



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

JOSÉ RAFAEL PEREIRA DE OLIVEIRA

**ANÁLISE E TESTE DA APLICABILIDADE DE RELÉ DE DISTÂNCIA EM UMA LINHA
DE TRANSMISSÃO UTILIZANDO OS SOFTWARES PS SIMUL E DISTANC**

FORTALEZA

2019

JOSÉ RAFAEL PEREIRA DE OLIVEIRA

**ANÁLISE E TESTE DA APLICABILIDADE DE RELÉ DE DISTÂNCIA EM UMA LINHA
DE TRANSMISSÃO UTILIZANDO OS SOFTWARES PS SIMUL E DISTANC**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da
Universidade Federal do Ceará, como requisito
parcial à obtenção do grau de bacharel em
Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio

FORTALEZA

2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- O47a Oliveira, José Rafael Pereira de.
Análise e teste da aplicabilidade de relé de distância em uma linha de transmissão utilizando os softwares PS Simul e Distanc / José Rafael Pereira de Oliveira. – 2019.
135 f. : il.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2019.
Orientação: Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio.
1. Relé de distância. 2. Proteção de sistemas elétricos. 3. Modelagem. 4. PS Simul. 5. Distanc. I. Título.
CDD 621.3
-

JOSÉ RAFAEL PEREIRA DE OLIVEIRA

ANÁLISE E TESTE DA APLICABILIDADE DE RELÉ DE DISTÂNCIA EM UMA LINHA
DE TRANSMISSÃO UTILIZANDO OS SOFTWARES PS SIMUL E DISTANC

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da
Universidade Federal do Ceará, como requisito
parcial à obtenção do grau de bacharel em
Engenharia Elétrica.

Aprovada em: ___/___/_____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Especialista Luiz Everardo Ferreira Gentil
Enel Distribuição Ceará

Ao meu Avô Almir,

Aos meus pais, família e amigos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço,

A minha mãe, Maria Edvânia Pereira de Oliveira, pelo amor, suporte e carinho ao longo de toda a minha vida.

Ao meu pai, Francisco José de Oliveira, por sempre me apoiar em todas as minhas decisões.

As minhas Avós, Zenilda e Expedita, por me tratarem sempre com o maior carinho e amor do mundo que só uma avó pode dar.

Ao meu Avô, José Almir, por ter sido um exemplo de pessoa, pai e amigo ao longo de sua vasta passagem pela nossa Terra. Obrigado por ter sido o melhor avô que eu pude ter, obrigado por me abençoar e por sempre torcer por mim. Tudo que eu faço, penso em você. Sei que está olhando para mim do local que se encontra hoje, no paraíso.

A minha prima Amanda, por ser a irmã que eu não tive.

Aos meus tios Sérgio, Ana Cristina e Roberto, por sempre me apoiarem nos meus estudos.

Aos meus amigos de UFC, Leonardo Milfont, Gabriel Marçal, Daniel Akio Morita, Airton Borges, Melissa Rebouças, Matheus Alencar, Caio Nobre, Davi Gomes, Edilan Ponciano, Fernando Pinheiro, Guilherme Bezerra e Bruno Gomes pelos estudos juntos, ajuda e amizade ao longo da graduação, pois sem vocês eu não teria conseguido.

Aos meus amigos do Colégio Lourenço Filho, Marcos da Silva, Cláudio Albuquerque, Carla Melo, Eduardo Cabral, Maria Lorena, Debora Alves e Carol Rocha, pela amizade de tantos e tantos anos.

A professora Natália Barroso, pelos ensinamentos, suporte e por sempre buscar evoluir como professora, sendo um exemplo de profissional e pessoa.

Ao professor Raimundo Furtado, pelo auxílio e orientação no processo do TCC.

A UFC, por ser a Universidade de todos nós cearenses.

Aos meus companheiros da Enel Distribuição Ceará, Rita Maria, Silvio Antônio e Saulo Cunha, pelos conselhos, completo apoio e suporte frente às dificuldades.

Ao suporte da Conprove por me auxiliar todas as vezes que eu precisei de ajuda em relação aos softwares utilizados.

Ao amigo e companheiro de Enel Maurisson Feitosa do setor de proteção, pelas dicas relacionadas ao tema de estudo.

Ao meu time de futebol, Fortaleza E.C, pela recente Tríplice Coroa (Copa do Nordeste, Campeonato Brasileiro e Campeonato Cearense).

“Tanto o insignificante quanto o extraordinário são arquitetos do mundo natural (Carl Sagan)”.

RESUMO

Devido à dependência cada vez maior da população em relação à energia elétrica, é preciso que o sistema elétrico de potência, como um todo, opere de maneira confiável. Visando eliminar e buscar problemas na rede, os sistemas de proteção são de fundamental importância, uma vez que são os responsáveis por eliminar faltas, por exemplo, no sistema elétrico, buscando sempre a melhor solução para o problema o qual foi projetado. Dentre várias funções de proteção atreladas aos relés, há aquela relacionada tanto com o conceito de proteção de retaguarda quanto ao de proteção principal dependendo do alcance das zonas de atuação, função a qual se denomina distância. Priorizando a supervisão de linhas elétricas, essa função de proteção possui ampla importância no SEP (Sistema elétrico de potência), podendo também ser uma segunda opção de atuação em caso de falhas de outros dispositivos de proteção. Inseridos nessa temática, há os softwares simuladores que permitem a modelagem do sistema elétrico e facilitam a análise dos estudos de parametrização dos relés de proteção, como os Softwares PS Simul e os softwares de testes dos relés como por exemplo o Distanc. O primeiro é utilizado para modelar e simular partes do sistema elétrico de potência e do sistema de proteção, objetivando analisar, por exemplo, situações de curto-circuito, harmônicos e desequilíbrios de tensão, além de relacionar esses problemas na rede com a atuação dos relés de proteção. Já o outro Software é utilizado para teste de desempenho de relés. O Distanc permite visualizar as zonas de proteção previamente calculadas, como também realizar testes de falta e analisar os resultados de simulações de faltas nas zonas protegidas. Dentro desse contexto, o objetivo desse trabalho é apresentar a modelagem e simulação de um sistema de proteção de distância de uma linha de transmissão utilizando os softwares PS Simul e o teste de desempenho de um relé de distância utilizando o software Distanc da mala de teste. O resultado do estudo de caso demonstrou a importância dos softwares propostos para modelar, simular e analisar vários cenários de teste do sistema de proteção. Por fim, as simulações e os testes do relé de distância foram comparados com os cálculos teóricos e com a Ordem de Ajuste das Proteções de uma linha de transmissão real, demonstrando-se satisfatórios.

Palavras-chave: *Modelar, simular, PS Simul, Distanc, Relé de distância, Zonas de proteção, Proteção de Sistemas Elétricos de Potência.*

ABSTRACT

Due to the increasing dependence of the population on electricity, the power system, as a whole, must operate reliably. In order to eliminate and search for problems in the network, protection systems have a fundamental importance, since they are responsible for eliminating faults, for example, in the electrical system, always searching the best solution to the problem that was designed. Among several protection functions linked to relays, there are those related to both the rear protection concept and the main protection concept depending on the range of the actuation zones, which is called distance. Prioritizing the supervision of power lines, this protection function is very important in the electric power system and can also be a second option in case of failure of other protection devices. Included in this theme are the simulation softwares that allow the modeling of the electrical system and facilitates the analysis of protection relay parameterization studies, such as PS Simul Software and relay testing software such as Distanc. The first one is used to model and simulate parts of the electric power system and the protection system, aiming to analyze, for example, short circuit situations, harmonics and voltage imbalances, and to relate these problems in the grid with the relay performance of protection. The other software is used for relay performance testing. Distanc allows you to view previously calculated protection zones, as well as perform fault tests and analyze the results of fault simulations in the protected zones. Within this context, the objective of this study is to present the modeling and simulation of a distance protection system on a transmission line using PS Simul software, and the performance test of a distance relay using Distanc software of the test case. The result of the case study demonstrated the importance of the proposed software to model, simulate and analyze various protection system test scenarios. Finally, the simulations and tests of the distance relay were compared with the theoretical calculations and the Protection Adjustment Order of a real transmission line, proving to be satisfactory.

Keywords: *Modeling, simulate, PS Simul, Distanc, Distanc Relay, Zones of protection, Power System Protection*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Representação de conexão dos transformadores de instrumentos.....	26
Figura 2 - Gráfico de saturação dos transformadores de corrente.....	27
Figura 3 - Princípio de funcionamento de um relé	29
Figura 4 - Tipos de relés eletromecânicos.....	31
Figura 5 - Circuito interno de um relé estático de sobrecorrente instantânea	32
Figura 6 - Formas de onda do circuito da Figura 6.....	33
Figura 7 - Diagrama de blocos do funcionamento de um relé digital.....	35
Figura 8 - Tipos de curvas padronizados na IEC 60255	36
Figura 9 - Diagrama unifilar de um sistema de transmissão radial	39
Figura 10 - Diagrama unifilar de um sistema de transmissão em anel	40
Figura 11 - Sistema com 4 linhas de transmissão	41
Figura 12 - Diagrama unifilar do relé direcional	42
Figura 13 - Diagrama vetorial para ângulo do relé de 40°	43
Figura 14 - Diagrama ligação relé diferencial	44
Figura 15 - Curva de operação de um relé diferencial.....	45
Figura 16 - Diferentes formatos de zona do plano complexo de impedância	46
Figura 17 - Diagrama de alcance das zonas de distância	48
Figura 18 - Característica de uma proteção de distância quadrilateral	48
Figura 19 - Demonstrativo das ferramentas existentes	51
Figura 20 – Demonstração do ícone “Ajustes”	52
Figura 21 - Abertura do ícone “Ajustes”.....	52
Figura 22 - Apresentação da guia “Sistema”	53
Figura 23 - Indicação da tela de “Distância”	54
Figura 24 - Tela de escolha dos parâmetros das zonas de proteção.....	55
Figura 25 - Tela de testes das zonas de proteção	56
Figura 26 - Tela de tipos de falta	56
Figura 27 - Exemplo de um teste de falta.....	57
Figura 28 - Tela de configuração das saídas da maleta de testes.....	58
Figura 29 - Segunda tela de configuração das saídas da maleta de testes.....	58
Figura 30 - Indicação para inicialização da geração.....	59

Figura 31 - Tela inicial PS SIMUL	60
Figura 32 - Criação de um novo projeto	60
Figura 33 - Tela de novo projeto.....	61
Figura 34 - Indicação da guia “Inserir”	61
Figura 35 - Blocos fonte de tensão, TP, TC e impedância	62
Figura 36 - Blocos Linha, transformador e falta	63
Figura 37 – Blocos de cálculo de impedância	63
Figura 38 - Blocos de separação e agrupamento de sinais	64
Figura 39 - Bloco de união dos sinais “R” e “X” e bloco de ganho	64
Figura 40 - Simulação do relé de distância para falta fase-fase	65
Figura 41 - Simulação do relé de distância para falta fase-terra	65
Figura 42 - Demonstração da primeira maneira de medição	66
Figura 43 - Demonstração da segunda maneira de medição	66
Figura 44 - Demonstração dos blocos utilizados para link de medição.....	67
Figura 45 – Gráficos presentes na ferramenta.....	68
Figura 46 - Tela “Run Time” para inserção dos gráficos	69
Figura 47 - Escolha dos sinais para plotagem	69
Figura 48 – Fluxograma da metodologia	73
Figura 49 - Diagrama unifilar do trecho do SEP estudado.....	74
Figura 50 - Soma vetorial para falta fase-terra.....	82
Figura 51 - Soma vetorial para falta fase-fase.....	83
Figura 52 - Parcela de corrente advinda de cada SE.....	86
Figura 53 - Zonas de proteção e zona de carga nominal.....	87
Figura 54 - Zonas com referência na barra UFC para falta trifásica na barra MGY	88
Figura 55 - Zonas com referência na barra UFC para falta trifásica na barra PCI	89
Figura 56 - Zonas com referência na barra UFC para falta trifásica nela mesma	89
Figura 57 - Zonas com referência na barra MGY para falta trifásica nela mesma.....	90
Figura 58 - Zonas com referência na barra MGY para falta trifásica na barra PCI.....	91
Figura 59 - Zonas com referência na barra MGY para falta trifásica na barra UFC	91
Figura 60 - Zonas com referência na barra UFC para falta trifásica na barra MGY	92
Figura 61 - Zonas com referência na barra UFC para falta trifásica na barra PCI.....	93

Figura 62 - Zonas com referência na barra UFC para falta trifásica na mesma barra	93
Figura 63 - Zonas com referência na barra MGY para falta trifásica nela mesma.....	94
Figura 64 - Zonas com referência na barra MGY para falta trifásica na barra PCI.....	94
Figura 65 - Zonas com referência na barra MGY para falta trifásica na barra UFC	95
Figura 66 - Zonas com referência na barra UFC para falta monofásica na barra MGY.....	96
Figura 67 - Zonas com referência na barra UFC para falta monofásica na barra PCI.....	96
Figura 68 - Zonas com referência na barra UFC para falta monofásica na mesma.....	97
Figura 69 - Zonas com referência na barra MGY para falta monofásica na mesma	98
Figura 70 - Zonas com referência na barra MGY para falta monofásica na barra PCI	98
Figura 71 - Zonas com referência na barra MGY para falta monofásica na barra UFC	99
Figura 72 - Relatório de impedâncias de barra e reduzidas	100
Figura 73 - Simulação da rede para falta fase-fase.....	101
Figura 74 - Simulação da rede para falta fase-terra.....	102
Figura 75 - Medições para falta trifásica na barra MGY	103
Figura 76 - Valor de impedância para falta trifásica na barra MGY.....	103
Figura 77 - Medições para falta trifásica no início da linha após a barra PCI	104
Figura 78 - Valor de impedância da falta trifásica no início da linha após a barra PCI.....	104
Figura 79 - Medições para falta trifásica na barra UFC.....	104
Figura 80 - Valor de impedância para falta trifásica na barra UFC	105
Figura 81 - Medições para falta monofásica na barra MGY	105
Figura 82 - Valor de impedância para falta monofásica na barra MGY	105
Figura 83 - Medições para falta monofásica no início da linha após a barra PCI.....	106
Figura 84 - Valor de impedância para falta monofásica no início da linha após a barra PCI	106
Figura 85 - Medições para falta monofásica na barra UFC	106
Figura 86 - Valor de impedância para falta monofásica na barra UFC.....	107
Figura 87 – Plotagem das zonas de proteção com referência na barra da SED MGY	110
Figura 88 - Plotagem das zonas de proteção com referência na barra da SE UFC	110
Figura 89 – Parte 1 da OAP.....	115
Figura 90 – Parte 2 da OAP.....	115
Figura 91 – Parte 3 da OAP.....	115
Figura 92 – Parte 4 da OAP.....	116

Figura 93 – Parte 5 da OAP.....	116
---------------------------------	-----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Constantes padronizadas na IEC 60255.....	37
Tabela 2 - Parâmetros de impedância da LT.....	74
Tabela 3 - Comprimento por partes da LT.....	75
Tabela 4 - Dados de Curto-Circuito	75
Tabela 5 - Valores de tensão e corrente de falta trifásica na barra UFC 69 kV	77
Tabela 6 - Informações de tensão e corrente de falta trifásica na barra MGY	80
Tabela 7 - Corrente sequência 0 e impedâncias aparentes fase-fase e fase-terra	80
Tabela 8 - Valor das zonas de proteção referência barra MGY	81
Tabela 9 - Falta fase-fase sem influência da resistência de falta	84
Tabela 10 - Falta fase-fase com influência da resistência de falta.....	84
Tabela 11 - Falta fase-terra com influência da resistência de falta	84
Tabela 12 - Comparação entre metodologias	85
Tabela 13 – Erro entre as impedâncias simuladas e calculadas para falta trifásica	107
Tabela 14 – Erro entre as impedâncias simuladas e calculadas para falta monofásica.....	108
Tabela 15 - Comparação com a OAP.....	109

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

TP	Transformador de potencial
TC	Transformador de corrente
SEP	Sistema elétrico de potência
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
SE	Subestação
SED	Subestação de Distribuição
UFC	Universidade Federal do Ceará
MGY	Maguary
OAP	Ordem de ajuste da proteção
AT	Alta tensão
NBR	Norma técnica brasileira
ABNT	Associação Brasileira de Normas técnicas
ANSI	American Nacional Standart Institute
LT	Linha de Transmissão
FF	Fase-fase
FT	Fase-terra

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	20
1.1	Histórico e motivação	20
1.2	Objetivos	22
1.2.1	<i>Objetivo geral</i>	22
1.2.2	<i>Objetivos específicos</i>	22
1.3	Estrutura do Trabalho	23
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	24
2.1	Introdução	24
2.2	Proteção de Sistemas Elétricos de Potência	24
2.3	Transformadores de Instrumentos	25
2.3.1	<i>Transformador de Corrente (TC)</i>	26
2.3.2	<i>Transformador de Potencial (TP)</i>	28
2.4	Relés de proteção	29
2.4.1	<i>Relés eletromecânicos</i>	30
2.4.2	<i>Relés eletrônicos ou estáticos</i>	31
2.4.3	<i>Relés Digitais</i>	33
2.5	Principais funções de proteção para linhas de transmissão	35
2.5.1	<i>Função de Sobrecorrente Temporizada e Instantânea</i>	35
2.5.2	<i>Função Direcional</i>	38
2.5.3	<i>Função Direfencial de linha</i>	43
2.5.4	<i>Função de Distância</i>	45
2.6	Considerações finais	49
3	SOFTWARES UTILIZADOS E SIMULAÇÃO PS SIMUL	50
3.1	Introdução	50
3.2	Software Distanc	50

3.2.1	<i>Inicialização do software e configurações da rede</i>	50
3.2.2	<i>Criação das zonas de proteção</i>	53
3.2.3	<i>Testes de curto-circuito nas zonas de proteção</i>	55
3.2.4	<i>Configuração da maleta de testes via Distanc</i>	57
3.3	Software PS SIMUL	59
3.3.1	<i>Introdução e inicialização</i>	59
3.3.2	<i>Principais blocos utilizados</i>	62
3.3.3	<i>Sistemas de medição e amostragem</i>	66
3.4	Considerações finais	70
4	ESTUDO DE CASO E RESULTADO DAS SIMULAÇÕES	71
4.1	Introdução	71
4.2	Metodologia	71
4.3	Topologia e parâmetros do sistema	74
4.4	Memorial de cálculo e aplicação da metodologia	75
4.4.1	<i>Dimensionamento dos TCs e TPs</i>	75
4.4.2	<i>Definição das zonas de proteção</i>	76
4.4.3	<i>Alcance resistivo e Impedância de Carga</i>	81
4.4.4	<i>Caracterização dos pontos de falta</i>	82
4.4.5	<i>Resultados de simulação para falta fase-fase em zonas MHO</i>	87
4.4.6	<i>Resultados de simulação para falta fase-fase em zonas quadrilaterais</i>	92
4.4.7	<i>Resultados de simulação para falta fase-terra em zonas quadrilaterais</i>	95
4.4.8	<i>Resultados de simulação utilizando Software PS Simul</i>	99
4.4.9	<i>Comparação com a OAP PCI/MGY</i>	108
4.5	Considerações finais	109
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	111
5.1	Conclusões	111
5.2	Trabalhos futuros	112

REFERÊNCIAS.....	113
-------------------------	------------

1 INTRODUÇÃO

1.1 Histórico e motivação

Desde o seu advento e popularização, a energia elétrica tem proporcionado à sociedade trabalho e desenvolvimento, e aos seus cidadãos conforto, comodidade, bem-estar e praticidade, tornando o mundo moderno cada vez mais dependente de seu correto fornecimento e mais intolerante às falhas nos sistemas elétricos (LEÃO, 2018). Com isso, as concessionárias de energia elétrica se deparam no seu dia a dia com as perturbações e anomalias de funcionamento que afetam as redes elétricas e seus órgãos de controle (CAMINHA, 1977). Assim, é uma necessidade atemporal a busca por mecanismos os quais garantam a entrega de um serviço de distribuição e transmissão de energia de maneira confiável e segura, uma vez que a dependência do uso de energia elétrica é uma crescente, sendo essa uma característica da sociedade atual globalizada.

Dentre os vários problemas que afetam o SEP, as faltas são um dos principais e podem ser definidas como qualquer falha que interfira no fluxo normal da corrente. Muitos estudos, desenvolvimento de dispositivos e projetos de esquemas de proteção têm resultado em contínuo aperfeiçoamento na prevenção e detecção de danos em linhas de transmissão e equipamentos (STEVENSON, 1986). Após a ocorrência de uma falta, podem ocorrer modificações nos valores das tensões e das correntes próprias ao órgão considerado. Logo, as grandezas atuantes sobre os equipamentos de proteção, como os relés, devem ser detectadas, obrigatoriamente, àquelas alterações anormais de módulo e/ou argumento das correntes e tensões (CAMINHA, 1977). Nesse caso, espera-se a operação de disjuntores, os quais são controlados por relés que percebem a falta. Visando uma maior garantia de proteção no emprego dos relés, são especificadas zonas de proteção para definir as partes do sistema pelas quais vários relés são responsáveis por proteger. Um relé também atuará em auxílio a outro relé numa zona ou zonas adjacentes onde a falta ocorre, no caso em que o sistema de proteção da zona adjacente falhe (STEVENSON, 1986).

De uma perspectiva geral, sistema de proteção de uma linha de transmissão pode ser definido como o conjunto de equipamentos composto por relés de proteção, relés auxiliares, equipamentos de teleproteção e acessórios destinados a realizar a proteção em caso de falhas elétricas, tais como curto-circuitos, e de outras condições anormais de operação dos componentes de um sistema elétrico (Submódulo 2.6 rev 2.0, ONS, 2010).

Além disso, para aumentar a garantia de confiabilidade do sistema, há requisitos os quais devem ser atendidos para que ocorra o correto funcionamento do SEP, dentre os quais, segundo Caminha (1977), pode-se citar:

- Sensibilidade: capacidade da proteção responder às anormalidades nas condições de operação, e aos curto-circuitos para os quais foi projetada;
- Seletividade: propriedade da proteção em reconhecer e selecionar entre aquelas condições para as quais uma imediata operação é requerida, e aquelas para as quais nenhuma operação ou um retardo de atuação é exigido;
- Velocidade; rapidez de ação na ocorrência de um curto-circuito;
- Confiabilidade: probabilidade de um componente, um equipamento ou um sistema satisfazer a função prevista, sob dadas circunstâncias;

Tendo em vista os preceitos supracitados, o estudo e projeto de um sistema de proteção é feito tomando como base atingir esses requisitos e garantir a correta operação do sistema, tanto em situação nominal quanto na ocorrência de faltas, além de tentar buscar o menor preço possível para que o projeto seja viável.

Dentre os diferentes tipos de ação da proteção referentes a relés, há a chamada proteção gradativa ou irrestrita, a qual, segundo os procedimentos de redes do ONS (Submódulo 2.6 ver 1.0, 2010), destina-se a detectar e eliminar falhas que ocorram no componente protegido e a fornecer proteção adicional para os componentes adjacentes, o que pode-se denominar também como proteção de retaguarda, na qual sua operação é coordenada com a atuação das proteções dos equipamentos adjacentes por meio de retardo de tempo intencional. São exemplos de proteção gradativa ou irrestrita as proteções de sobrecorrente e as proteções de distância.

As proteções de distância mais atuais, de característica digital, disponibilizam várias funções auxiliares, como localização de faltas, oscilografia, oscilação de potência, lógicas de teleproteção e religamento automático (SILVA, 2014). Esse tipo de proteção é utilizado, por exemplo, em linhas de transmissão e distribuição, sendo, então, extremamente importantes na composição do SEP, uma vez que protege partes do sistema essenciais para o seu correto funcionamento.

Priorizando a supervisão de linhas elétricas, essa função de proteção possui ampla importância no SEP, podendo também ser uma segunda opção de atuação em caso

de falhas de outros dispositivos de proteção. Inseridos nessa temática, há os softwares simuladores que permitem a modelagem do sistema elétrico e facilitam a análise dos estudos de parametrização dos relés de proteção. Entre muitos outros softwares, estão o PS Simul e os softwares da mala de teste, como por exemplo o Distanc para análise de desempenho de relés de distância, ambos utilizados nesse estudo e desenvolvidos pela empresa Conprove. Enquanto o PS Simul permite modelar vários cenários do sistema elétrico de potência e analisar o seu comportamento mediante condições normais e anormais, o software Distanc permite analisar o desempenho do relé por meio da visualização das zonas de proteção previamente calculadas.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho é apresentar o desenvolvimento da modelagem, simulação de um sistema de proteção de distância de uma linha de transmissão de 69 kV da subestação Pici (SED PCI) da Enel Distribuição Ceará que supre as subestações Maguary (SED MGY) e a SE Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará - UFC utilizando os softwares PS Simul e o distanc.

1.2.2 Objetivos específicos

Entre os objetivos específicos deste trabalho estão:

- Elaborar um tutorial para facilitar os testes da função de distância utilizando o software Distanc da mala de testes CE-6006 da Conprove;
- Elaborar um tutorial para facilitar o aprendizado da modelagem e simulações de uma linha de transmissão e da função de distância no software PS Simul;
- Avaliar o desempenho do plano de impedância característico da proteção de distância do relé utilizado, utilizando o software Distanc;
- Comparar os cálculos teóricos de impedância de curto-circuito obtidos no estudo da proteção da linha de transmissão com os resultados de simulação e testes do relé em laboratório;

- Comparar os resultados finais de parametrização do relé de distância com os dados dos ajustes do relé de distância da saída de linha da Subestação Maguary (SED MGY) disponibilizada na Ordem de Ajuste das Proteções (OAP).

1.3 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está estruturado por meio dos seguintes capítulos.

No Capítulo 1 é apresentada a visão geral do trabalho, sua motivação, os objetivos estabelecidos e a estrutura na qual o trabalho foi organizado.

No Capítulo 2 contempla uma revisão bibliográfica de definições e conceitos relacionados ao SEP e as características de proteção dos sistemas elétricos de potência.

No Capítulo 3 é apresentado um tutorial com a descrição orientativa para uso dos softwares Distanc e o PS Simul, ambos da Conprove, utilizados no estudo de caso.

No Capítulo 4 há o estudo de caso por meio da apresentação dos cálculos e observações realizados para obter as informações utilizadas no dimensionamento do TC, TP e do relé do sistema de proteção da linha de transmissão objeto do estudo

No capítulo 5 estão presentes as conclusões do estudo realizado, pontuando criticamente os resultados obtidos, além de apresentar sugestões de trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Introdução

Neste capítulo são explorados os principais temas e conceitos referentes ao sistema de proteção. Com isso, o capítulo aborda sobre informações importantes sobre os equipamentos os quais se relacionam diretamente com a proteção dos sistemas elétricos de potência, utilizando como foco principal os relés.

2.2 Proteção de Sistemas Elétricos de Potência

Quando se trata da proteção do SEP, há um dispositivo extremamente importante, o qual se comunica com outros equipamentos de proteção, tanto recebendo quanto enviando informações ou sinais. Amplamente conhecidos, os relés estão presentes nos mais diversos elementos e áreas do SEP. Há uma grande variedade desse equipamento, dependendo da aplicação a qual é destinado, e, por isso, está tão diversamente instalado no SEP.

Segundo a ABNT (NBR 5465, 1981), o relé é definido como um dispositivo por meio do qual um equipamento elétrico é operado quando se produzem variações nas condições deste equipamento ou do circuito em que ele está ligado, ou em outro equipamento ou circuito associado.

Os relés podem ser classificados, segundo Caminha (1977), basicamente:

- Quanto às grandezas físicas de atuação: elétricas, mecânicas, térmicas, óticas, etc;
- Quanto a natureza da grandeza a que respondem: corrente, tensão, potência, frequência, pressão, temperatura, etc;
- Quanto ao tipo construtivo: eletromecânicos (indução), mecânicos (centrífugo), eletrônicos (fotoelétrico), estáticos (efeito Hall), e etc;
- Quanto à função: sobrecorrente, tensão ou potência, direcional de corrente ou potência, diferencial, distância, etc;

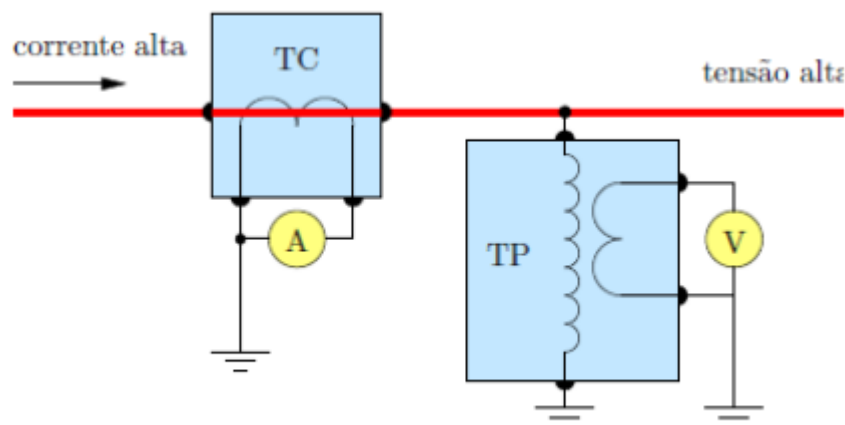
- Quanto à forma de conexão do elemento sensor: direto no circuito primário ou através de redutores de medida;
- Quanto ao tipo de fonte para atuação do elemento de controle: corrente alternada ou contínua;
- Quanto ao posicionamento dos contatos (com circuito desenergizado): normalmente aberto ou fechado;
- Quanto à aplicação: máquinas rotativas (geradores e motores) ou estáticas (transformadores), linhas aéreas ou subterrâneas e equipamentos em geral;
- Quanto à temporização: Instantânea (sem retardo proposital) e temporizada (mecânica, elétrica ou eletronicamente, por exemplo).

2.3 Transformadores de Instrumentos

Para entender o princípio de funcionamento dos sistemas de proteção, é necessária, primeiramente, a apresentação dos equipamentos auxiliares, os quais enviam informações relacionadas ao circuito.

A atuação da proteção de forma confiável depende do funcionamento adequado dos transformadores de instrumentos que alimentam os relés. Esses equipamentos permitem que os instrumentos de medição e proteção funcionem de maneira adequada, sem que sejam utilizadas as correntes e tensões nominais correspondentes à carga do circuito a qual estão ligados. Isso é necessário pois os relés, por serem equipamentos de natureza eletrônica, não suportam altas correntes, por isso esses tipos de transformadores são importantes quando a análise é realizada em circuitos de tensões elevadas. Na Figura 1 é mostrado o esquemático de conexão de transformadores de instrumentos usados para adequar as grandezas medidas dos instrumentos elétricos de medição, proteção e controle (LEÃO, 2018).

Figura 1 - Representação de conexão dos transformadores de instrumentos



Fonte: LEÃO, 2018

2.3.1 Transformador de Corrente (TC)

Os TCs são equipamentos os quais transformam, por meio do fenômeno de conversão eletromecânica de energia, correntes elevadas que circulam no seu primário em correntes de baixa magnitude e padronizadas no seu secundário seguindo uma relação de transformação. A corrente primária, a qual é o objetivo de medição, cria um fluxo magnético alternado, induzindo as forças eletromotrizes nos enrolamentos primário e secundário. (MAMEDE FILHO, 2012).

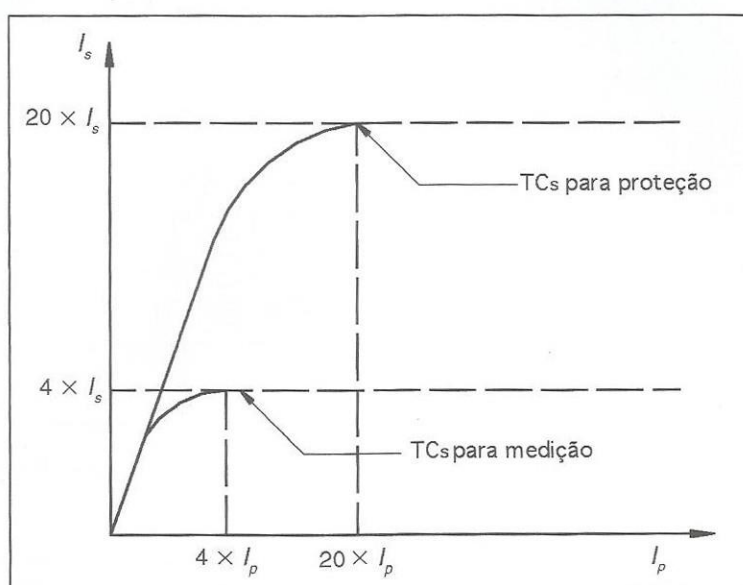
Segundo Kindermann (1999), as finalidades do transformador de corrente são, basicamente as seguintes:

- Isolar os equipamentos de medição, controle e relés do circuito de alta tensão (AT);
- Fornecer no seu secundário uma corrente proporcional à do primário;
- Fornecer no secundário uma corrente de dimensões adequadas para serem usadas pelos medidores e pelos relés.

Os TCs especificados para serviço de proteção não devem saturar quando submetidos a valores elevados de correntes provenientes de faltas elétricas. O nível de saturação dos TCs para serviços de proteção está condicionado à tensão máxima no seu

secundário e ao nível máximo de curto-circuito do sistema elétrico, sendo ambos dependentes do Fator de Sobrecorrente (FS) utilizado. Normalmente considera-se FS com valor igual a 20 vezes a corrente nominal do primário do TC, pois dessa forma o transformador possui uma ampla faixa de valores suportáveis de correntes para os quais se garante o correto funcionamento (MAMEDE FILHO, 2012). No gráfico mostrado na Figura 2 pode-se observar a diferença entre TC para serviço de proteção e TC para serviço de medição em relação à curva de saturação. O TC para serviço de proteção possui fator de sobrecorrente (FS) igual a 20 e TC para serviço de medição possui fator de sobrecorrente (FS) igual a 4. Isso significa que o TC de proteção satura quando a corrente secundária for maior do que vinte vezes a corrente secundária ($20 \times I_s$) e que o TC de medição satura quando a corrente secundária for maior do que quatro vezes a corrente secundária ($4 \times I_s$)

Figura 2 - Gráfico de saturação dos transformadores de corrente



Fonte: MAMEDE FILHO, 2012

Além disso, segundo a NBR 6856 (2015), a condição para o correto estabelecimento e aceitação de erros de exatidão é se a corrente no secundário estiver entre o valor nominal e 20 vezes o valor nominal. Para valores de corrente nessa faixa, então a classe de exatidão, ou erro esperado, pode ser de 5% ou de 10%, dependendo do TC

utilizado. Assim, o erro percentual aceitável é de até 5% ou 10% respectivamente. Esse erro percentual pode ser calculado através da Equação (2.01).

$$E_p = \frac{I_e}{I_s} * 100 \quad (2.01)$$

Em que I_e é a corrente eficaz de excitação e I_s é a corrente eficaz no secundário.

