$$

$$I_{tape} < \frac{I_{busBT,TC-AT}}{RTC_{AT}} < \frac{214,29}{RTC_{AT}} \therefore I_{tape} < 2,678625 \text{ A}$$

Assim, a corrente escolhida é:

$$I_{tapeAT} = 0,75 \text{ A}$$

É necessário colocar todas as correntes na mesma base. Assim, divide-se o valor de I_{pickup} encontrado pelo valor de TAP do lado de alta tensão que é igual a 1,5689.

Logo,

$$I_{tapeAT} = 0,48 \text{ pu}$$

Encontra-se M_{51AT}

$$M_{51AT} = \frac{1186}{0,75} = 1581,33$$

E em seguida, utilizando

$$T_{51AT} = T_{51BT} + 0,3 = 0,375 \text{ s}$$

Tem-se o ajuste da curva:

$$C_{51AT} = 0,425$$

3.3 Apresentação e Análise dos Resultados

3.3.1 Regime Permanente

O regime permanente é simulado com os lados de alta e baixa tensão alimentados. Nesse estudo, foram realizados doze diferentes casos de curto-circuito, entre eles: curto-circuito espira-terra dos lados estrela e delta e curto-circuito entre espiras para os dois lados do transformador. Em todos os casos, foram considerados diferentes proporções de curto tanto entre espiras quanto entre espira e terra. A Tabela 3.6 mostra um resumo das atuações da função diferencial (87T, 87Q e 87REF) em cada um dos casos. Já as funções de sobrecorrente instantânea e temporizada são mostradas nas Tabela 3.7 e Tabela 3.8, respectivamente.

Tabela 3.6 - Casos simulados em regime permanente (função diferencial)

Caso	Descrição	Atuação				
		87T			87Q	87REF
		A	B	C		
1	Curto espira-terra - lado estrela (1%)	✓	✓	✓	✓	✓
2	Curto espira-terra - lado estrela (10%)	✓	✓	✓	✓	✓
3	Curto espira-terra - lado estrela (40%)	✓	✓	✓	✓	✓

4	Curto espira-terra - lado estrela (90%)	✓	✓	✓	✓	✓
5	Curto entre espiras - lado estrela (1%)	-	-	-	✓	-
6	Curto entre espiras - lado estrela (80%)	✓	✓	✓	✓	-
7	Curto espira-terra - lado delta (1%)	-	-	-	✓	-
8	Curto espira-terra - lado delta (10%)	-	-	-	✓	-
9	Curto espira-terra - lado delta (40%)	✓	-	✓	✓	-
10	Curto espira-terra - lado delta (90%)	✓	✓	✓	✓	-
11	Curto entre espiras - lado delta (1%)	-	-	-	✓	-
12	Curto entre espiras - lado delta (80%)	✓	✓	✓	✓	-

Tabela 3.7 - Casos simulados em regime permanente (função sobrecorrente instantâneo)

Caso	Descrição	Atuação			
		50			
		50AH	50BH	50CH	50NH
1	Curto espira-terra - lado estrela (1%)	✓	-	-	✓
2	Curto espira-terra - lado estrela (10%)	✓	-	-	✓
3	Curto espira-terra - lado estrela (40%)	✓	-	-	✓
4	Curto espira-terra - lado estrela (90%)	✓	-	-	✓
5	Curto entre espiras - lado estrela (1%)	-	-	-	-
6	Curto entre espiras - lado estrela (80%)	✓	-	-	✓
7	Curto espira-terra - lado delta (1%)	-	-	-	-
8	Curto espira-terra - lado delta (10%)	-	-	-	-
9	Curto espira-terra - lado delta (40%)	-	-	-	-
10	Curto espira-terra - lado delta (90%)	-	-	-	-
11	Curto entre espiras - lado delta (1%)	-	-	-	-
12	Curto entre espiras - lado delta (80%)	-	-	-	-

Tabela 3.8 - Casos simulados em regime permanente (função sobrecorrente temporizado)

Caso	Descrição	Atuação						
		51						
		51AH	51BH	51CH	51NH	51AX	51BX	51CX
1	Curto espira-terra - lado estrela (1%)	✓	-	-	✓	-	-	-
2	Curto espira-terra - lado estrela (10%)	✓	-	-	✓	-	-	-
3	Curto espira-terra - lado estrela (40%)	✓	-	-	✓	-	-	-
4	Curto espira-terra - lado estrela (90%)	✓	-	-	✓	-	-	-
5	Curto entre espiras - lado estrela (1%)	-	-	-	✓	-	-	-
6	Curto entre espiras - lado estrela (80%)	✓	-	-	✓	-	-	-
7	Curto espira-terra - lado delta (1%)	-	-	-	-	-	-	-
8	Curto espira-terra - lado delta (10%)	-	-	-	-	-	-	-
9	Curto espira-terra - lado delta (40%)	-	-	-	-	-	-	-
10	Curto espira-terra - lado delta (90%)	-	-	-	-	-	-	-
11	Curto entre espiras - lado delta (1%)	-	-	-	-	-	-	-

É possível verificar que para todos os casos ocorreu atuação de pelo menos uma função de proteção. Na maior parte dos curtos espira-terra do lado delta, a proteção que atuou foi a diferencial. As faltas que ocorrem do lado do enrolamento delta do transformador são mais difíceis de serem identificadas. Isso acontece, uma vez que os curtos-circuitos no lado delta não podem ser identificados por elementos de proteção que utilizem corrente de neutro, como a 87REF e 50/51N.

Além disso, verifica-se a atuação mais precisa da função 87T para faltas que envolvem a terra (espira-terra) quando comparada às falhas espira-espira. Nesse último caso, é a função 87Q que identifica o curto-circuito, como é visto nos casos 5 e 11 da Tabela 3.6.

Abaixo são analisados os casos 3, 5 e 9.

3.3.1.1 Curto espira-terra no lado estrela (40%)

O curto-circuito espira-terra aplicado no lado estrela em 40% da espira foi identificado pelos seguintes elementos das funções de proteção: 87TA, 87TB, 87TC, 87Q, 87REF, 51AH, 51NH, 50AH, 50NH, como pode ser visto na Figura 3.6.

Verifica-se que o tempo de atuação da função 87 e 50 são menores quando comparados ao da função 51.

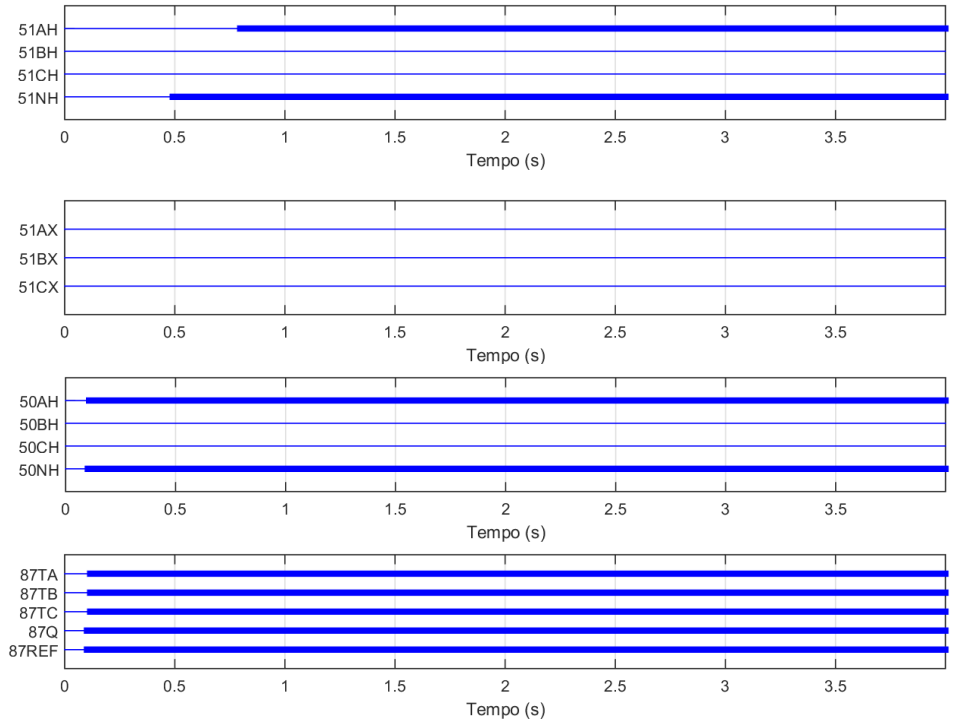


Figura 3.6 - Atuação dos elementos de proteção para o caso 3

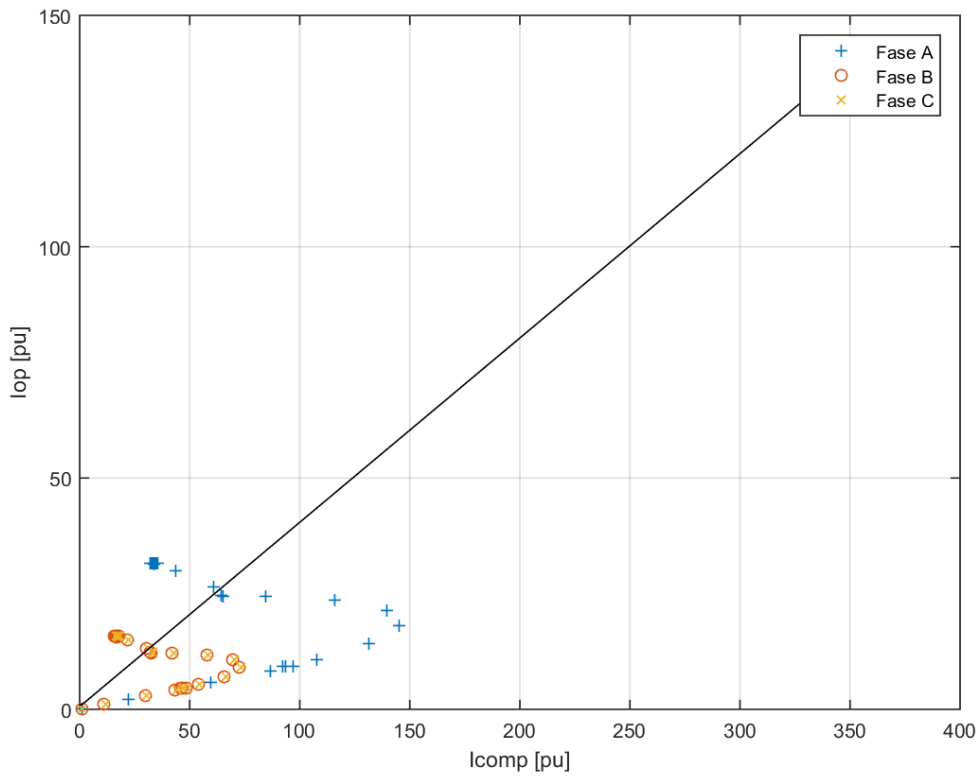


Figura 3.7 - Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase (caso 3)

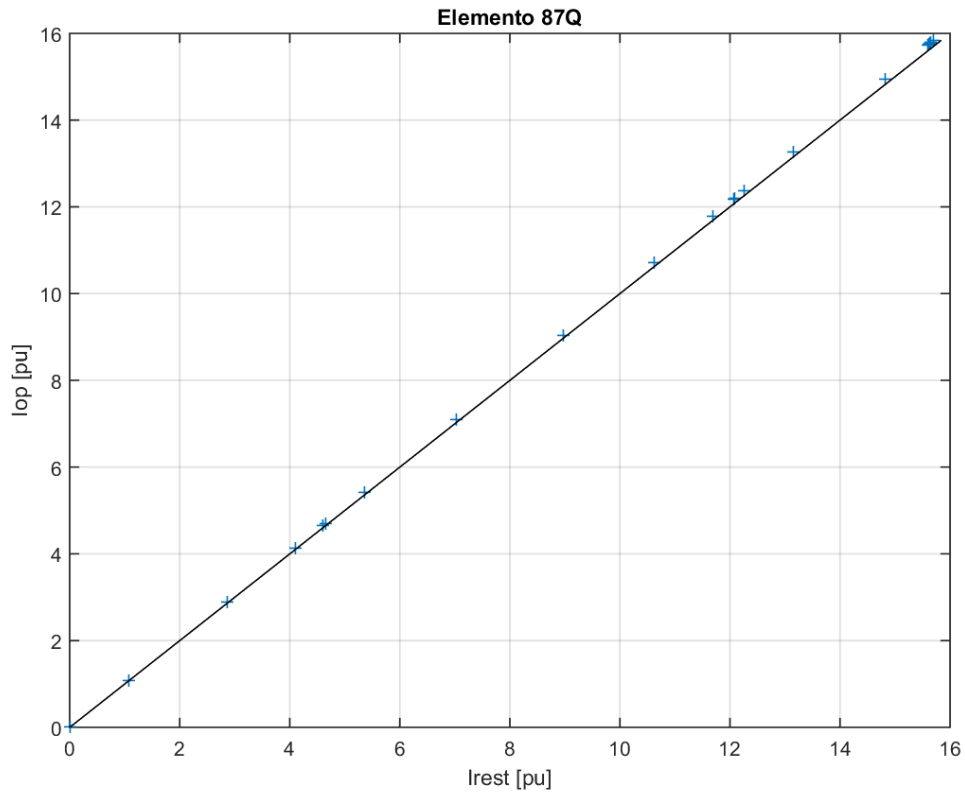


Figura 3.8 - Correntes de operação e restrição da unidade 87Q (caso 3)

Adicionalmente, a Figura 3.7 e a Figura 3.8 mostram as correntes de operação e restrição para os elementos 87T e 87Q.