2.3.2 Transformador de Potencial (TP)

Os TPs são transformadores que são ligados em derivação com o circuito elétrico, com o intuito de levar sinal de tensão do ponto em que foi instalado para os instrumentos de proteção, controle e medição. O circuito equivalente e diagrama fasorial do TP são similares aos transformadores de potência. Além disso, do ponto de vista do relé, pode-se considerar os erros de transformação para propósitos práticos, dentro da faixa de operação, desprezíveis (HOROWITZ; PHADKE, 2014).

Segundo a NBR 6855 (2018), há algumas grandezas nominais as quais caracterizam os TPs. Dentre elas, pode-se citar:

- Tensão primária, secundária e relação de transformação;
- Potências e cargas nominais;
- Sobretensão nominal;
- Limites de elevação de temperatura;
- Frequência nominal;
- Classe de exatidão;

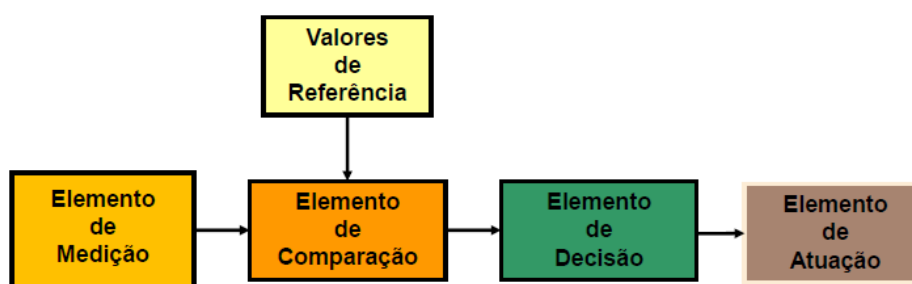
Além dos TPs convencionais, há também os transformadores de potencial capacitivos (TPC), os quais são do tipo acoplamento e do tipo bucha. Os dois tipos diferem-se no divisor capacitivo utilizado e na carga nominal do enrolamento secundário. (CAMINHA, 1977).

2.4 Relés de proteção

Geralmente, o projeto de um sistema de proteção de média ou alta tensão é feito tomando como base a aplicação de relés, os quais representam uma enorme quantidade de equipamentos e dispositivos com as mais diferentes características construtivas e operacionais, possuindo aplicações diversas dependendo das particularidades do sistema no qual o relé está sendo utilizado (MAMEDE FILHO, 2012).

O princípio de funcionamento dos relés, geralmente, visa detectar uma condição anormal na rede, como um curto-circuito, e comparar o valor da magnitude da grandeza desse problema com outro valor de referência pré-definido, o qual foi obtido por meio de estudo prévio do sistema no qual o relé está. Dependendo do resultado da comparação, será decidido internamente se o relé atuará. Assim, esse processo está resumido no diagrama da Figura 3, em que o elemento de medição são os transformadores de instrumentos.

Figura 3 - Princípio de funcionamento de um relé



Fonte: ADAPTADO DE ANDERSON, 1998.

Quanto à forma construtiva e tecnologia aplicada, os relés podem ser classificados em vários tipos, dentre os quais é importante citar:

- Relés eletromecânicos;
- Relés eletrônicos ou estáticos;
- Relés digitais;

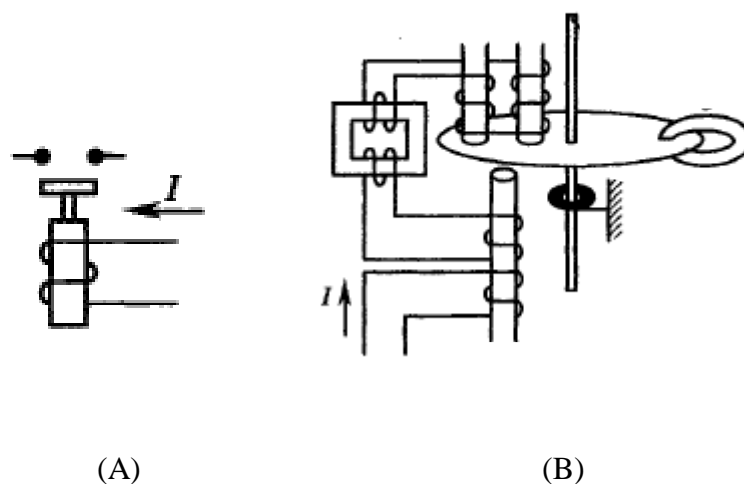
A seguir são propostos os princípios de funcionamento dos dispositivos enumerados anteriormente.

2.4.1 Relés eletromecânicos

Esse tipo de relé foi um dos primeiros no qual o funcionamento é baseado na atuação de força eletromagnética produzida pela interação entre corrente elétrica e fluxo magnético (HOROWITZ; PHADKE, 2014).

Providos de uma tecnologia robusta, oferecem para o sistema de proteção um desempenho confiável por um baixo preço. Devido a essas características, foi amplamente utilizado para os mais diversos propósitos. Na Figura 4 está representado o princípio de operação de dois tipos de relés eletromecânicos, em que na Figura 4(A) tem-se um solenoide o qual, ao receber em seu terminal uma corrente maior que a de referência, a força eletromagnética gerada superará a da gravidade, fechando os contatos abertos. A velocidade de operação desse tipo de relé solenoide depende da magnitude da corrente, de forma que quanto maior a corrente, mais rápida será a abertura, possuindo uma característica instantânea. Já na Figura 4(B), há uma representação do relé de disco de indução, o qual o funcionamento ocorre a partir da rotação desse disco, devido à indução de corrente. Esse tipo de relé pode ser definido como do tipo temporizado, em que o tempo requerido para a correta operação depende do ângulo de rotação necessário para que o contato móvel alcance o contato fixo. Este ângulo é ajustável, ou seja, flexível de forma que depende da aplicação e da característica de coordenação com as outras proteções (ANDERSON, 1998).

Figura 4 - Tipos de relés eletromecânicos



Fonte: ANDERSON, 1988

É necessário mencionar que, Segundo Mamede Filho (2012), atualmente, ainda há modelos de relés de sobrecorrente eletromecânicos os quais são amplamente utilizados em instalações industriais e comerciais de média tensão. Porém, quando se trata do seu uso em subestações de potência das concessionárias de energia, as empresas distribuidoras modernizaram seus sistemas e praticamente não usam essa tecnologia, porém empresas de geração e transmissão possuem muitas instalações antigas com relés eletromecânicos.

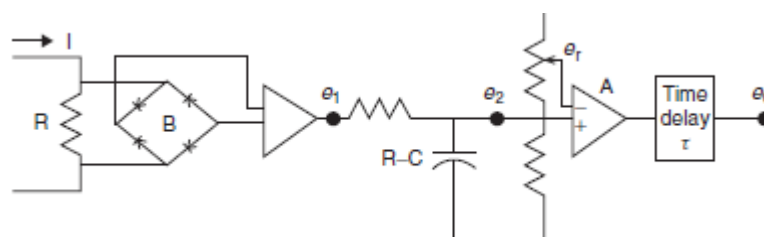
2.4.2 Relés eletrônicos ou estáticos

Com o desenvolvimento da eletrônica de potência, dispositivos semicondutores estáticos com alto grau de confiabilidade, por exemplo os transistores, foram a base para a criação de relés de proteção eletrônicos. Devido ao fato de não possuírem partes móveis, caracterizam-se por serem mais rápidos em sua operação e apresentam baixo custo de manutenção, quando comparados aos relés eletromecânicos. Seus circuitos internos são projetados para realizar várias funções de detecção, reagindo instantaneamente aos impulsos de entrada de corrente ou tensão, fornecendo saídas coerentes dependendo do seu objetivo de uso (CAMINHA, 1977).

Segundo Anderson (1988), esse tipo de relé é amplamente utilizado para sistemas de transmissão em extra-alta tensão e para proteção diferencial de geradores, além de oferecer aplicações para sobrecorrentes, função de distância e direcional. Entretanto, é importante salientar que a maior desvantagem dos relés estáticos é a sua susceptibilidade a transitórios, mesmo que de pequena magnitude, necessitando de uma maior atenção em relação à blindagem eletroestática da instalação. Ademais, são mais sensíveis à temperatura, possuindo uma faixa de operação mais estreita para variações térmicas, em comparação aos relés eletromecânicos.

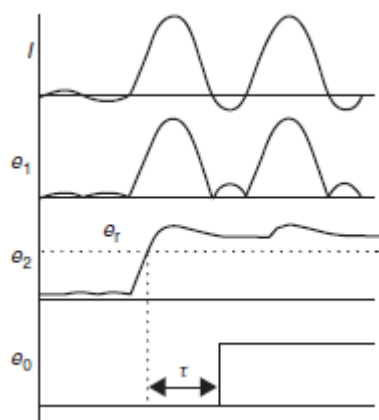
Na Figura 5 é apresentado um exemplo de circuito interno de um relé eletrônico de sobrecorrente instantânea. Pode-se perceber a presença de uma ponte retificadora, representada pela letra B, juntamente com um filtro RC, com a função de remover ondulações de corrente, além de a utilização de um amplificador operacional somador em A. Para a outra entrada do somador, utiliza-se uma referência ajustável de tensão e_r , a qual será comparada com a entrada. Quando o valor de entrada for maior que a referência, então o relé deve atuar, havendo, então, mudança no nível lógico de saída em e_0 . Além disso, há um circuito de delay para prover uma maior imunidade em relação a sinais transitórios na entrada. Na Figura 6, podem-se observar as formas de onda em alguns pontos desse circuito, facilitando seu entendimento (HOROWITZ; PHADKE, 2014).

Figura 5 - Circuito interno de um relé estático de sobrecorrente instantânea



Fonte: HOROWITZ E PHADKE, (2014)

Figura 6 - Formas de onda do circuito da Figura 6



Fonte: HOROWITZ E PHADKE, (2014)

2.4.3 Relés Digitais

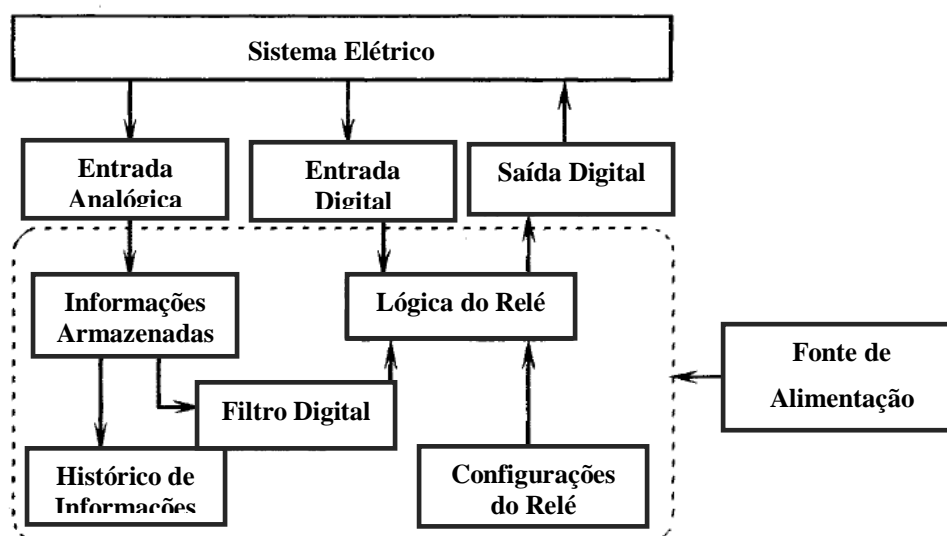
Tipo de relé cuja sua operação é gerenciada por microprocessadores, de forma que a lógica de proteção é processada através de algoritmos. Com isso, pode simular vários tipos de relés em um só equipamento, possuindo, então, a característica de multifunção. Em relação aos outros tipos já mencionados, esses dispositivos digitais possuem as seguintes vantagens (KINDERMANN, 1999):

- São compactos, diminuindo o tamanho dos armários das salas de controle;
- Exigem TCs com classe de exatidão menor;
- Ajustes diferenciados para os diversos tipos de defeitos, como trifásicos, bifásicos, e fase-terra, facilitando a coordenação;
- Verificação interna de redundância, evitando operação indevida;
- Na tela do próprio display, via IHM, há a possibilidade de inserir dados de ajuste, como também habilitar funções de proteção;
- Possibilidade de comunicação remotamente;
- Permissão ou bloqueio advindos de outros relés;

Entretanto, os relés digitais necessitam ser alimentados por uma fonte de tensão cujas mais empregadas são as de 24V, 48V, 125V, 220V, sendo todas as medidas em tensão contínua. Normalmente, utiliza-se um banco de baterias juntamente com um retificador, como fonte auxiliar. Contudo, uma característica importante desse tipo de dispositivo é a presença de memória para armazenamento, uma vez que possui a capacidade de salvar informações de eventos ocorridos no sistema o qual está protegendo. Normalmente, os últimos 50 eventos são armazenados, dependendo do fabricante (MAMEDE FILHO, 2012).

Para entender o princípio básico de funcionamento desse relé, pode-se observar a Figura 7, em que há um diagrama de blocos resumindo suas características e constituição. Na entrada analógica, o relé receberá as informações de corrente e tensão advindas do TC e/ou do TP, respectivamente. Já na entrada digital, o equipamento receberá informações lógicas de outros relés, como também os estados dos contatos presentes no sistema elétrico. Já a saída pode tanto comandar a abertura de um disjuntor quanto enviar informação para outro relé, facilitando a coordenação, ou sendo um mecanismo de proteção frente a falhas de abertura no próprio disjuntor (ANDERSON, 1988).

Figura 7 - Diagrama de blocos do funcionamento de um relé digital



Fonte: ADAPTADO DE ANDERSON, 1988

2.5 Principais funções de proteção para linhas de transmissão

Nessa seção são explanadas algumas das funções de proteção relacionadas às linhas de transmissão, uma vez que é o objeto de estudo deste trabalho. Com isso, as seguintes funções de proteção, com seus respectivos códigos ANSI, serão abordadas:

- Sobrecorrente Temporizada (51) e Instantânea (50);
- Função Direcional (67);
- Função Diferencial de Linha (87L);
- Função de Distância (21);

2.5.1 Função de Sobrecorrente Temporizada e Instantânea

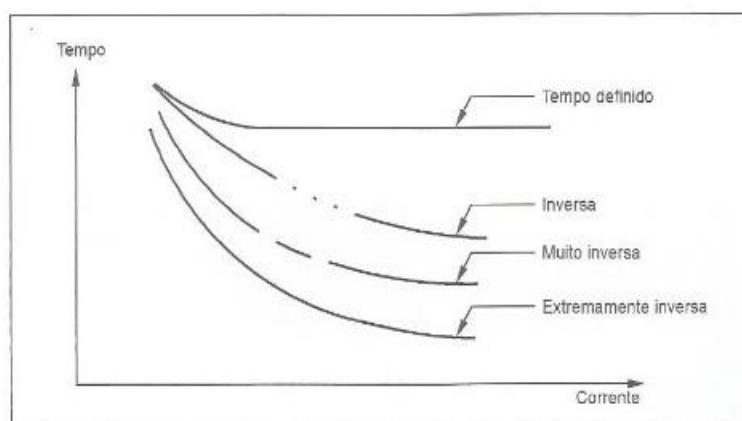
Como se percebe pelo próprio nome dessa função, é responsável por atuar a partir da ocorrência de uma corrente maior que a pré-ajustada como referência. O tipo de falta pode ser tanto envolvendo fases (51, 50) quanto fase-terra (51N, 50N), possuindo ambos seu próprio estudo de dimensionamento. Ademais, é usada, também, como proteção de retaguarda em subestações, visando faltas externas (CAMINHA, 1977).

Um quesito importante na análise desse tipo de proteção são as curvas de tempo-corrente, as quais podem ser interpretadas como o tempo de operação da função em relação à magnitude da corrente observada. Segundo Mamede Filho (2012), dentre vários tipos de curvas existentes padronizadas pelas normas IEEE/ANSI e IEC, são mais comumente utilizadas cinco curvas de atuação, onde a escolha delas depende da característica da carga a ser protegida. As curvas supracitadas são nomeadas como a seguir:

- Curva de tempo definido;
- Curva de tempo normalmente inverso;
- Curva de tempo muito inverso;
- Curva de tempo extremamente inverso;
- Curva de tempo ultra-inverso;

No Brasil predomina-se o uso das curvas de tempo inverso padronizado na norma IEC 60.255-3 (MAMEDE FILHO, 2012). Na Figura 8 são apresentados alguns dos tipos de curvas de tempo previamente mencionados.

Figura 8 - Tipos de curvas padronizados na IEC 60255



Fonte: MAMEDE FILHO, 2012

As curvas de tempo das funções de sobrecorrente padrão IEC, mostradas na Figura 8, são geradas a partir da equação 2.02:

$$T = Dial * \frac{\beta}{\left(\frac{Ima}{Is}\right)^\alpha - 1} \quad (2.02)$$

Em que:

- *Ima* é a sobrecorrente de curto-circuito do ponto onde o relé foi instalado;
- *Is* é a corrente de pick-up ou acionamento que corresponde a corrente de ajuste implantada no relé refletida para o primário do TC;
- Dial é o índice indicador de tempo que, dependendo do valor escolhido, pode elevar ou abaixar a curva em relação ao eixo Y, relacionado ao tempo;
- β e α são constantes que definem a inclinação das curvas da Figura 8. Na Tabela 1 são apresentados os valores dessas constantes de tempo padronizadas na IEC 60255 para alguns tipos de curva.

Tabela 1 – Constantes padronizadas na IEC 60255

Tipo de Curva	α	β
Inversa	0,02	0,14
Muito Inversa	1	13,5
Extremamente Inversa	2	80

Fonte: PRÓPRIO AUTOR

O valor de ajuste da função de sobrecorrente de fase, código ANSI 51, (denominado TAPE ou corrente de ajuste) é obtido a partir da multiplicação da corrente de carga máxima por um fator de segurança (FS) relacionado a sobrelevação da corrente de carga em função de sobrecarga ou curto-circuito. O FS é definido de acordo com as características do sistema, sendo normalmente especificado com valor entre 1,2 a 1,5. O valor da corrente de pick-up, *Is*, corresponde ao valor do TAPE da função 51 vezes a relação de transformação do transformador de corrente (RTC). O múltiplo, eixo x do gráfico da No Brasil predomina-se o uso das curvas de tempo inverso padronizado na

norma IEC 60.255-3 (MAMEDE FILHO, 2012). Na Figura 8 são apresentados alguns dos tipos de curvas de tempo previamente mencionados.

Figura 8, consiste no resultado da divisão de I_{ma} por I_s mostrada na equação (2.02).

Em relação ao valor de ajuste da função de sobrecorrente de neutro, código ANSI 51N, há uma dependência do desequilíbrio do sistema. Na literatura, normalmente é apresentado um fator de segurança (FS) entre 0,1 e 0,3 para cálculo da função de neutro, mas esse método não é muito utilizado na prática em função dos valores elevados de magnitude obtidos. (MAMEDE FILHO, 2012).

Quando se trata da função de sobrecorrente instantânea, há algumas diferenças em relação à temporizada. Segundo Kindermann (1999), esse tipo de relé atua instantaneamente para qualquer corrente maior que o seu ajuste, ou seja, não possui característica temporizada. Embora possua esse nome, não são essencialmente instantâneos, uma vez que há um tempo de processamento interno do relé.

Para a obtenção da sua corrente de ajuste instantânea de fase, usa-se um parâmetro calculado para a função temporizada, a corrente de TAPE da função 51. Assim, utiliza-se fator de segurança, que pode variar normalmente entre 5 e 25, multiplicando a corrente de TAPE da função temporizada, obtendo então a corrente de ajuste da função 50. A partir desse parâmetro calculado, escolhe-se a corrente de acionamento da função instantânea, de modo que a seguinte condição seja satisfeita (MAMEDE FILHO, 2012):

$$I_a(50) = FS * TAPE(51) * RTC < \text{Corrente de Curto Circuito trifásica} \quad (2.03)$$

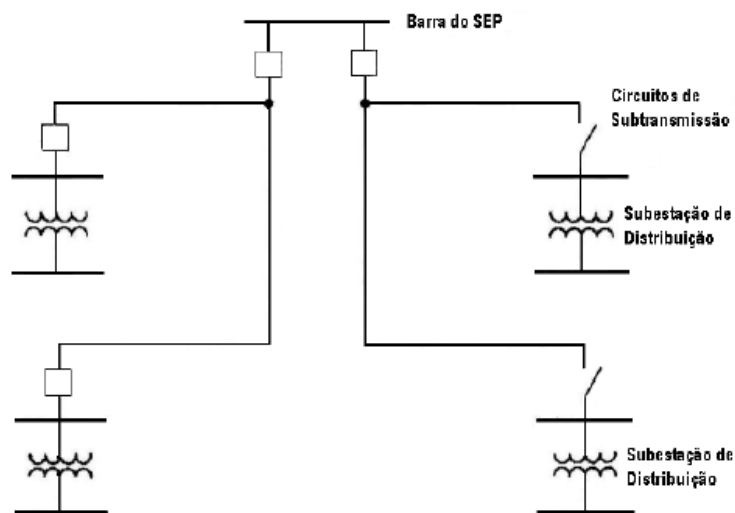
Em que $I_a(50)$ é a corrente de acionamento da função instantânea, FS é o fator de segurança e TAPE(51) é o TAPE referente à função 51.

Já para a função instantânea fase-terra, realiza-se o mesmo procedimento anterior, mas utilizando como parâmetro de cálculo a corrente de ajuste e o TAPE da função de sobrecorrente temporizada fase-terra.

2.5.2 Função Direcional

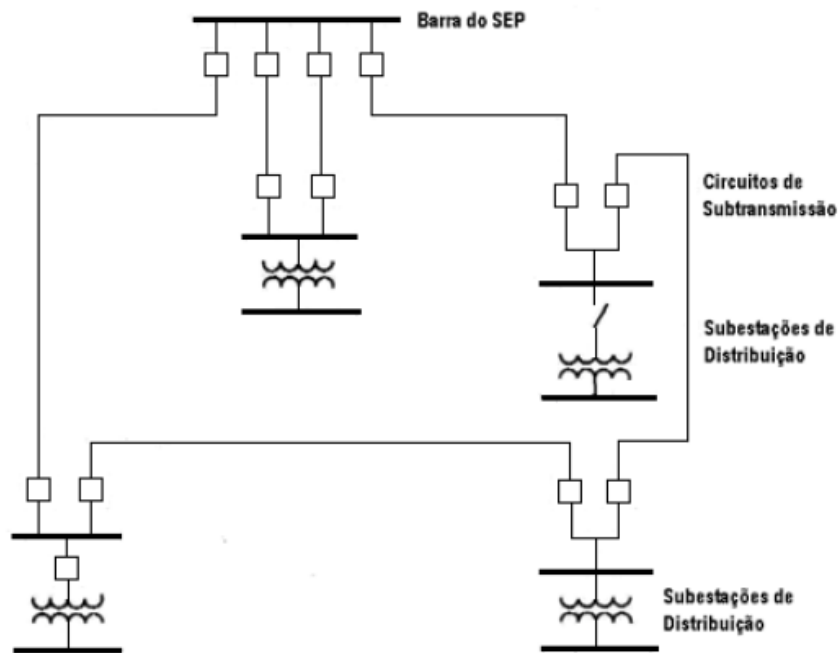
As funções de sobrecorrente temporizadas vistas anteriormente são mais utilizadas principalmente em sistemas radiais (Figura 9). Quando se trata de um sistema em anel (Figura 10), a função direcional é mais usual devido a sua característica de sensibilidade em relação ao sentido do fluxo de potência que trafega pelo sistema. Desse modo, há a necessidade de combinar o elemento direcional à característica de sobrecorrente temporizada, como se um relé direcional monitorasse o relé de sobrecorrente (KINDERMANN, 1999).

Figura 9 - Diagrama unifilar de um sistema de transmissão radial



Fonte: LEÃO, 2018

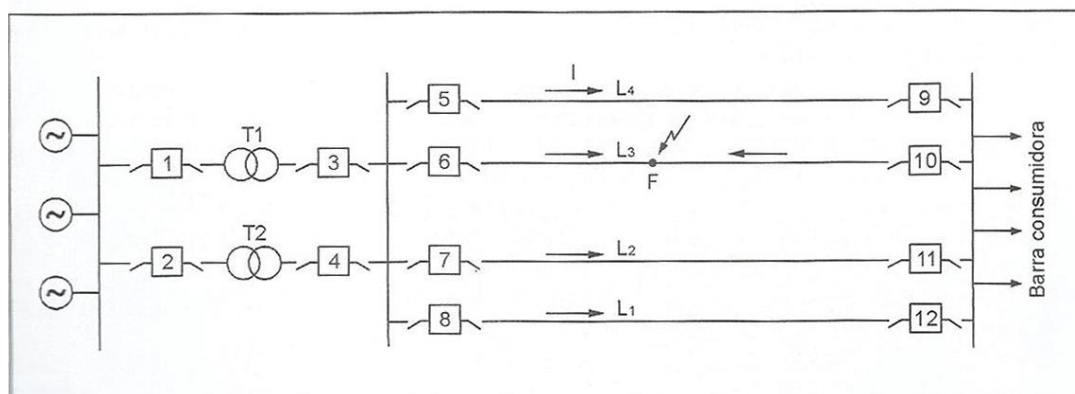
Figura 10 - Diagrama unifilar de um sistema de transmissão em anel



Fonte: LEÃO, 2018

Segundo Mamede Filho (2012), em condições normais de operação em um sistema de transmissão qualquer, o fluxo de potência é na direção fonte-carga. Assim, na Figura 11 pode-se observar a ocorrência de uma falta no ponto F na linha L3, de modo que a direção do fluxo de potência nessa linha se modifica para o sentido inverso do convencional, uma vez que a falta é alimentada pelas outras linhas em paralelo. Assim, o relé direcional comanda a abertura do disjuntor 10, detectando a inversão do fluxo de potência daquela linha. As correntes passantes pelos disjuntores 9, 11 e 12 continuam com o mesmo sentido fonte-carga, não necessitando a sua atuação. Com esse exemplo, observa-se uma característica de paralelismo de linhas, situação na qual a utilização do relé direcional é amplamente utilizada devido à dificuldade de coordenação dos relés 50/51 nesse caso. Desse modo, os disjuntores 3 e 4 também devem ser comandados por relés com característica direcional, evidenciando a necessidade dessa função de proteção no caso de linhas em paralelo.

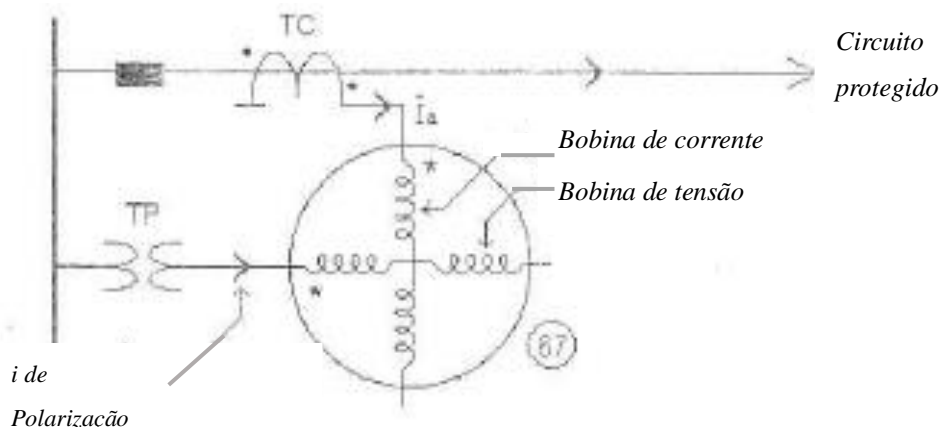
Figura 11 - Sistema com 4 linhas de transmissão



Fonte: MAMEDE FILHO, 2012

O princípio de funcionamento do relé direcional é baseado na comparação fasorial da corrente de operação e tensão de polarização. A defasagem entre esses dois parâmetros é que indica o sentido de direção do fluxo de energia durante a normal operação ou no momento de um curto circuito. Esse tipo de relé possui duas bobinas de corrente e duas bobinas de tensão, em que os dois conjuntos estão em quadratura, conforme a Figura 12.

Figura 12 - Diagrama unifilar do relé direcional



.Fonte: KINDERMANN, 1999

Devido ao fato de se tratar da análise de fasores, é necessário visualizar o seu comportamento para melhor compreensão. Pela Figura 13, tem-se um exemplo de diagrama vetorial desse tipo de relé de 40° polarizado por tensão. Relé de 40° é assim denominado pois esse ângulo indica a posição em que corrente I_c provoca torque máximo, gerando a atuação do relé. Além disso, para a região em que $T > 0$, ou seja, o torque é positivo, então espera-se a atuação do relé. Assim, para $T < 0$ o relé direcional não atua, uma vez que possui a mesma direção do fluxo de potência normal da carga. Na Figura 14 a corrente I_{65} representa a corrente de carga do sistema, que está na região de não atuação. Já a corrente I_{56} apresenta a situação de atuação do relé, pois está na região de torque positivo. O Torque é calculado segundo a equação a seguir:

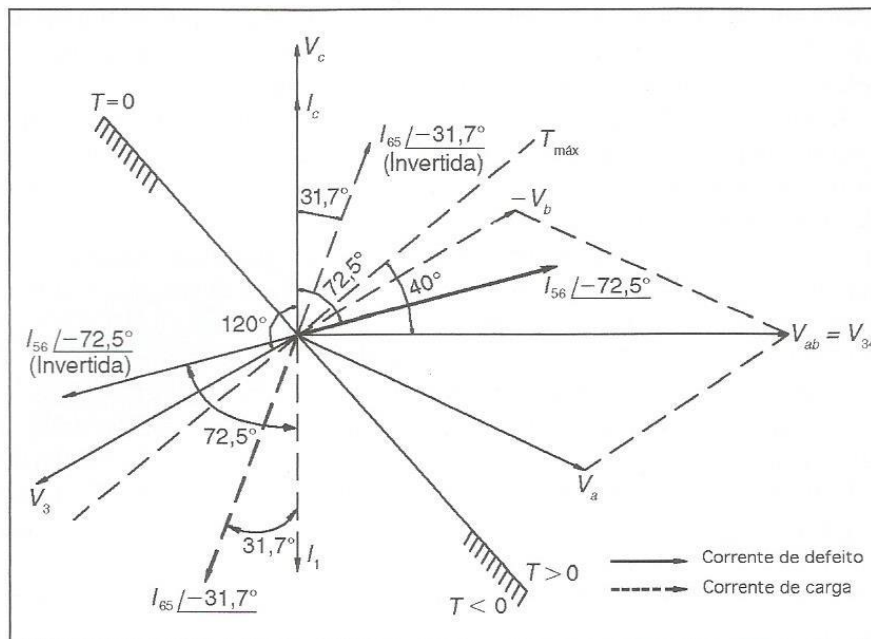
$$T = k1 * I_p * I * \text{sen}(\Phi - \beta) - k2 \quad (2.04)$$

Em que:

- $k1$ é uma constante do relé que depende do projeto;
- $k2$ é a constante do torque resistente da mola;
- I_p é a corrente que circula na bobina de tensão da unidade direcional;
- I é a corrente que circula na bobina de corrente da unidade direcional;

- Φ é o ângulo de defasagem entre a tensão na bobina de tensão e a corrente na bobina de corrente;
- β é o ângulo de defasagem entre a corrente e a tensão na bobina de tensão.

Figura 13 - Diagrama vetorial para ângulo do relé de 40°

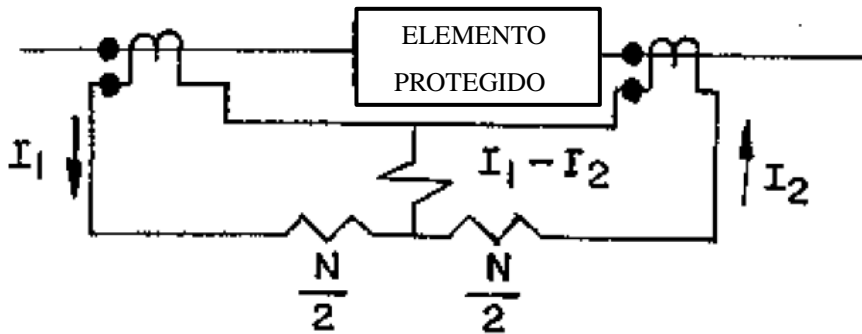


Fonte: MAMEDE FILHO, 2012

2.5.3 Função Direfencial de linha

Segundo Caminha (1977), um relé diferencial é aquele o qual deve atuar quando o vetor da diferença de corrente de dois pontos diferentes da linha excede um determinado valor pré-estabelecido. Na Figura 14 há um exemplo de conexão desse tipo de relé em uma rede qualquer. Pela imagem, percebe-se que o elemento a ser protegido situa-se entre os transformadores de corrente, restringindo a atuação do relé para faltas nessa zona específica. Nessa configuração, há a bobina de operação, a qual recebe a subtração das duas correntes, $I_1 - I_2$, e há também a bobina de restrição, em duas metades representadas por $N/2$.

Figura 14 - Diagrama ligação relé diferencial



Fonte: CAMINHA, 1977

Para fechar os contatos do relé, a bobina de operação deve possuir um conjugado de operação $No * (I1 - I2)^2$, em que No é o número de espiras da bobina de operação, e esse valor deverá ser maior que a ação da mola K e que o conjugado gerado pela bobina de restrição $Nr * \left(\frac{(I1+I2)}{2}\right)^2$, Nr é o número de espiras da bobina de restrição. Assim, baseando-se na equação universal do relé, tem-se:

$$No * (I1 - I2)^2 - Nr * \left(\frac{(I1 + I2)}{2}\right)^2 - K = C \quad (2.05)$$

Inicialmente com $K=0$, no limiar de atuação do relé, fazendo $C = 0$, então:

$$(I1 - I2) = \sqrt{\frac{Nr}{No}} * \frac{(I1 + I2)}{2} \quad (2.06)$$

Percebe-se que é uma equação da forma $y = ax$, ou seja, uma reta, onde $Tg^{-1}\left(\sqrt{\frac{Nr}{No}}\right)$ é a declividade. Porém, se não despreza a força da mola, e para a mesma condição de $C = 0$, tem-se:

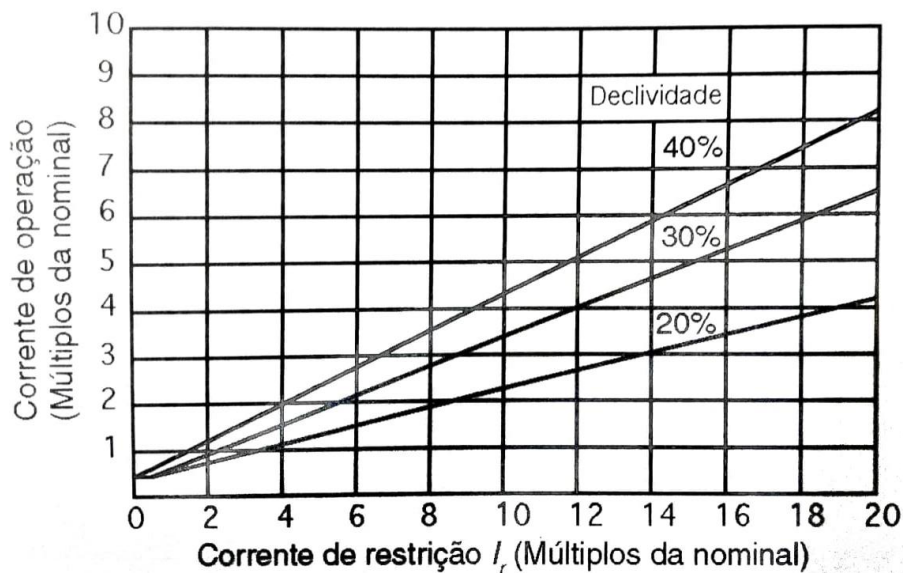
$$(I1 - I2)^2 = \frac{Nr}{No} * \left(\frac{(I1 + I2)}{2}\right)^2 + \frac{K}{No} \quad (2.07)$$

Se a parcela de restrição, $\frac{(I_1+I_2)}{2}$, tender para zero, obtém-se:

$$(I_1 - I_2) = \sqrt{\frac{K}{N_0}} \quad (2.08)$$

Que representa o efeito da mola em situações de baixas correntes. Na Figura 15 estão presentes curvas de operação do relé diferencial para diferentes valores de declividade.

Figura 15 - Curva de operação de um relé diferencial



Fonte: MAMEDE FILHO, 2012

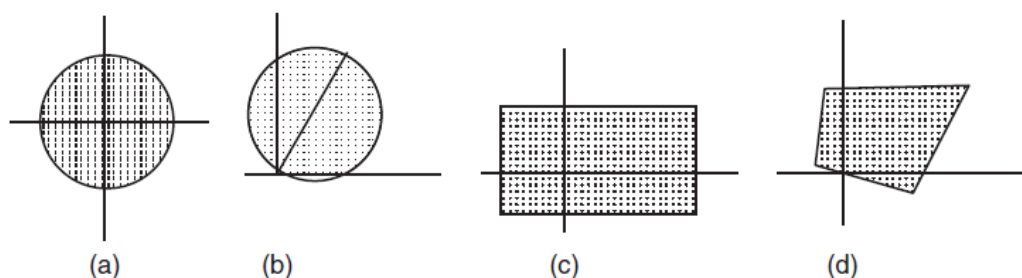
2.5.4 Função de Distância

De forma geral, a proteção de distância possui a característica de ser mais rápida e seletiva do que a proteção de sobrecorrente, uma vez que é pouco influenciada pelas variações da impedância da fonte e pelas configurações do SEP, sendo também recomendado para sistemas nos quais a corrente de carga é próxima à corrente de curto-circuito. Para a sua operação, existem duas formas, a chamada proteção rápida e a proteção lenta ou convencional. A proteção de distância instantânea é caracterizada por identificar o defeito na linha por meio de medidas acumulativas para, a partir delas, tomar decisão de localização da falta, direção e resistência de falta através dos alcances das zonas definidos nos ajustes do relé. Já a função de distância convencional é solicitada quando não são

atendidas as condições estabelecidas na função rápida, sendo então os cálculos realizados por meio da impedância aparente, o qual utiliza de informações de tensão e corrente da linha (SILVA, 2014).

A análise desse tipo de relé é feita a partir de um plano complexo de impedância, sendo o eixo vertical indicando indutância e o eixo horizontal indicando resistência, definindo, assim, as zonas de proteção. Com isso, os tipos de relés de distância diferem nas suas características de distribuição das zonas nesse plano, como pode ser visualizado na Figura 16.

Figura 16 - Diferentes formatos de zona do plano complexo de impedância



Fonte: HOROWITZ; PHADKE, 2014.

Em (a), na Figura 16, está representado o relé de impedância ou ohm, possuindo as zonas em um formato circular centrado na origem do eixo. Esse tipo de característica é indicada para proteção de linhas de comprimento médio para o seu nível de tensão, como por exemplo uma linha de 230kV de 200km. Já em (b) há o relé de admitância ou mho, o qual apresenta também uma característica circular, mas não centrada na origem do plano, porém passando por ele. É indicado para linhas consideradas de comprimento longo para seu nível de tensão. Com um formato retangular, em (c) é mostrado o relé de reatância, que é empregado em sistemas nos quais é significativa a variação da resistência de arco, uma vez que esse tipo de dispositivo não leva em consideração a influência dessa resistência. Além disso, é indicado em linhas curtas em relação ao seu nível de tensão (MAMEDE FILHO, 2012). Por último há em (d) o relé quadrilateral que, segundo Horowitz e Phadke (2014), está presente somente em relés digitais microprocessados e em relés de estado sólido. Como o próprio nome indica, possui as zonas formadas por quatro linhas retas, em formato de um quadrilátero.

As zonas de proteção são definidas pelo comprimento da linha que a determinada zona alcançará. A primeira zona, ZA1, possui seu alcance para frente, ou seja, identifica faltas à jusante, mas não deve englobar a próxima barra a jusante para nenhuma condição de falta. Normalmente, possui atuação instantânea e é ajustada para alcançar entre 80% e 90% da linha ou impedância aparente, sendo o percentual restante para cobrir os erros do relé, do TC e do TP. Para falta entre fases, deve-se usar a Equação 2.09 da impedância aparente vista pelo relé:

$$Z_r = \frac{V_a - V_b}{I_a - I_b} \quad (2.09)$$

Em que os índices a e b indicam as fases das tensões e correntes. Já para uma falta fase-terra, utiliza-se a Equação 2.10:

$$Z_r = \frac{V_a}{I_a + 3 * I_o * K_o} \quad (2.10)$$

Sendo I_o a corrente de sequência zero e K_o uma compensação de terra, que pode ser obtida segundo Equação 2.11:

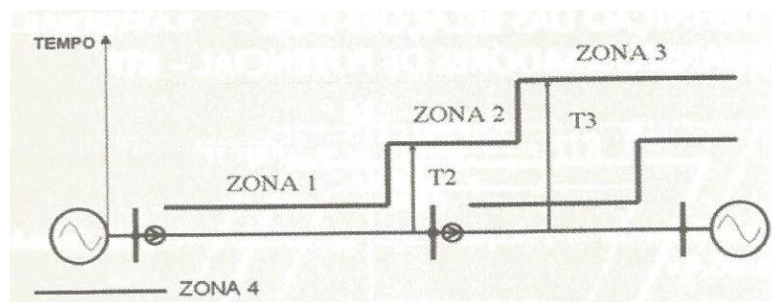
$$K_o = \frac{1}{3} * \left(\frac{Z_o}{Z_1} - 1 \right) \quad (2.11)$$

Em que Z_o e Z_1 são as impedâncias de sequência zero e positiva da linha, respectivamente.

Seguindo, há a segunda zona, ZA2, cujo alcance é também para frente e calculada englobando em torno de 120% da impedância aparente, para reconhecer faltas na primeira barra a jusante da linha, considerando certo tempo de atuação. Assim, é definida pela multiplicação de Z_r pelo fator 1,2. Continuando, tem-se a zona ZA3, que também possui um alcance para frente em torno de 150% da impedância aparente. Possui característica de retaguarda devido ao seu longo alcance, auxiliando proteções de transformadores, por exemplo, em situação de não atuação e, por isso, possui tempo de atuação maior que o da zona 2. Essa terceira zona é definida pela multiplicação do fator 1,5 pela impedância aparente. Por último, há a quarta zona, ZA4, a qual possui um alcance reverso (montante), coordenando com as proteções próximas a montante. É calculada para reconhecer uma falta a até 60% da impedância aparente da primeira barra a montante do

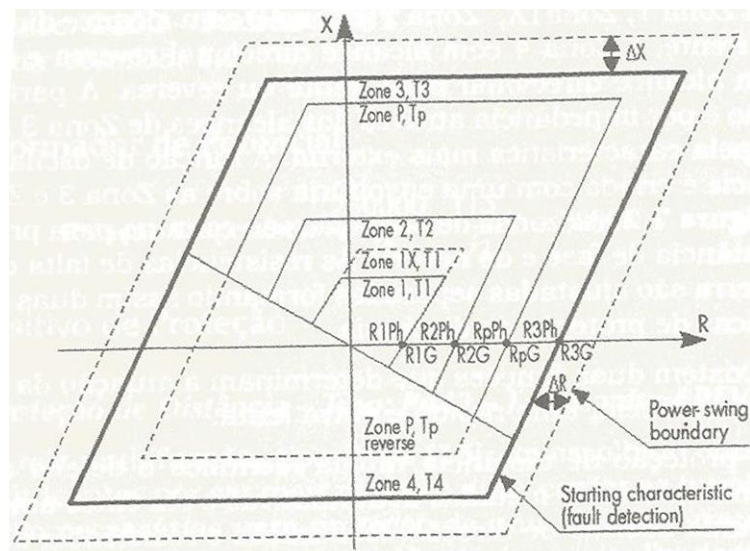
relé (SILVA, 2014). Pelas figuras a seguir, pode-se ter uma ideia visual melhor das zonas supracitadas, em que a Figura 17 representa as zonas representadas na linha e a Figura 18 representa as mesmas zonas no plano complexo, demonstrando uma característica quadrilateral. Conforme pode ser observado na zona 1, o relé atua de forma instantânea, na zona 2 o relé atua após um tempo T_2 e na zona 3 o relé atua após um tempo T_3 , em que $T_3 > T_2$.

Figura 17 - Diagrama de alcance das zonas de distância



Fonte: SILVA, 2014

Figura 18 - Característica de uma proteção de distância quadrilateral



Fonte: SILVA, 2014

2.6 Considerações finais

Este capítulo apresentou elementos e definições do SEP os quais são extremamente importantes para o desenvolvimento deste trabalho, servindo como uma ótima base para as características da proteção em linhas de transmissão e distribuição. É importante enfatizar que o estudo da característica da proteção de distância será aprofundado nos capítulos posteriores.

3 SOFTWARES UTILIZADOS E SIMULAÇÃO PS SIMUL

3.1 Introdução

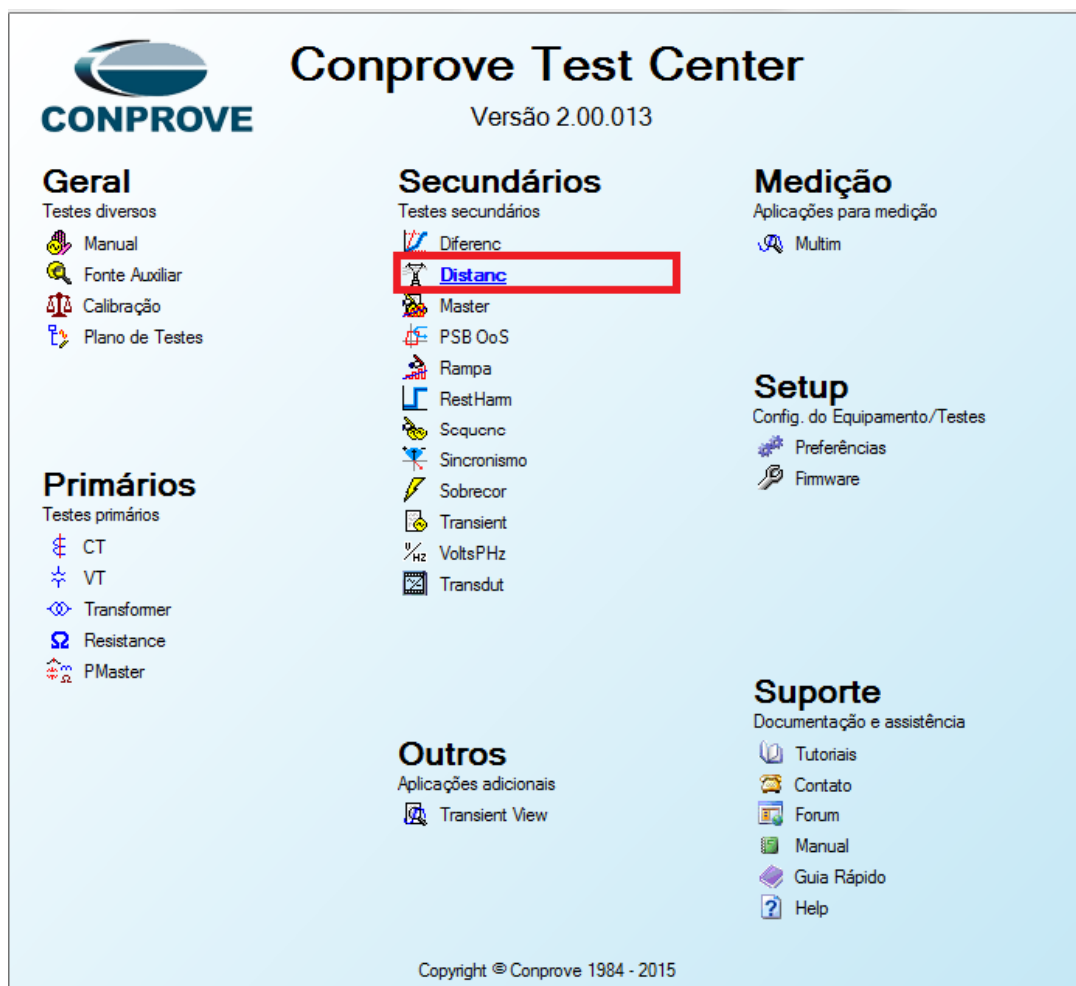
Este capítulo tem como objetivo apresentar os softwares os quais foram utilizados no estudo, como também desenvolver um tutorial de uso voltado para testes no relé MiCOM P543. Para isso, é mostrada a configuração utilizada no software, chamado Distanc, relacionado à maleta de testes da Conprove CE-6006, sendo responsável por definir as zonas de proteção, visualizá-las e testá-las. Ademais, foi utilizado o software PS Simul, da Conprove, com a finalidade de simular a rede em estudo e obter os valores de impedância vista pelo relé, objetivando comparar com os resultados obtidos analiticamente.

3.2 Software Distanc

3.2.1 Inicialização do software e configurações da rede

Ao possuir a maleta de testes da Conprove, é necessário a instalação de programas os quais realizam a comunicação entre a maleta de testes e o relé a ser testado. Assim, há disponível vários softwares voltados para os mais diversos objetivos, como avaliar a ocorrência de sobrecorrente, funções diferencial e distância, por exemplo, como é mostrado na Figura 19. Por meio deste, é possível variar os níveis de corrente a serem enviados ao relé, simulando o secundário dos TCs e TPs, além de receber e enviar informações binárias. Ademais, essas ferramentas só podem ser utilizadas se houver uma comunicação entre o computador e a maleta de testes, pois, ao abrir os programas, é testado se existe esta conexão entre as partes.

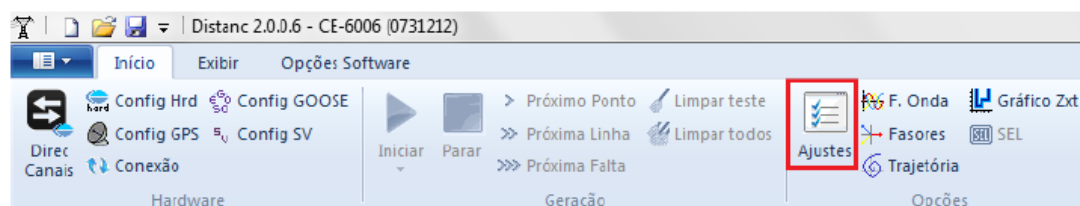
Figura 19 - Demonstrativo das ferramentas existentes



Fonte: CONPROVE, 2015

Após abrir o software Distanc, indicado na Figura 19, o primeiro passo é realizar os ajustes da rede, ou seja, inserir os parâmetros da rede e do relé previamente calculados. Para isso, é preciso clicar no ícone “Ajustes” indicados na Figura 20. Em seguida, a janela representada na Figura 21 abrirá, mostrando, em “Geral” a guia “Informações Gerais” a qual é importante ser preenchida caso queira, após os testes, gerar um relatório com as informações do dispositivo testado, local da instalação e responsável. Porém, caso não queira, o não preenchimento não impedirá a simulação.

Figura 20 – Demonstração do ícone “Ajustes”



Fonte: CONPROVE, 2015

Figura 21 - Abertura do ícone “Ajustes”

 A screenshot of the 'Ajustes' dialog box. The window title is 'Ajustes'. On the left side, there are two buttons: 'Geral' (highlighted in blue) and 'Distância'. The main area of the dialog is divided into several sections:

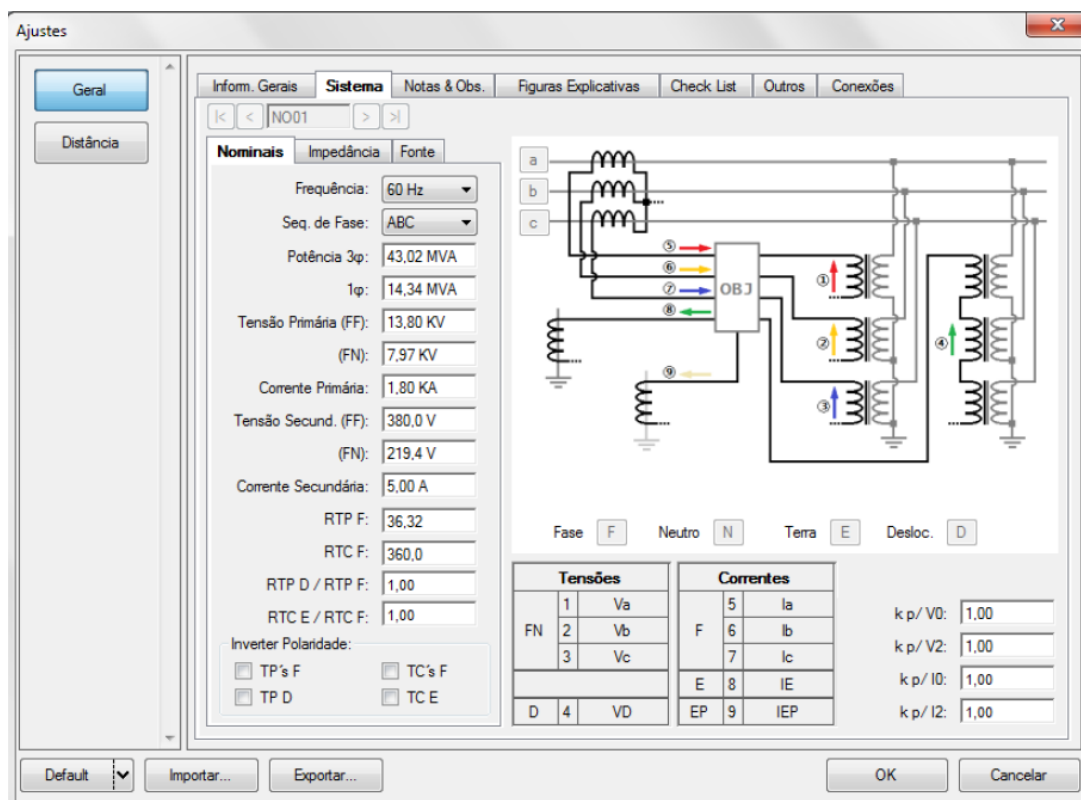
- Inform. Gerais**: This section has tabs for 'Sistema', 'Notas & Obs.', 'Figuras Explicativas', 'Check List', 'Outros', and 'Conexões'. The 'Sistema' tab is active.
- Teste:** Contains a 'Descr:' text field and a 'Data:' text field.
- Dispositivo testado:** Contains four dropdown menus: 'Identif:', 'Modelo:', 'Tipo:', and 'Fabricante:'.
- Local de Instalação:** Contains four dropdown menus: 'Subestação:', 'Bay:', 'Endereço:', and 'Cidade:'. There is also an 'Estado:' dropdown menu.
- Responsável:** Contains three dropdown menus: 'Nome:', 'Setor:', and 'Matrícula:'.
- Ferramenta de Teste:** Contains a text field with the value 'CE-6006' and a 'Núm. Série:' text field with the value '07312126302101110011XXX'.

 At the bottom of the dialog, there are buttons for 'Default', 'Importar...', 'Exportar...', 'OK', and 'Cancelar'.

Fonte: CONPROVE, 2015

Após isso, deve-se abrir a guia “Sistema”, presente na Figura 22. Nela, serão inseridos os parâmetros da rede, como tensão, corrente, potência, sequência de fase, frequência e informações do TC e do TP. Válido salientar que as informações presentes na Figura 22 não são as quais foram utilizadas para o estudo, mas sim somente uma situação qualquer com o objetivo de desenvolver o tutorial de uso.

Figura 22 - Apresentação da guia “Sistema”

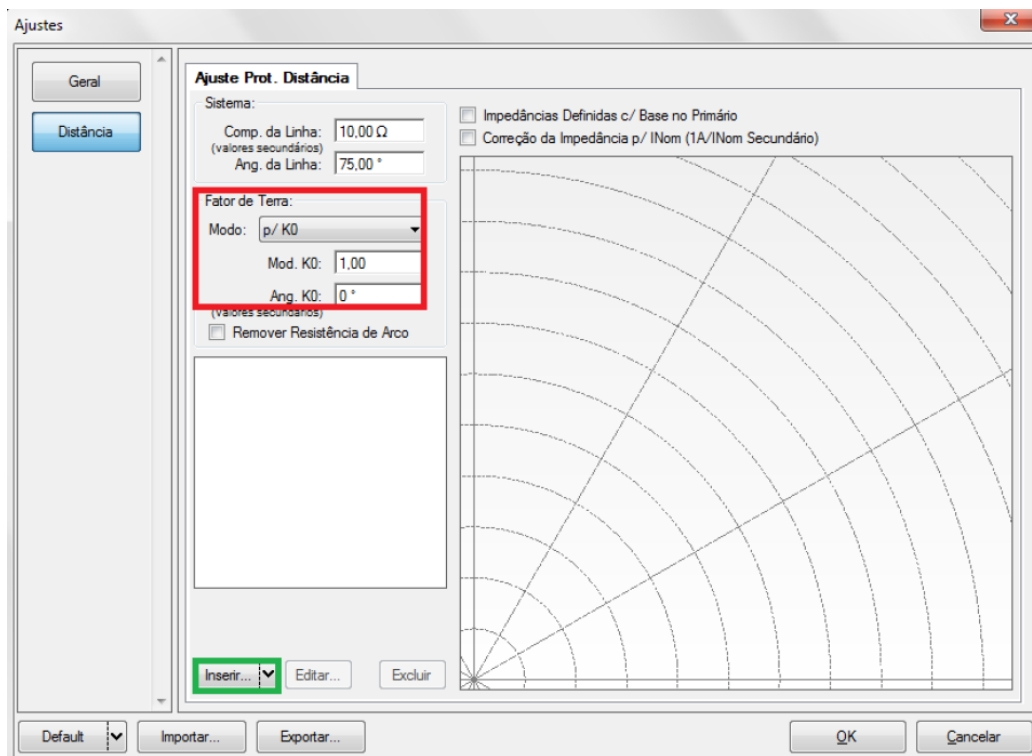


Fonte: CONPROVE, 2015

3.2.2 Criação das zonas de proteção

Tendo realizado o correto preenchimento das informações da rede, então se deve nessa etapa inserir os dados das zonas de proteção previamente calculadas, como também a resistência de falta, caso optar por utilizá-las. Assim, em “Distância”, na Figura 23, deverá introduzir a impedância da linha, como também seu ângulo e compensação de terra, parametrizado pela Equação 4.06.

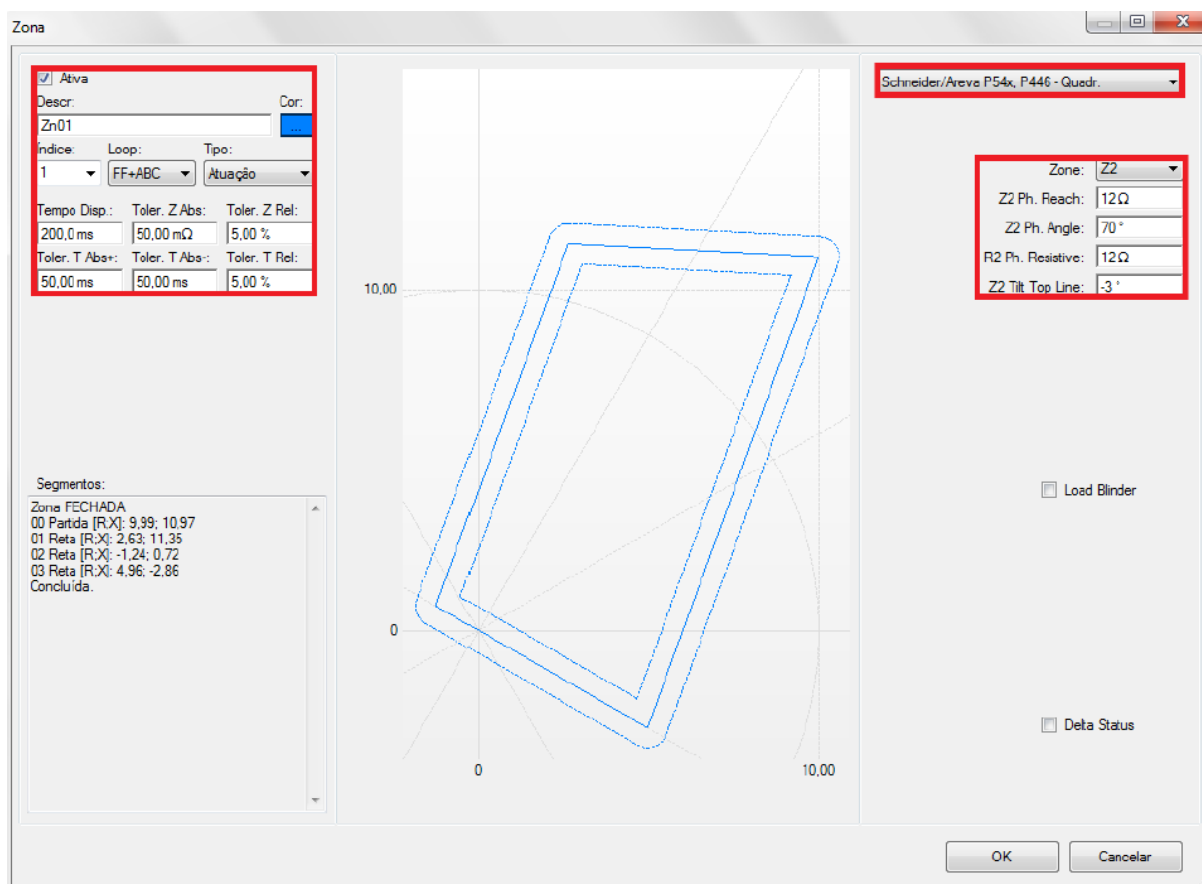
Figura 23 - Indicação da tela de “Distância”



Fonte: CONPROVE, 2015

Em seguida, clicando em “Inserir”, abrirá a janela como na Figura 24, na qual o relé deverá ser escolhido, como indicado. Com isso, escolhe-se a zona em “Zone” e insere os valores de alcance da zona 1 (Z1 Ph reach) e do seu respectivo ângulo (Z1 Ph angle). Em R1 Ph resistive é onde será digitado o valor de resistência de falta e Z1 Tit Top Line é o ângulo da linha do topo do quadrilátero, o qual varia de 30° até -30°, e pode ser modificada para atender uma condição buscada. Além disso, em “Loop” pode-se escolher o tipo de falta, em que FF-ABC indica uma falta trifásica e FT uma falta monofásica. É válido salientar que as informações de entrada a serem inseridas podem modificar dependendo da escolha do relé. Por exemplo, caso escolha um relé do tipo MHO, não haverá o campo de resistência de falta. Assim, Na Figura 24 é apresentada uma tela típica de parâmetros voltados para o relé de característica quadrilateral. Voltando para a tela da Figura 23, pode-se inserir outras zonas de proteção e as preencher com os parâmetros característicos delas, como os feitos para a zona 1.

Figura 24 - Tela de escolha dos parâmetros das zonas de proteção

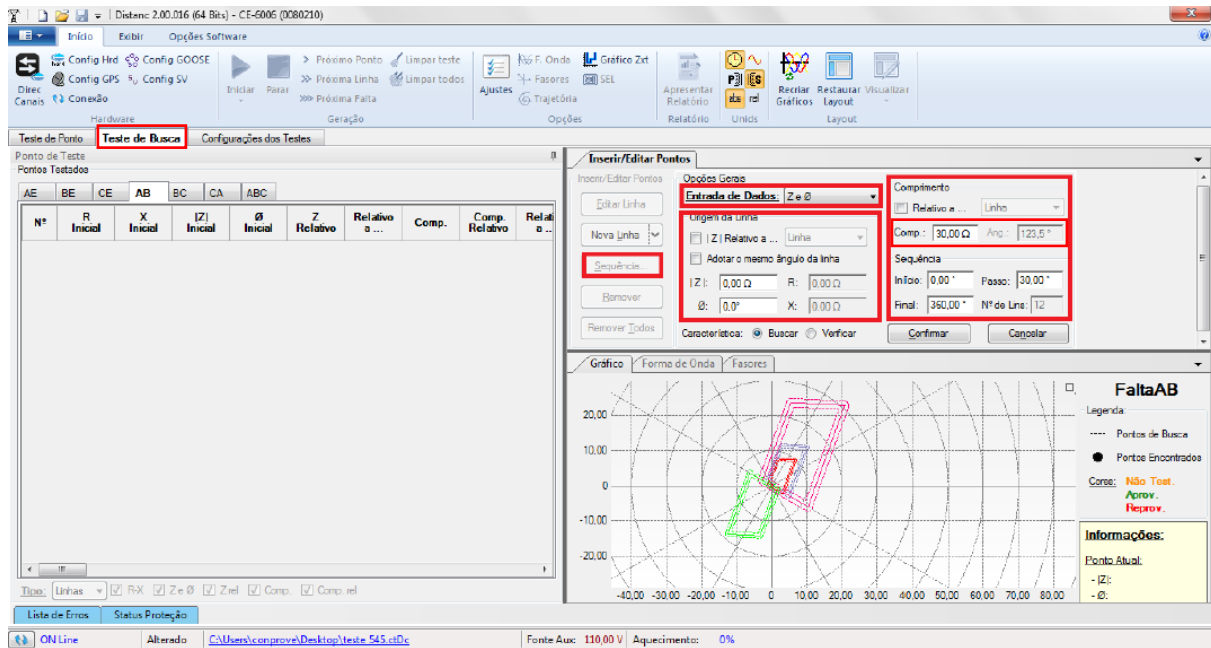


Fonte: CONPROVE, 2015

3.2.3 Testes de curto-circuito nas zonas de proteção

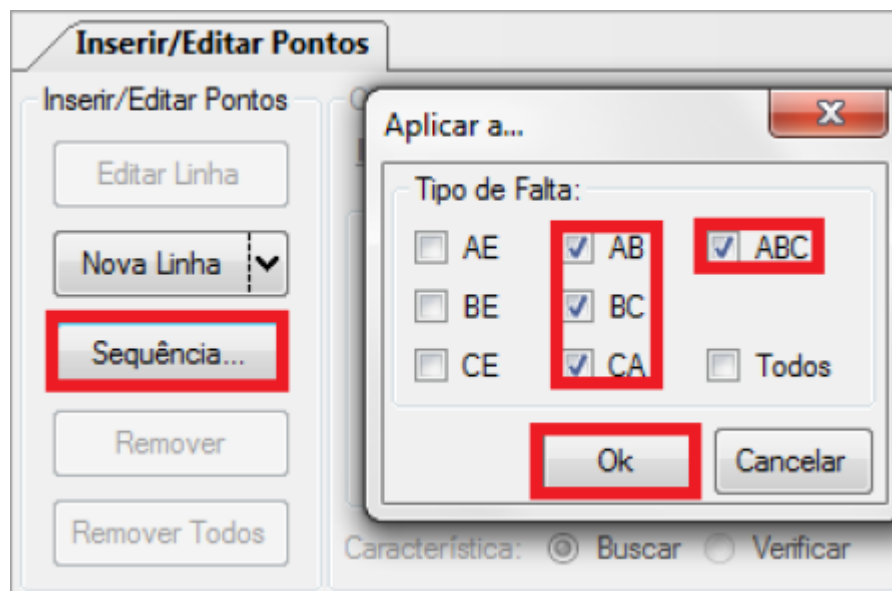
Com a definição das zonas de proteção, os testes de falta podem ser feitos. Para isso, é necessário clicar na aba “Teste de Busca”, representado na tela da Figura 25. Pode-se visualizar que nela é possível configurar o local do plano no qual se quer inserir o teste em “entrada de dados”, ou seja, o valor de impedância de curto-circuito, em forma polar ou retangular, visto pelo relé é inserido nessa etapa. Além disso, caso se queira estender o ponto de teste em forma de uma linha para englobar variações na impedância, basta inserir essa variação em “comp” e “ang”. Em “sequência” são marcados os tipos de falta que se deseja implementar, sendo desde faltas monofásicas, bifásicas até trifásicas, como é possível visualizar na Figura 26. Por fim, basta clicar em confirmar, ocorrendo o teste nas zonas de proteção.

Figura 25 - Tela de testes das zonas de proteção



Fonte: CONPROVE, 2015

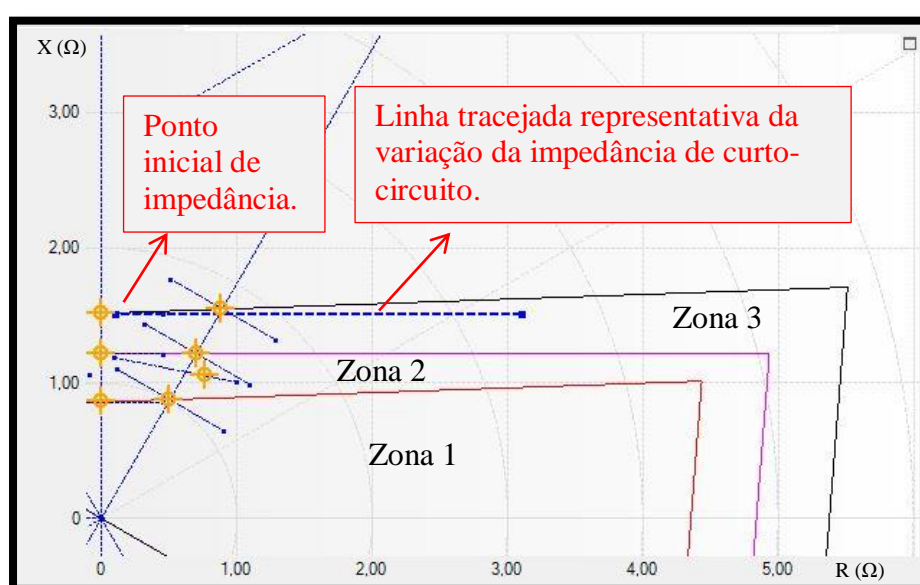
Figura 26 - Tela de tipos de falta



Fonte: CONPROVE, 2015

A linha de teste está representada na Figura 27 de forma tracejada, para exemplificar uma situação de falta realizada pelo software. Nesse exemplo em questão, a linha foi configurada de modo a dar um entendimento de variação de nível de curto-circuito, uma vez que o valor de impedância vista no plano, representada pela linha tracejada, está aumentando pois foi testado um aumento da resistência de falta, a partir do ponto inicial de impedância. Além disso, os eixos vertical e horizontal indicam as características indutiva (X) e resistiva (R) da impedância, respectivamente.