3.3.1.2 Curto entre espiras no lado estrela (1%)

O curto-circuito entre espiras aplicado entre 1% delas foi identificado pelos seguintes elementos das funções de proteção: 87Q e 51NH, como pode ser visto na Figura 3.9.

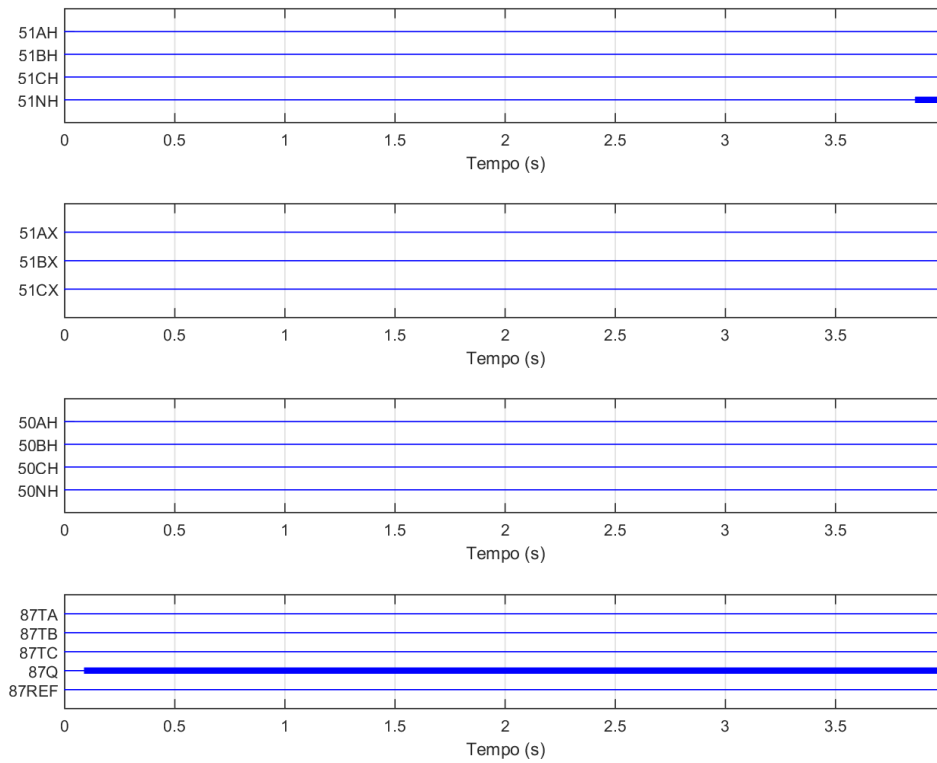


Figura 3.9 - Atuação dos elementos de proteção para o caso 5

Esses tipos de falta, principalmente em proporções pequenas das espiras, são de difícil identificação e como pode ser notado, a função 51NH atuou em um tempo consideravelmente alto. Com isso, observa-se que essa função é utilizada como *back-up* da função diferencial, que atuou antes mesmo de 0,5 segundos.

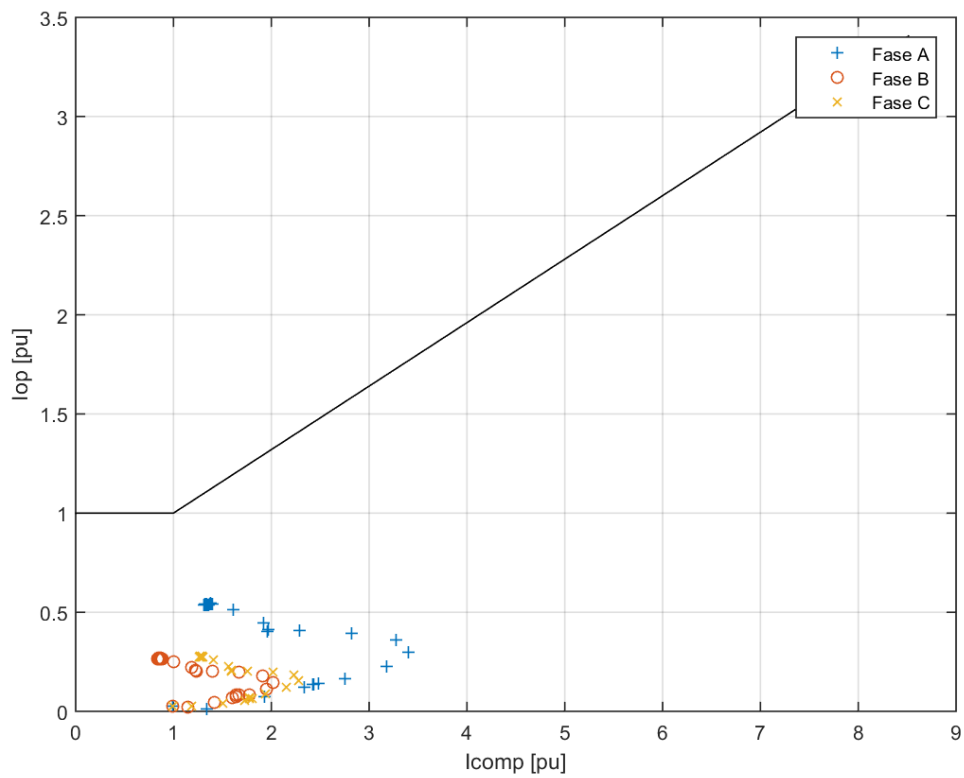


Figura 3.10 - Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase (caso 5)

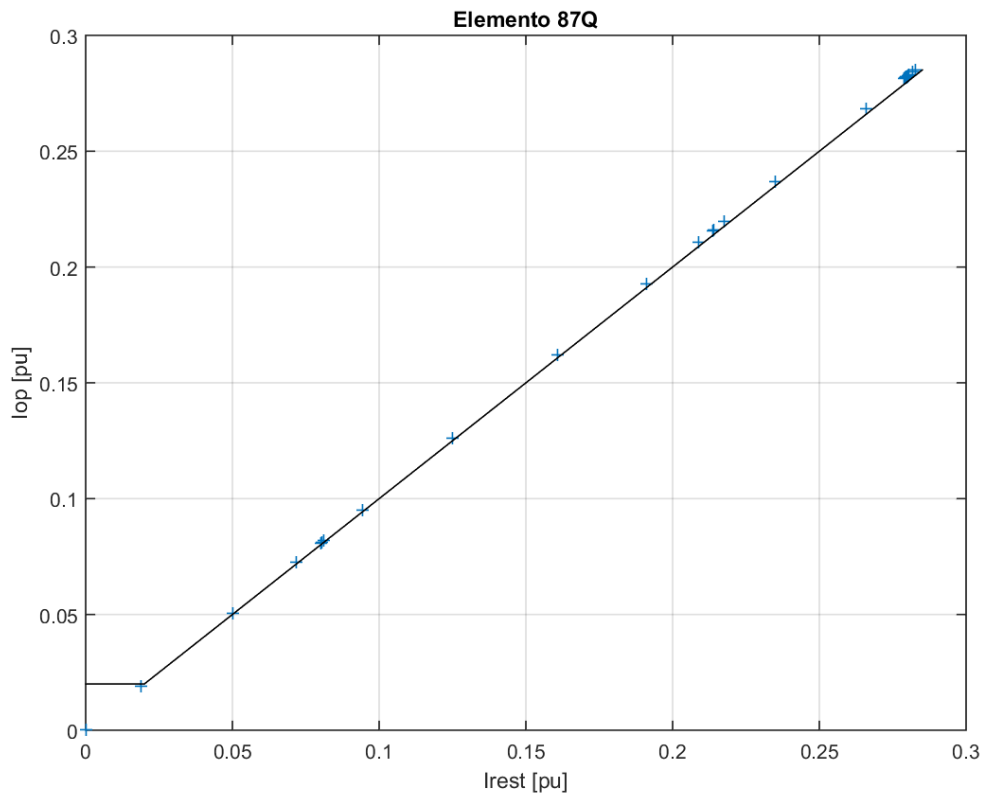


Figura 3.11 - Correntes de operação e restrição da unidade 87Q (caso 5)

A atuação do elemento 87Q ocorreu no limite da região de operação. Dessa forma, seria interessante que a corrente de *pick-up* tivesse seu valor diminuído para que não ocorresse a falta sem a atuação desse elemento.

3.3.1.3 Curto espira-terra no lado delta (40%)

O curto-circuito espira-terra aplicado no lado delta em 40% da espira foi identificado pelos seguintes elementos das funções de proteção: 87TA, 87TC e 87Q, como pode ser visto na Figura 3.12.

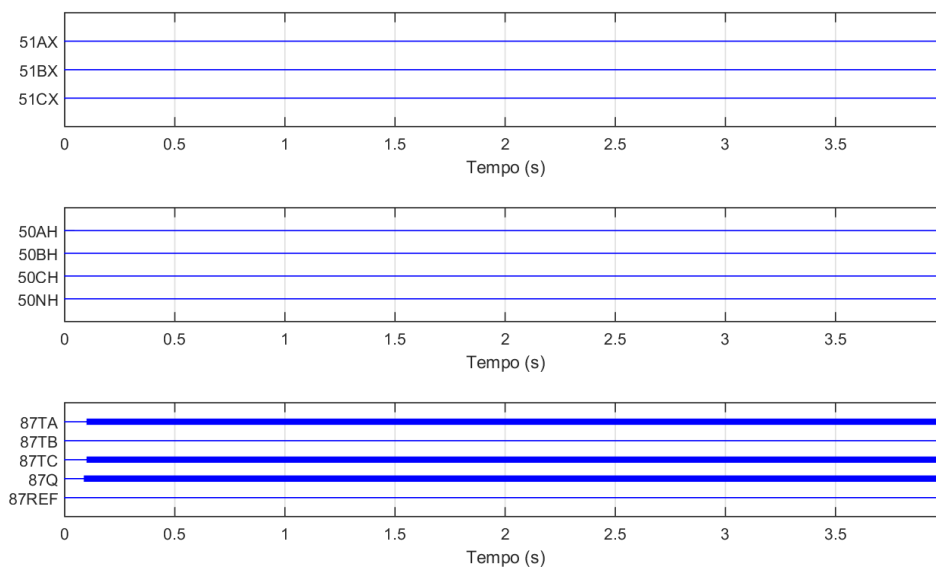


Figura 3.12 - Atuação dos elementos de proteção para o caso 9

Nesse caso, ocorreu a atuação da função 87 das fases A e C e a atuação do elemento 87Q ocorreu acima do limite da região de operação. Dessa forma, não se faz necessário o ajuste da corrente de *pick-up* para a correta atuação do elemento, como pode ser observado na Figura 3.14.