Figura 27 - Exemplo de um teste de falta

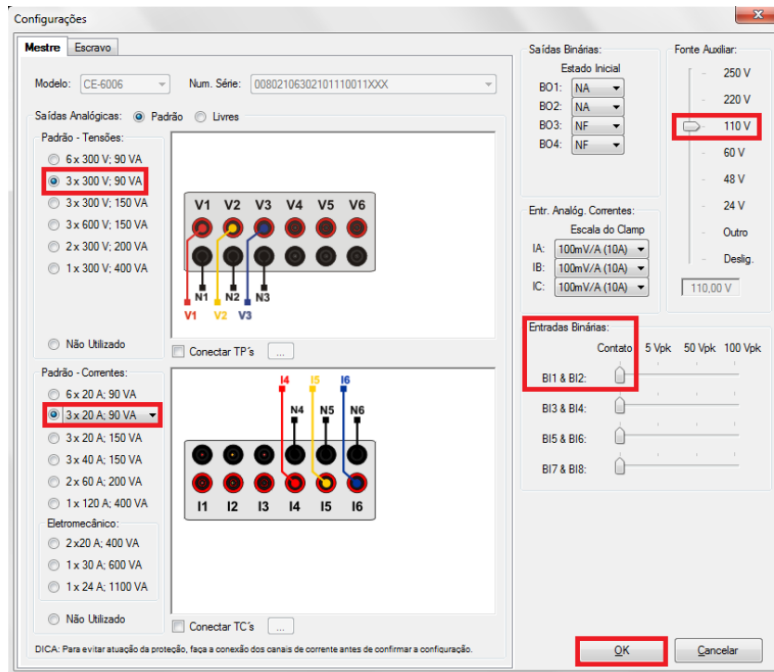


Fonte: PRÓPRIO AUTOR

3.2.4 Configuração da maleta de testes via Distanc

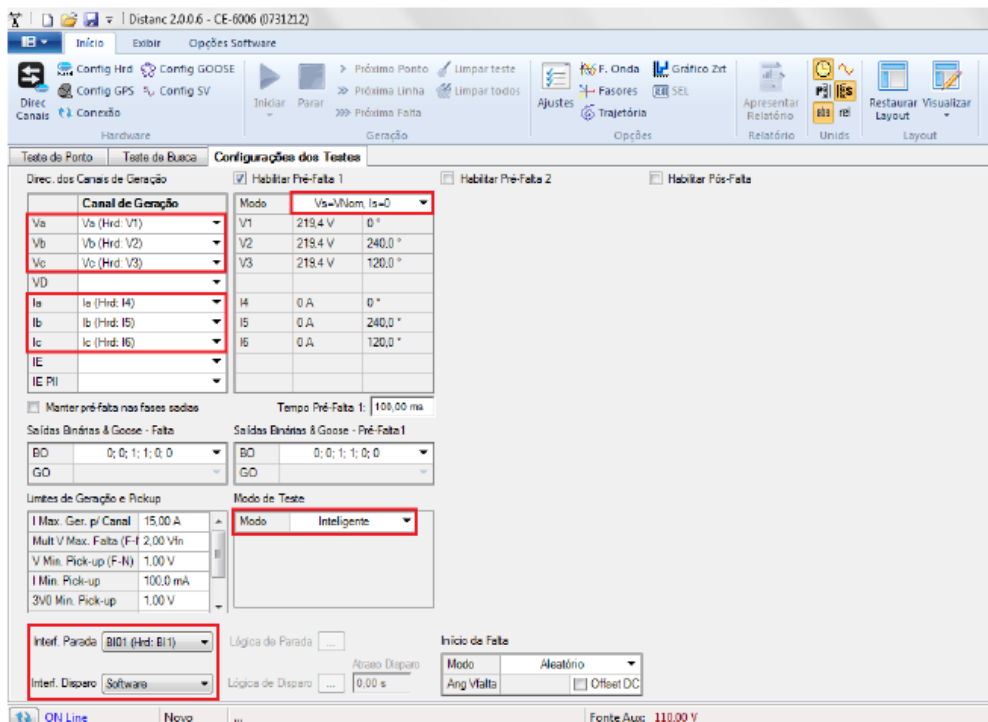
Por fim, para que a maleta de testes gere os sinais de tensão e corrente referentes aos níveis de curto-circuito testados no programa, é preciso configurar o hardware, que é a própria maleta de testes. Desse modo, deve-se escolher as saídas de corrente e tensão e selecionar as entradas e saídas binárias a serem integradas ao relé. Essas configurações mostradas nas telas ilustradas na Figura 28 e Figura 29 aparecem ao clicar em “Config Hrd” e em “configuração dos testes”, em que ambos atalhos estão na Figura 25. Após essa etapa, basta clicar no botão “Iniciar”, presente na Figura 30, para que software e hardware gerem os sinais de testes para o relé.

Figura 28 - Tela de configuração das saídas da maleta de testes



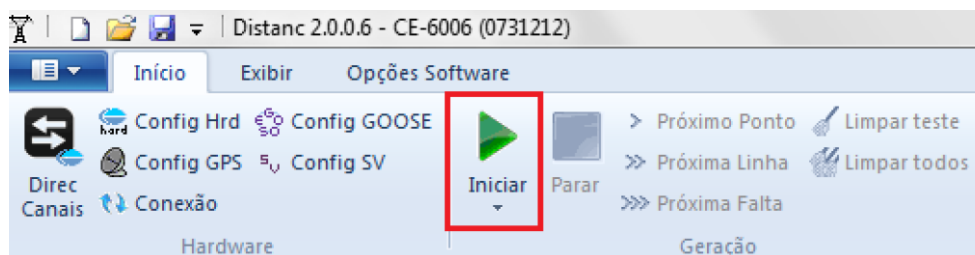
Fonte: CONPROVE, 2015

Figura 29 - Segunda tela de configuração das saídas da maleta de testes



Fonte: CONPROVE, 2015

Figura 30 - Indicação para inicialização da geração



Fonte: CONPROVE, 2015

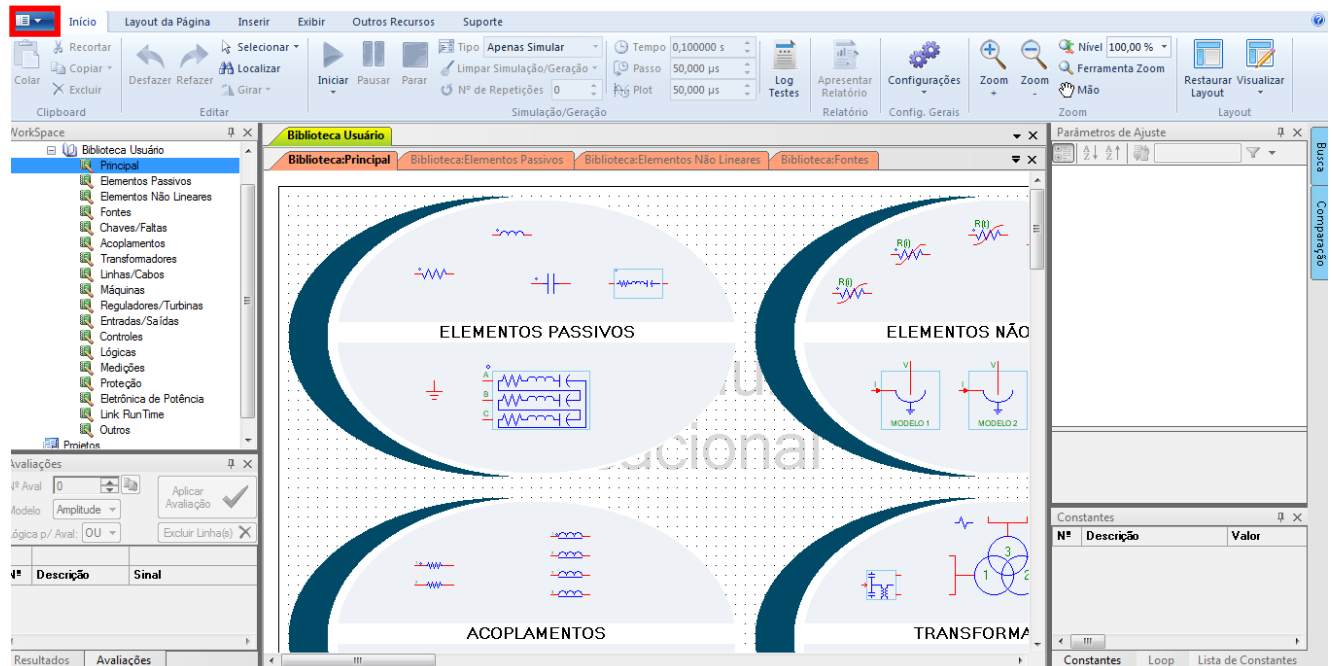
3.3 Software PS SIMUL

3.3.1 Introdução e inicialização

O PS Simul é uma ferramenta utilizada para simular sistemas de potência com as suas mais diversas variedades de equipamentos. Com uma interface simplificada e exemplos de aplicações, o seu uso é simplificado e resiliente, uma vez que quanto mais se testa as simulações, mais se aprende sobre a maneira como o programa funciona.

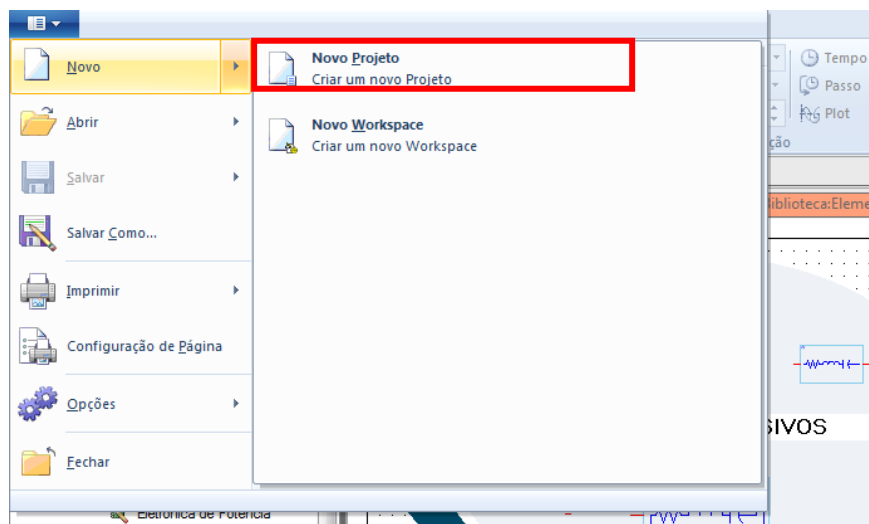
Primeiramente, ao abrir o programa, será mostrado a sua tela inicial como na Figura 31. Nela, é possível ter uma visão geral da ferramenta, além de ser mostrado a sua biblioteca. Após isso, é preciso iniciar um novo projeto e, para isso, basta clicar no espaço retangular superior esquerdo indicado na Figura 31. Feito esse processo, será aberta a tela da Figura 32 e, com isso, basta clicar em novo e depois em “novo projeto”.

Figura 31 - Tela inicial PS SIMUL



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

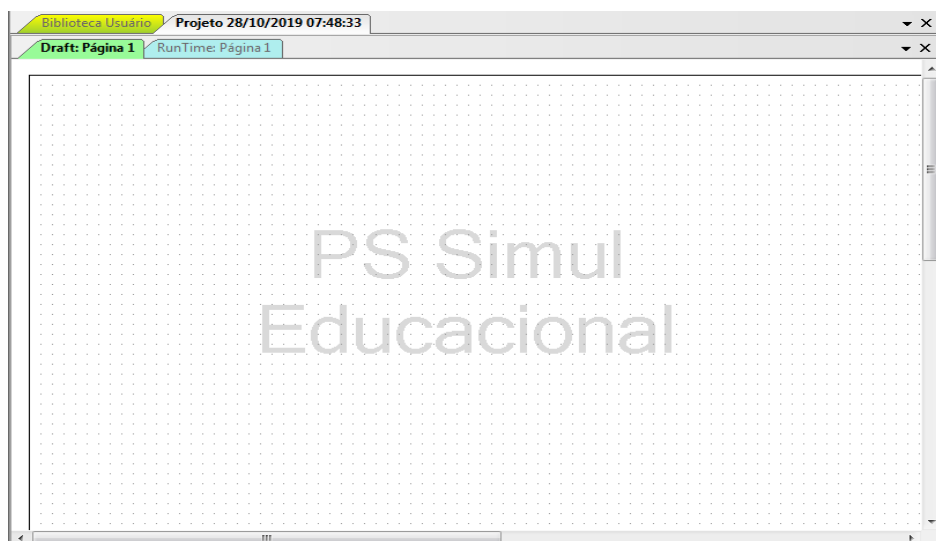
Figura 32 - Criação de um novo projeto



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Na tela de novo projeto aberta, representada na Figura 33, pode-se visualizar duas guias: a “Draft” e a “Run Time”. Na “Draft” será feito o desenho do circuito, enquanto na “Run Time” são apresentados os resultados de medição da simulação, ilustrando, por exemplo, as formas de onda e valores de impedância.

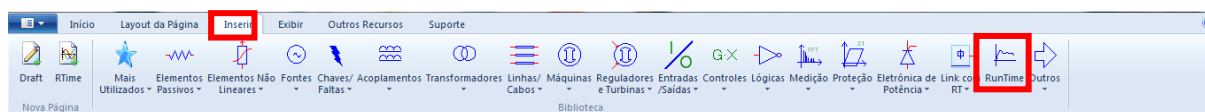
Figura 33 - Tela de novo projeto



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Estando na guia “Draft”, é necessário inserir os blocos que representam as partes do SEP. A ferramenta apresenta uma grande quantidade de equipamentos para diversas aplicações, entre as quais estão: controle, eletrônica de potência, sistemas de potência e geração distribuída. Para colocar os objetos no “Draft”, basta abrir a guia “Inserir” no topo da tela do programa, apresentada na Figura 34. Nessa tela tem vários segmentos agrupados, bastando apenas clicar no elemento desejado, após abrir o segmento para alocar o bloco no “Draft”.

Figura 34 - Indicação da guia “Inserir”



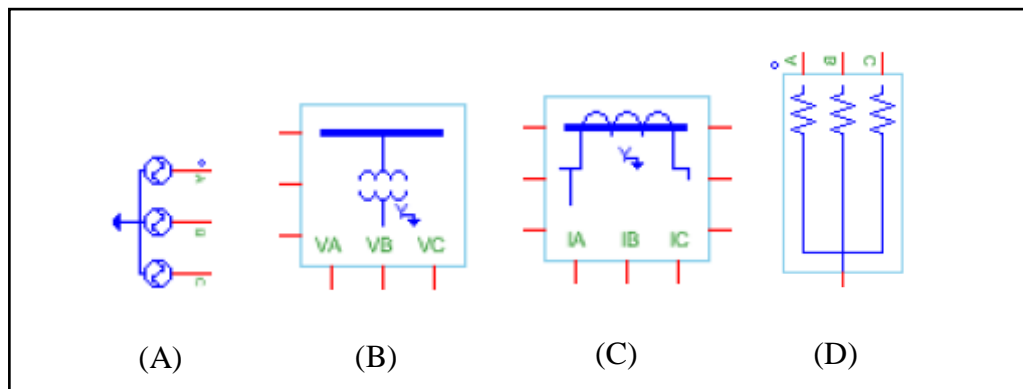
Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Entretanto, é importante explicar que dentre esses segmentos de blocos, há alguns como, por exemplo, os tipos de gráficos e saídas de medição, que só podem ser utilizados na guia de simulação. Isso está representado na Figura 34 pelo segmento chamado “RunTime”.

3.3.2 Principais blocos utilizados

Tendo entendimento da parte inicial do programa, são mostrados a seguir os blocos mais importantes, os quais foram utilizados na simulação realizada no estudo de caso desse trabalho. Na Figura 35 são apresentados os blocos que representam uma fonte de tensão (A), um TP (B), um TC (C) e um bloco de impedância (D).

Figura 35 - Blocos fonte de tensão, TP, TC e impedância

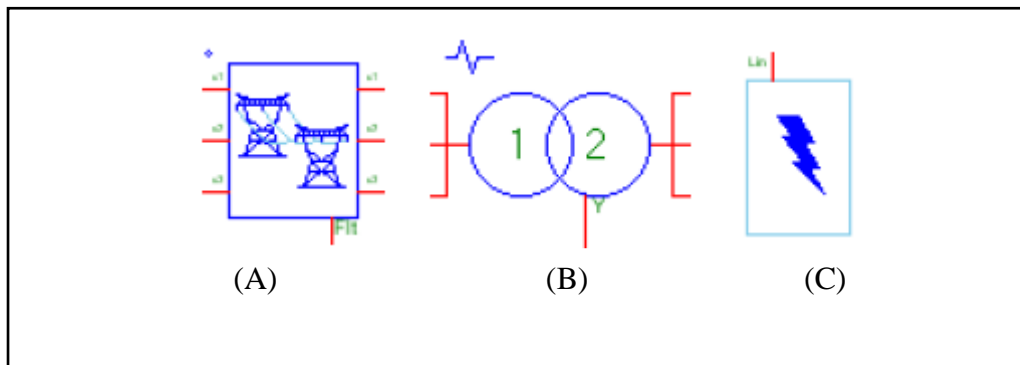


Fonte: PRÓPRIO AUTOR

A fonte de tensão foi utilizada para representar as subestações MGY e PCI, que são mostradas no Capítulo 4 na Figura 49, inserindo a tensão e a frequência de fase da rede. O bloco de impedância foi adicionado para representar a barra das subestações, impedância reduzida da rede e a carga. Utilizou-se o TP e o TC separadamente, embora o PS Simul disponha do bloco conjunto com os dois transformadores de instrumentos. Isso foi feito devido ser mais simples de visualizar as suas particularidades.

Continuando a explanação dos blocos, na Figura 36 são apresentados os blocos representativos da linha de transmissão (A), do transformador de potência (B) e do bloco indicador de falta na linha (C). As linhas necessitam das informações de comprimento e impedância, a qual pode ser inserida de diversas formas e unidades. Os transformadores demandam as informações básicas, como relação de transformação por meio das tensões no primário e secundário, além da sua impedância. Já o bloco de falta se conecta diretamente à linha de transmissão na qual se quer testar uma falta, sendo necessário informar a localidade de ocorrência do curto em percentual de impedância da linha em defeito.

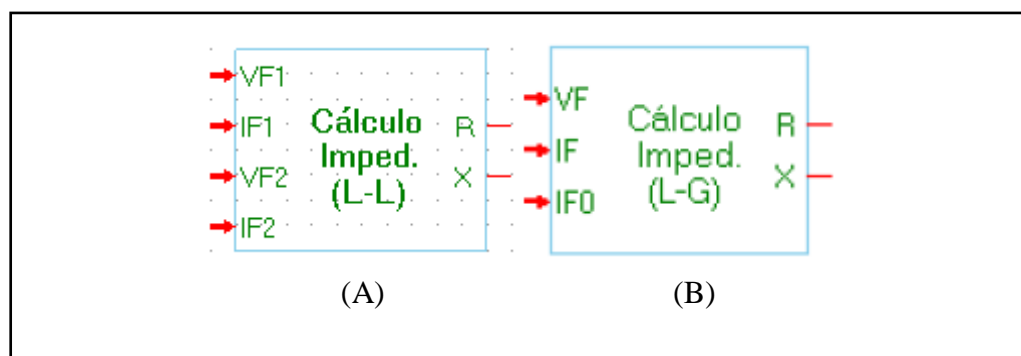
Figura 36 - Blocos Linha, transformador e falta



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Com a introdução dos blocos básicos para a simulação, o próximo passo é entender a metodologia aplicada para simular o relé de distância, uma vez que o software não possui esse instrumento. Porém, a ferramenta dispõe de um bloco de medição de impedância o qual simula o que é calculado e visto pelos relés de distância, possuindo tanto para faltas trifásicas quanto para faltas monofásicas. Na Figura 37 estão presentes os blocos de medição de impedância para falta fase-fase (A) e medição de impedância para falta fase-terra (B).

Figura 37 – Blocos de cálculo de impedância

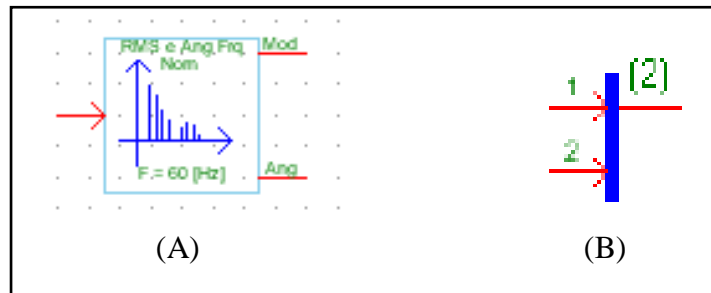


Fonte: PRÓPRIO AUTOR

A maneira como os blocos da figura acima realizam o cálculo da impedância aparente é a mesma utilizada no estudo analítico e teóricos apresentados no Capítulo 4 pelas Equações 4.03 e 4.05, presentes no estudo de caso que será apresentado posteriormente, mas é necessário salientar que não há abertura no bloco para incluir a resistência de falta no valor final de impedância. Além disso, esses blocos possuem algumas particularidades devido à maneira como os sinais de entrada devem estar. É necessário separar o sinal

vindo dos transformadores de instrumentos em forma de módulo e ângulo, sendo então realizado esse procedimento pelos blocos da Figura 38.

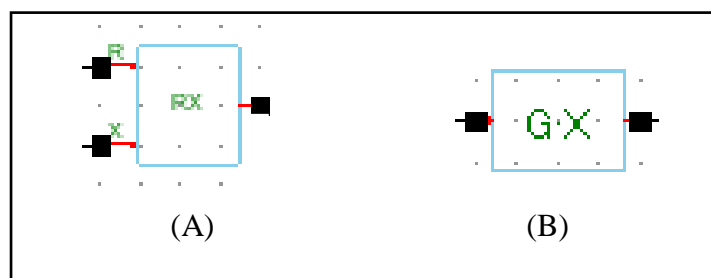
Figura 38 - Blocos de separação e agrupamento de sinais



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Por meio desses blocos da Figura 38, os sinais em forma de onda advindos do TC e do TP são transformados em seus respectivos módulos e ângulos por meio do bloco (A). Após isso, o bloco agrupador de sinais (B) unifica esses dois valores e forma um sinal que possui informação de módulo e ângulo, o qual será a entrada correta para os blocos da Figura 37. Para finalizar, as duas saídas dos blocos de impedância, tanto "R" quanto "X" são conectadas ao bloco responsável por formar o número complexo indicador da impedância, representado por (A) na Figura 39. É válido salientar que na simulação foi utilizado um bloco de ganho, representado por (B) na Figura 39, para que o sinal de entrada dos blocos de impedância fossem realmente os do primário dos TCs e TPs, conforme o calculado na impedância aparente do estudo de caso. Ademais, isso também facilita na checagem e validação em relação à coerência das medições. Com isso, esse bloco foi colocado entre os transformadores de instrumentos e os blocos de separação de sinal.

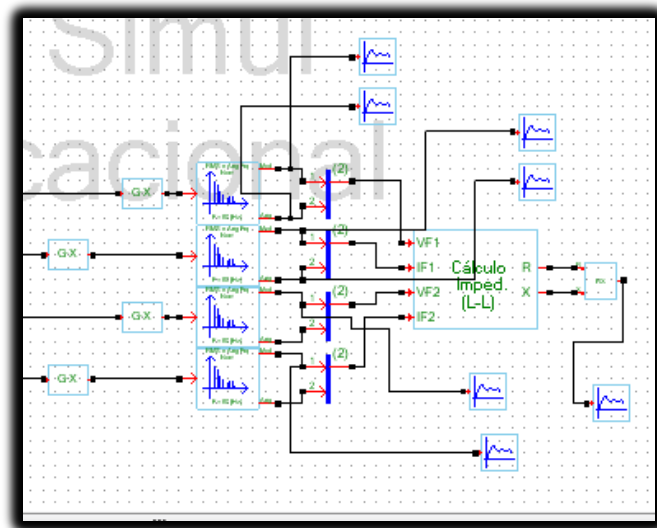
Figura 39 - Bloco de união dos sinais "R" e "X" e bloco de ganho



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

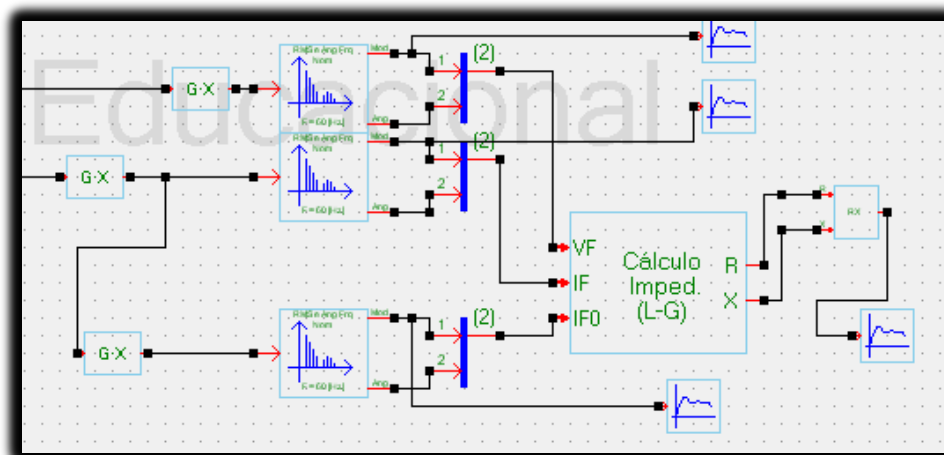
Desse modo, a Figura 40 e Figura 41 resumem o mecanismo de simulação do relé de distância por meio do Software PS Simul.

Figura 40 - Simulação do relé de distância para falta fase-fase



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Figura 41 - Simulação do relé de distância para falta fase-terra

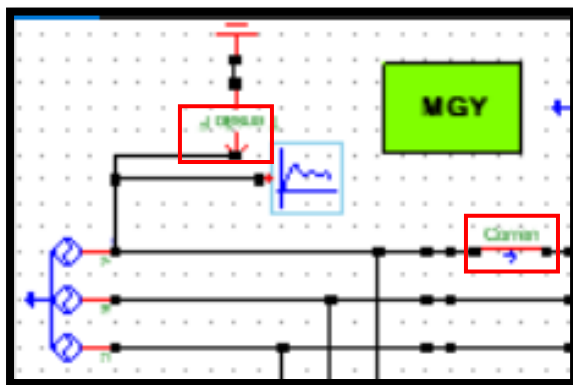


Fonte: PRÓPRIO AUTOR

3.3.3 Sistemas de medição e amostragem

Finalizando o entendimento sobre os principais blocos, é necessário mostrar como o software realiza as medições do circuito e amostragem dos resultados no “Run Time”. Para isso, primeiramente é preciso selecionar as medições que se deseja visualizar e adicionar ao circuito. Há duas formas de isso ser feito, a primeira delas é inserindo medidores de corrente e tensão na rede, por exemplo, como na Figura 42, em que estão destacados os medidores de corrente e tensão de fase para determinados pontos. A segunda maneira é habilitando a medição do bloco o qual se deseja, mostrado na Figura 43.

Figura 42 - Demonstração da primeira maneira de medição



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Figura 43 - Demonstração da segunda maneira de medição

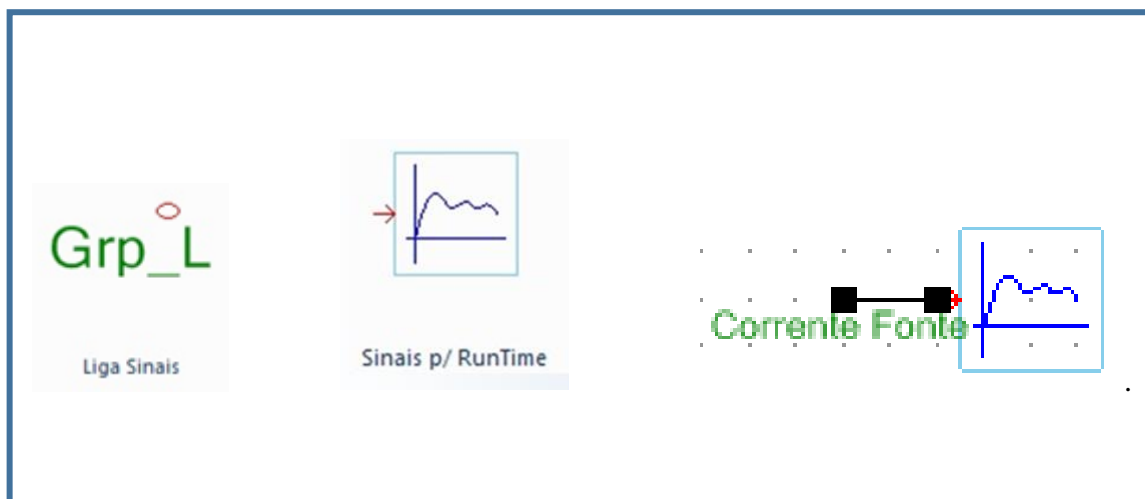
< Valores RLC	
< Fase A	
Resistência	1,00 Ω
Hab. Med. Interna	Sim
> Descrições	
> Tensão	
VA	
VB	
VC	
> Corrente	
IA	ia
IB	ib
IC	ic
> Potencia	
SA	
SB	
SC	
S3Ø	
> Energia	
EA	
EB	
EC	
E3Ø	

Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Ao clicar duas vezes no bloco que se deseja realizar medições, a tela da Figura 43 abrirá, bastando selecionar “sim” em “Hab.Med.Interna”. Após isso, nomear as medições desejadas, como indicado na própria figura supracitada.

Após isso, é necessário desenvolver um link entre o sinal de medição e o bloco que plotará o resultado da medição no “Run Time”. Isso será feito pelos blocos “Liga Sinais”, presente em “Outros” na Figura 34, e “Sinais p/ RunTime”. Para isso, basta clicar duas vezes no “Liga Sinais” e nomeá-lo da mesma maneira o qual foi escrito nos blocos medidores. Depois, conectam-se os dois blocos, e o link será realizado corretamente, como representado na Figura 44.

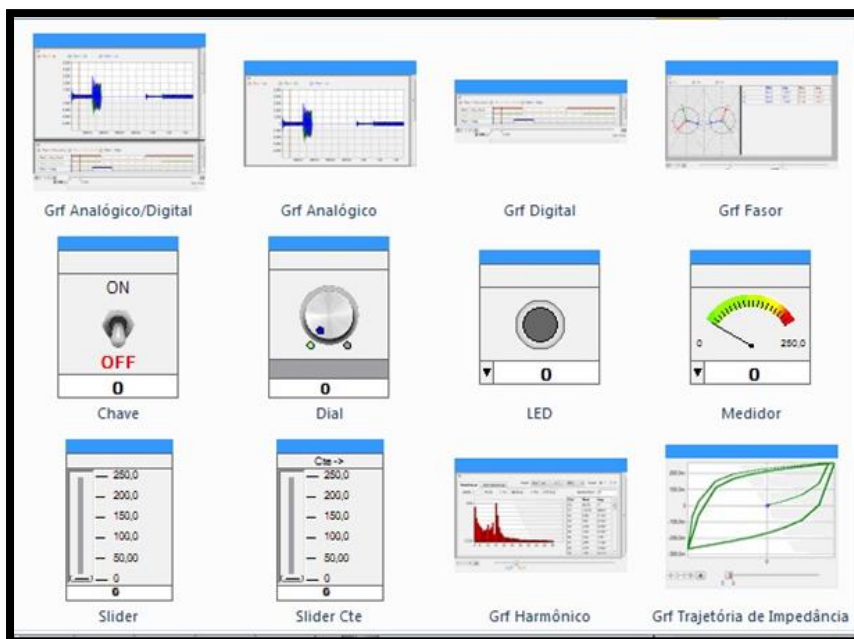
Figura 44 - Demonstração dos blocos utilizados para link de medição



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Por fim, deve-se configurar o “Run Time” para definir que tipos de gráficos se deseja mostrar. Assim, é preciso definir qual tipo de gráfico se quer visualizar nos resultados. O software disponibiliza os seguintes gráficos presentes na Figura 45:

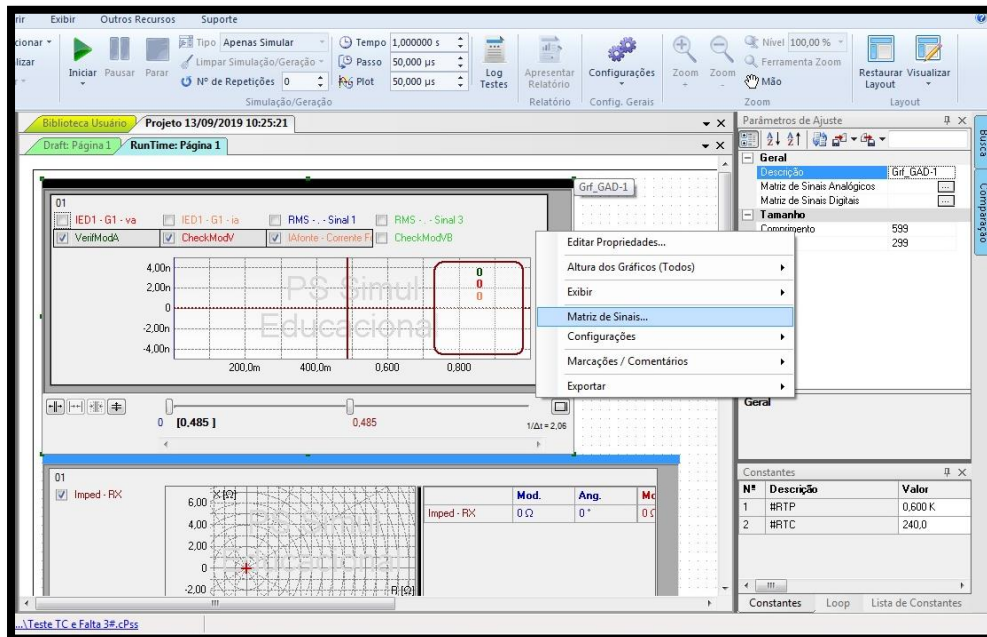
Figura 45 – Gráficos presentes na ferramenta



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

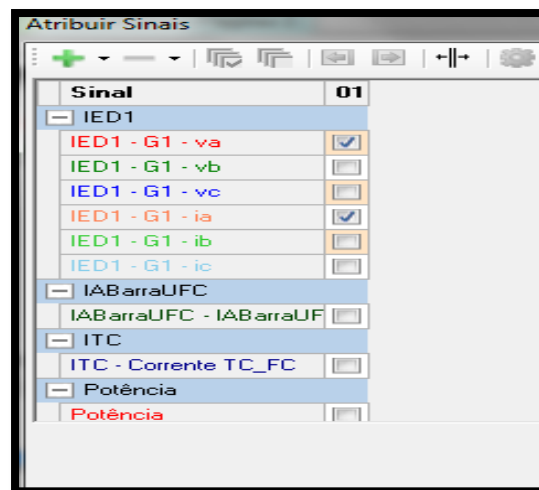
No estudo de caso, foi utilizado “Grf Analógico/Digital” para visualizar informações de corrente, tensão e potência do circuito. Além disso, o gráfico “Grf Trajetória de Impedância” também foi essencial para mostrar a impedância aparente durante as faltas. Selecionando os gráficos, basta inserir no “Run Time” e, após isso, adicionar as curvas de medição que se deseja analisar. Na Figura 46 é mostrado o processo a ser realizado, indicando que ao clicar com o botão direito no gráfico, aparece “Matriz de Sinais”, onde são adicionadas as medições previamente definidas, conforme pode ser observada na Figura 47.

Figura 46 - Tela “Run Time” para inserção dos gráficos



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Figura 47 - Escolha dos sinais para plotagem



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

3.4 Considerações finais

Este capítulo apresentou um tutorial de uso das duas ferramentas de simulação utilizadas, além de comentar particularidades dos dois softwares em relação ao estudo realizado.

Pôde-se perceber que o Distanc é mais simples e direto, uma vez que o seu objetivo é plotar as zonas de proteção e testá-las, além de enviar informações ao relé. Já o PS Simul necessita de maior tempo de uso para descobrir as suas funcionalidades, uma vez que é uma ferramenta voltada para simular partes do SEP, logo claramente terá mais funções e peculiaridades.

Contudo, o tutorial foi feito objetivando facilitar o uso dessas ferramentas as quais foram extremamente importantes para o desenvolvimento do estudo de caso.

4 ESTUDO DE CASO E RESULTADO DAS SIMULAÇÕES

4.1 Introdução

Nesse capítulo há o desenvolvimento analítico e a apresentação da parte do SEP a qual foi analisada, presente na Figura 49, para a aplicação de um relé de distância. Além disso, será apresentado o resultado das simulações obtidas por meio dos softwares supracitados, PS Simul e Distanc.

4.2 Metodologia

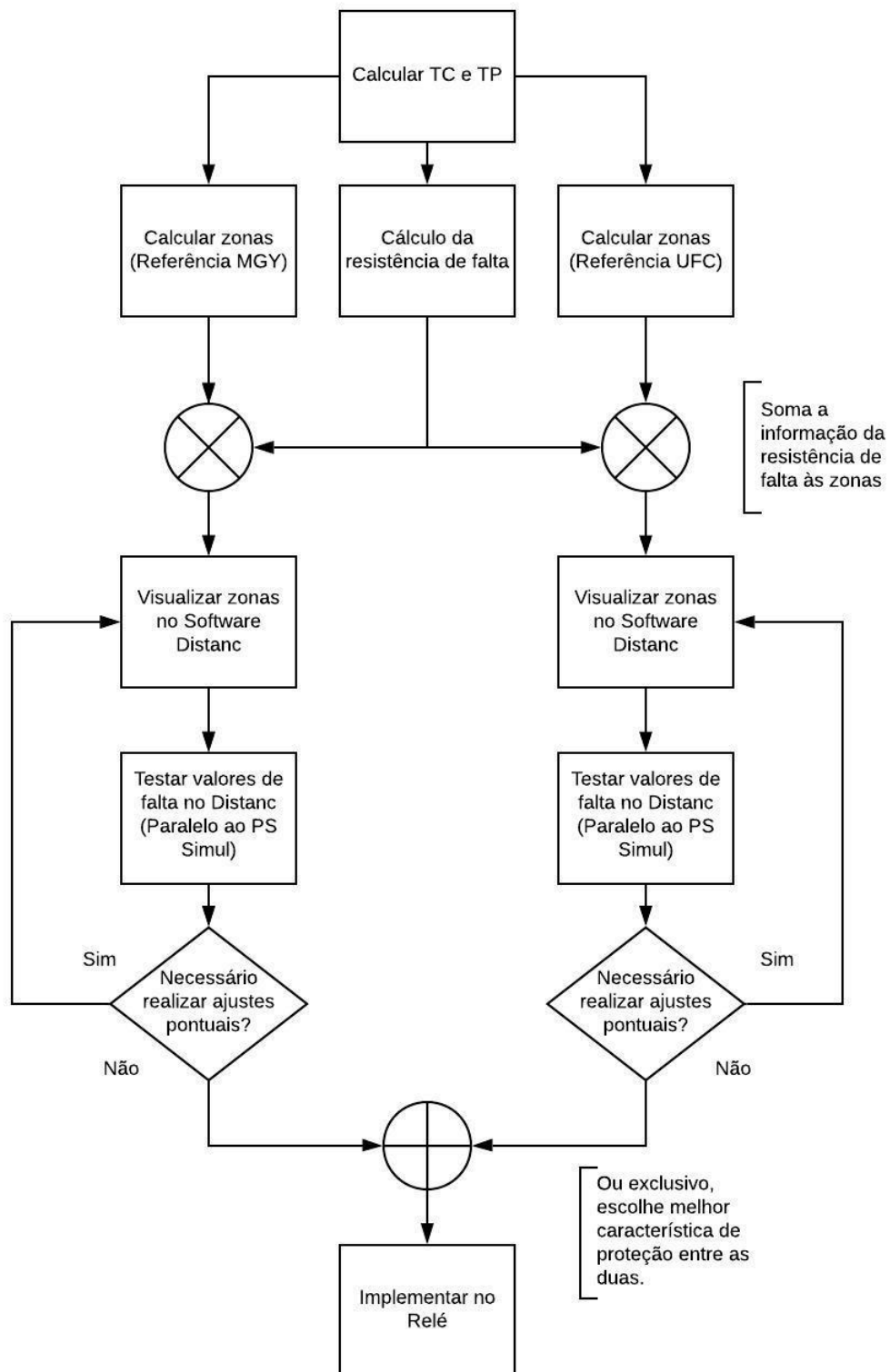
Para o estudo da situação que será exposta, utilizou-se como base teórica e analítica uma ampla bibliografia, dentre as quais já foram citadas como referência no capítulo de fundamentação teórica e revisão bibliográfica. Além disso, foi utilizado também como leitura prévia um manual de proteção de distância da Alstom Brasil, usado em treinamentos sobre esse tema, sendo então as informações mescladas por várias fontes. Em relação aos dados da rede, obtiveram-se os valores dos níveis de curto-circuito e impedância da rede em análise disponibilizada pela Enel Distribuição Ceará, além da OAP das subestações PCI, MGY e UFC.

O desenvolvimento teórico foi realizado visando faltas fase-fase e fase-terra nas linhas 02L9, que está entre as subestações PCI e MGY, e 02F1, a qual representa a derivação da linha 02L9 para a subestação da UFC, objetivando o acionamento do disjuntor 12L9 logo após a barra 7955 como pode ser visto na Figura 49. Primeiramente, foram dimensionados os TCs e TPs para o correto envio de informações ao relé. Por meio dos valores enviados pelos transformadores de instrumento, foi analisado o valor da impedância aparente para ambos os tipos de falta, definindo, assim, o alcance das zonas de proteção. Para isso, realizaram-se testes utilizando como impedância aparente primeiramente o valor da falta trifásica, e depois o valor da falta monofásica, com o intuito de obter zonas de proteção com as melhores características para a operação do relé. Além disso, para a proteção de distância, a resistência do arco é um fator importante quando esse tema é analisado, tornando-se necessária uma abordagem teórica do seu cálculo. Ademais, foi tomado como referência o curto circuito em duas barras, a barra da Subestação MGY e a da Subestação UFC, com o objetivo de mostrar duas situações distintas as quais são vistas pelo relé. E com isso, devem-se parametrizar duas zonas de proteção diferentes para

a vista de cada barra, de forma que no final haja base para a escolha de uma delas, a qual será representativa da zona escolhida que deverá cobrir faltas para ambas as situações

Após a obtenção dos parâmetros teóricos, essas informações foram inseridas no Software Distanc para a geração das zonas de proteção, objetivando, também, testá-las para os níveis de curto ao longo da linha e em regiões próximas. Ademais, com a intenção de simular a rede em estudo, utilizou-se o Software PS Simul para o cálculo da impedância aparente da mesma maneira como foi calculado analiticamente, sendo importante também para o melhor entendimento visual e validação teórica. A Figura 48 mostra o fluxograma da metodologia utilizada.

Figura 48 – Fluxograma da metodologia

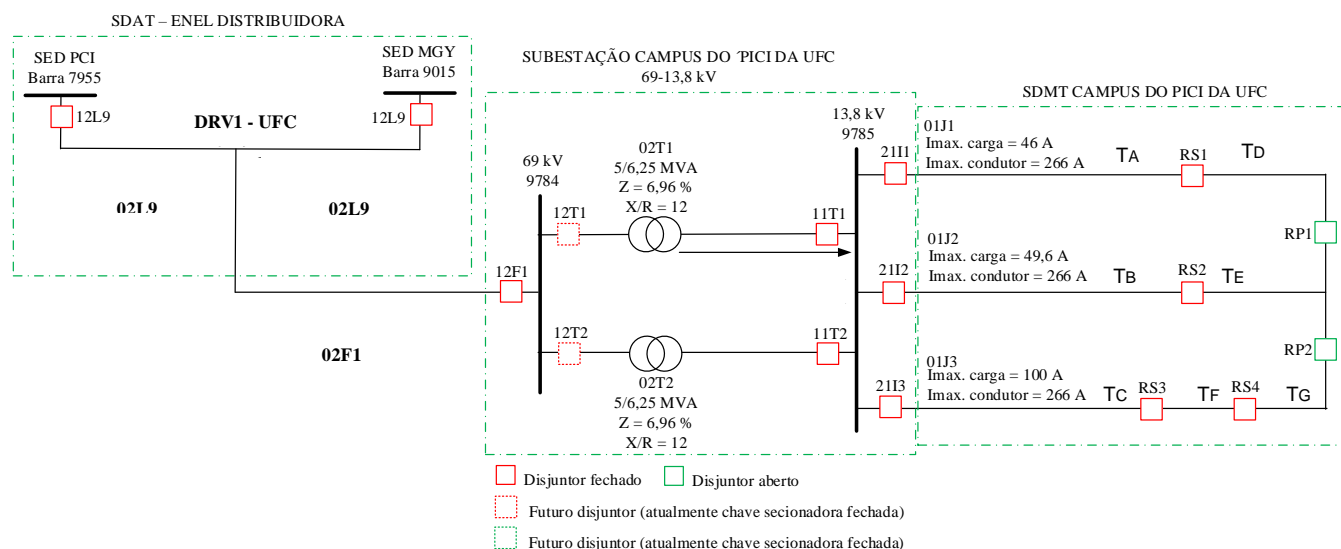


Fonte: PRÓPRIO AUTOR

4.3 Topologia e parâmetros do sistema

O trecho do SEP analisado está presente na Figura 49, o qual representa, dentre outros elementos, a linha 02L9 de 69kV, a qual liga as subestações PCI e MGY, e a linha 02F1 que é a derivação até a subestação da UFC.

Figura 49 - Diagrama unifilar do trecho do SEP estudado



Fonte: FURTADO E ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2018

Tendo em vista o conhecimento da rede de estudo, é necessária a apresentação dos parâmetros das LTs 02L9 e 02F1, que são iguais, diferenciando apenas no comprimento. Assim, na Tabela 2 e Tabela 3 há as informações de impedância e comprimento, respectivamente, as quais foram utilizadas no estudo, sendo discriminadas as informações de impedância em componentes simétricas de sequência positiva e zero para faltas trifásicas e monofásicas, respectivamente.

Tabela 2 - Parâmetros de impedância das LTs

Componente Simétrica	Módulo (Ω/km)	Ângulo	R (Ω/km)	X (Ω/km)
Sequência Positiva	1,39	76,72°	0,319	1,353
Sequência Zero	6,36	81,44°	0,947	6,289

Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2018

Tabela 3 - Comprimento por partes das LTs

Setor da LT	Comprimento (km)
PCI/DRV1-UFC	0,492
MGY/DRV1-UFC	8,328
DRV1-UFC/UFC	0,05
PCI/UFC	0,542
MGY/UFC	8,378

Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2018

A seguir, na Tabela 4, há os dados referentes aos curto-circuitos nas barras 7955, 9015 e 9784, como também o valor de falta no ponto de derivação da linha (DRV1-UFC).

Tabela 4 - Dados de Curto-Circuito

Localização	Trifásico		Monofásico	
	Módulo (kA)	Ângulo	Módulo (kA)	Ângulo
PCICOELCE	17,07	-86,27	12,01	-88,25
MGY	10,46	-82,46	6,12	-84,11
DRV1 - UFC	15,8	-85,6	10,7	-87,35
UFC	15,68	-85,52	10,58	-87,26

Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2018

4.4 Memorial de cálculo e aplicação da metodologia

4.4.1 Dimensionamento dos TCs e TPs

Visando evitar a saturação dos TCs, então se espera que para a maior corrente de curto-circuito a operabilidade do instrumento continue a mesma. Assim, o método utilizado foi visando a não saturação para uma corrente até 20 vezes a sua nominal, a qual é referente ao seu primário. Como a barra mais próxima ao TC é a PCI, a qual apresenta um valor de falta de 17,07 kA, então esse valor de corrente será utilizado para a parametrização e obtenção da corrente primária (I_p), seguindo a Equação 4.01:

$$I_p > \frac{17070}{20} = 853,5 A \quad (4.01)$$

Como validação, utilizou-se também a corrente máxima de carga com um fator de segurança de 1,5. Pela Figura 49, somando os valores de corrente máxima de carga nas linhas 01J1, 01J2 e 01J3, é obtido o valor 195,6 A. Refletindo esse valor de corrente para o primário dos transformadores 02T1 e 02T2, que possui relação de transformação de 5, então tem-se uma corrente de carga de 39,12 A. Considerando esse método, então:

$$I_p > 39,12 * 1,5 = 58,68 \text{ A} \quad (4.02)$$

Portanto, um TC com corrente nominal primária de 1200 A será utilizado, possuindo no secundário uma corrente nominal de 5 A, ocasionando, assim, um RTC de 240.

Em relação ao transformador de potencial, foi escolhido com base na tensão nominal do ponto onde o TP está instalado, ou seja, após a barra 7955. Assim, considerando uma tensão de fase de 39,84 kV, pois a tensão de linha é 69 kV, no primário e uma tensão de fase padrão no secundário de 66,4 V, sendo a de linha 115 V, escolheu-se um TP com relação de transformação de 600.

4.4.2 Definição das zonas de proteção

Primeiramente, é necessário calcular a impedância aparente para que, após isso, ocorra a determinação das zonas de proteção. Foram realizadas duas formas de obtenção da impedância aparente, sendo uma delas a partir dos valores de curto-circuito trifásico e a outra forma utilizando os valores de curto-circuito monofásico. Iniciando o cálculo para a falta simétrica, então a impedância é obtida pela Equação 4.03 a seguir:

$$Z_{apFF} = \frac{V_A - V_B}{I_{ccA} - I_{ccB}} \quad (4.03)$$

Em que:

- V_A e V_B são as tensões pré-falta da fase A e da fase B, respectivamente;
- I_{ccA} e I_{ccB} são as correntes de curto-circuito trifásico nas fases A e B, respectivamente, referente à barra 9784 (UFC);

Como a falta trifásica é equilibrada, então a diferença entre I_{ccA} e I_{ccB} é no ângulo, apresentando módulo de 15,68 kA. Considerando uma sequência de fase ABC, então o ângulo da fase B será o ângulo da fase A, presente na Tabela 4, menos 120° . Além disso, definiu-se VA como a referência, possuindo assim VB um ângulo de -120° , tendo ambos módulos de 39,84 kV. O valor das partes real e imaginária dessas tensões e correntes está presente na Tabela 5 seguinte:

Tabela 5 - Valores de tensão e corrente de falta trifásica na barra UFC 69 kV

Grandeza	Real	Imaginária
VA (kV)	39,84	0
VB (kV)	-19,92	-34,5
I_{ccA} (kA)	1,22	-15,6
I_{ccB} (kA)	-14,2	6,76

Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Aplicando esses valores da Tabela 5 na Equação 4.03, então o valor da impedância aparente calculado foi:

$$Z_{apFF} = 0,198 + 2,533i \Omega \rightarrow |Z_{apFF}| = 2,541 \Omega \quad (4.04)$$

Continuando a análise, deve-se calcular esse valor de impedância para uma falta fase-terra. Entretanto, a equação utilizada será a seguinte:

$$Z_{apFT} = \frac{VA}{I_{ccAmono} + 3 * I_{cc0} * K0} \quad (4.05)$$

Em que $K0$ é a compensação de terra, que é calculada da maneira a seguir:

$$K0 = \frac{\frac{Z0}{Z1} - 1}{3} \quad (4.06)$$

Já I_{cc0} é a corrente de sequência 0 na condição de falta, que segundo Stevenson (1986), é obtida por meio da matriz de componente simétrica, que pode ser definida segundo a equação a seguir:

$$Mc = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{pmatrix} \rightarrow Mc^{-1} = Mc * \frac{1}{3} \quad (4.07)$$

Em que α é um operador que soma 120° a um número complexo. Próximo passo é aplicar a inversa da matriz Mc e, após isso, multiplicar esse valor pela matriz coluna das correntes de curto-circuito monofásico. Considerando $I_{ccBmono}$ e $I_{ccCmono}$ iguais a zero, pois a falta é na fase A, então:

$$I_{cc0} = Mc^{-1} * \begin{pmatrix} I_{ccAmono} \\ I_{ccBmono} \\ I_{ccCmono} \end{pmatrix} = \frac{I_{ccAmono}}{3} \quad (4.08)$$

Na Tabela 2, Tabela 3 e Tabela 4 há os valores de impedância, comprimento da linha e corrente de curto-circuito monofásica os quais foram utilizados para a obtenção do valor da compensação de terra, utilizando a Equação 4.06, e do valor de impedância aparente, por meio da Equação 4.05. Assim, seguem os valores representados nas Equações 4.09 e 4.10:

$$K0 = 1,187 + 0,126i \, \Omega \quad (4.09)$$

$$Z_{apFT} = 0,18 + 1,71i \, \Omega \rightarrow |Z_{apFT}| = 1,719 \, \Omega \quad (4.10)$$

Após o cálculo das impedâncias aparentes tanto para uma falta monofásica quanto para uma falta trifásica, as zonas de proteção podem ser definidas. A metodologia para a sua obtenção utiliza a impedância aparente, um fator o qual representa a porcentagem da linha que se quer cobrir e a constante de relação entre os transformadores de instrumentos, parâmetro o qual é o quociente entre o RTC e o RTP, como apresentado na Equação (4.11). Desse modo, a Equação (4.12) foi desenvolvida:

$$Kre = \frac{RTC}{RTP} = \frac{240}{600} = 0,4 \quad (4.11)$$

$$Z_{Ai} = Pi\% * |Z_{ap}| * Kre \quad (4.12)$$

Tendo seus parâmetros definidos a seguir:

- Z_{Aif} : zona de proteção índice “i” e falta “f”;

- $P_i\%$: porcentagem da linha a qual será protegida pela zona índice “i”;
- K_{re} : fator de relação entre TP e TC.

Para o primeiro teste de zona de proteção, será utilizado como impedância aparente de referência o valor calculado para a falta trifásica, pela Equação (4.04). Na sua primeira zona, considerou-se um valor de P_1 como 92% da linha, objetivando levar em consideração os erros dos instrumentos de medição e do próprio relé. Com isso, tem-se:

$$Z_{A1FF} = 0,92 * 2,541 * 0,4 = 0,935 \Omega \quad (4.13)$$

Dando prosseguimento, a segunda zona de proteção Z_{A2FF} é definida com intenção de cobrir, objetivando proteção de retaguarda, até o primário dos transformadores 02T1 e 02T2, presente na Figura 49. Assim, utilizou-se P_2 como 120%. Assim, foi obtido:

$$Z_{A2FF} = 1,2 * 2,541 * 0,4 = 1,22 \Omega \quad (4.14)$$

Em relação à terceira zona de proteção, foi dimensionada objetivando alcançar a barra MGY da Figura 49, pois possui uma corrente de falta menor em relação a barra UFC de 69 kV, porém ainda situa fora da região de carga, como será visto posteriormente. A vista não foi feita considerando a barra de 13,8 kV da UFC na terceira zona pois o seu valor de falta é muito abaixo dos outros, se situando dentro da região de carga especificada. Com isso, P_3 foi definido com um valor de 150%, resultando na Equação 4.15 a seguir:

$$Z_{A3FF} = 1,5 * 2,541 * 0,4 = 1,524 \Omega \quad (4.15)$$

Após os parâmetros do primeiro teste estarem calculados, foi realizado o mesmo procedimento de cálculo para o segundo teste, modificando a impedância aparente aplicada, a qual, nessa nova etapa, correspondente à falta monofásica calculada pela Equação 4.10. Desse modo, as seguintes zonas de proteção para falta fase-terra foram estabelecidas:

$$Z_{A1FT} = 0,92 * 1,719 * 0,4 = 0,633 \Omega \quad (4.16)$$

$$Z_{A2FT} = 1,20 * 1,719 * 0,4 = 0,825 \Omega \quad (4.17)$$

$$Z_{A3FT} = 1,50 * 1,719 * 0,4 = 1,031 \Omega \quad (4.18)$$

Tendo os parâmetros das zonas referentes à barra da UFC calculados, o próximo passo é realizar o mesmo estudo visando à barra da Subestação MGY. Para isso, utilizou-se o valor de curto-circuito trifásico presente na Tabela 6, o qual foi implementado na Equação 4.03 para achar o valor da impedância aparente fase-fase. Em relação à falta fase terra, o cálculo foi realizado utilizando a Equação 4.05, utilizando o mesmo valor de K_0 e de tensão os quais foram utilizados para a barra da UFC. Além disso, a obtenção da corrente de sequência 0 ocorreu também da mesma maneira que a demonstrada anteriormente, mas usando, claramente, a corrente de falta monofásica da barra de MGY. Com os parâmetros bem definidos, os resultados estão presentes na Tabela 7.

Tabela 6 - Informações de tensão e corrente de falta trifásica na barra MGY

Grandeza	Real	Imaginária
VA (kV)	39,84	0
VB (kV)	-19,92	-34,5
I _{ccA} (kA)	1,37	-10,37
I _{ccB} (kA)	-9,67	3,99

Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Tabela 7 - Corrente sequência 0 e impedâncias aparentes fase-fase e fase-terra

Barra MGY		
Corrente sequência 0	I _{cc0} (kA)	0,209-2,03i
Impedância aparente Fase-Fase	Z _{apFF} (Ω)	3,808
Impedância aparente Fase-Terra	Z _{apFT} (Ω)	2,95

Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Após a obtenção desses valores, têm-se as informações necessárias para o cálculo das zonas de proteção. Desse modo, foi utilizada também a Equação 4.12, em que as porcentagens da linha vistas foram 85%, 120% e 150%, para a zona 1, zona 2 e zona 3 respectivamente. Desse modo, os resultados estão presentes na tabela a seguir:

Tabela 8 - Valor das zonas de proteção referência barra MGY

Fase-Fase		
Zona 1	Z1FFMGY (Ω)	1,295
Zona 2	Z2FFMGY (Ω)	1,828
Zona 3	Z3FFMGY (Ω)	2,285
Fase-Terra		
Zona 1	Z1FTMGY (Ω)	1,01
Zona 2	Z2FTMGY (Ω)	1,427
Zona 3	Z3FTMGY (Ω)	1,783

Fonte: PRÓPRIO AUTOR

4.4.3 Alcance resistivo e Impedância de Carga

Outro parâmetro é importante no estudo da proteção de distância. O alcance resistivo está relacionado com o aumento da zona de proteção, através do eixo real, devido à influencia da resistência de arco no momento da falta e, também, da resistência de terra. Com isso, ao serem considerados, tem-se a chamada resistência de falta. (SILVA, 2014).

Uma metodologia interessante para parametrizar a amplitude do alcance resistivo é considerar a impedância de carga, uma vez que não é o objetivo do relé atingir a área característica da carga, pois isso ocasionaria atuações indevidas do dispositivo de proteção para correntes nominais do sistema. Segundo Silva (2014), objetivando seguir essa metodologia, é necessário calcular a impedância de carga, vista pelo secundário dos transformadores de instrumentos, a qual está representada na Equação 4.19.

$$Z_{cargaSec} = Kre * 0,9 * \frac{V}{\sqrt{3} * TCp} \quad (4.19)$$

Em que V é o módulo da tensão de linha e TCp é a corrente nominal no primário do transformador de corrente, valor o qual é 1200 A. Substituindo os valores na Equação 4.19, é obtido o valor de 11,951 Ω para ZcargaSec. Para evitar a zona de carga, foi considerado uma margem de 90% entre a zona de carga e a zona 3, além de margens de 90% entre as zonas 2 e 1. Dessa maneira, a equação de parametrização são as seguintes, tomando as resistências de falta fase-fase, para cada zona, iguais aos valores fase-terra.

$$R_{3ph} = R_{3G} = 0,9 * Z_{cargaSec} = 10,756 \Omega \quad (4.20)$$

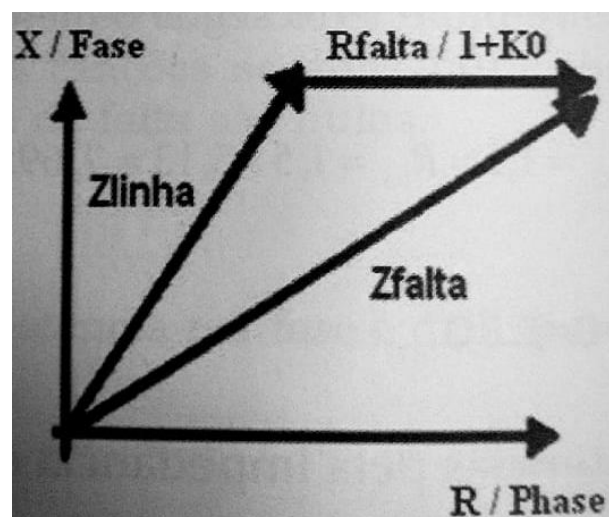
$$R_{2ph} = R_{2G} = 0,9 * R_{3ph} = 9,68 \Omega \quad (4.21)$$

$$R_{1ph} = R_{1G} = 0,9 * R_{2ph} = 8,712 \Omega \quad (4.22)$$

4.4.4 Caracterização dos pontos de falta

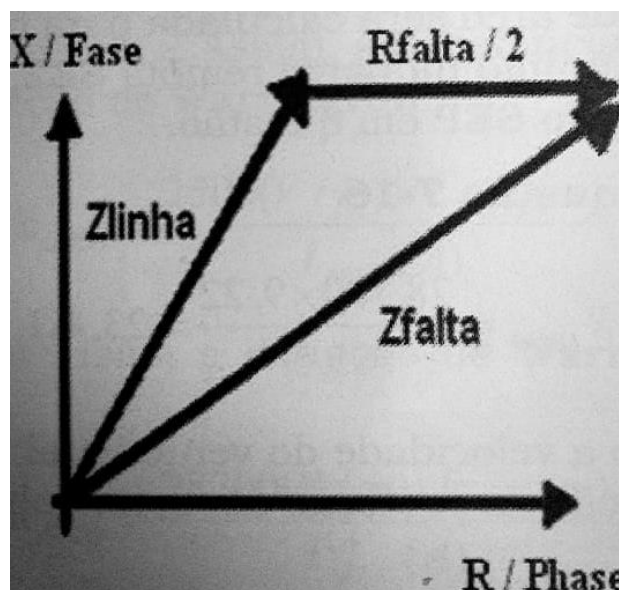
Possuindo as zonas calculadas, então se deve testar os pontos de falta no plano complexo com o objetivo de validar os cálculos e ajustes pré-estabelecidos. Para isso, é necessário usar como entrada os valores de curto-circuito vistos pelo relé, o qual calculará por meio das Equações 4.05 e 4.03 o correspondente valor de impedância para faltas fase-fase e faltas fase-terra. Entretanto, é importante inserir nessa equação a influência da resistência de falta, a qual aumentará a amplitude resistiva do ponto de teste. Segundo o manual do relé P543 da Schneider (2011), a resistência de falta utilizada será dividida por 2 para falta trifásica, uma vez que os valores anteriormente supracitados são as somas das componentes de sequência negativa e positiva, mas o dispositivo utiliza somente a parcela de sequência positiva. Em relação à falta monofásica, a resistência de falta utilizada no somatório será dividida por um fator de $1+K_0$, em que K_0 é a compensação de terra representado na Equação 4.09. A Figura 50 e Figura 51 representam como os pontos de impedância foram obtidos, por meio das somas vetoriais da impedância aparente com a influência da resistência de falta.

Figura 50 - Soma vetorial para falta fase-terra



Fonte: SILVA, 2014

Figura 51 - Soma vetorial para falta fase-fase



Fonte: SILVA, 2014

Segundo o manual de treinamento da Alstom Brasil, a resistência de falta fase-fase possui valor típico de $14,5 \Omega$. Já para a resistência de falta fase-terra, esse parâmetro possui valor, em média, de 40Ω . Levando esses valores para o secundário, ou seja, multiplicando pelo fator K_{re} , presente na Equação 4.11, então se tem $5,8 \Omega$ para falta trifásica e 16Ω para faltas monofásicas. Porém, como 16Ω significa uma impedância dentro da região de carga, então se utilizou os valores das Equações 4.20, 4.21 e 4.22, com a ideia de manter MGY na zona 3, LT entre PCI e a derivação na zona 1 e UFC na zona 2.

Com isso, os pontos foram calculados utilizando os valores de curto-circuito da Tabela 4, e os seus módulos e ângulos presentes nas tabelas a seguir. Mas é necessário enfatizar que não foi calculada a impedância para faltas na derivação (DRV1 – UFC) pois o valor de corrente é muito próximo daquele presente na barra da UFC 69 kV, devido a sua proximidade e, com isso, seria difícil de visualizar a diferença entre a impedância das duas faltas no plano complexo. Ademais, foi considerado o mesmo valor de corrente na barra PCI para o início da linha entre PCI e a derivação, devido, claramente, a sua proximidade.

Tabela 9 - Falta fase-fase sem influência da resistência de falta

Ponto de Teste	Módulo (Ω)	Ângulo (graus)
MGY	1,523	82,46
PCI	0,934	86,27
UFC 69 kV	1,016	85,52
UFC 13.8 kV	27,641	89,95

Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Tabela 10 - Falta fase-fase com influência da resistência de falta

Ponto de Teste	Módulo (Ω)	Ângulo (graus)
MGY	3,448	25,98
PCI	3,104	17,47
UFC 69 kV	3,147	18,78
UFC 13.8 kV	27,79	83,96

Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Tabela 11 - Falta fase-terra com influência da resistência de falta

Ponto de Teste	Módulo (Ω)	Ângulo (graus)
MGY	5,69	11,9
PCI	4,45	7,79
UFC 69 kV	4,96	7,93
UFC 13.8 kV	22,555	72,835

Fonte: PRÓPRIO AUTOR

É importante enfatizar que foi feito uma aproximação para o valor de curto-circuito utilizado nesses cálculos. Ao observar a Figura 49, percebe-se que os TCs e TPs estão próximo à barra PCI COELCE, para acionar o disjuntor 12L9. Com isso, o valor de corrente a ser lido nas faltas são somente os que passam pelos transformadores de instrumentos. Como exemplo, uma falta na barra de 69 kV da Subestação UFC levará à uma amplitude de corrente de 15,68 kA, medida na própria barra. Porém, esse valor de corrente é o somatório das correntes advindas das Subestações MGY e PCI, uma vez que o curto é alimentado por essas duas fontes quando se analisa o fluxo de potência local. Entretanto, a corrente a qual vem de MGY não possui uma influência muito significativa no módulo do curto-circuito na barra da UFC, representando em torno de 3,2% do total dela como pode ser visto na Figura 52. Portanto, tomou-se como premissa essa característica supracitada, utilizando as correntes da Tabela 4 referente às barras, uma vez

que facilitaria um pouco a metodologia teórica, sem representar grande impacto final pois a variação da impedância seria em torno de 3.3%, demonstrado na Tabela 12. Analiticamente, pôde-se perceber que realmente a diferença será pequena, então foi calculada a impedância de falta na barra da UFC com os dados da Figura 53 por meio da Equação 4.23 que, segundo Silva (2014), é a metodologia utilizada quando se considera a influencia de outra corrente.

$$Z_{total} = Z_{ap} + R_f + \frac{I_2}{I_1} * R_f \quad (4.23)$$

Em que:

- Z_{ap} é a impedância aparente;
- R_f é a resistência de falta;
- I_2 é a corrente advinda da outra subestação;
- I_1 é a corrente passante no TC.

A Tabela 12 mostra o resultado da impedância calculada considerando os dois métodos, referenciando a impedância para o secundário dos transformadores de instrumentos. Os valores a serem comparados serão aqueles presentes na Tabela 9 e Tabela 11 para a barra UFC 69 kV.