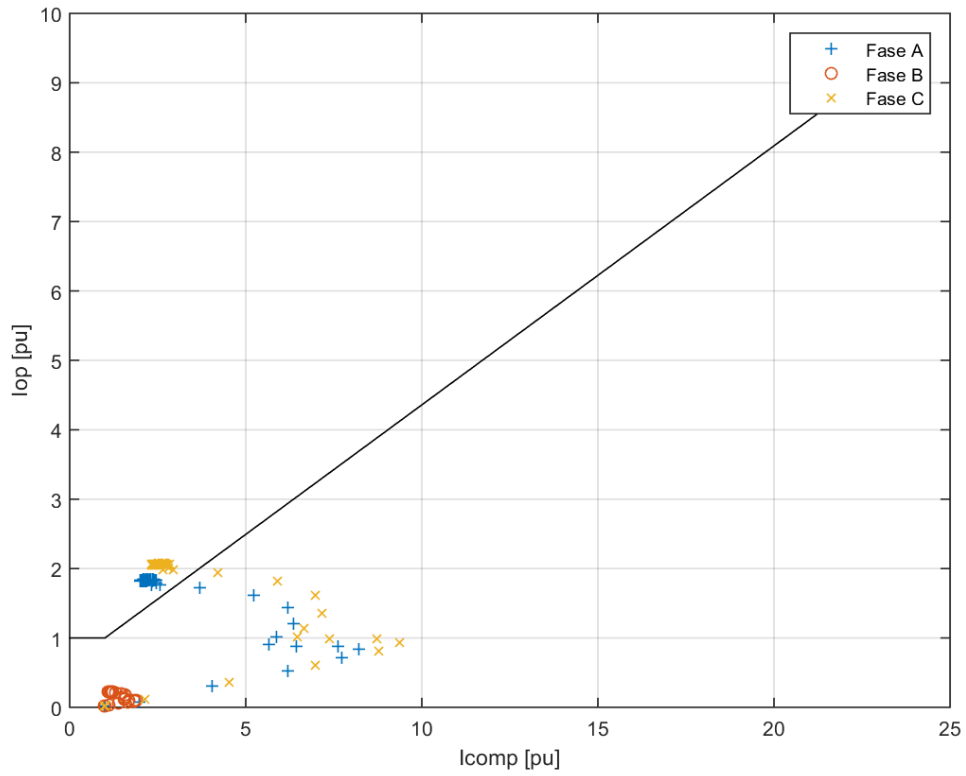


Figura 3.13 - Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase (caso 9)

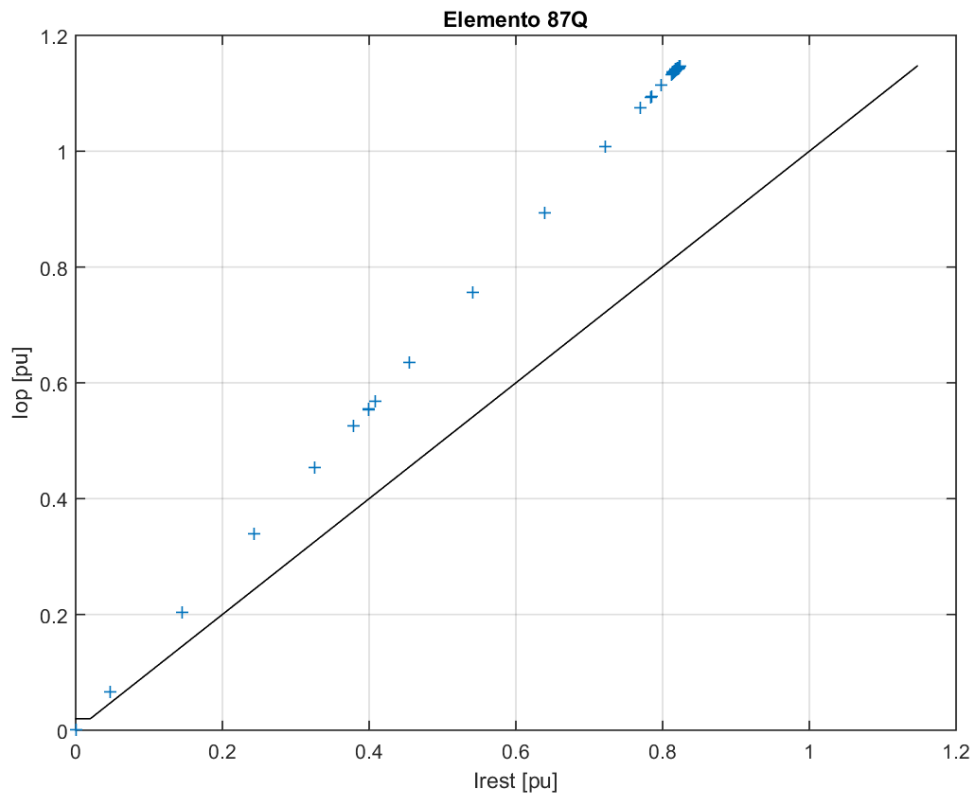


Figura 3.14 - Correntes de operação e restrição da unidade 87Q (caso 9)

3.3.2 Energização do lado de alta tensão

Para simular os casos de faltas na energização do lado de alta tensão, fecha-se a chave do sistema teste desse lado e a do lado de baixa permanece aberta. Nesse estudo, foram realizados seis diferentes casos de curto-circuito, entre eles: curto-circuito espira-terra dos lados estrela e delta e curto-circuito entre espiras para os dois lados do transformador. Em todos os casos, foram considerados diferentes proporções de curto tanto entre espiras quanto entre espira e terra. A Tabela 3.9 mostra um resumo das atuações da função diferencial (87T, 87Q e 87REF) em cada um dos casos. Já as funções de sobrecorrente instantânea e temporizada são mostradas nas Tabela 3.10 e Tabela 3.11, respectivamente.

Tabela 3.9 - Casos simulados na energização AT (função diferencial)

Caso	Descrição	Atuação				
		87T			87Q	87REF
		A	B	C		
1	Curto espira-terra - lado estrela (10%)	✓	✓	✓	✓	✓
2	Curto entre espiras - lado estrela (1%)	-	-	-	✓	-
3	Curto entre espiras - lado estrela (80%)	✓	✓	✓	✓	-
4	Curto espira-terra - lado delta (10%)	-	-	-	-	-
5	Curto entre espiras - lado delta (1%)	-	-	-	✓	-
6	Curto entre espiras - lado delta (80%)	✓	✓	✓	✓	-

Tabela 3.10 - Casos simulados na energização AT (função sobrecorrente instantâneo)

Caso	Descrição	Atuação			
		50			
		50AH	50BH	50CH	50NH
1	Curto espira-terra - lado estrela (10%)	✓	-	-	✓
2	Curto entre espiras - lado estrela (1%)	-	-	-	-
3	Curto entre espiras - lado estrela (80%)	✓	-	-	✓
4	Curto espira-terra - lado delta (10%)	-	-	-	-
5	Curto entre espiras - lado delta (1%)	-	-	-	-
6	Curto entre espiras - lado delta (80%)	-	-	-	-

Tabela 3.11 - Casos simulados na energização AT (função sobrecorrente temporizado)

Caso	Descrição	Atuação						
		51						
		51AH	51BH	51CH	51NH	51AX	51BX	51CX
1	Curto espira-terra - lado estrela (10%)	✓	-	-	✓	-	-	-
2	Curto entre espiras - lado estrela (1%)	-	-	-	✓	-	-	-
3	Curto entre espiras - lado estrela (80%)	✓	-	-	✓	-	-	-
4	Curto espira-terra - lado delta (10%)	-	-	-	-	-	-	-
5	Curto entre espiras - lado delta (1%)	-	-	-	-	-	-	-
6	Curto entre espiras - lado delta (80%)	✓	-	-	-	-	-	-

Verifica-se, como já foi falado para o caso do regime permanente, que as faltas que ocorrem do lado delta são mais difíceis de serem identificadas, uma vez que esse enrolamento não possui corrente de neutro e elimina os elementos de proteção 87REF e 50/51N. Além disso, para o caso 4, ou seja, curto-circuito espira-terra no lado delta (10%), não ocorreu atuação de nenhum elemento de proteção. Nesse caso o transformador não estaria protegido pelas funções de proteção elétricas, o que poderia gerar danos no equipamento. Porém, os transformadores também são dotados de proteções intrínsecas, que poderiam, eventualmente, identificar a falha e se encarregar da proteção.

Abaixo são analisados os casos 3 e 5.

3.3.2.1 Curto entre espiras no lado estrela (80%)

O curto-circuito entre espiras aplicado entre 80% delas no lado estrela foi identificado pelos seguintes elementos das funções de proteção: 87TA, 87TB, 87TC, 87Q, 50AH, 50NH, 51AH e 51NH, como pode ser visto na Figura 3.15.