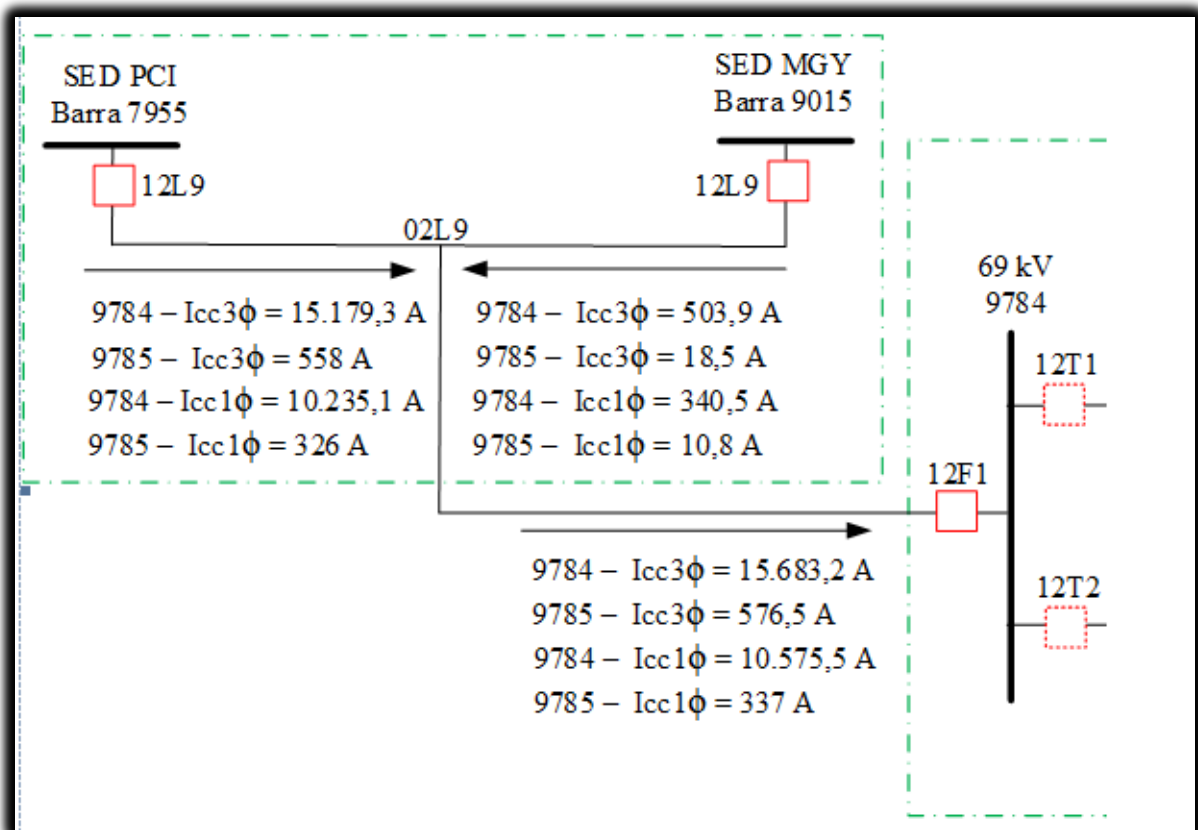
Tabela 12 - Comparação entre metodologias

Metodologia de comparação F-F				
Rf (Ω)	Zap (Ω)	I1 (A)	I2 (A)	Ztotal (Ω)
2,9	1,0507	15179,3	503,9	4,0469
Metodologia Utilizada F-F				
Rf (Ω)	Ibarra (A)	Zap (Tabela 4.08)	Zap + Rf (Ω)	ΔZ
2,9	15683,2	1,016	3,916	-3,34%
Metodologia de comparação F-T				
Rf (Ω)	Zap (Ω)	I1 (A)	I2 (A)	Ztotal (Ω)
4,84	0,714	10235,1	340,5	5,099
Metodologia Utilizada F-T				
Rf (Ω)	Ibarra (A)	Zap (Ω)	Zap + Rf (Ω)	ΔZ
4,84	10575,5	0,688	4,96	-2,73%

Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Com isso, os testes foram gerados considerando pequenas variações no ponto de teste devido a esse fator de 3,34% para falta trifásica e 2,73% para falta monofásica, anteriormente pressupostos.

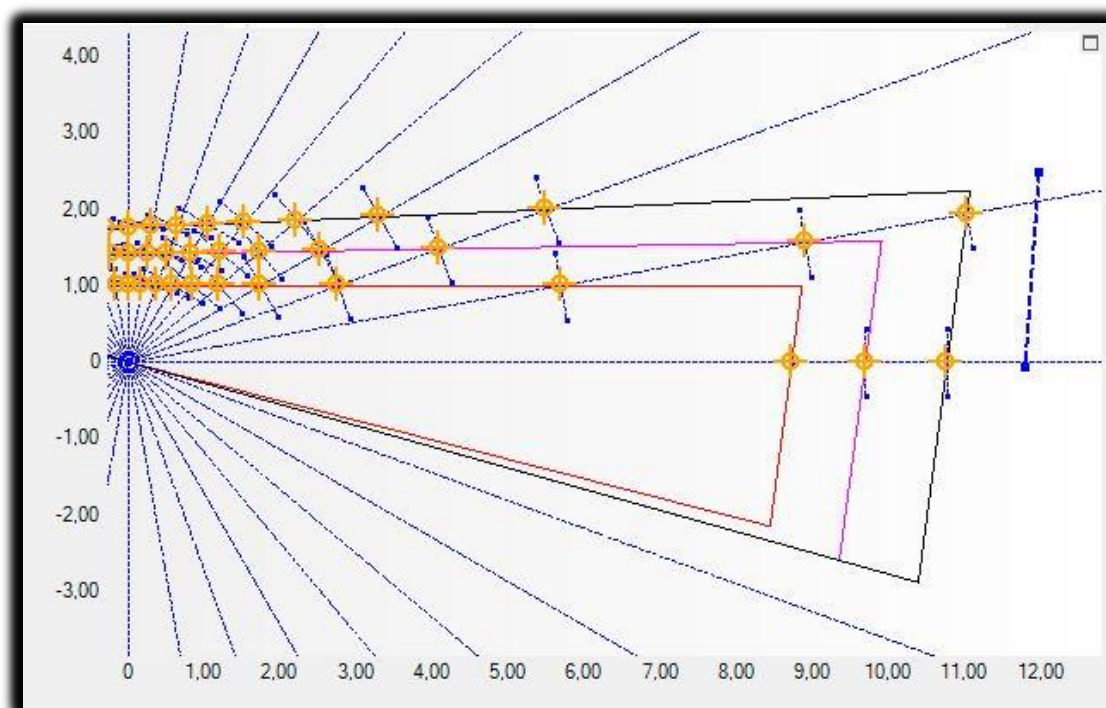
Figura 52 - Parcela de corrente advinda de cada SE



Fonte: FURTADO E ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2019

Tendo os valores calculados, o próximo passo é implantá-los no Software Distanc, objetivando visualizar o ponto de teste dentro das zonas de proteção. Primeiramente, será mostrada, pela figura a seguir, a posição da impedância de carga representada pela linha tracejada vertical, obtida pela Equação 4.19, em relação às zonas de proteção para falta monofásica com referência para MGY.

Figura 53 - Zonas de proteção e zona de carga nominal



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

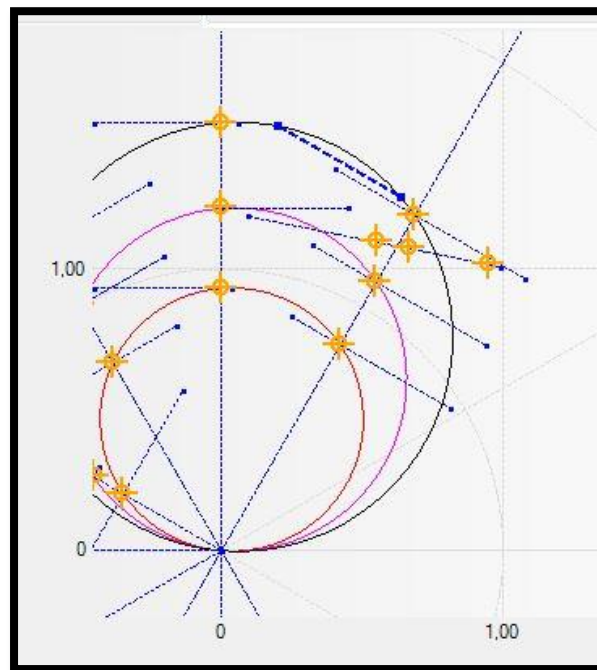
Pela Figura 53 - Zonas de proteção e zona de carga nominal, fica claro o porquê de não ter utilizado resistência de falta monofásica como 20Ω , pois a mesma já se encontra à direita da linha de carga. Além disso, por esse motivo não foi feita simulação para faltas na barra de 13.8 kV da UFC, pois seus valores de impedância, presentes na Tabela 9, Tabela 10 e Tabela 11, estão na situação de carga. Com isso, não se deseja cobrir como retaguarda esse ponto de falta.

4.4.5 Resultados de simulação para falta fase-fase em zonas MHO

Será inicializada a amostragem dos testes pelos pontos da Tabela 9, onde as zonas foram plotadas no Software Distanc considerando modelo MHO, sem considerar a resistência. Além disso, como mencionado anteriormente na metodologia, os pontos foram testados com os dois tipos de zonas de proteção, ou seja, uma delas tomando como referência a barra MGY para sua parametrização e a outra zona tomando como referência a barra de 69 kV da UFC. As figuras a seguir mostram os resultados obtidos por meio da simulação, iniciando pelas figuras referentes às zonas de proteção parametrizadas com

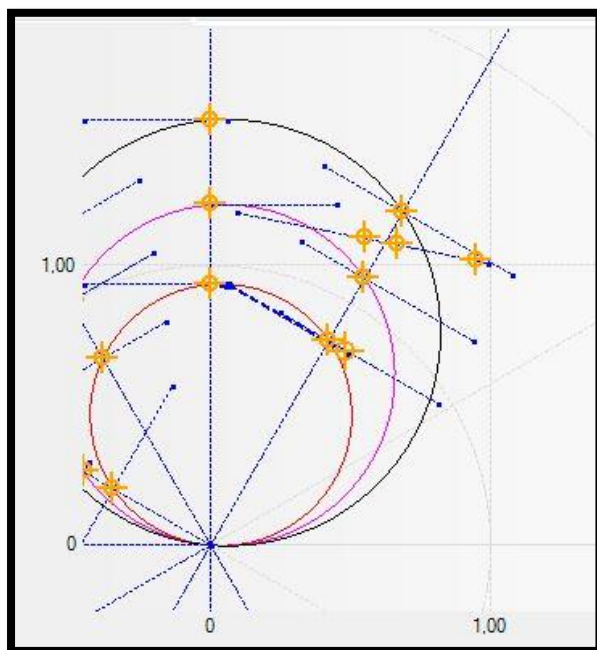
vista para a barra da UFC. Além disso, para tentar visualizar a variação de 3,2% previamente suposta, fez-se uma linha (tracejada e com maior espessura) a partir dos pontos de teste da Tabela 9, considerando uma diminuição da impedância, indicando aumento da corrente de curto-circuito, e aumento da resistência para eventuais variações. O mesmo método foi utilizado nas demais plotagens.

Figura 54 - Zonas com referência na barra UFC para falta trifásica na barra MGY



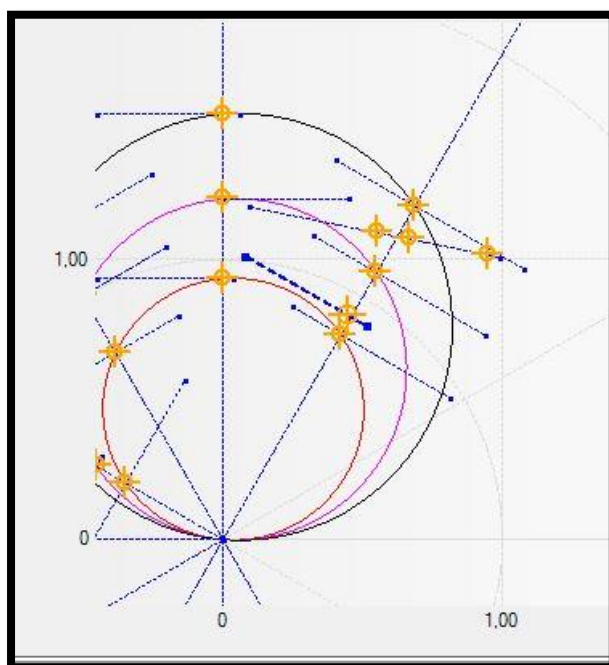
Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Figura 55 - Zonas com referência na barra UFC para falta trifásica na barra PCI



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Figura 56 - Zonas com referência na barra UFC para falta trifásica nela mesma



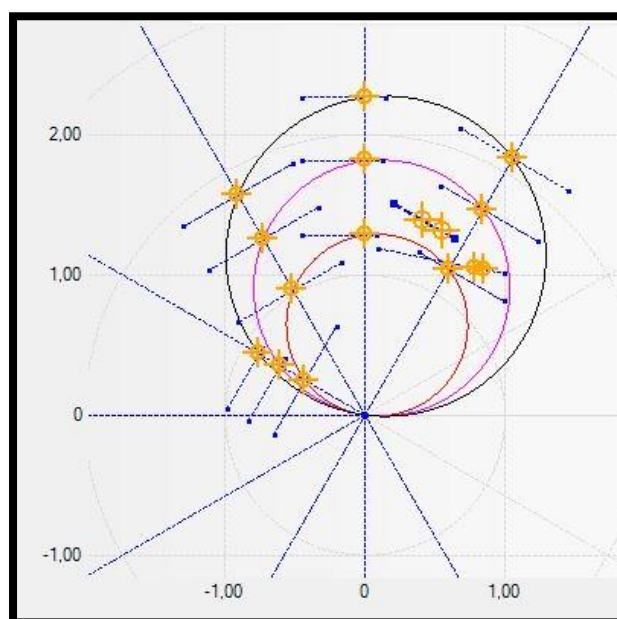
Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Percebe-se, pelas figuras acima, que uma falta na barra MGY estará na terceira zona, o que era esperado pelo seu nível de curto circuito bem abaixo dos outros. Além disso, dentro da metodologia de variação utilizada, o alcance da zona 3 está satisfatório.

Já para as faltas na barra PCI e UFC 69 kV, há alguns problemas a serem discutidos. Tabela 9, percebe-se que essas faltas possuem impedância aparente próximas, devido às suas correntes de falta ser também próximas. Assim, houve um limiar pequeno de distância entre as duas, o que já era esperado. Porém, uma falta no início da linha após PCI é para estar dentro da zona 1, pois é um valor de curto dentro dos 92% da linha, previamente estipulado. Portanto, resultado também satisfatório, mesmo dentro de suas variações. Em relação à falta na barra da UFC, esperava-se que realmente estivesse na zona 2, pois a parametrização foi feita tomando como referência a própria barra. Assim, o resultado é coerente, uma vez que a zona 1 é instantânea e as demais zonas possuem tempos de acionamento. Assim, uma falta nessa barra não ocorrerá uma abertura instantânea do disjuntor, afetando as demais partes da rede, sem necessidade.

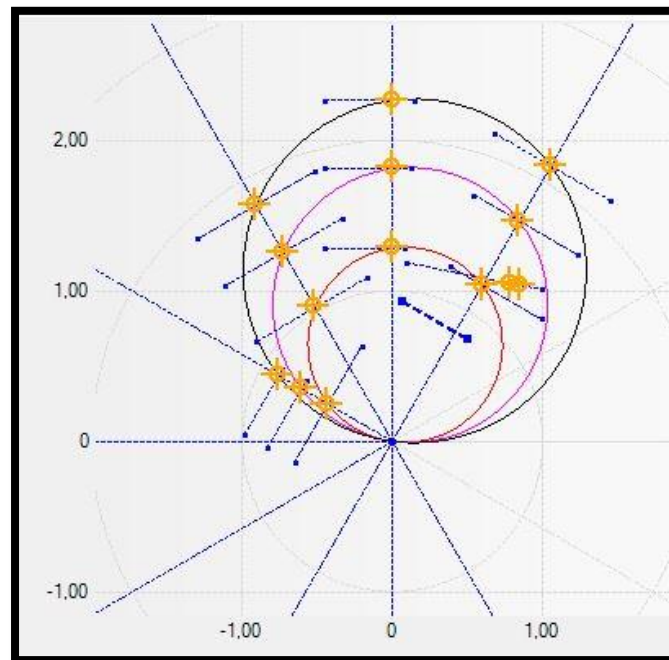
A seguir, é mostrado o resultado dos testes utilizando as zonas de proteção referenciadas para a barra MGY, também sem considerar a resistência de falta.

Figura 57 - Zonas com referência na barra MGY para falta trifásica nela mesma



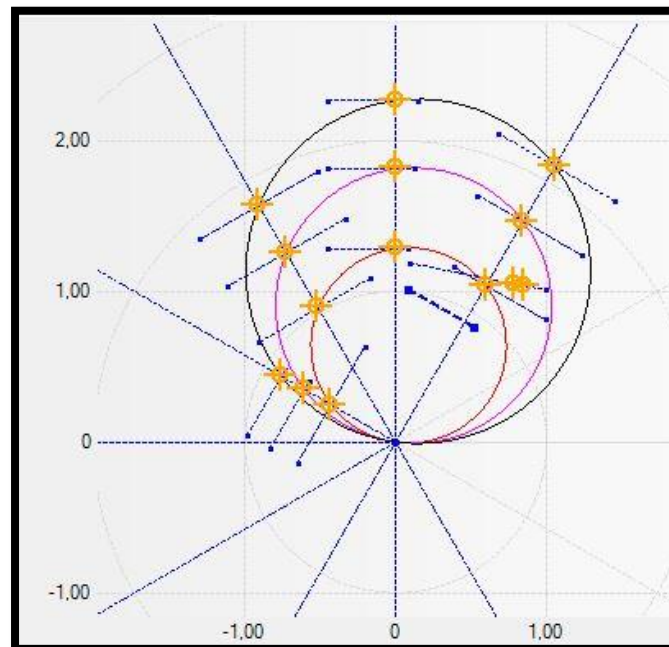
Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Figura 58 - Zonas com referência na barra MGY para falta trifásica na barra PCI



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Figura 59 - Zonas com referência na barra MGY para falta trifásica na barra UFC



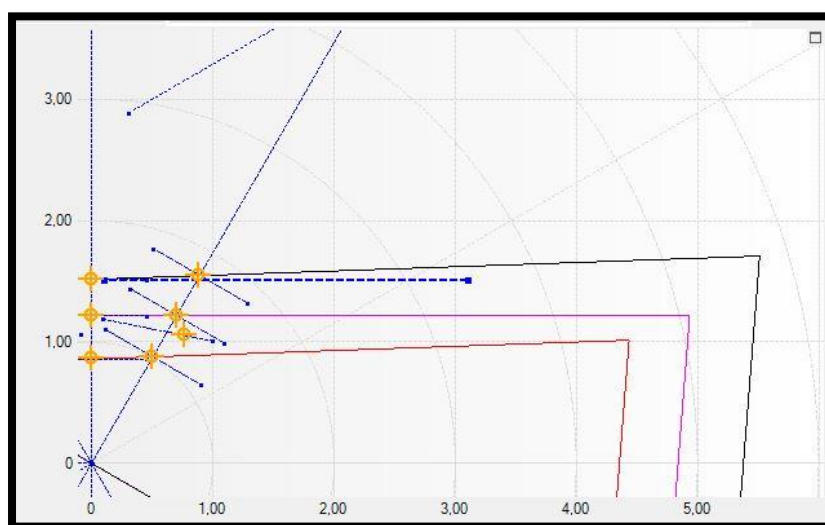
Fonte: PRÓPRIO AUTOR

É possível perceber pela Figura 57, Figura 58 e Figura 59 que a terceira zona de proteção não foi atingida em nenhum dos testes, o que já era esperado uma vez que uma falta na barra MGY, além de ser usada como referência para parametrização nesse caso, possui também o menor nível de curto-circuito entre os analisados. Ademais, para as faltas nas barras PCI e UFC, o relé atuará instantaneamente, uma vez que ambas se encontram dentro da primeira zona. Entretanto, isso é um problema devido ao fato de que uma falta na barra UFC iria ocasionar uma abertura total do trecho de forma instantânea, fato o qual é indesejado em termos de seletividade.

4.4.6 Resultados de simulação para falta fase-fase em zonas quadrilaterais

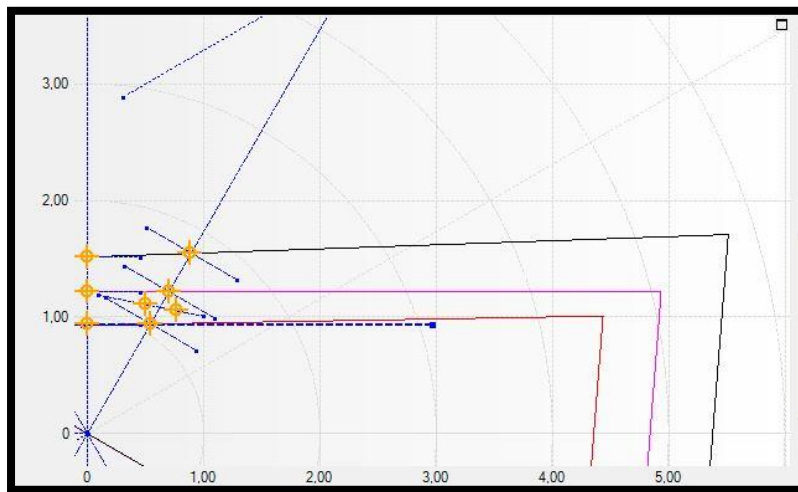
A segunda etapa de simulação foi realizada objetivando visualizar as faltas trifásicas considerando a resistência de falta, usando os valores da Tabela 10. Para isso, foram utilizadas as zonas com característica quadrilateral, uma vez que o relé possui as duas opções para implementação. Os testes foram gerados analisando a impedância de curto-circuito em uma linha que parte do ponto representativo da falta sem considerar a resistência de falta até o ponto no qual esse valor de resistência foi utilizado. Com isso, é possível visualizar o caminho da impedância devido à influência desse parâmetro. Em Figura 60, Figura 61 e Figura 62 estão representadas as situações de falta sendo testadas em zonas de proteção projetadas com referência para a barra da UFC de 69 kV.

Figura 60 - Zonas com referência na barra UFC para falta trifásica na barra MGY



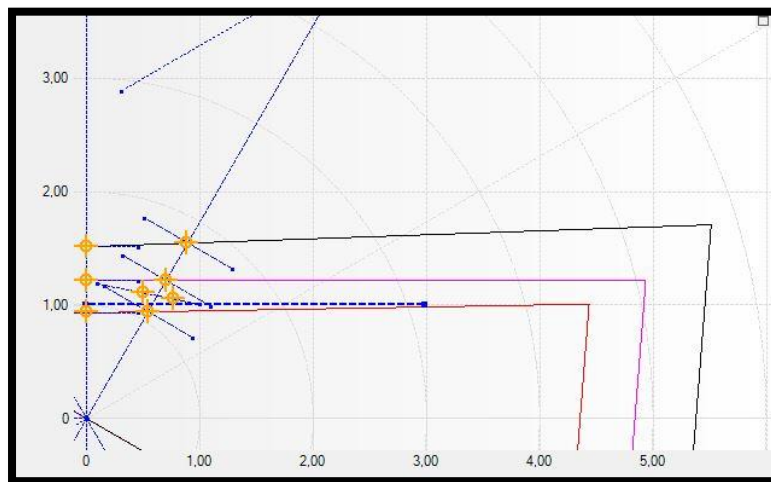
Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Figura 61 - Zonas com referência na barra UFC para falta trifásica na barra PCI



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Figura 62 - Zonas com referência na barra UFC para falta trifásica na mesma barra



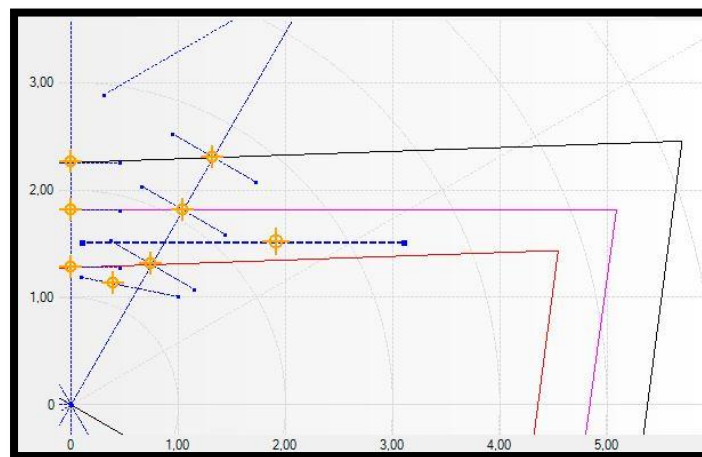
Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Pelas figuras acima, pode-se perceber um comportamento parecido com aquele evidenciado na situação representada em Figura 54, Figura 55 e Figura 56, a qual representa o caso sem considerar a resistência de falta. Além disso, as amplitudes das zonas de proteção, ao considerar a resistência, estão suficientes para um possível aumento na parte real da impedância. Nota-se, também, que o curto na barra da UFC está na zona 2,

o qual é um valor esperado pois a mesma foi tomada como referência para a criação das zonas, nesse modelo.

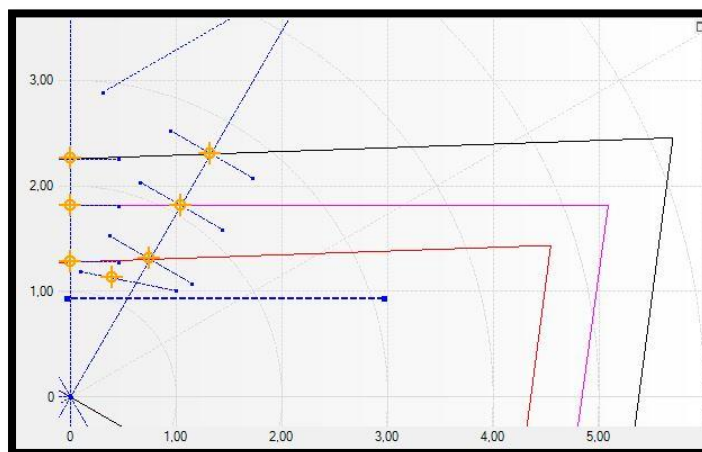
Quando se toma como referência a barra de MGY, as zonas também modificam de maneira semelhante como ocorreu para a simulação em MHO. Isso pode ser notado na Figura 63, Figura 64 e Figura 65 a seguir.

Figura 63 - Zonas com referência na barra MGY para falta trifásica nela mesma



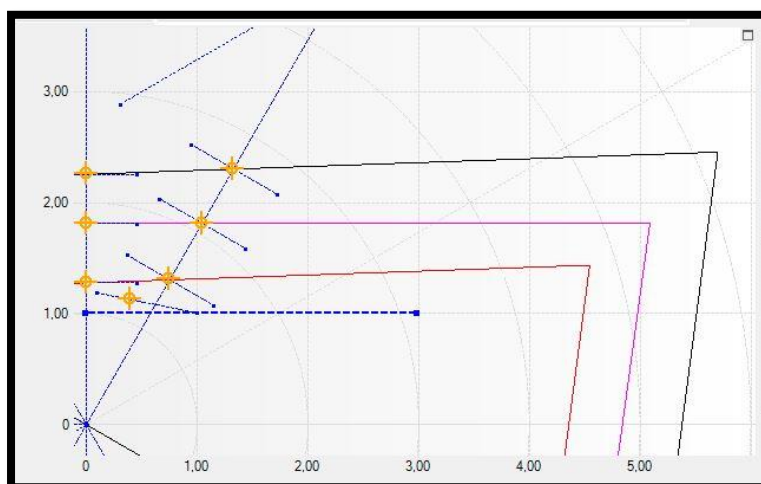
Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Figura 64 - Zonas com referência na barra MGY para falta trifásica na barra PCI



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Figura 65 - Zonas com referência na barra MGY para falta trifásica na barra UFC



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

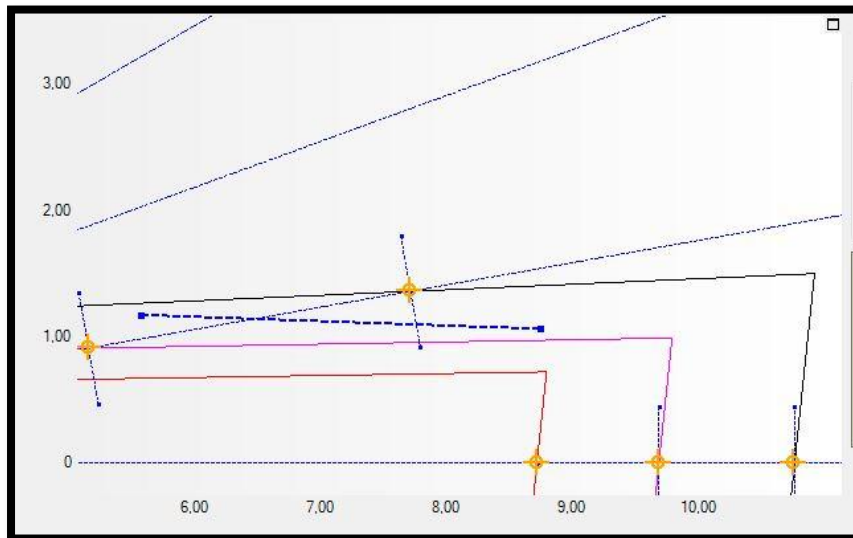
Portanto, pelas figuras acima se pode perceber que desde o ponto de teste em que não foi considerada a resistência de falta, ou seja, aquele mais à esquerda e próximo do eixo vertical, até o final da linha tracejada, as características das zonas foram semelhantes ao mostrado na situação MHO na Figura 57, Figura 58 e Figura 59. Com isso, o mesmo problema evidenciado anteriormente continua, o qual é impedância aparente da falta na barra da UFC estar dentro da primeira zona de proteção, gerando a atuação do relé de forma instantânea.

4.4.7 Resultados de simulação para falta fase-terra em zonas quadrilaterais

Finalizando o processo de simulações utilizando o Software Distanc, será visto o resultado obtido para as faltas monofásicas, utilizando os valores de impedância presentes na Tabela 11. Para esse tipo de curto-circuito, foi considerada a resistência de falta nos testes, uma vez que, como mostrado anteriormente, esse fator possui ampla importância na característica da impedância e, por isso, não se faz necessário obter a simulação desconsiderando essa resistência. Além disso, a linha de testes se inicia pelo ponto real de impedância visto pelo relé, sendo essa linha prolongada por $3,5 \Omega$ para analisar o comportamento em caso de futuro aumento da resistência de falta, e variada também em relação ao eixo Y, indicando um suposto aumento da corrente de curto-

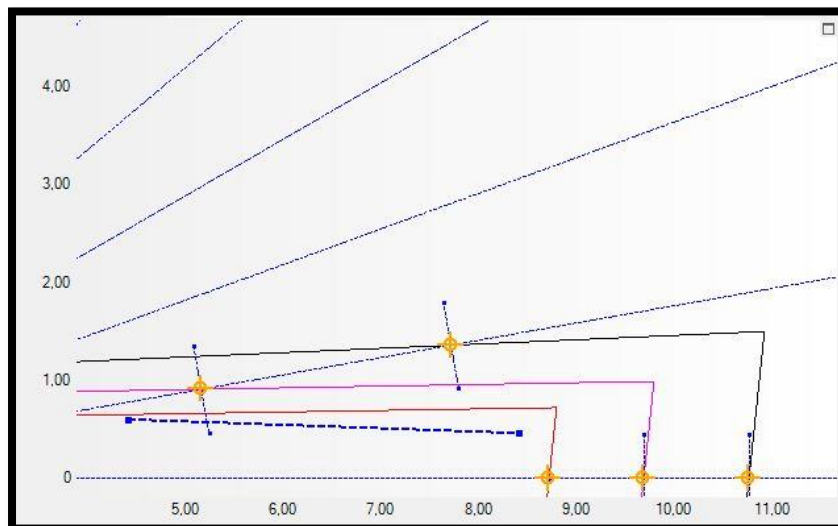
circuito. Iniciando pelas zonas com referência na barra da UFC, foram atingidos os seguintes pontos de impedância:

Figura 66 - Zonas com referência na barra UFC para falta monofásica na barra MGY



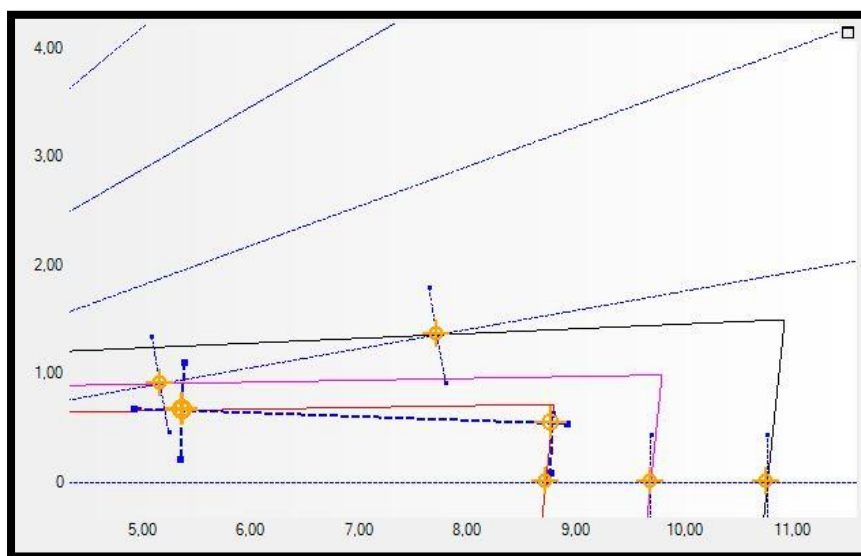
Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Figura 67 - Zonas com referência na barra UFC para falta monofásica na barra PCI



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Figura 68 - Zonas com referência na barra UFC para falta monofásica na mesma

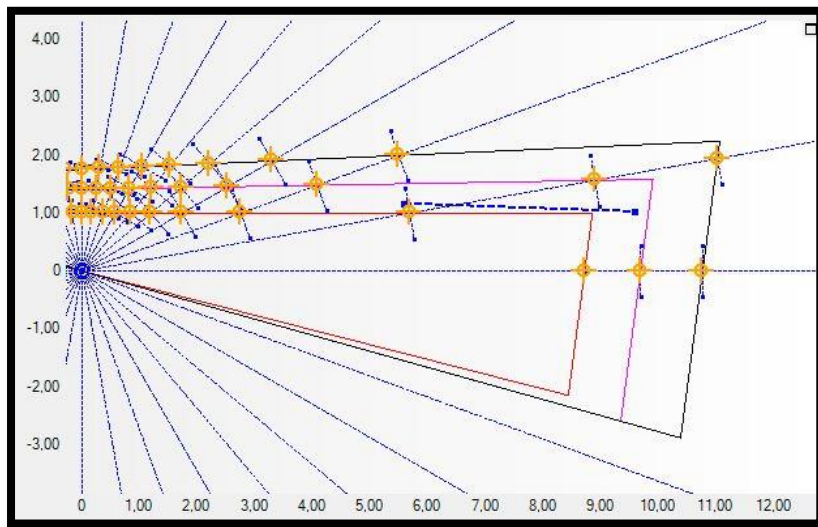


Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Assim, nota-se que para uma falta em MGY, a terceira zona de proteção se comporta de maneira satisfatória, mesmo com a grande variação de resistência de falta. Em relação à falta em PCI, a atuação é instantânea (zona 1) como esperado, pois possui nível de curto-circuito bem próximo ao início da linha. Já para a falta na barra UFC, inicialmente o comportamento é coerente e esperado, mas a zona 1 é atingida ao longo da linha tracejada, demonstrando que está muito sensível a variações de resistência de falta e de corrente de falta.