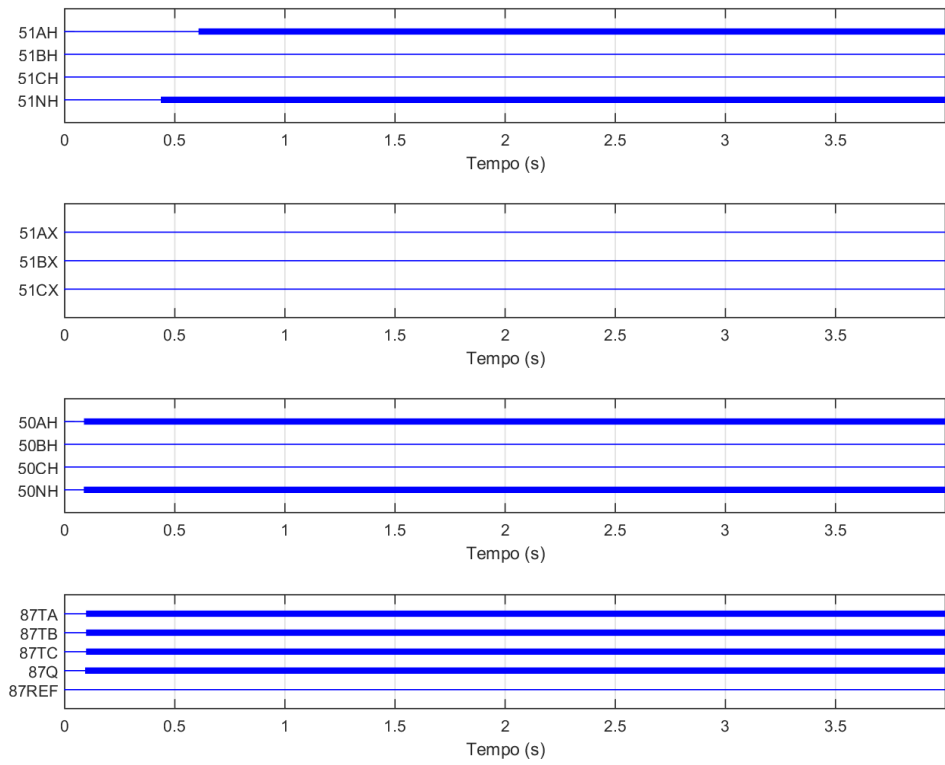


Figura 3.15 - Atuação dos elementos de proteção para o caso 3

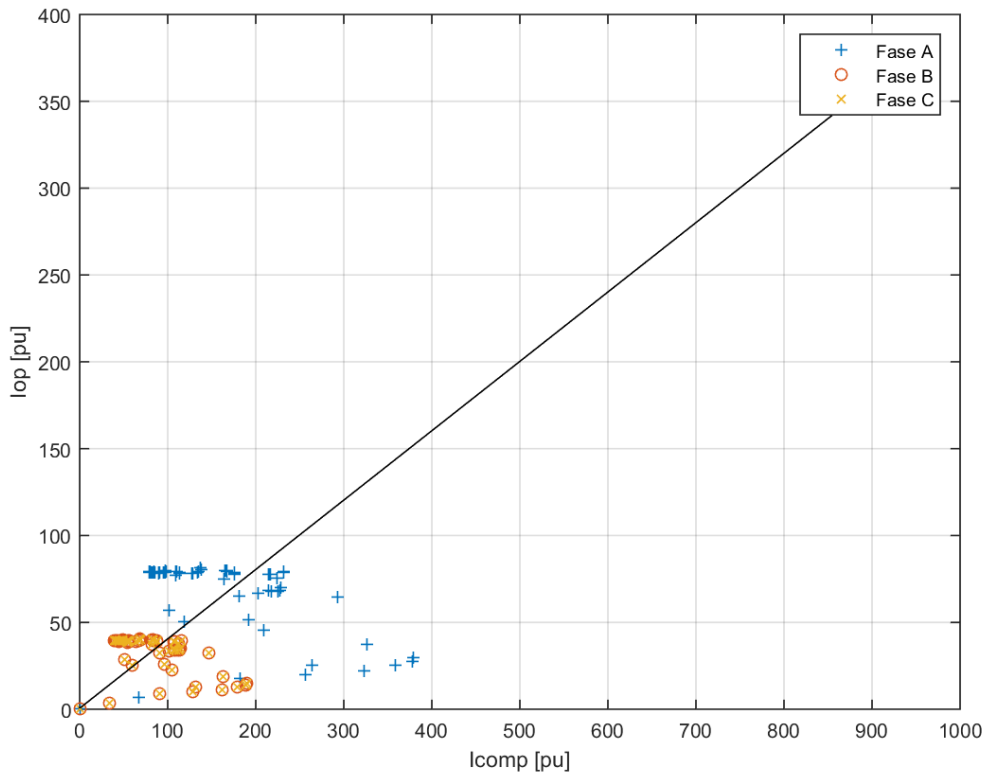


Figura 3.16 - Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase (caso 3)

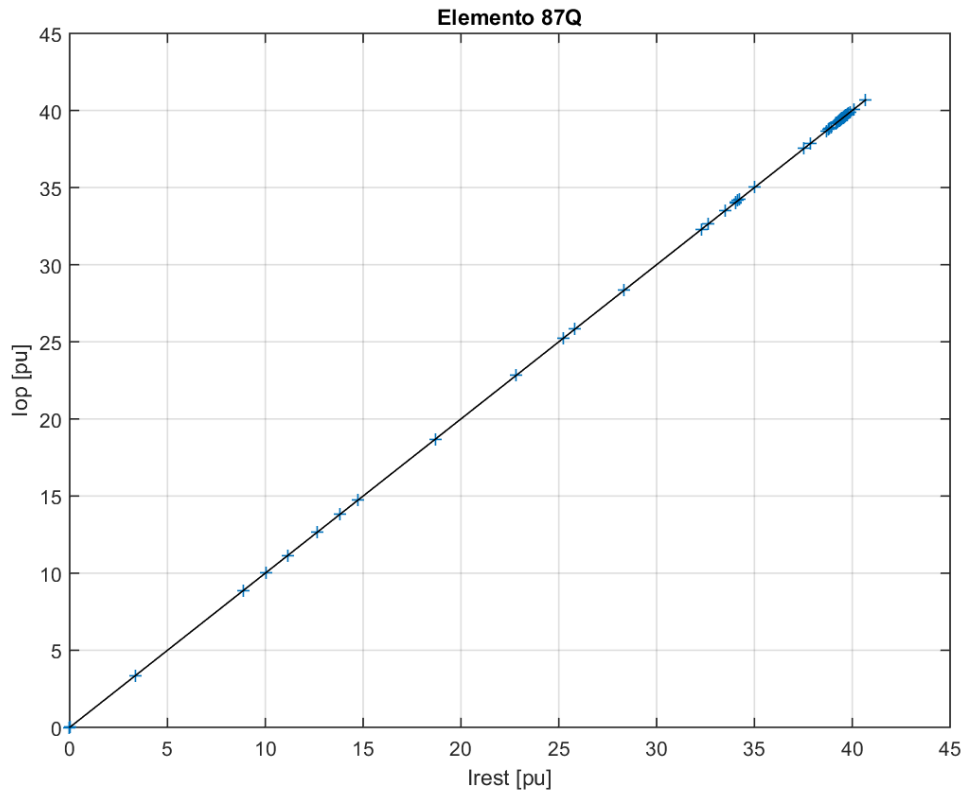


Figura 3.17 - Correntes de operação e restrição da unidade 87Q (caso 3)

Faltas entre espiras, geralmente, não são identificadas pela função diferencial. Porém, nesse caso, a proporção entre espiras é alta (80%) e a corrente de curto-circuito é identificada.

O elemento 87Q atuou, entretanto, a corrente de operação está no limite da região de operação, delimitada pela corrente de *pick-up*. Contudo, como ocorreu a atuação devido aos outros elementos, não se faz necessário a diminuição da corrente de *pick-up* para o elemento 87Q. Isso poderia causar uma atuação indevida, ou seja, a atuação sem realmente ter ocorrido uma falta interna à zona de proteção.

3.3.2.2 Curto entre espiras no lado delta (1%)

O curto-circuito entre espiras aplicado entre 1% delas no lado delta foi identificado somente pelo elemento 87Q como pode ser visto na Figura 3.18.

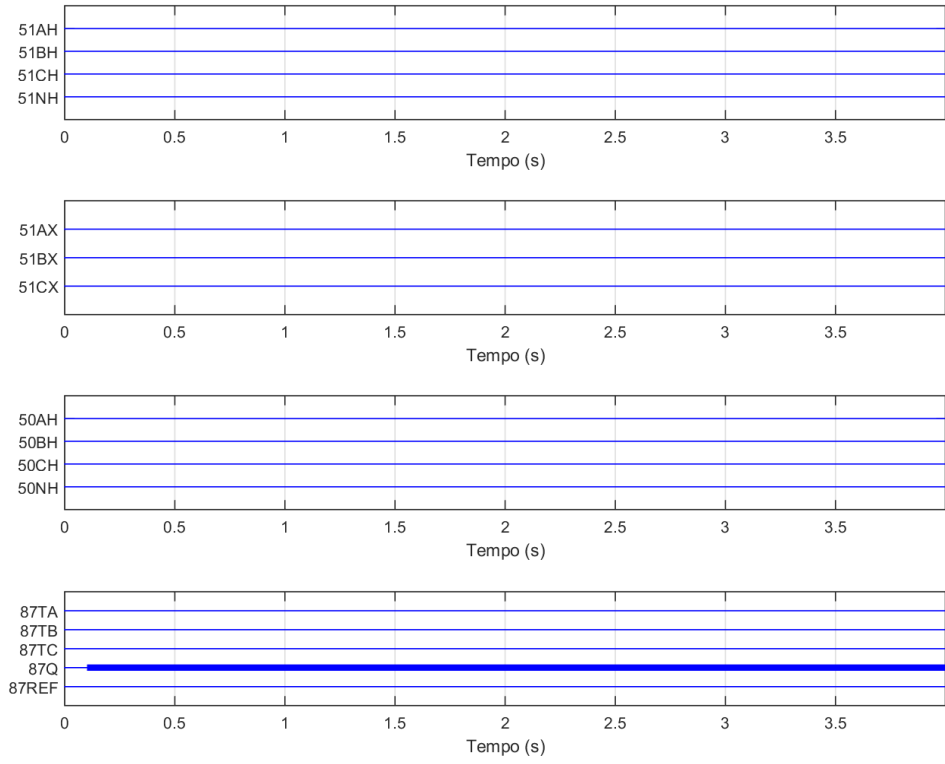


Figura 3.18 - Atuação dos elementos de proteção para o caso 5

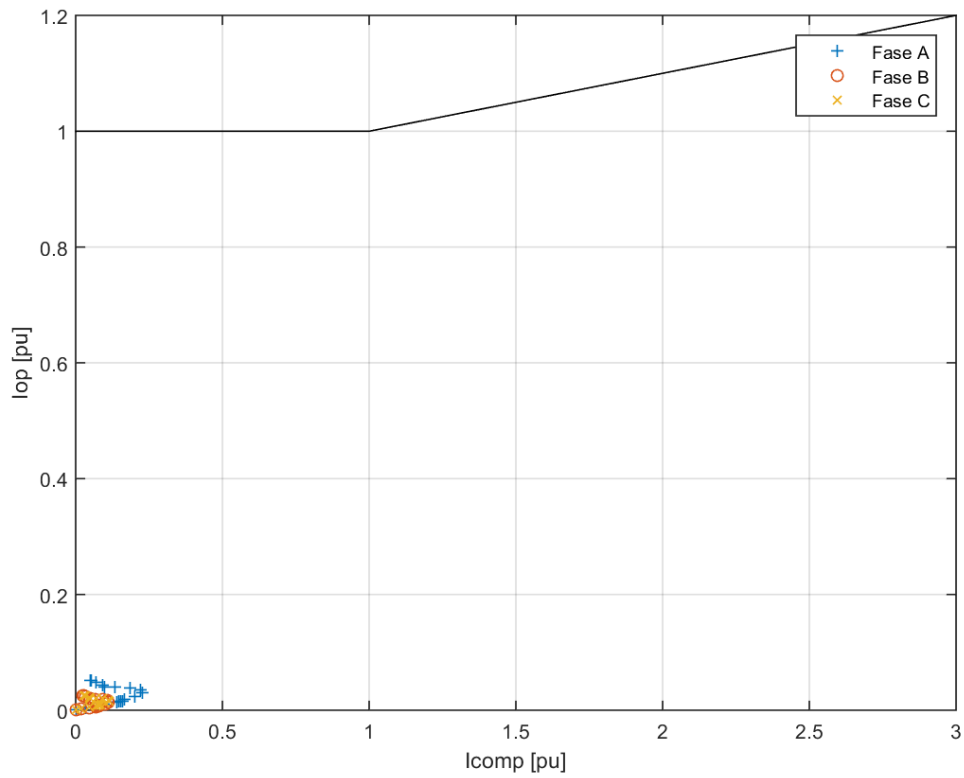


Figura 3.19 - Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase (caso 5)

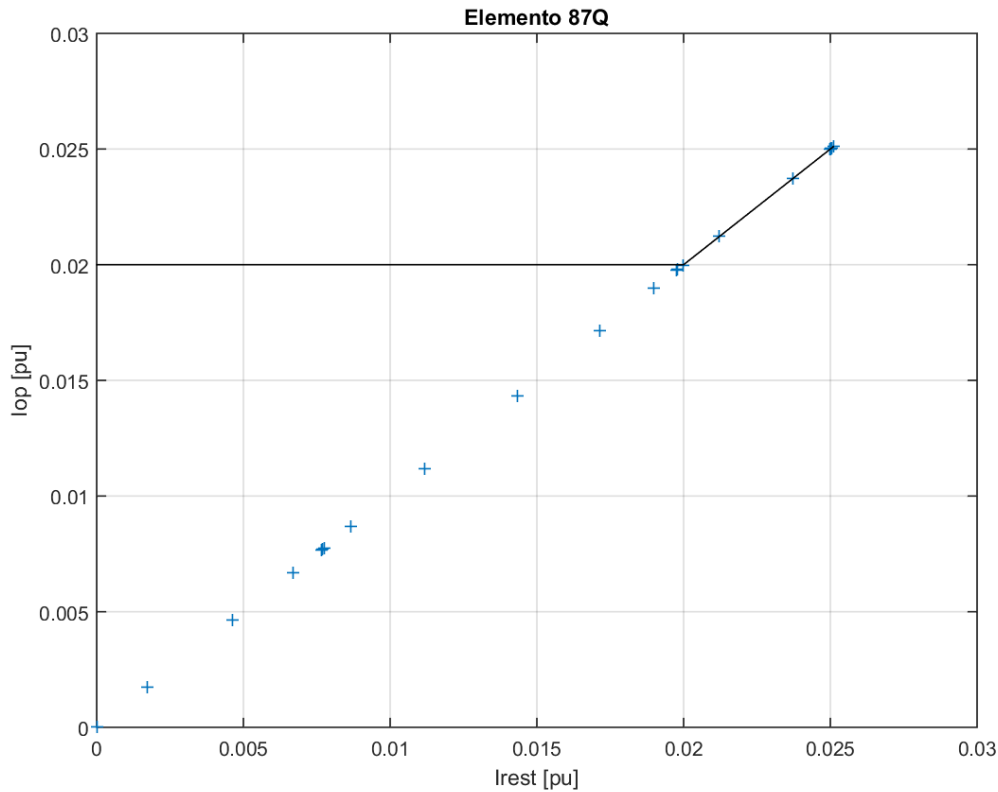


Figura 3.20 - Correntes de operação e restrição da unidade 87Q (caso 5)

É possível observar na Figura 3.19 que os elementos de fase da função diferencial ficaram, para todas as fases, na região de restrição. Já o elemento 87Q atuou, entretanto, a corrente de operação está no limite da região de operação. Dessa forma, seria interessante que a corrente de *pick-up* tivesse seu valor diminuído para que não ocorresse a falta sem a atuação desse elemento. Isso é reforçado pelo fato de que a 87Q foi o único elemento a atuar nesse caso, ou seja, se ele falhasse também a falta não seria percebida pelas proteções elétricas recomendadas para proteção de transformadores de potência e isso poderia causar um dano no equipamento e um possível desligamento no sistema.