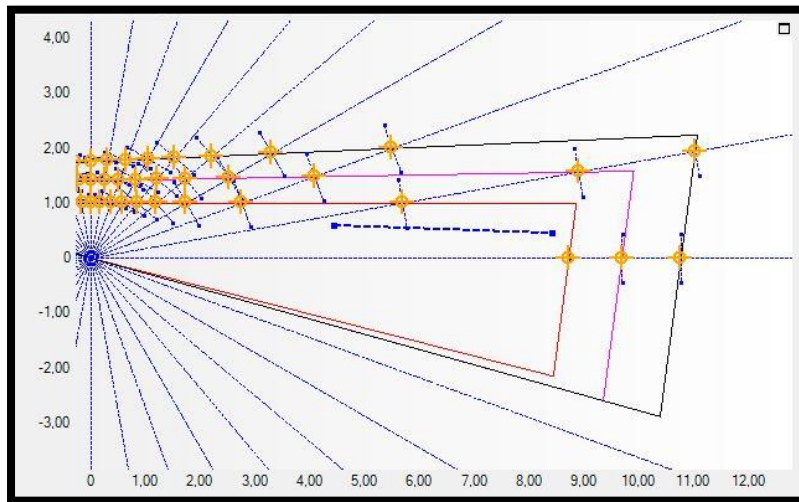
Continuando a análise, o próximo passo é realizar a simulação considerando as zonas de proteção com referência para a barra MGY, em que a linha tracejada também foi variada pelos mesmos motivos anteriores, ou seja, para considerar variações na resistência de falta e na corrente de curto-circuito. Com isso, os resultados estão presentes na Figura 69, Figura 70 e Figura 71.

Figura 69 - Zonas com referência na barra MGY para falta monofásica na mesma



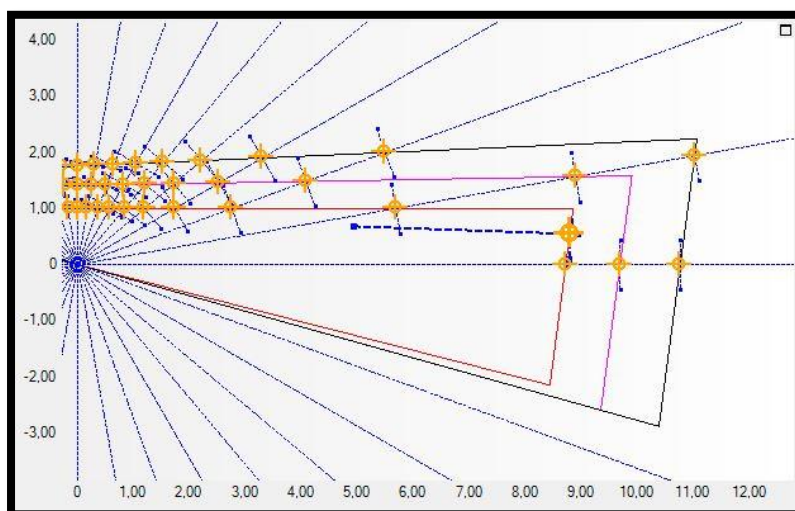
Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Figura 70 - Zonas com referência na barra MGY para falta monofásica na barra PCI



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Figura 71 - Zonas com referência na barra MGY para falta monofásica na barra UFC



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Com o resultado das simulações, percebe-se que nesse caso as zonas se comportaram de maneira satisfatória em relação às variações da impedância, representadas pela linha tracejada. Porém, o mesmo problema presente na situação de falta trifásica se mantém, ou seja, uma falta na barra UFC geraria a atuação instantânea do relé e, além disso, a distância desse ponto de falta para a segunda zona de proteção é considerável, estando, assim, longe da característica de zona 2.

4.4.8 Resultados de simulação utilizando Software PS Simul

Outra etapa da análise e estudo de caso foi a modelagem da rede no PS Simul, objetivando a obtenção dos valores de impedância e a comparação com os resultados calculados analiticamente e simulados pelo Software Distanc. Ao longo desse Capítulo foram apresentadas várias informações referentes à rede de estudo, sendo elas utilizadas na ferramenta de simulação para obter as condições reais de operação do sistema. Ademais, a Figura 72 mostra uma informação ainda não mostrada anteriormente, que são os valores de impedância das barras e de impedância reduzida. Além disso, o dimensionamento da rede foi realizado, também, buscando obter a corrente de carga presente na Figura 49, a qual referenciada para o primário é em torno de 40 A.

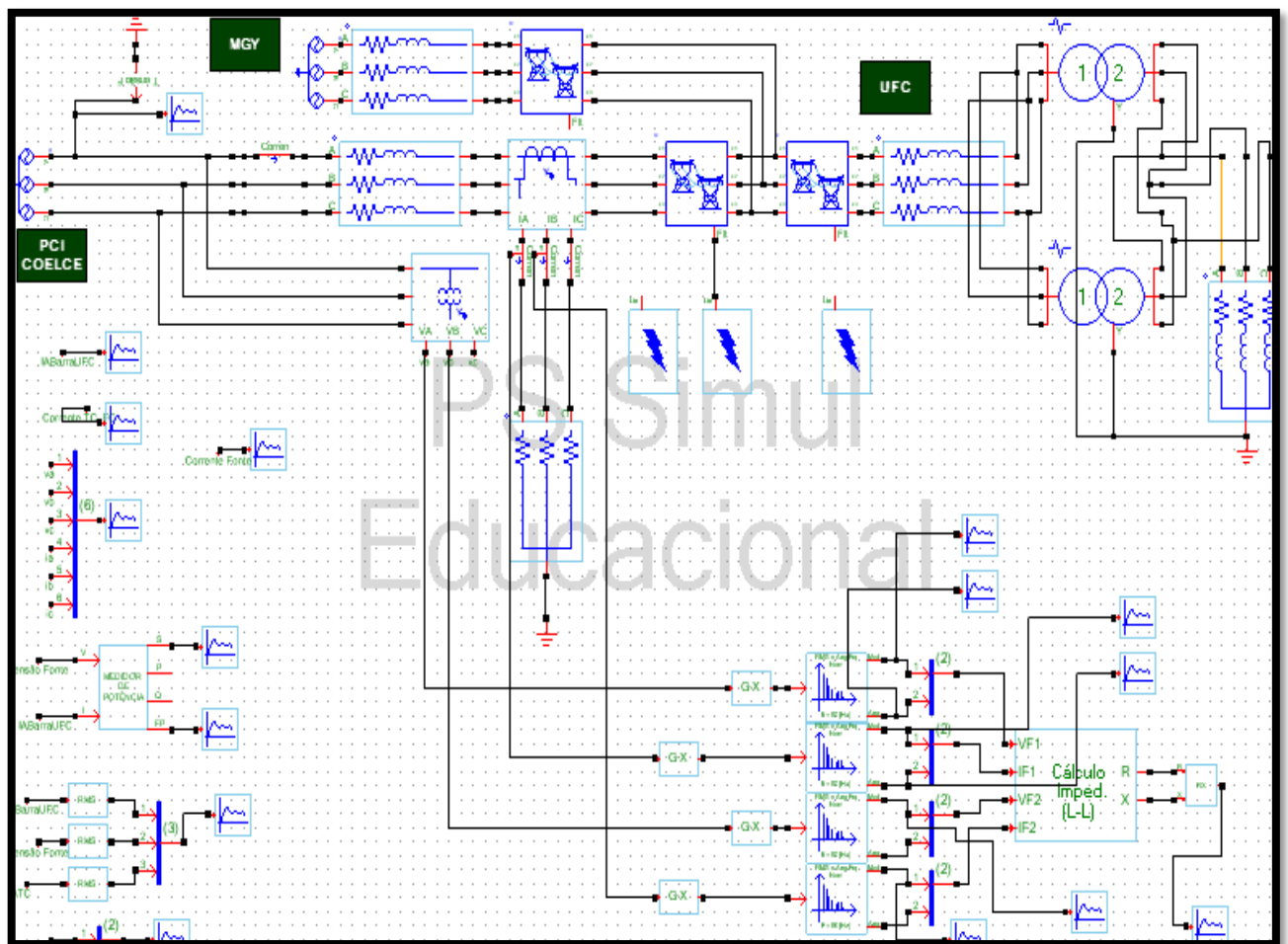
Figura 72 - Relatório de impedâncias de barra e reduzidas

RELATORIO DE IMPEDANCIAS DE BARRA - POLAR (%)																			
IDENTIFICAÇÃO		SEQUÊNCIA POSITIVA		SEQUÊNCIA ZERO		REATOR DE CURTO (Z0 + Z2)				V+_FT									
NUM.	NOME	MOD (Z%)	ANG (gr)	MOD (Z%)	ANG (gr)	MOD (Z%)	ANG (gr)			(pu)									
7955	PCICHELCE	69	4.9022793840	86.2663208499	11.1004602721	90.0000000000	15.9955204787	88.8564422610		0.766									
9015	MGY	69	7.9957555782	82.4607950348	25.0623421183	85.1595679638	33.0513737444	84.5069107703		0.805									
9781	DRV1-UFC	69	5.2946119298	85.5965639525	12.8838485995	88.7950272528	18.1726141473	87.8635942078		0.774									
9784	UFC	69	5.3352661049	85.5224715802	13.0744633067	88.6810978105	18.4039722067	87.7658446827		0.775									
9785	UFC-I	13.8	145.1295807149	89.8355639790	139.8100000000	90.0000000000	284.9392874501	89.9162470478		0.663									
RELATORIO DE IMPEDANCIAS DE BARRA - RETANGULAR (%)																			
IDENTIFICAÇÃO		SEQUÊNCIA POSITIVA		SEQUÊNCIA ZERO		REATOR DE CURTO (Z0 + Z2)				V+_FT									
NUM.	NOME	R (%)	X (%)	R (%)	X (%)	R (%)	X (%)			(pu)									
7955	PCICHELCE	69	0.3192309621	4.8918743598	0.0000000000	11.1004602721	0.3192309621	15.9923346318		0.766									
9015	MGY	69	1.0490796200	7.9266347977	2.1147859841	24.9729588294	3.1638656040	32.8995936271		0.805									
9781	DRV1-UFC	69	0.4065140647	5.2789830272	0.2709369205	12.8809994923	0.6774509852	18.1599825195		0.774									
9784	UFC	69	0.4165140647	5.3189830272	0.3009369205	13.0709994923	0.7174509852	18.3899825195		0.775									
RELATORIO DE DADOS DE CURTO-CIRCUITO IMPEEDANCIAS REDUZIDAS EM (PU)																			
IDENTIFICACAO		Z1		Z0		X0/X1		T R I F A S I C O		M O N O F A S I C O		B I F A S I C O - T E R R A		R0/X1		KV		ATERR	
NUM.	NOME	MOD(pu)	ANG(gr)	MOD(pu)	ANG(gr)	MOD(MVA)	ANG(gr)	MOD(MVA)	ANG(gr)	MOD(MVA)	ANG(gr)	MOD(MVA)	ANG(gr)	MOD(MVA)	ANG(gr)	MOD(MVA)	ANG(gr)	MOD(MVA)	ANG(gr)
7955	PCICHELCE	69	0.0490	86.27	0.1110	90.00	2.27	2039.87	-86.27	1435.82	-88.25	1879.27	20.84	0.00	47.59	ATR			
9015	MGY	69	0.0800	82.46	0.2506	85.16	3.15	1250.66	-82.46	730.94	-84.11	1123.59	20.81	0.27	50.67	ATR			
9781	DRV1-UFC	69	0.0529	85.60	0.1298	88.80	2.44	1888.71	-85.60	1278.55	-87.35	1726.81	20.63	0.05	48.21	ATR			
9784	UFC	69	0.0534	85.52	0.1307	88.68	2.46	1874.32	-85.52	1263.90	-87.26	1712.51	20.62	0.06	48.27	ATR			

Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2019

Possuindo todas as informações e seguindo o que foi mostrado no Capítulo 3 sobre o software em questão, o circuito foi desenvolvido em duas partes, em que um deles é para faltas fase-fase e o outro para faltas fase-terra, como apresentados a seguir.

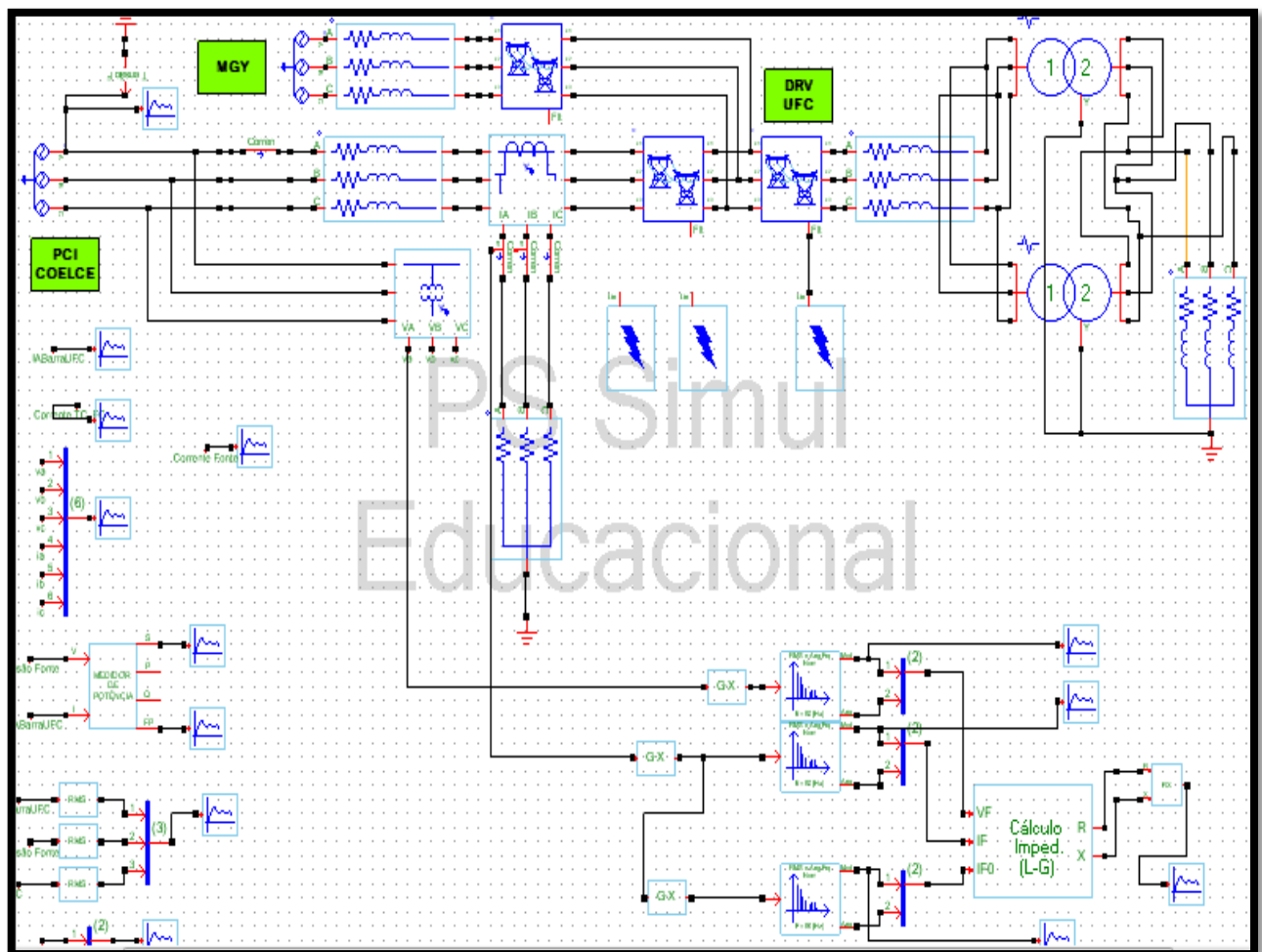
Figura 73 - Simulação da rede para falta fase-fase



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Pode ser visto na figura acima a metodologia aplicada para simular o relé em condição de falta trifásica, como previamente explicado e mostrado na Figura 40. Já para a falta monofásica, a Figura 41 é mostrada integrada aos TCs e TPs, sendo toda a rede apresentada na figura seguinte.

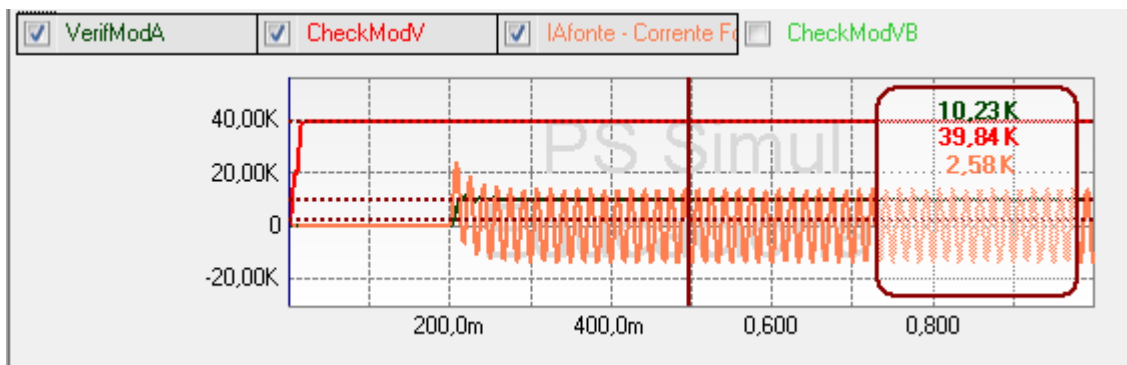
Figura 74 - Simulação da rede para falta fase-terra



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Tendo em vista que os circuitos de teste utilizados visando a simulação da rede representada na Figura 49 já foram introduzidos, então faz-se necessário evidenciar os resultados obtidos. Para isso, serão mostrados os valores de impedância, referenciadas para o primário dos relés, e os valores de corrente que passam pelo TC durante as situações de falta, a qual ocorre a partir de 200 milissegundos de simulação. Iniciando para uma falta na barra MGY, os resultados obtidos foram os seguintes:

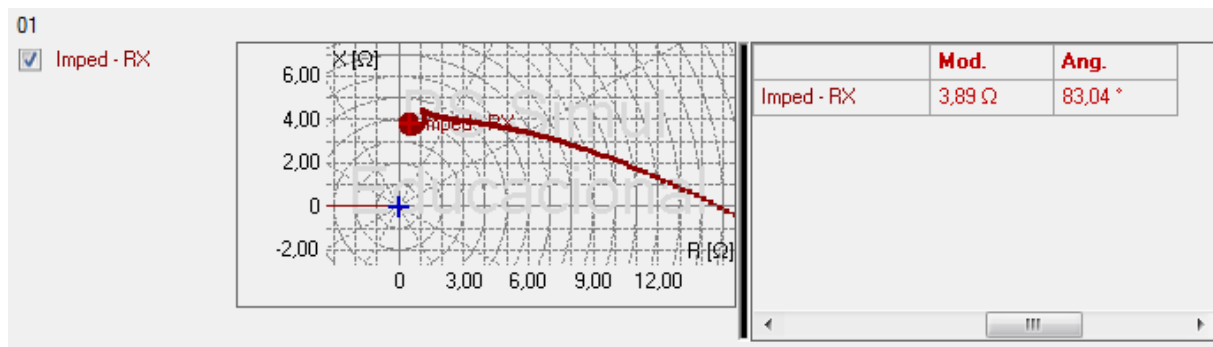
Figura 75 - Medições para falta trifásica na barra MGY



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

A partir de 200 milissegundos, na Figura 75, há a forma de onda da corrente de falta medida pelo TC durante o período analisado. Já o primeiro valor, 10,23 k, indica o módulo RMS dessa corrente. Logo abaixo, 39,84 K, há o valor de tensão medido pelo TP. Continuando, a Figura 76 indica o valor de impedância medido pelo bloco de impedância do software, sem considerar a resistência de falta.

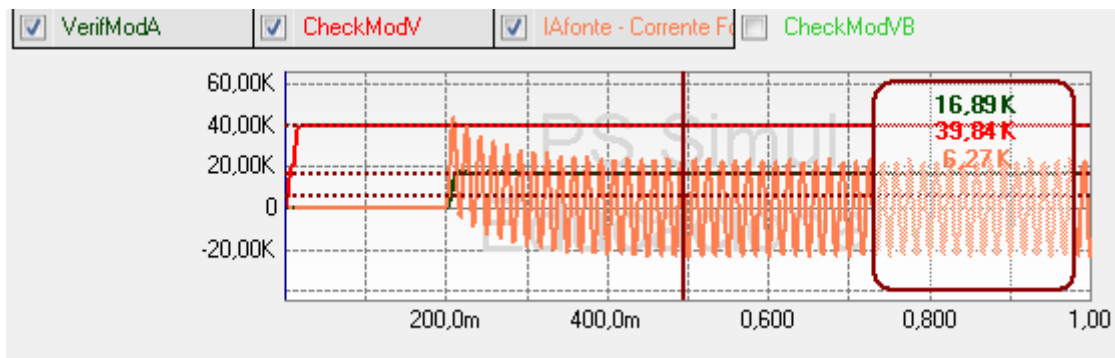
Figura 76 - Valor de impedância para falta trifásica na barra MGY



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

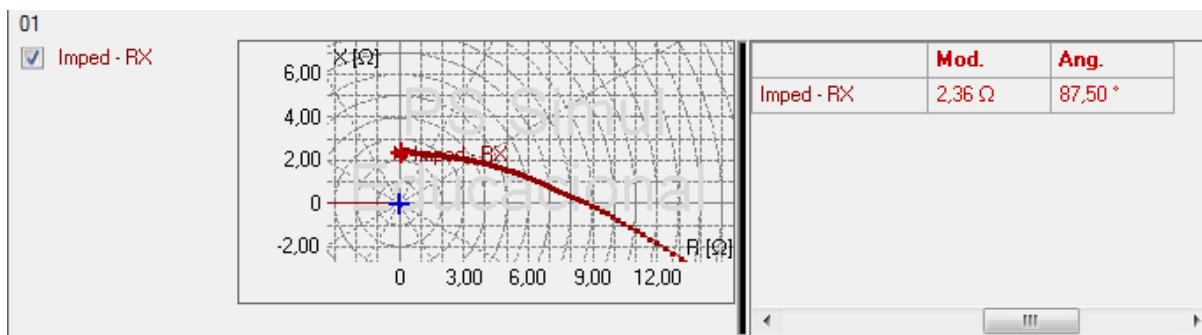
Sabendo o que cada legenda significa nos resultados das simulações, a seguir serão apresentados os outros valores obtidos para a barra da UFC e para o início da linha após a barra MGY durante uma falta trifásica e, após isso, para uma barra monofásica.

Figura 77 - Medições para falta trifásica no início da linha após a barra PCI



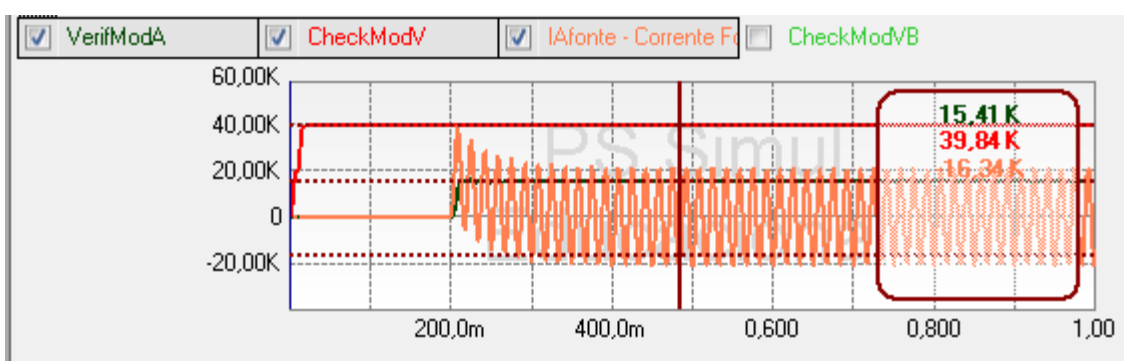
Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Figura 78 - Valor de impedância da falta trifásica no início da linha após a barra PCI



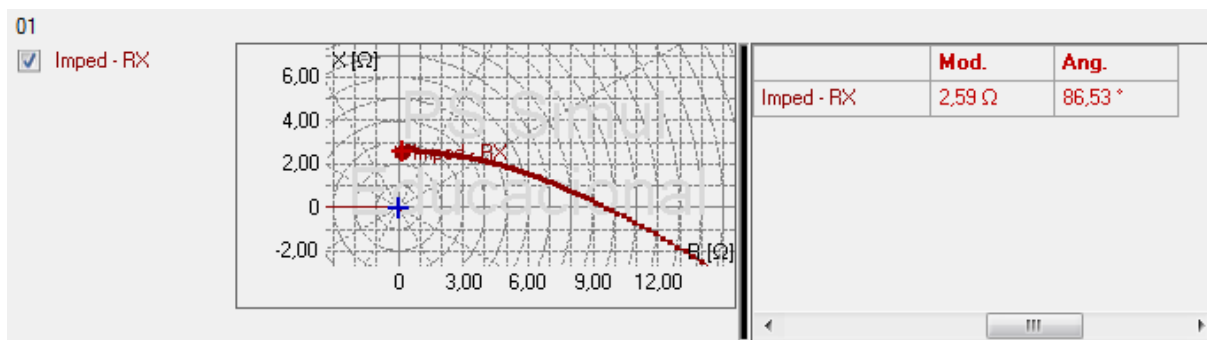
Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Figura 79 - Medições para falta trifásica na barra UFC



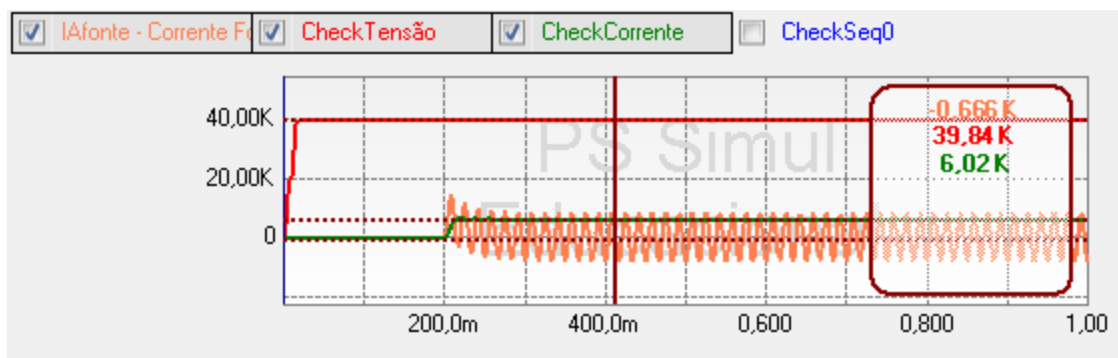
Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Figura 80 - Valor de impedância para falta trifásica na barra UFC



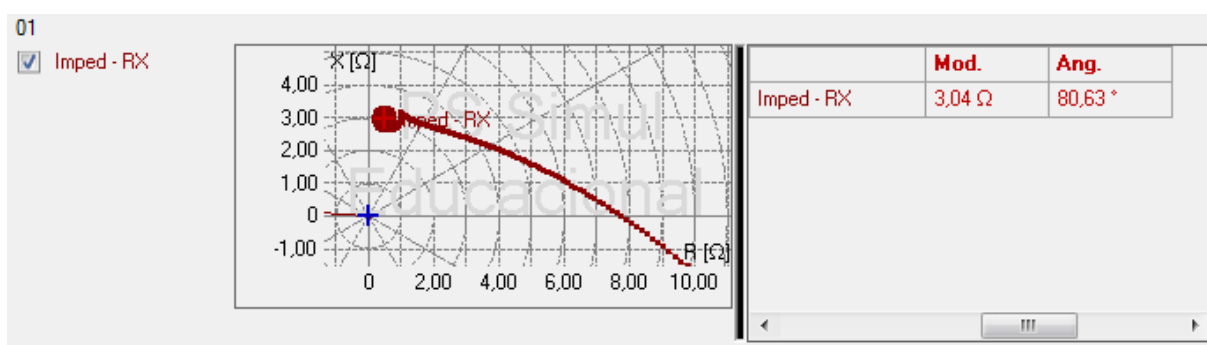
Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Figura 81 - Medições para falta monofásica na barra MGY



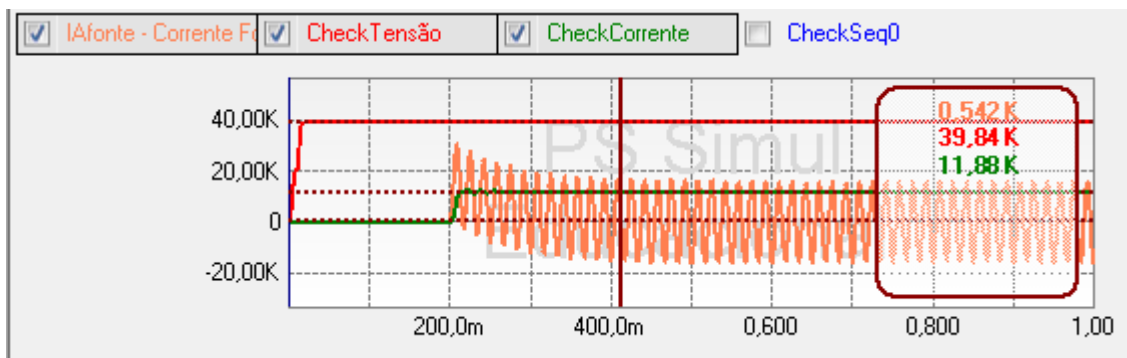
Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Figura 82 - Valor de impedância para falta monofásica na barra MGY



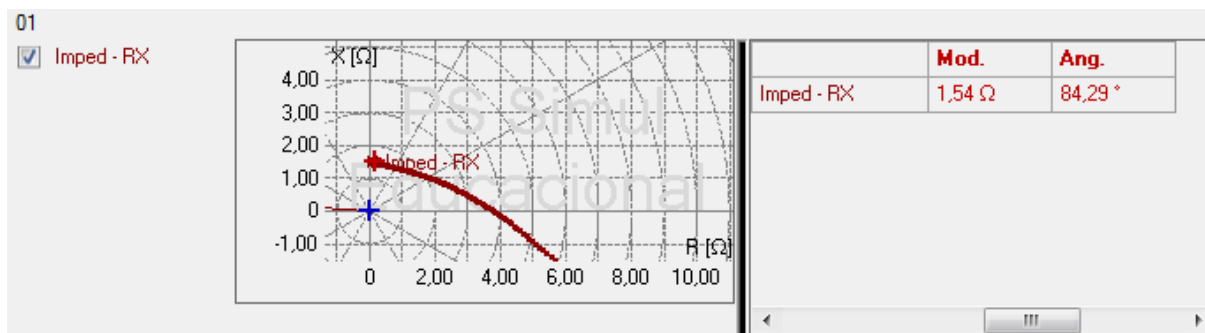
Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Figura 83 - Medições para falta monofásica no início da linha após a barra PCI



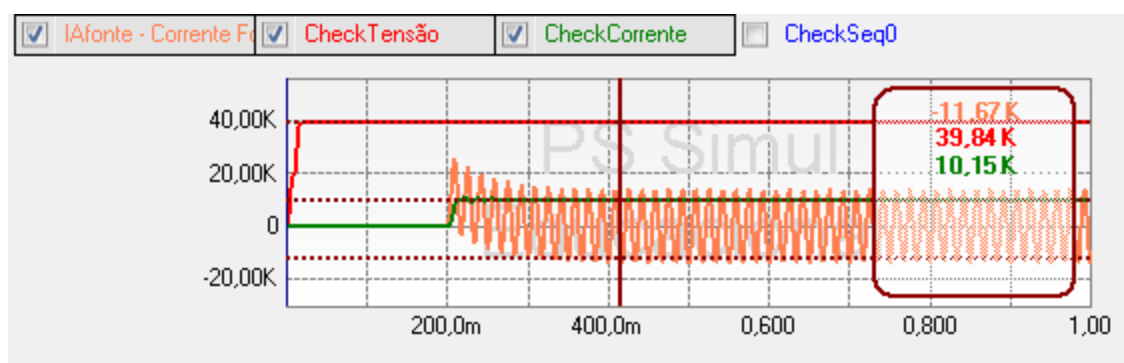
Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Figura 84 - Valor de impedância para falta monofásica no início da linha após a barra PCI



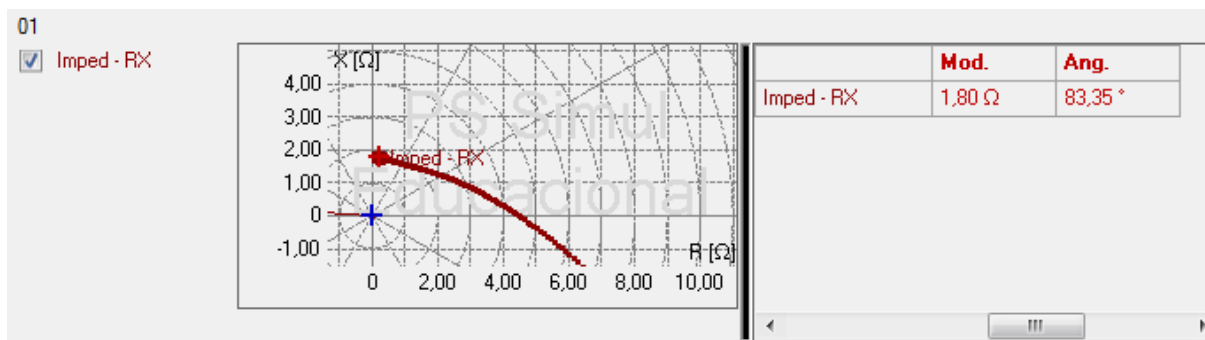
Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Figura 85 - Medições para falta monofásica na barra UFC



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Figura 86 - Valor de impedância para falta monofásica na barra UFC



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Com o objetivo de comparar os resultados obtidos, presente nas figuras acima, com aqueles previamente calculados, presente na Tabela 9, para falta fase-fase, a tabela seguinte mostra a divergência percentual entre os dois valores de impedância. É necessário salientar que os valores estão referenciados para o primário, logo aqueles presentes na Tabela 9 foram divididos por 0,4 (K_{re}). Além disso, considerou-se o valor de falta na barra PCI como o mesmo presente no início da linha.

Tabela 13 - Erro entre as impedâncias simuladas e calculadas para falta trifásica

Local da falta	Valor calculado (Ω)	Ângulo calculado (Graus)	Valor simulado (Ω)	Ângulo simulado (Graus)	Erro Módulo	Erro Ângulo
Barra MGY	3,81	82,46	3,89	83,04	2,12%	0,70%
Barra PCI	2,34	86,27	2,36	87,50	1,06%	1,41%
Barra UFC	2,54	85,52	2,59	86,53	1,93%	1,17%

Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Pela análise da Tabela 13, pode-se perceber que o erro entre os valores calculados e simulados são bem pequenos, estando dentro do erro previamente estipulado de 3,3%.