3.3.3 Energização do lado de baixa tensão

Já para a simulação dos casos de faltas na energização do lado de baixa tensão, fecha-se a chave do sistema teste desse lado e a do lado de alta permanece aberta. Foram realizados seis diferentes casos de curto-circuito, entre eles: curto-circuito espira-terra dos lados estrela e delta e curto-circuito entre espiras para os dois lados do transformador. Em todos os casos, foram considerados diferentes proporções de curto tanto entre espiras quanto entre espira e terra. A Tabela 3.12 mostra um resumo das atuações da função

diferencial (87T, 87Q e 87REF) em cada caso. Já as funções de sobrecorrente instantânea e temporizada são mostradas nas Tabela 3.13 e Tabela 3.14, respectivamente.

Tabela 3.12 - Casos simulados na energização BT (função diferencial)

Caso	Descrição	Atuação				
		87T			87Q	87REF
		A	B	C		
1	Curto espira-terra - lado estrela (10%)	✓	-	-	✓	✓
2	Curto entre espiras - lado estrela (1%)	-	-	-	✓	-
3	Curto entre espiras - lado estrela (80%)	✓	-	-	✓	-
4	Curto espira-terra - lado delta (10%)	✓	-	✓	✓	-
5	Curto entre espiras - lado delta (1%)	-	-	-	✓	-
6	Curto entre espiras - lado delta (80%)	✓	✓	✓	✓	-

Tabela 3.13 - Casos simulados na energização BT (função sobrecorrente instantâneo)

Caso	Descrição	Atuação			
		50			
		50AH	50BH	50CH	50NH
1	Curto espira-terra - lado estrela (10%)	-	-	-	-
2	Curto entre espiras - lado estrela (1%)	-	-	-	-
3	Curto entre espiras - lado estrela (80%)	-	-	-	-
4	Curto espira-terra - lado delta (10%)	-	-	-	-
5	Curto entre espiras - lado delta (1%)	-	-	-	-
6	Curto entre espiras - lado delta (80%)	-	-	-	-

Tabela 3.14 - Casos simulados na energização BT (função sobrecorrente temporizado)

Caso	Descrição	Atuação						
		51						
		51AH	51BH	51CH	51NH	51AX	51BX	51CX
1	Curto espira-terra - lado estrela (10%)	-	-	-	✓	-	-	-
2	Curto entre espiras - lado estrela (1%)	-	-	-	-	-	-	-
3	Curto entre espiras - lado estrela (80%)	-	-	-	-	-	-	-
4	Curto espira-terra - lado delta (10%)	-	-	-	-	-	-	-
5	Curto entre espiras - lado delta (1%)	-	-	-	-	-	-	-
6	Curto entre espiras - lado delta (80%)	-	-	-	-	-	-	-

Observa-se que em todos os casos simulados ocorreu atuação de pelo menos um elemento de proteção.

Abaixo são analisados os casos 1 e 6.

3.3.3.1 Curto espira-terra no lado estrela (10%)

O curto-circuito espira-terra aplicado no lado estrela em 10% da espira foi identificado pelos seguintes elementos das funções de proteção: 87TA, 87Q, 87REF e 51NH como pode ser visto na Figura 3.21.

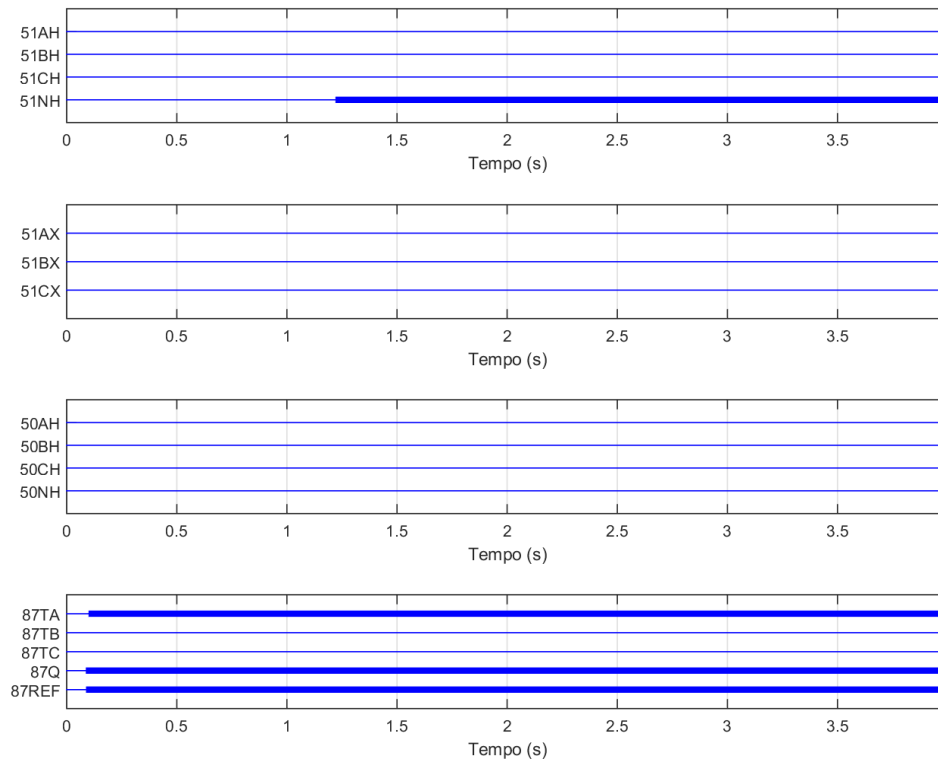


Figura 3.21 - Atuação dos elementos de proteção para o caso 1

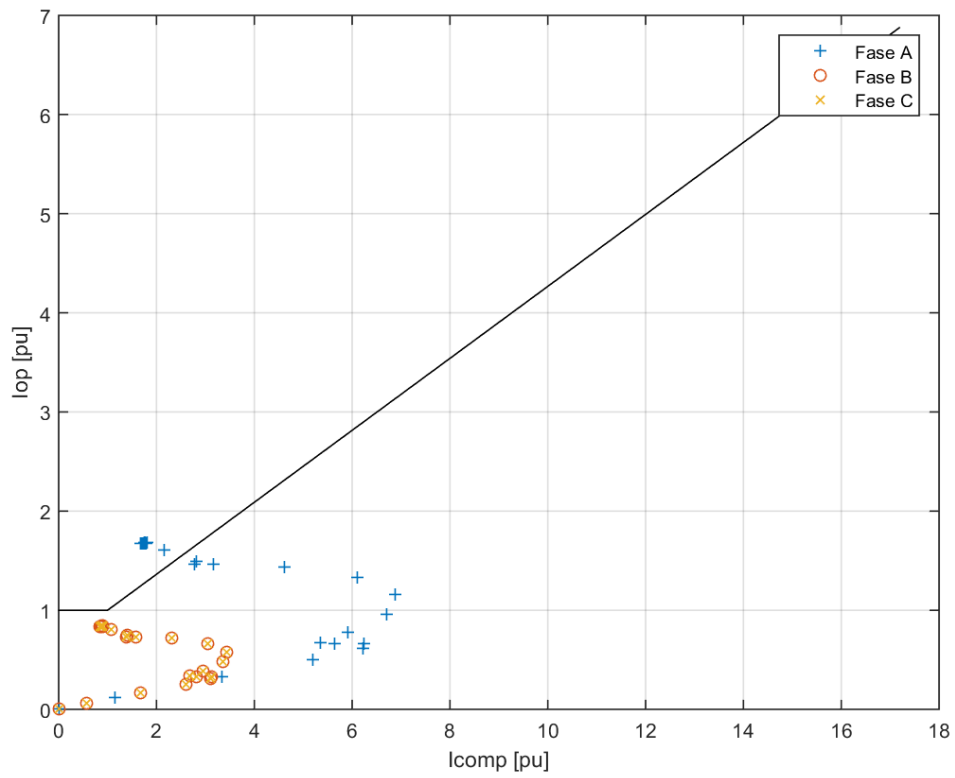


Figura 3.22 - Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase (caso 1)

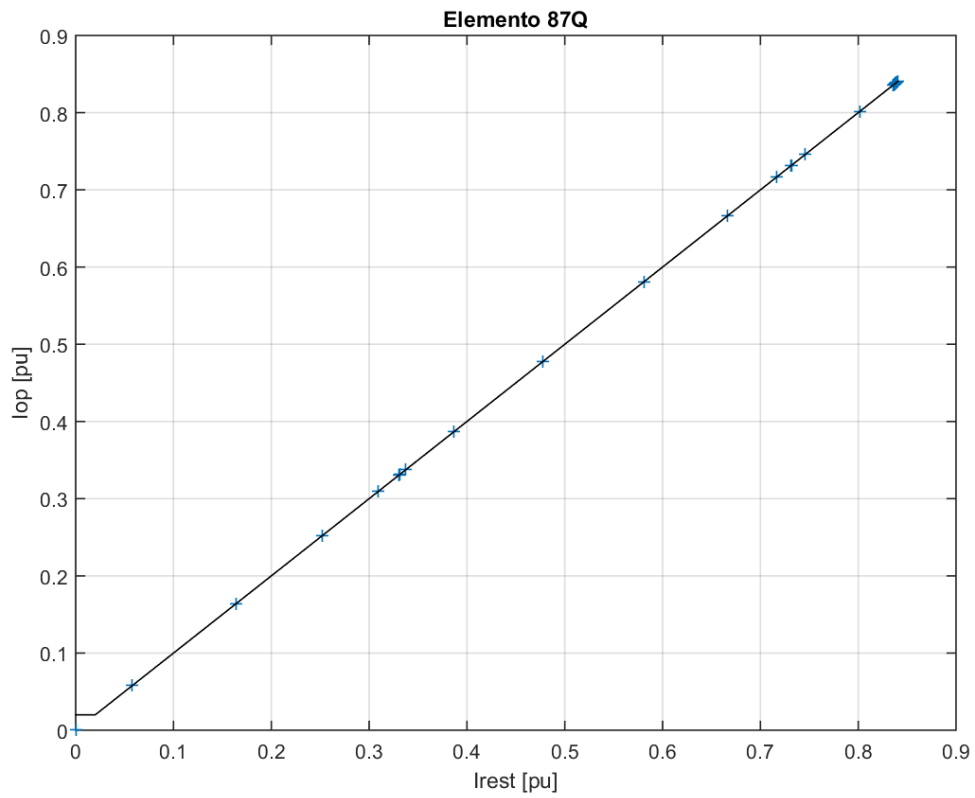


Figura 3.23 - Correntes de operação e restrição da unidade 87Q (caso 1)

Observa-se a atuação da função 87REF, uma vez que a falta ocorreu do lado estrela aterrada e existe a corrente de neutro. Além desse elemento, também é possível verificar, na Figura 3.23, que a função diferencial de sequência negativa atuou. Porém, a corrente de operação encontra-se no limite da zona de operação. Pode ser interessante que a corrente de *pick-up* desse elemento seja reduzida, para evitar que ocorra uma falha e o relé não atue.

3.3.3.2 Curto entre espiras no lado delta (80%)

O curto-circuito entre espiras aplicado entre 80% delas no lado delta foi identificado pelos seguintes elementos das funções de proteção: 87TA e 87Q, como pode ser visto na Figura 3.24.

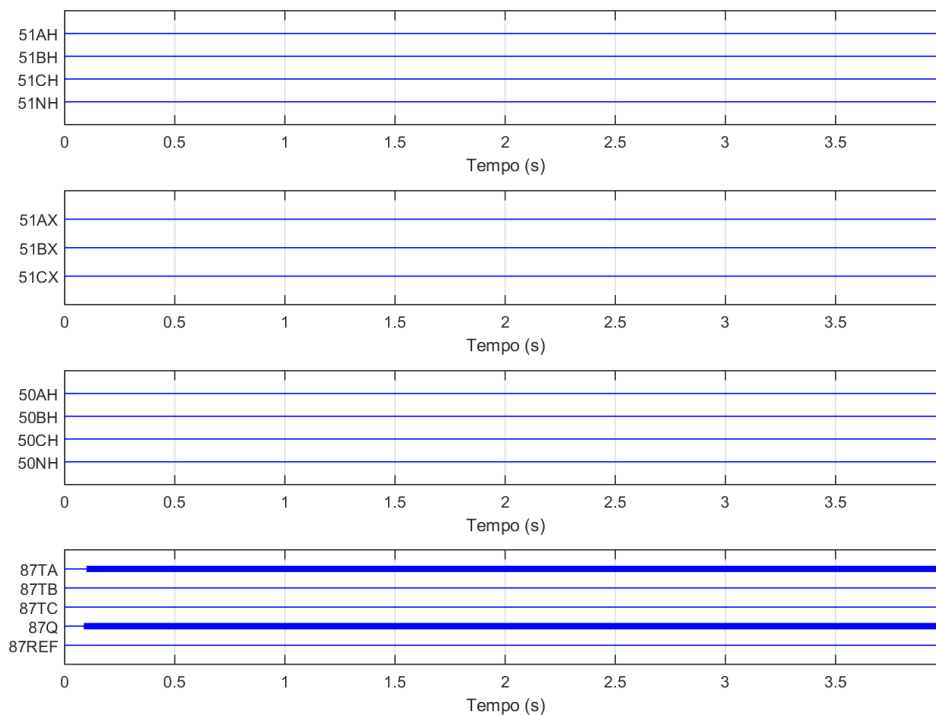


Figura 3.24 - Atuação dos elementos de proteção para o caso 6

Observa-se que não há atuação de nenhum elemento da proteção de sobrecorrente. Isso pode ser explicado pelo fato de que falhas internas entre espiras são de difícil identificação, principalmente no lado do enrolamento delta, uma vez que não existe corrente de neutro e o número de proteções que podem atuar diminui.

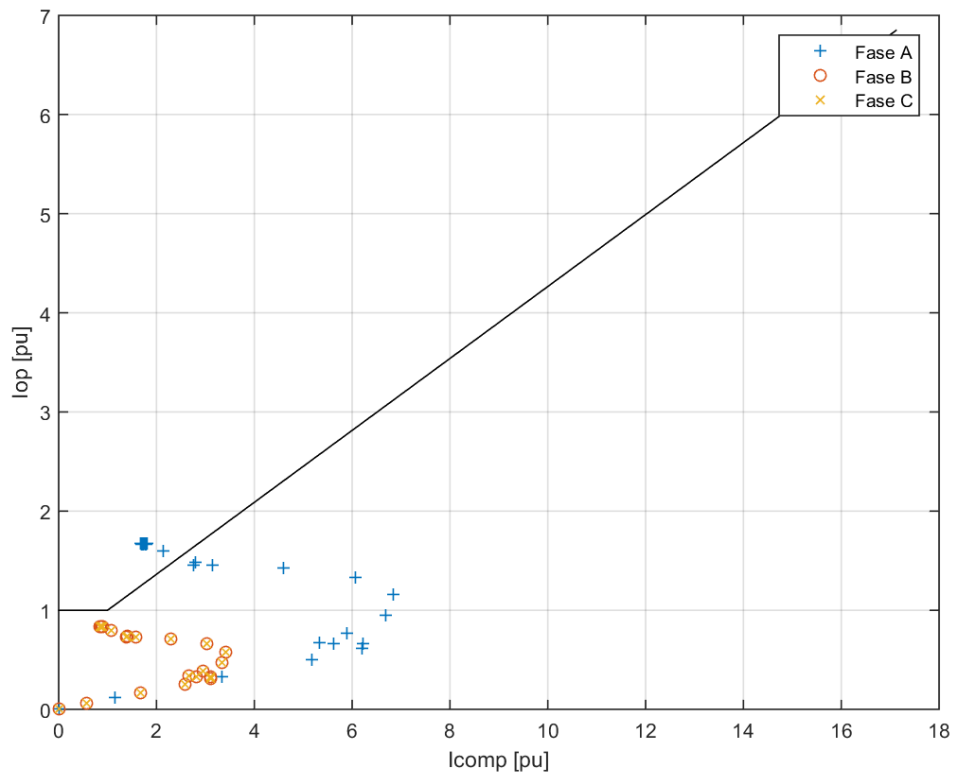


Figura 3.25 - Correntes de operação e restrição das unidades 87 de fase (caso 6)

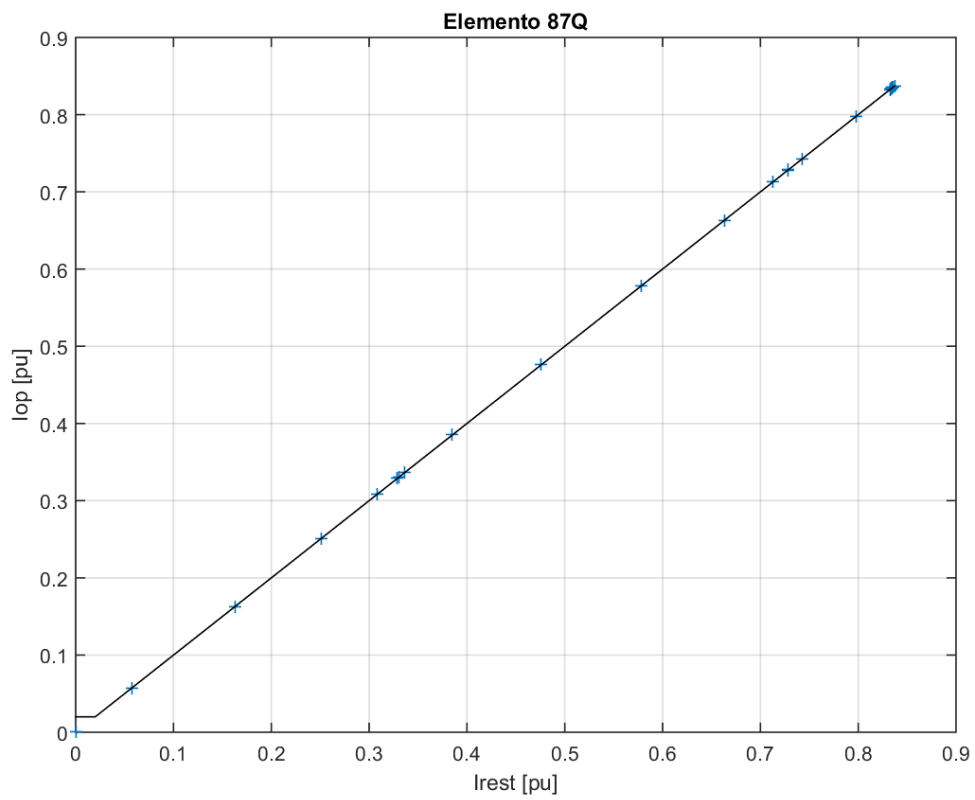


Figura 3.26 - Correntes de operação e restrição da unidade 87Q (caso 6)

Já em relação ao elemento 87Q, a corrente de operação está no limite da região de atuação, como é observado na Figura 3.26. Sugere-se diminuir a corrente de *pick-up* nesse caso para evitar que a função diferencial de sequência negativa não atue em casos de faltas internas à zona de proteção.

4 Conclusão e Propostas

Este trabalho teve como objetivo avaliar a eficácia das funções de proteção propostas pelo ONS para fazer a proteção de transformadores e autotransformadores do SIN. Para isso, utilizou-se um sistema teste e funções implementadas em MATLAB para simular faltas nos enrolamentos do transformador do sistema teste e verificar a atuação das funções de proteção.

As análises realizadas para os casos simulados mostraram que a utilização das funções diferencial e de sobrecorrente atende à maioria dos casos, excluindo-se um, o curto espira-terra em 10% da espira do lado delta.

Observou-se que a proteção diferencial atua mais rapidamente, quando comparada à de sobrecorrente. Além disso, curtos-circuitos entre espiras em proporções pequenas das espiras são difíceis de serem identificados. Portanto, é importante que sejam estudados outros tipos de proteção, tanto elétricas quanto intrínsecas, para evitar que falhas desse tipo resultem em danos ao equipamento e desligamentos do sistema elétrico.

Com a metodologia proposta, é possível avaliar o desempenho e verificar se existe algum caso de falha que ocorre frequentemente no sistema e que não é identificado pelos esquemas de proteção que são utilizados pelos Agentes no cotidiano. Com isso, é possível verificar quais são os tipos de falhas não identificadas e trabalhar em cima delas para propor uma melhoria no sistema de proteção do Sistema Interligado Nacional.

Assim, como proposta de trabalhos futuros, pode-se citar:

- Fazer a análise de sensibilidade paramétrica das funções, com o objetivo de avaliá-las mais profundamente e verificar se os ajustes foram escolhidos de maneira apropriada;
- Realizar a simulação para outros tipos de falta, como as faltas nos terminais do transformador (curtos-circuitos fase-terra e entre fases) ou ainda no comutador de *taps* sob carga;

- Implementar no MATLAB outras funções de proteção e verificar a sua eficácia para identificação de falhas, observando se o tempo de atuação é menor do que o descrito para as funções diferencial e de sobrecorrente. Se isso realmente acontecer, fazer sugestões para o ONS para revisão dos requisitos mínimos de proteção de transformadores e autotransformadores do SIN.

5 Referências

[1] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (2012). Filosofias das proteções dos transformadores da rede de operação do ONS.

[2] FERRER, H. J. A.; SCHWEITZER, E. O (2010). Modern Solutions for Protection, Control, and Monitoring of Electric Power Systems. Pullman, Washington USA: Quality Books, Inc..

[3] TAVARES, K. A. (2013). Modelagem e Simulação da Proteção Diferencial de Transformadores de Potência no ATP. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGEE.DM - 545/2013, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 91p.

[4] MORAES, C. R.; HONORATO, T. R. (2016). Validação Experimental do Modelo Computacional das Funções de Proteção de Transformadores, Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica, Publicação 2016, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília,DF, 66p.

[5] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (2011). Procedimentos de Rede - Submódulo 2.6: Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações. Brasília. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>>.

[6] A. GUZMAM, H. ALTUVE, AND D. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (2005). “Power transformer protection improvements with numerical relays”.

[7] VERNEY, L. H. C. DE (2012). Desempenho da Proteção Diferencial em Transformadores de Potência Perante Condições Especiais de Operação. Dissertação de

Mestrado em Engenharia Elétrica – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC.

[8] ABB (2004). REF610 – Technical Reference Manual.

[9] MAMEDE FILHO, J M.; MAMEDE, D. R. (2011). Proteção de Sistemas Elétricos de Potência, Rio de Janeiro: Editora LTC, 1ª Ed.

[10] PAITHANKAR, Y. G.; BHIDE, S. R. (2004). Fundamentals of Power System Protection, India: Prentice-Hall, 1st Ed.

[11] G. ZIEGLER (2012). Numerical Differential Protection: Principles and Applications. 2ª Edição, John Wiley & Sons.

[12] IEEE (2008). Guide for Protecting Power Transformers. IEEE Standard C37.91-2008.

[13] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (2012). Análise Estatística dos Desligamentos Forçados de Componentes do Sistema Elétrico Brasileiro Referente ao Ano de 2011. ONS RE 03/202/2012.

[14] P. M. MIGUEL (2011). Introdução à Simulação de Relés de Proteção Usando a Linguagem “MODELS” do ATP. 1ª Edição, Ciência Moderna.

[15] K. BEHRENDT, N. FISHER E C. LABUSCHAGNE (2006). Considerations for using harmonic blocking and harmonic restraint techniques on transformer differential relays. SEL.

ANEXO I

Código MATLAB para implementação da função 87

```
clear all;
close all;
clc;

%Leitura dos dados de entrada
arq=load('MODELS.1');

t=arq(:,1);
iaH=arq(:,2);
ibH=arq(:,3);
icH=arq(:,4);
iaX=arq(:,5);
ibX=arq(:,6);
icX=arq(:,7);
in=arq(:,8);

%Variáveis auxiliares
N=16;
f=60;
T=1/f;
fs=N*f;
dt=1/fs;
NumPontos=length(t);
a=complex(cos(2*pi/3),sin(2*pi/3));
indFalta=floor(0.5/dt);
indTrip87TA=9999;
indTrip87TB=9999;
indTrip87TC=9999;
indTrip87Q=9999;
indTrip87REF=9999;
trip87TA=false;
trip87TB=false;
trip87TC=false;
trip87Q=false;
trip87REF=false;

%Ajustes do relé
Ipickup87T=1;
Ipickup87Q=0.02;
Ipickup87REF=0.2;
SLP87T=0.4;
SLP87Q=1.0;
SLP87REF=1.0;
k2=15;
kR=2;

%Cálculo dos TAPs
```

```

Snom=50;
VnomH=230;
VnomX=69;
RTCH=400/5;
RTCX=1000/5;
CH=1;
CX=1;
TAPH=(1000*Snom*CH)/(sqrt(3)*VnomH*RTCH);
TAPX=(1000*Snom*CX)/(sqrt(3)*VnomX*RTCX);

%Matrizes de correção da defasagem angular
Mteta0X=1/sqrt(3)*[ 1 -1 0;
                   0 1 -1;
                  -1 0 1];

%Matrizes de compensação da sequência zero
MOH=1/3*[ 2 -1 -1;
          -1 2 -1;
          -1 -1 2];

%--- LAÇO DE CÁLCULO DO RELÉ ---%
for k=N+1:NumPontos
    %Calculando os fasores na frequência fundamental
    Iabc1H=[FCOS(iaH(k-N:k),1);
            FCOS(ibH(k-N:k),1);
            FCOS(icH(k-N:k),1)];
    Iabc1X=[FCOS(iaX(k-N:k),1);
            FCOS(ibX(k-N:k),1);
            FCOS(icX(k-N:k),1)];
    Ia1H(k)=Iabc1H(1);
    Ib1H(k)=Iabc1H(2);
    Ic1H(k)=Iabc1H(3);
    Ia1X(k)=Iabc1X(1);
    Ib1X(k)=Iabc1X(2);
    Ic1X(k)=Iabc1X(3);

    %Calculando os fasores na 2a harmônica
    Iabc2H=[FCOS(iaH(k-N:k),2);
            FCOS(ibH(k-N:k),2);
            FCOS(icH(k-N:k),2)];
    Iabc2X=[FCOS(iaX(k-N:k),2);
            FCOS(ibX(k-N:k),2);
            FCOS(icX(k-N:k),2)];
    Ia2H(k)=Iabc2H(1);
    Ib2H(k)=Iabc2H(2);
    Ic2H(k)=Iabc2H(3);
    Ia2X(k)=Iabc2X(1);
    Ib2X(k)=Iabc2X(2);
    Ic2X(k)=Iabc2X(3);

    %Calculando os fasores corrigidos na frequência fundamental
    Iabc1HC=(1/TAPH)*MOH*Iabc1H;
    Iabc1XC=(1/TAPX)*Mteta0X*Iabc1X;
    Ia1HC(k)=Iabc1HC(1);
    Ib1HC(k)=Iabc1HC(2);
    Ic1HC(k)=Iabc1HC(3);
    Ia1XC(k)=Iabc1XC(1);
    Ib1XC(k)=Iabc1XC(2);
    Ic1XC(k)=Iabc1XC(3);

```

```

%Calculando os fasores corrigidos na 2a harmônica
Iabc2HC=(1/TAPH)*M0H*Iabc2H;
Iabc2XC=(1/TAPX)*Mteta0X*Iabc2X;
Ia2HC(k)=Iabc2HC(1);
Ib2HC(k)=Iabc2HC(2);
Ic2HC(k)=Iabc2HC(3);
Ia2XC(k)=Iabc2XC(1);
Ib2XC(k)=Iabc2XC(2);
Ic2XC(k)=Iabc2XC(3);

%Calculo das correntes de restrição de 2a harmônica
Irest2A(k)=abs(Ia2HC(k))+abs(Ia2XC(k));
Irest2B(k)=abs(Ib2HC(k))+abs(Ib2XC(k));
Irest2C(k)=abs(Ic2HC(k))+abs(Ic2XC(k));

%Calculando os fasores corrigidos de sequência negativa
IQH(k)=(1/3)*(Ia1HC(k)+a^2*Ib1HC(k)+a*Ic1HC(k));
IQX(k)=(1/3)*(Ia1XC(k)+a^2*Ib1XC(k)+a*Ic1XC(k));

%Cálculo das correntes usadas no 87REF
IN(k)=(1/TAPH)*FCOS(in(k-N:k),1);
IO(k)=(1/TAPH/3)*(Ia1H(k)+Ib1H(k)+Ic1H(k));

%Funções 87T
IopA(k)=abs(Ia1HC(k)+Ia1XC(k));
IrestA(k)=abs(Ia1HC(k))+abs(Ia1XC(k));
IrestHarmA(k)=100/k2*Irest2A(k);
IcompA(k)=IrestA(k)+(1/SLP87T)*IrestHarmA(k);
IopB(k)=abs(Ib1HC(k)+Ib1XC(k));
IrestB(k)=abs(Ib1HC(k))+abs(Ib1XC(k));
IrestHarmB(k)=100/k2*Irest2B(k);
IcompB(k)=IrestB(k)+(1/SLP87T)*IrestHarmB(k);
IopC(k)=abs(Ic1HC(k)+Ic1XC(k));
IrestC(k)=abs(Ic1HC(k))+abs(Ic1XC(k));
IrestHarmC(k)=100/k2*Irest2C(k);
IcompC(k)=IrestC(k)+(1/SLP87T)*IrestHarmC(k);

%Função 87Q
IopQ(k)=abs(IQH(k)+IQX(k));
IrestQ(k)=max(abs(IQH(k)),abs(IQX(k)));

%Função 87REF
IopREF(k)=abs(IN(k));
IrestREF(k)=kR*(abs(IN(k)-3*IO(k))-abs(IN(k)+3*IO(k)));

%Lógica de trip
if (IopA(k)>SLP87T*IcompA(k) && (IopA(k)>Ipickup87T) &&
(trip87TA==false)
    trip87TA=true
    indTrip87TA=k;
end
if (IopB(k)>SLP87T*IcompB(k) && (IopB(k)>Ipickup87T) &&
(trip87TB==false)
    trip87TB=true
    indTrip87TB=k;
end
if (IopC(k)>SLP87T*IcompC(k) && (IopC(k)>Ipickup87T) &&
(trip87TC==false)
    trip87TC=true
    indTrip87TC=k;

```

```

end
%
if (IopQ(k)>SLP87Q*IrestQ(k)) && (IopQ(k)>Ipickup87Q) &&
(trip87Q==false)
    trip87Q=true
    indTrip87Q=k;
end
%
if (IopREF(k)>SLP87REF*IrestREF(k)) && (IopREF(k)>Ipickup87REF) &&
(trip87REF==false)
    trip87REF=true
    indTrip87REF=k;
end

VET_trip87TA(k)=trip87TA;
VET_trip87TB(k)=trip87TB;
VET_trip87TC(k)=trip87TC;
VET_trip87Q(k)=trip87Q;
VET_trip87REF(k)=trip87REF;

end

%Plotando as figuras
ini=2*N;
fim=NumPontos;

figure(5),
plot(t(ini:fim)-t(ini), iaX(ini:fim)/TAPX, ...
     t(ini:fim)-t(ini), ibX(ini:fim)/TAPX, ...
     t(ini:fim)-t(ini), icX(ini:fim)/TAPX);
xlabel('Tempo (s)');
ylabel('Corrente (pu)');
title('Fasores Corrente no Lado de BT');
grid on;
saveas (figure(5), 'Figure5.png');

figure(6),
plot(t(ini:fim)-t(ini), iaH(ini:fim)/TAPH, ...
     t(ini:fim)-t(ini), ibH(ini:fim)/TAPH, ...
     t(ini:fim)-t(ini), icH(ini:fim)/TAPH);
xlabel('Tempo (s)');
ylabel('Corrente (pu)');
title('Fasores Corrente no Lado de AT');
grid on;
saveas (figure(6), 'Figure6.png');

figure(7),
plot(t(ini:fim)-t(ini), abs(Ia1X(ini:fim))/TAPX, ...
     t(ini:fim)-t(ini), abs(Ib1X(ini:fim))/TAPX, ...
     t(ini:fim)-t(ini), abs(Ic1X(ini:fim))/TAPX);
xlabel('Tempo (s)');
ylabel('Corrente (pu)');
title('Fasores Corrente no Lado de BT');
grid on;
saveas (figure(7), 'Figure7.png');

```



```

figure(8),
plot(t(ini:fim)-t(ini),abs(Ia1H(ini:fim))/TAPH,...
      t(ini:fim)-t(ini),abs(Ib1H(ini:fim))/TAPH,...
      t(ini:fim)-t(ini),abs(Ic1H(ini:fim))/TAPH);
xlabel('Tempo (s)');
ylabel('Corrente (pu)');
title('Fasores Corrente no Lado de AT');
grid on;
saveas (figure(8), 'Figure8.png');

figure(9),
MaxIOP=max([max(IopA) max(IopB) max(IopC) ...
            max(IcompA) max(IcompB) max(IcompC)]);
if MaxIOP<Ipickup87T
    MaxIOP=1.2*Ipickup87T;
end
plot(IcompA(ini:fim),IopA(ini:fim),'+',...
      IcompB(ini:fim),IopB(ini:fim),'o',...
      IcompC(ini:fim),IopC(ini:fim),'x',...
      [0 Ipickup87T MaxIOP/SLP87T],[Ipickup87T Ipickup87T MaxIOP],'k');
grid on;
xlabel('Icomp [pu]');
ylabel('Iop [pu]');
legend('Fase A','Fase B','Fase C');
saveas (figure(9), 'Figure9.png');

figure(10),
MaxIOP=max(IopQ);
if MaxIOP<Ipickup87Q
    MaxIOP=2*Ipickup87Q;
end
plot(IrestQ(ini:fim),IopQ(ini:fim),'+',...
      [0 Ipickup87Q MaxIOP/SLP87Q],[Ipickup87Q Ipickup87Q MaxIOP],'k');
grid on;
xlabel('Irest [pu]');
ylabel('Iop [pu]');
title('Elemento 87Q');
saveas (figure(10), 'Figure10.png');

figure(11),
Limiar=Ipickup87REF*ones(size(IopREF));
plot(t(ini:fim)-t(ini),IopREF(ini:fim),...
      t(ini:fim)-t(ini),IrestREF(ini:fim),...
      t(ini:fim)-t(ini),Limiar(ini:fim));
xlabel('Tempo (s)');
ylabel('Corrente (pu)');
title('Elemento 87REF');
legend('Iop','Ires','Limiar');
grid on;
saveas (figure(11), 'Figure11.png');

figure(12),
plot(t(ini:fim)-
t(ini),abs(Irest2A(ini:fim))./abs(IopA(ini:fim))*100,...
      t(ini:fim)-
t(ini),abs(Irest2B(ini:fim))./abs(IopB(ini:fim))*100,...
      t(ini:fim)-t(ini),abs(Irest2C(ini:fim))./abs(IopC(ini:fim))*100)

```

```

grid on;
xlabel('Tempo (s)');
ylabel('Porcentagem da Fundamental (%)');
legend('Fase A', 'Fase B', 'Fase C');
saveas (figure (12), 'Figure12.png');

%plotando função 87
ini=1; fim=NumPontos;
pos=0; inc=-0.1; cor='blue';
figure (13);
[p pos]=PlotLinhas (t (ini:fim), VET_trip87TA (ini:fim), pos, inc, cor);
[p pos]=PlotLinhas (t (ini:fim), VET_trip87TB (ini:fim), pos, inc, cor);
[p pos]=PlotLinhas (t (ini:fim), VET_trip87TC (ini:fim), pos, inc, cor);
[p pos]=PlotLinhas (t (ini:fim), VET_trip87Q (ini:fim), pos, inc, cor);
[p pos]=PlotLinhas (t (ini:fim), VET_trip87REF (ini:fim), pos, inc, cor);
hold off
grid on
set(gcf, 'Position', [100 100 960 150], 'PaperPositionMode', 'auto')
axis([t (ini) t (fim) pos+inc 0])
set(gca, 'YTick', pos:-inc:inc);
set(gca, 'YTickLabel', {'87REF', '87Q', '87TC', '87TB', '87TA'})
xlabel('Tempo (s)');
saveas (figure (13), 'Figure13.png');

```

ANEXO II

Código MATLAB para implementação da função 50/51

```
clear all;
close all;
clc;

%Leitura dos dados de entrada
arq=load('MODELS.1');

t=arq(:,1);
iaH=arq(:,2);
ibH=arq(:,3);
icH=arq(:,4);
iaX=arq(:,5);
ibX=arq(:,6);
icX=arq(:,7);
in=arq(:,8);

%Variáveis auxiliares
N=16;
f=60;
T=1/f;
fs=N*f;
dt=1/fs;
NumPontos=length(t);
a=complex(cos(2*pi/3),sin(2*pi/3));
RTCA=80;
RTCB=200;
indFalta=floor(0.5/dt);
%
trip50H_A=false;
trip50H_B=false;
trip50H_C=false;
trip50H_N=false;
trip50H=false;
trip50X_A=false;
trip50X_B=false;
trip50X_C=false;
trip50X=false;
indTrip50H_A=inf;
indTrip50H_B=inf;
indTrip50H_C=inf;
indTrip50H_N=inf;
indTrip50H=inf;
indTrip50X_A=inf;
indTrip50X_B=inf;
indTrip50X_C=inf;
indTrip50X=inf;
%
```

```

trip51H_A=false;
trip51H_B=false;
trip51H_C=false;
trip51H_N=false;
trip51H=false;
trip51X_A=false;
trip51X_B=false;
trip51X_C=false;
trip51X=false;
indTrip51H_A=inf;
indTrip51H_B=inf;
indTrip51H_C=inf;
indTrip51H_N=inf;
indTrip51H=inf;
indTrip51X_A=inf;
indTrip51X_B=inf;
indTrip51X_C=inf;
indTrip51X=inf;
%
flag51H_A=false;
flag51H_B=false;
flag51H_C=false;
flag51H_N=false;
flag51H=false;
flag51X_A=false;
flag51X_B=false;
flag51X_C=false;
flag51X=false;
indFlag51H_A=inf;
indFlag51H_B=inf;
indFlag51H_C=inf;
indFlag51H_N=inf;
indFlag51H=inf;
indFlag51X_A=inf;
indFlag51X_B=inf;
indFlag51X_C=inf;
indFlag51X=inf;

%Cálculo dos TAPs
Snom=50;
VnomH=230;
VnomX=69;
RTCH=400/5;
RTCX=1000/5;
CH=1;
CX=1;
TAPH=(1000*Snom*CH)/(sqrt(3)*VnomH*RTCH);
TAPX=(1000*Snom*CX)/(sqrt(3)*VnomX*RTCX);

%Ajustes do relé 50
Ipickup50H=15.93;
Ipickup50NH=3.98;
k2=15;
kR=2;

%Ajustes do relé 51
Ipickup51X=1.75*TAPX;
Ipickup51H=1.75*TAPH;
Ipickup51NH=0.48;

%Ajustes do relé 87T

```

```

Ipickup87T=1;
Ipickup87Q=0.02;
Ipickup87REF=0.2;
SLP87T=0.4;
SLP87Q=1.0;
SLP87REF=1.0;
k2=15;
kR=2;

```

```

iaH=iaH/TAPH;
ibH=ibH/TAPH;
icH=icH/TAPH;
iaX=iaX/TAPX;
ibX=ibX/TAPX;
icX=icX/TAPX;
in=in/TAPH;

```

```

%--- LAÇO DE CÁLCULO DO RELÉ ---%
for k=N+1:NumPontos

```

```

    %Calculando os fasores na frequência fundamental

```

```

    Iabc1H=[FCOS(iaH(k-N:k),1);
           FCOS(ibH(k-N:k),1);
           FCOS(icH(k-N:k),1)];
    InH(k)=FCOS(in(k-N:k),1);
    Iabc1X=[FCOS(iaX(k-N:k),1);
           FCOS(ibX(k-N:k),1);
           FCOS(icX(k-N:k),1)];
    Ia1H(k)=Iabc1H(1);
    Ib1H(k)=Iabc1H(2);
    Ic1H(k)=Iabc1H(3);
    Ia1X(k)=Iabc1X(1);
    Ib1X(k)=Iabc1X(2);
    Ic1X(k)=Iabc1X(3);

```

```

    % ----- Função 50 -----%

```

```

    %lado AT

```

```

    [trip50H_A,
 indTrip50H_A]=func50(Ia1H(k),Ipickup50H,trip50H_A,indTrip50H_A,k);
    [trip50H_B,
 indTrip50H_B]=func50(Ib1H(k),Ipickup50H,trip50H_B,indTrip50H_B,k);
    [trip50H_C,
 indTrip50H_C]=func50(Ic1H(k),Ipickup50H,trip50H_C,indTrip50H_C,k);
    [trip50H_N,
 indTrip50H_N]=func50(InH(k),Ipickup50NH,trip50H_N,indTrip50H_N,k);

```

```

    VET_trip50H_A(k)=trip50H_A;
    VET_trip50H_B(k)=trip50H_B;
    VET_trip50H_C(k)=trip50H_C;
    VET_trip50H_N(k)=trip50H_N;

```

```

% ----- Função 51 -----%
%Lógica de trip função 51
%lado AT
[trip51H_A, indTrip51H_A, flag51H_A,
indFlag51H_A]=func51(Ia1H(k),Ipickup51H,...

trip51H_A,indTrip51H_A,...

flag51H_A,indFlag51H_A,k,dt);
[trip51H_B, indTrip51H_B, flag51H_B,
indFlag51H_B]=func51(Ib1H(k),Ipickup51H,...

trip51H_B,indTrip51H_B,...

flag51H_B,indFlag51H_B,k,dt);
[trip51H_C, indTrip51H_C, flag51H_C,
indFlag51H_C]=func51(Ic1H(k),Ipickup51H,...

trip51H_C,indTrip51H_C,...

flag51H_C,indFlag51H_C,k,dt);
[trip51H_N, indTrip51H_N, flag51H_N,
indFlag51H_N]=func51(InH(k),Ipickup51NH,...

trip51H_N,indTrip51H_N,...

flag51H_N,indFlag51H_N,k,dt);
if (trip51H_A || trip51H_B || trip51H_C || trip51H_N) &&
(~trip51H)
    trip51H=true;
    indTrip51H=k;
end

VET_trip51H_A(k)=trip51H_A;
VET_trip51H_B(k)=trip51H_B;
VET_trip51H_C(k)=trip51H_C;
VET_trip51H_N(k)=trip51H_N;

%lado BT
[trip51X_A, indTrip51X_A, flag51X_A,
indFlag51X_A]=func51(Ia1X(k),Ipickup51X,...

trip51X_A,indTrip51X_A,...

flag51X_A,indFlag51X_A,k,dt);
[trip51X_B, indTrip51X_B, flag51X_B,
indFlag51X_B]=func51(Ib1X(k),Ipickup51X,...

trip51X_B,indTrip51X_B,...

flag51X_B,indFlag51X_B,k,dt);
[trip51X_C, indTrip51X_C, flag51X_C,
indFlag51X_C]=func51(Ic1X(k),Ipickup51X,...

trip51X_C,indTrip51X_C,...

flag51X_C,indFlag51X_C,k,dt);
if (trip51X_A || trip51X_B || trip51X_C) && (~trip51X)
    trip51X=true;
    indTrip51X=k;
end

```

```

    VET_trip51X_A(k)=trip51X_A;
    VET_trip51X_B(k)=trip51X_B;
    VET_trip51X_C(k)=trip51X_C;

end

%plotando função 51AT
ini=1; fim=NumPontos;
pos=0; inc=-0.1; cor='blue';
figure(1);
[p pos]=PlotLinhas(t(ini:fim),VET_trip51H_A(ini:fim),pos,inc,cor);
[p pos]=PlotLinhas(t(ini:fim),VET_trip51H_B(ini:fim),pos,inc,cor);
[p pos]=PlotLinhas(t(ini:fim),VET_trip51H_C(ini:fim),pos,inc,cor);
[p pos]=PlotLinhas(t(ini:fim),VET_trip51H_N(ini:fim),pos,inc,cor);
hold off
grid on
set(gcf,'Position',[100 100 960 150],'PaperPositionMode','auto')
axis([t(ini) t(fim) pos+inc 0])
set(gca,'YTick',pos:-inc:inc);
set(gca,'YTickLabel',{'51NH','51CH','51BH','51AH'})
xlabel('Tempo (s)');
saveas (figure(1), 'Figure1.png');

%plotando função 51BT
ini=1; fim=NumPontos;
pos=0; inc=-0.1; cor='blue';
figure(2);
[p pos]=PlotLinhas(t(ini:fim),VET_trip51X_A(ini:fim),pos,inc,cor);
[p pos]=PlotLinhas(t(ini:fim),VET_trip51X_B(ini:fim),pos,inc,cor);
[p pos]=PlotLinhas(t(ini:fim),VET_trip51X_C(ini:fim),pos,inc,cor);
hold off
grid on
set(gcf,'Position',[100 100 960 150],'PaperPositionMode','auto')
axis([t(ini) t(fim) pos+inc 0])
set(gca,'YTick',pos:-inc:inc);
set(gca,'YTickLabel',{'51CX','51BX','51AX'})
xlabel('Tempo (s)');
saveas (figure(2), 'Figure2.png');

%plotando função 50AT
ini=1; fim=NumPontos;
pos=0; inc=-0.1; cor='blue';
figure(3);
[p pos]=PlotLinhas(t(ini:fim),VET_trip50H_A(ini:fim),pos,inc,cor);
[p pos]=PlotLinhas(t(ini:fim),VET_trip50H_B(ini:fim),pos,inc,cor);
[p pos]=PlotLinhas(t(ini:fim),VET_trip50H_C(ini:fim),pos,inc,cor);
[p pos]=PlotLinhas(t(ini:fim),VET_trip50H_N(ini:fim),pos,inc,cor);
hold off
grid on
set(gcf,'Position',[100 100 960 150],'PaperPositionMode','auto')
axis([t(ini) t(fim) pos+inc 0])
set(gca,'YTick',pos:-inc:inc);
set(gca,'YTickLabel',{'50NH','50CH','50BH','50AH'})
xlabel('Tempo (s)');
saveas (figure(3), 'Figure3.png');

```