Por fim, o mesmo foi realizado para faltas monofásicas, utilizando os valores de impedância presentes na Tabela 11, porém desconsiderando a resistência de falta. Assim, a comparação está presente na tabela a seguir.

Tabela 14 – Erro entre as impedâncias simuladas e calculadas para falta monofásica

Local da falta	Valor calculado (Ω)	Ângulo calculado (Graus)	Valor simulado (Ω)	Ângulo simulado (Graus)	Erro Módulo	Erro Ângulo
Barra MGY	2,97	80,83	3,04	80,63	2,22%	-0,24%
Barra PCI	1,52	84,97	1,54	84,29	1,62%	-0,80%
Barra UFC	1,72	83,98	1,80	83,35	4,44%	-0,75%

Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Considerando os valores da Tabela 14, somente a falta na barra UFC está fora do erro esperado de impedância. Entretanto, isso indica que o valor de impedância no eixo imaginário tenderia a aumentar e, com isso, a problemática vista na Figura 68 seria menos relevante, uma vez que o ponto de falta estaria mais acima do que está representado e, conseqüentemente, se situaria mais longe da zona 1, estando melhor alocado na zona 2.

No Anexo B há um relatório gerado pelo próprio software o qual indica todos os valores utilizados em todos os blocos da ferramenta.

4.4.9 Comparação com a OAP PCI/MGY

Visando uma validação do estudo feito, foram comparados os valores obtidos na análise com os já presentes na OAP, presente no Anexo A, da linha PCI MGY, a qual foi dimensionada tomando como referência a barra MGY. Assim, devido à referência utilizada na OAP, os valores serão comparados somente com aqueles calculados no dimensionamento das zonas as quais as vistas são também para a barra MGY. Com isso, os valores de fator de compensação de terra (K_0), calculado pela Equação 4.09, resistência de falta e da impedância das zonas foram analisados. Ademais, é válido salientar que na OAP está indicado que para falta fase-fase foi utilizado a característica MHO e para fase-terra o tipo quadrilateral, além de somente haver duas zonas de proteção, em que a primeira possui tempo de atuação instantâneo e a segunda zona atua em 34 ms.

Tabela 15 - Comparação com a OAP

Tipo de Falta	Falta Trifásica		Falta Monofásica					
	Z1 (Ω)	Z2 (Ω)	K0 (Ω)	Ângulo K0 (graus)	R1 (Ω)	X1 (Ω)	R2 (Ω)	X2 (Ω)
OAP	1,250	1,740	1,189	6,04	4,00	1,22	6,00	1,69
Calculado	1,295	1,828	1,194	6,06	8,712	1,01	9,680	1,427
Variação	3,47%	4,81%	0,39%	0,33%	54,09%	-20,79%	38,02%	-18,43%

Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Como pode ser notado pela Tabela 15, os valores das zonas para falta fase-fase estão bem próximos, já aqueles relacionados à falta fase-terra estão com variações consideráveis. Porém, isso pode ser explicado pois a OAP foi parametrizada utilizando outro relé e, além disso, a subestação da UFC é recente, sendo o dimensionamento da OAP utilizando parâmetros ainda referentes à barra de MGY, uma vez que modificar a característica de proteção gera consequências na coordenação com os demais relés, sendo necessário um estudo mais abrangente. Ademais, a metodologia aplicada na OAP pode ser diferente da utilizada no estudo, como a consideração de mais variáveis após a realização de outros testes. Desse modo, como mostrado no estudo, uma falta na barra da UFC causa a atuação do relé instantaneamente, uma vez que a barra da subestação MGY foi tomada como referência. Além disso, essa diferença vista na Tabela 15 em relação à resistência de falta não gerou problemas nos testes, uma vez que o alcance da parte resistiva se mostrou correta, sendo o critério utilizado coerente.

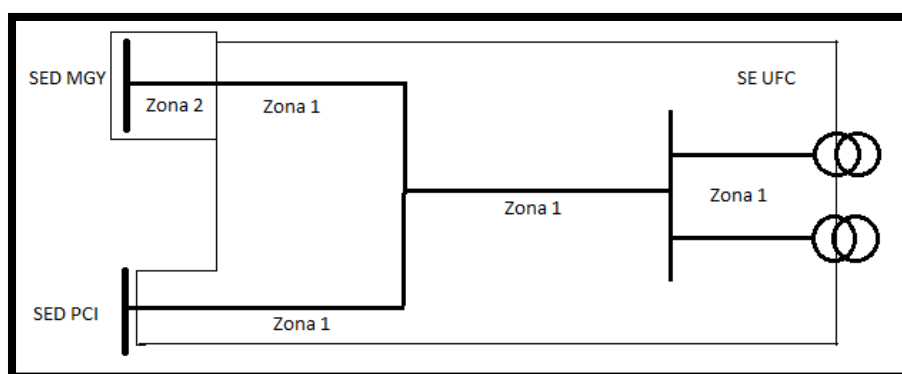
4.5 Considerações finais

As simulações realizadas nos Softwares PS Simul e Distanc foram realizadas com sucesso, e apresentaram robustez necessária para analisar todas as condições estipuladas no estudo teórico. Com isso, puderam-se observar as duas metodologias para a obtenção das zonas de proteção, gerando resultados coerentes com os previstos.

Ademais, a maleta de testes CE-6006 da Conprove não suporta a corrente de falta para os testes os quais foram realizados, uma vez que a máxima corrente a qual pode enviar para o relé é 20 A, que convertida para o primário tem-se um valor de 4800 A, sendo menor que todas as correntes de falta analisadas no estudo. Assim, o software Distanc apresentava erro de sobrecarga quando iniciava a geração para o relé.

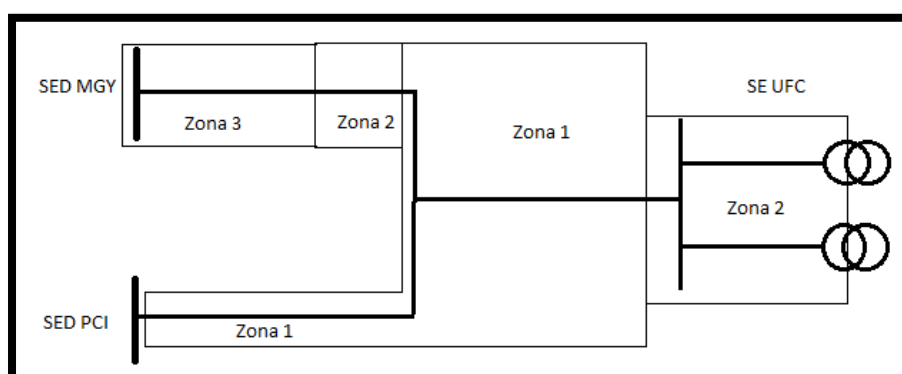
Além disso, para facilitar a visualização final das zonas de proteção na rede de estudo, na Figura 87 e na Figura 88 estão representados, aproximadamente, os alcances plotados no diagrama unifilar da parte do SEP analisado. Essas linhas foram obtidas a partir das informações de impedância das zonas de proteção utilizadas no software Distanc e de curto-circuito anteriormente calculadas e simuladas no software PS Simul, de forma a respeitar as características previamente mostradas. Por meio dessas figuras, é fácil perceber que, ao tomar como referência a barra da SED MGY, maior parte do sistema está presente na zona 1, como mostrado nos resultados de simulação do software Distanc. Outro quesito interessante também é perceber uma melhor distribuição das zonas quando a barra da SE UFC é tomada como referência.

Figura 87 – Plotagem das zonas de proteção com referência na barra da SED MGY



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

Figura 88 - Plotagem das zonas de proteção com referência na barra da SE UFC



Fonte: PRÓPRIO AUTOR

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

5.1 Conclusões

Por meio do estudo feito, pode-se concluir que parametrizar as zonas de proteção com a referência para a barra da UFC traz melhores resultados em comparação com a situação que utiliza a barra MGY como vista para dimensionamento.

Analisando o estudo com a referência para a barra UFC, foi visto que as zonas de proteção apresentaram melhor distribuição entre as faltas analisadas, mesmo considerando possíveis variações e erros. Assim, as três zonas ficaram nítidas, uma vez que para a maior parte da linha entre a Subestação de MGY e a derivação, espera-se a atuação da proteção na terceira zona. Já a falta na barra da UFC apresentou presença na zona 2, havendo um delay de acionamento do relé, condição a qual é melhor classificada no quesito seletividade. Por fim, uma falta na linha entre PCI e a derivação está dentro da zona 1, porém muito próximas da zona 2, uma vez que a magnitude da corrente de falta da barra da UFC em comparação com a presente na derivação são bem próximas. Isso pode ser observado comparando os pontos de impedância de falta da barra da UFC com a linha após MGY. Contudo, percebeu-se que a característica quadrilateral para faltas fase-fase apresentou melhor comportamento que o tipo MHO, porque para a mesma uma falta na linha resultou em um ponto de impedância muito próximo do limiar da zona 1. A característica quadrilateral mostrou essa pequena porém considerável vantagem, quando comparado ao MHO.

Considerando a referência na barra MGY, pôde-se notar pelas simulações que só houve pontos de atuação nas zonas 1 e 2, o que é esperado uma vez que a barra de referência possui o menor valor de falta em relação aos outros pontos analisados. Entretanto, a impedância referente a uma falta na barra UFC, para essa situação, esteve dentro da zona 1 com uma considerável distância da zona 2, sendo uma situação problemática devido à característica instantânea da zona 1, dificultando a seletividade.

Ademais, os resultados das simulações feitas no PS Simul foram coerentes com os valores calculados analiticamente, demonstrando a eficácia do software.

Dentro desse contexto, os resultados do estudo de caso demonstraram a importância dos softwares propostos para modelar, simular e analisar vários cenários de testes do sistema de proteção. Os resultados das simulações e testes do relé de distância

foram comparados com os cálculos teóricos apresentados e com a Ordem de Ajuste das Proteções (OAP) de uma linha de transmissão real, demonstrando-se satisfatórios.

5.2 Trabalhos futuros

Devido ao fato de que a maleta de testes disponível para o uso não possuía capacidade de geração da corrente presente no estudo, então é importante continuar o estudo utilizando outro equipamento o qual possua capacidade de geração maior, objetivando visualizar a atuação do relé fisicamente. A própria Conprove disponibiliza outros modelos de maletas de testes, os quais possuem capacidade de geração maior que a CE – 6006. Outra alternativa é utilizar a corrente máxima do secundário do TC como 1A, assim os valores de curto-circuito seriam divididos por 5 na leitura do relé, resolvendo a problemática de sobrecarga do Hardware.

Além disso, pode ser feito um estudo considerando o fenômeno de afundamento de tensão durante um curto-circuito e como esse processo afeta na leitura do relé de proteção. Ainda nessa temática, aprofundar a análise considerando outros fatores que influenciam negativamente na impedância aparente medida pelo relé de distância, como também incluir fatores de oscilação de potência.

Ademais, realizar o coordenograma da rede com os demais relés de proteção seria um estudo interessante o qual complementaria este já realizado, objetivando gerar melhores resultados quando se trata de coordenação e seletividade.

REFERÊNCIAS

- LEÃO, Ruth Pastôra. GTD – Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica. Universidade Federal do Ceará, 2018.
- CAMINHA, Amadeu Casal. Introdução à proteção de sistemas elétricos. São Paulo, Edgard Biiucher, 1977.
- STEVENSON, Willian D. Elementos de análise de sistemas de potência: 2.ed. São Paulo, McGraw-Hill, 1986.
- SILVA, Celestiel S. Proteção de sistemas elétricos de potência: guia prático de ajustes. 1.ed. Rio de Janeiro, Qualitymark Editora, 2014.
- MAMEDE FILHO, João. Manual de equipamentos elétricos. 3.ed. Rio de Janeiro, LTC, 2012.
- KINDERMANN, Geraldo. Proteção de sistemas elétricos de potência, volume 2: 1.ed. Santa Catarina, LabPlan, 1999.
- KINDERMANN, Geraldo. Proteção de sistemas elétricos de potência, volume 1: 1.ed. Santa Catarina, LabPlan, 1999.
- HOROWITZ, Stanley H; PHADKE, Arun G; NIEMIRA, Jamer K. Power system relaying: 4.ed. United Kingdon, 2014.
- FURTADO, Raimundo. Notas de aula disciplina de proteção de sistemas elétricos de potência. Fortaleza - Ceará, 2018.
- ANDERSON, P.M. Power system protection. New York ,EUA. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, INC, 1999
- SCHNEIDER ELECTRIC. Technical Manual MiCOM P54x, 2011
- ALSTOM BRASIL. Proteção de distância relés MiCOM. São Paulo.
- CONPROVE. Tutorial de Teste relé P545 MiCOM. Uberlândia - Minas Gerais, 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 6055: Transformador de potencial indutivo – Requisitos e ensaios. Rio de Janeiro, 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 6056: Transformador de corrente – Especificação e ensaios. Rio de Janeiro, 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5460: Sistemas elétricos de potência. Rio de Janeiro, 1992.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5465: Relés elétricos. Rio de Janeiro, 1981.

Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações, ONS. PROREDE, submódulo 2.6, rev 2.0. Brasília – DF, 2010.

ANEXO A – OAP PCI/MG

Figura 89 – Parte 1 da OAP

enel													
ORDEM DE AJUSTE DE PROTEÇÃO - PROGRAMADA													
SED : PICI II - PCI_12L9													
OAP Nº 046 / 2018													
ITEM	EQUIPAMENTO OU LT PROTEGIDO	TENSÃO (KV)	RELAÇÃO DE TC (A)	CORRENTE DE PICK-UP TEMPORIZ.(A)	PROTEÇÃO	FABRICANTE/ TIPO	COR. PICK-UP INSTANTÂNEA(A)	COR. PICK-UP NEUTRO SENSÍVEL(A)	COR. PICK- UP SENSÍVEL(A) NEGATIVA)	PICK-UP I2/N1	COLD LOAD PICK-UP	#7L	
01	LDAT PCI / MGY DISJUNTOR 12L9 SET1 = SET2	69	1200 - 5	1161,6 51	FASE	SEL-41L	OFF	OFF	OFF	OFF	OFF	OFF	
		69	1200 - 5	160,8 51N	NEUTRO		OFF	OFF	OFF	OFF	OFF	OFF	OFF
01A	LDAT PCI / MGY DISJUNTOR 12L9 SET1 = SET2	69	1200 - 5	OFF 67	FASE	SEL-41L	FUNÇÃO 21						
		69	1200 - 5	OFF 67N	NEUTRO		ZONA 1 90% DA LDAT PCIMGY	ZONA 2 125% DA LDAT PCIMGY	ZONA 3 OFF	TEMPO 21 0,0 SEG 00CIL00S	TEMPO 22 0,57 SEG 34CIL00S	TEMPO 23 OFF	

Fonte: ENEL Distribuição Ceará, 2018

Figura 90 – Parte 2 da OAP

12L9 - SET1 = SET2				
Description	Setting	Value		Range
		SET-1	SET-2	
Current Transformer Ratio - Input W	CTRW	240	240	Range = 1 to 50000
Current Transformer Ratio - Input X	CTRX	240	240	Range = 1 to 50000
Potential Transformer Ratio - Input Y	PTRY	600.0	600.0	Range = 1,0 to 10000,0
PT Nominal Voltage (L-L) - Input Y	VNOMY	115	115	Range = 60 to 300
Potential Transformer Ratio - Input Z	PTRZ	600.0	600.0	Range = 1,0 to 10000,0
PT Nominal Voltage (L-L) - Input Z	VNOMZ	115	115	Range = 60 to 300
Positive-Sequence Line Impedance Magnitude	Z1MAG	1,39	1,39	Range = 0,05 to 255,00
Positive-Sequence Line Impedance Angle	Z1ANG	76.72	76.72	Range = 5,00 to 90,00
Zero-Sequence Line Impedance Magnitude	Z0MAG	6,36	6,36	Range = 0,05 to 255,00
Zero-Sequence Line Impedance Angle	Z0ANG	81,44	81,44	Range = 5,00 to 90,00
Fault Location	EFLOC	Y	Y	Select: Y, N
Enable Line Current Differential Protection 87L	E87L	N	N	Select: Y, N
Enable Line Charging Current Compensation	E87LCC	N	N	Select: Y, N
Enable in Line Transformer Differential Protection	E87XFMP	N	N	Select: Y, N
Enable Open CT Detection Logic	E87OCTL	N	N	Select: Y, N

Fonte: ENEL Distribuição Ceará, 2018

Figura 91 – Parte 3 da OAP

Description	Setting	Value		Range	IMPLANTAÇÃO		CONTROLE		
		SET-1	SET-2		NOME	DATA	SITUAÇÃO	OAP N°	ITEM N°
Ground Dir. Element Priority	ORDER	QV	QV	Select: Q, Y, I, "any Combination of Q,Y and I"					
Line Length	LLR	8,82	8,82	Range = 0,10 to 999,00					

Fonte: ENEL Distribuição Ceará, 2018

Figura 92 – Parte 4 da OAP

12L9 - SET1 = SET2				
Description	Setting	Value		Range
		SET-1	SET-2	
Mho Phase Distance Zones	E2IMP	2	2	Select: N, 1-5
Quadrilateral Phase Distance Zones	E2IKP	N	N	Select: N, 1-5
Mho Ground Distance Zones	E2IMG	N	N	Select: N, 1-5
Quadrilateral Ground Distance Zones	E2IKG	2	2	Select: N, 1-5
CVT Transient Detection	ECVT	N	N	Select: Y, N
Series-Compensated Line Logic	ESERCMP	N	N	Select: Y, N
Distance Element Common Time Delay	ECDTD	Y	Y	Select: Y, N
Switch-Into-Fault	ESOTF	N	N	Select: Y, N
Out-of-Step	EOOS	N	N	Select: Y, Y1, N
Load Encroachment	ELOAD	N	N	Select: Y, N

Fonte: ENEL Distribuição Ceará, 2018

Figura 93 – Parte 5 da OAP

12L9 - SET1 = SET2								
Description	Setting	Value		Range	IMPLANTAÇÃO		CONTROLE	
		SET-1	SET-2		NOME	DATA	SITUAÇÃO	OAP N°
Zone 1 Reach	Z1MP	1,25	1,25	Range = 0,05 to 64,00, OFF				
Zone 2 Reach	Z2MP	1,74	1,74	Range = 0,05 to 64,00, OFF				
Zone 1 Time Delay	Z1PD	0,000	0,000	Range = 0,000 to 16000,000, OFF				
Zone 2 Time Delay	Z2PD	34,000	34,000	Range = 0,000 to 16000,000, OFF				
Enable Adaptive Resistive Element	ARESE	N	N	Select: Y, N				
Zone 1 Reactance	XG1	1,22	1,22	Range = 0,05 to 64,00, OFF				
Zone 1 Resistance	RG1	4,00	4,00	Range = 0,05 to 50,00				
Zone 2 Reactance	XG2	1,69	1,69	Range = 0,05 to 64,00, OFF				
Zone 2 Resistance	RG2	6,00	6,00	Range = 0,05 to 50,00				
Quad Ground Polarizing Quantity	XGPOL	I2	I2	Select: I2, IG				
Ground Nonhomogeneous Correction Angle	TANGG	-7,0	-7,0	Range = -40,0 to 40,0				
Zone 1 ZSC Factor Magnitude	k0M1	1,189	1,189	Range = 0,000 to 10,000, AUTO				
Zone 1 ZSC Factor Angle	k0A1	6,04	6,04	Range = -179,99 to 180,00				
Forward Zones ZSC Factor Magnitude	k0M	1,189	1,189	Range = 0,000 to 10,000				
Forward Zones ZSC Factor Angle	k0A	6,04	6,04	Range = -179,99 to 180,00				
Reverse Zones ZSC Factor Magnitude	k0MR	1,189	1,189	Range = 0,000 to 10,000				
Reverse Zones ZSC Factor Angle	k0AR	6,04	6,04	Range = -179,99 to 180,00				
Zone 1 Time Delay	Z1GD	0,000	0,000	Range = 0,000 to 16000,000, OFF				
Zone 2 Time Delay	Z2GD	34,000	34,000	Range = 0,000 to 16000,000, OFF				
Zone 1 Time Delay	Z1D	0,000	0,000	Range = 0,000 to 16000,000, OFF				
Zone 2 Time Delay	Z2D	34,000	34,000	Range = 0,000 to 16000,000, OFF				

Fonte: ENEL Distribuição Ceará, 2018

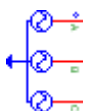
ANEXO B – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO PS SIMUL



RELATÓRIO DE TESTES - POWER SYSTEM SIMULATOR

1. Detalhamento dos Blocos - Teste 1

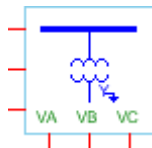
Parâmetros de Ajuste: Fnt_Sen-1



Descrição	Valor
Descrição	Fnt_Sen-1
Nº Fases	3
Aterrada	Sim
Tipo	V
Tipo Geração	Seno
Módulo RMS	39,84 KV
Frequência	60,00 Hz
Ângulo	0 °
> Entradas Externas	
Hab. Ent. Módulo RMS	Não
Hab. Ent. Frequência	Não
Hab. Ent. Ângulo	Não
Offset	0 V
Tempo Inicial	-1,00 s
Tempo Final	-1,00 s
Hab. Med. Interna	Sim
< Descrições	
> Tensão	
VA	
VB	
VC	
VAB	
VBC	
VCA	
< Corrente	
IA	
IB	
IC	
> Potência	
PA	
PB	
PC	

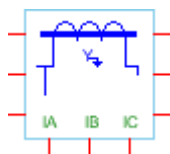
P3Ø	
> Energia	
EA	
EB	
EC	
E3Ø	

Parâmetros de Ajuste: TP_3F_Ideal-1 (1)



Descrição	Valor
Descrição	TP_3F_Ideal-1 (1)
RTP	#RTP
Tipo ligação:	Y-T
TP Capacitivo	Não
Hab. Med. Interna	Sim
> Descrições	
> Tensões	
VaEnr1	
VaEnr2	
VbEnr1	
VbEnr2	
VcEnr1	
VcEnr2	
> Correntes	
IaEnr1	
IaEnr2	
IbEnr1	
IbEnr2	
IcEnr1	
IcEnr2	

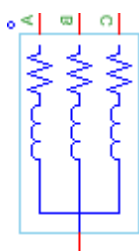
Parâmetros de Ajuste: TC_3F_Ideal-1 (1)



Descrição	Valor
Descrição	TC_3F_Ideal-1 (1)
Tipo ligação:	Y-T
RTC	#RTC
Hab. Med. Interna	Sim
> Descrições	
> Tensões	
VaEnr1	
VaEnr2	
VbEnr1	

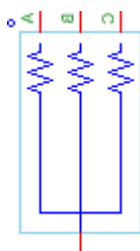
VbEnr2	
VcEnr1	
VcEnr2	
> Correntes	
IaEnr1	IATC
IaEnr2	
IbEnr1	
IbEnr2	
IcEnr1	
IcEnr2	

Parâmetros de Ajuste: RLC_Con-1 (1)

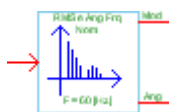


Descrição	Valor
Descrição	RLC_Con-1 (1)
Nº Fases	3
Tipo	RL
Conexão	Série
Conexão 3Ø	Estrela
Valores Iguais	Sim
< Valores RLC	
< Fase A	
Resistência	40,30 Ω
Indutância	15,00 mH
Hab. Med. Interna	Sim
> Descrições	
> Tensão	
VA	
VB	
VC	
> Corrente	
IA	
IB	
IC	
> Potência	
SA	
SB	
SC	
S3Ø	
> Energia	
EA	
EB	
EC	
E3Ø	

Parâmetros de Ajuste: RLC_Con-1 (2)

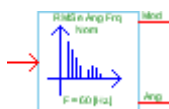


Descrição	Valor
Descrição	RLC_Con-1 (2)
Nº Fases	3
Tipo	R
Conexão	Série
Conexão 3Ø	Estrela
Valores Iguais	Sim
< Valores RLC	
< Fase A	
Resistência	1,00 Ω
Hab. Med. Interna	Sim
> Descrições	
> Tensão	
VA	
VB	
VC	
> Corrente	
IA	ia
IB	ib
IC	ic
> Potência	
SA	
SB	
SC	
S3Ø	
> Energia	
EA	
EB	
EC	
E3Ø	



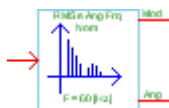
Descrição	Valor
Descrição	Med_RMSAngFund-1 (5)
Nº Fases	1
Frequência	60,00 Hz
Nº Pontos Por Ciclo (NPC)	100,0 K
Ganho	1,00
Tipo Mag.	RMS
Tipo Âng.	Graus
Tipo Referência	Seno
Faixa de Conversão	0° à 360°
Hab. Filtro	Não

Parâmetros de Ajuste: Med_RMSAngFund-1 (1) (1)



Descrição	Valor
Descrição	Med_RMSAngFund-1 (1) (1)
Nº Fases	1
Frequência	60,00 Hz
Nº Pontos Por Ciclo (NPC)	100,0 K
Ganho	1,00
Tipo Mag.	RMS
Tipo Âng.	Graus
Tipo Referência	Seno
Faixa de Conversão	0° à 360°
Hab. Filtro	Não

Parâmetros de Ajuste: Med_RMSAngFund-1 (3) (1)



Descrição	Valor
Descrição	Med_RMSAngFund-1 (3) (1)
Nº Fases	1
Frequência	60,00 Hz
Nº Pontos Por Ciclo (NPC)	100,0 K

Ganho	1,00
Tipo Mag.	RMS
Tipo Âng.	Graus
Tipo Referência	Seno
Faixa de Conversão	0° à 360°
Hab. Filtro	Não

Parâmetros de Ajuste: Ctrl_Ganho-1 (4)



Descrição	Valor
Descrição	Ctrl_Ganho-1 (4)
Ganho	#RTP

Parâmetros de Ajuste: RX



Descrição	Valor
Descrição	RX
Tipo	R e X

Parâmetros de Ajuste: Potência (1)



Descrição	Valor
Descrição	Potência (1)
Nº Fases:	1
Freq. Fundam.	60,00 Hz
NPC	100,0 K
Medição em PU?	Não

Parâmetros de Ajuste: Ctrl_Ganho-1 (2)



Descrição	Valor
-----------	-------

Descrição	Ctrl_Ganho-1 (2)
Ganho	239,9

Parâmetros de Ajuste: Ctrl_Ganho-1 (2) (2)



Descrição	Valor
Descrição	Ctrl_Ganho-1 (2) (2)
Ganho	333,0 m

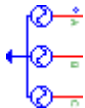
Parâmetros de Ajuste: Falta-1



Descrição	Valor
Descrição	Falta-1
Nº Fases	1
Controle da Falta	Interno
Chave Real	Não
Hab. Circ. Snubber	Não
Falta para Linha	Sim
Índice do Bloco	0
Tipo Def. Dist. Falta	%
Distância da Falta	50,00 %
< Fases em Falta	
Falta na Fase A	Sim
Hab. Âng. Falta	Não
Corrente Máxima para Abrir	0 A
Forçar Abertura	Não
Rg	0 Ω
> Dados Chave A	
Nº de Abr/Fch (Chave A)	1,00
> Ptos de Abr/Fch (Chave A)	
Tempo Chv 001 (Chave A)	200,0 ms
Hab. Med. Interna	Sim
> Descrições	
> Tensão	
VChv-A	
> Corrente	
IChv-A	
> Potência	
PChv-A	
> Energia	
EChv-A	
> Chaveamentos	

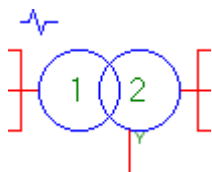
Abr/Fch Chv-A	
---------------	--

Parâmetros de Ajuste: Fnt_Sen-1 (1)



Descrição	Valor
Descrição	Fnt_Sen-1 (1)
Nº Fases	3
Aterrada	Sim
Tipo	V
Tipo Geração	Seno
Módulo RMS	39,84 KV
Frequência	60,00 Hz
Ângulo	0 °
> Entradas Externas	
Hab. Ent. Módulo RMS	Não
Hab. Ent. Frequência	Não
Hab. Ent. Ângulo	Não
Offset	0 V
Tempo Inicial	-1,00 s
Tempo Final	-1,00 s
Hab. Med. Interna	Sim
< Descrições	
> Tensão	
VA	
VB	
VC	
VAB	
VBC	
VCA	
< Corrente	
IA	IAMGYfonte
IB	
IC	
> Potência	
PA	
PB	
PC	
P3Ø	
> Energia	
EA	
EB	
EC	
E3Ø	

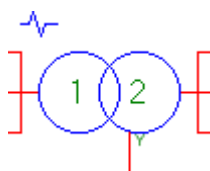
Parâmetros de Ajuste: Trf_Real_3F-1 (1)



Descrição	Valor
Descrição	Trf_Real_3F-1 (1)
Nº Enrolamentos	2
Entrada de Dados	Circ. Equivalente
Frq	60,00 Hz
> Potência	
SEnr.1	13,00 MVA
> Tensão	
VEnr. 1 FF	69,00 KV
VEnr. 2 FF	13,80 KV
> Conexão dos Enrolamentos	
Enr. 1	D
Enr. 2	Y
> Grupo Vetor das Conexões	
Enr. 2	1
Habilita Acesso ao Enr.	Não
Parâmetros em PU	Não
> Resistência	
REnr.1	1,00 Ω
REnr.2	0 Ω
> Indutância	
LEnr.1	13,25 H
LEnr.2	0 H
Resistência Ramo Mag.	4,40 Ω
Indutância Ramo Mag.	140,0 mH
Hab Simular Saturação	Não
Hab. Med. Interna	Sim
> Descrições	
> Enrolamento1	
> Tensões	
VA	
VB	
VC	
VAB	
VBC	
VCA	
> Correntes	
IA	
IB	
IC	
> Enrolamento2	
> Tensões	
VA	
VB	
VC	
VAB	
VBC	
VCA	

> Correntes	
IA	
IB	
IC	
> Ramo Magnetizante	
> Fase A	
IExcitação	
IMagnetização	
Fluxo	
> Fase B	
IExcitação	
IMagnetização	
Fluxo	
> Fase C	
IExcitação	
IMagnetização	
Fluxo	

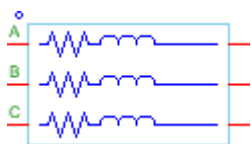
Parâmetros de Ajuste: Trf_Real_3F-1 (1) (1)



Descrição	Valor
Descrição	Trf_Real_3F-1 (1) (1)
Nº Enrolamentos	2
Entrada de Dados	Circ. Equivalente
Frq	60,00 Hz
> Potência	
SEnr.1	13,00 MVA
> Tensão	
VEnr. 1 FF	69,00 KV
VEnr. 2 FF	13,80 KV
> Conexão dos Enrolamentos	
Enr. 1	D
Enr. 2	Y
> Grupo Vetor das Conexões	
Enr. 2	1
Habilita Acesso ao Enr.	Não
Parâmetros em PU	Não
> Resistência	
REnr.1	1,00 Ω
REnr.2	0 Ω
> Indutância	
LEnr.1	13,25 H
LEnr.2	0 H
Resistência Ramo Mag.	4,40 Ω
Indutância Ramo Mag.	140,0 mH
Hab Simular Saturação	Não
Hab. Med. Interna	Sim

> Descrições	
> Enrolamento1	
> Tensões	
VA	
VB	
VC	
VAB	
VBC	
VCA	
> Correntes	
IA	
IB	
IC	
> Enrolamento2	
> Tensões	
VA	
VB	
VC	
VAB	
VBC	
VCA	
> Correntes	
IA	
IB	
IC	
> Ramo Magnetizante	
> Fase A	
IExcitação	
IMagnetização	
Fluxo	
> Fase B	
IExcitação	
IMagnetização	
Fluxo	
> Fase C	
IExcitação	
IMagnetização	
Fluxo	

Parâmetros de Ajuste: RLC_Con-1 (3) (1)



Descrição	Valor
Descrição	RLC_Con-1 (3) (1)
Nº Fases	3
Tipo	RL
Conexão	Série
Conexão 3Ø	Livre
Valores Iguais	Sim

< Valores RLC	
< Fase A	
Resistência	0,500 K Ω
Indutância	100,0 mH
Hab. Med. Interna	Sim
> Descrições	
> Tensão	
VA	
VB	
VC	
> Corrente	
IA	IABarraUFC
IB	
IC	
> Potência	
SA	SABarraUFC
SB	
SC	
S3 \emptyset	
> Energia	
EA	
EB	
EC	
E3 \emptyset	

Parâmetros de Ajuste: Falta-1 (1)



Descrição	Valor
Descrição	Falta-1 (1)
Nº Fases	1
Controle da Falta	Interno
Chave Real	Não
Hab. Circ. Snubber	Não
Falta para Linha	Sim
Índice do Bloco	0
Tipo Def. Dist. Falta	%
Distância da Falta	90,00 %
< Fases em Falta	
Falta na Fase A	Sim
Hab. Âng. Falta	Não
Corrente Máxima para Abrir	0 A
Forçar Abertura	Não
Rg	0 Ω
> Dados Chave A	
Nº de Abr/Fch (Chave A)	1,00
> Ptos de Abr/Fch (Chave A)	
Tempo Chv 001 (Chave A)	200,0 ms
Hab. Med. Interna	Sim

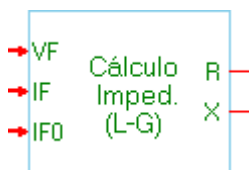
> Descrições	
> Tensão	
VChv-A	
> Corrente	
IChv-A	
> Potência	
PChv-A	
> Energia	
EChv-A	
> Chaveamentos	
Abr/Fch Chv-A	

Parâmetros de Ajuste: Falta-1 (1) (1)



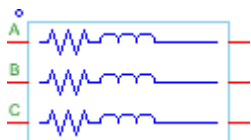
Descrição	Valor
Descrição	Falta-1 (1) (1)
Nº Fases	1
Controle da Falta	Interno
Chave Real	Não
Hab. Circ. Snubber	Não
Falta para Linha	Sim
Índice do Bloco	0
Tipo Def. Dist. Falta	%
Distância da Falta	60,00 %
< Fases em Falta	
Falta na Fase A	Sim
Hab. Âng. Falta	Não
Corrente Máxima para Abrir	0 A
Forçar Abertura	Não
Rg	0 Ω
> Dados Chave A	
Nº de Abr/Fch (Chave A)	1,00
> Ptos de Abr/Fch (Chave A)	
Tempo Chv 001 (Chave A)	200,0 ms
Hab. Med. Interna	Sim
> Descrições	
> Tensão	
VChv-A	
> Corrente	
IChv-A	
> Potência	
PChv-A	
> Energia	
EChv-A	
> Chaveamentos	
Abr/Fch Chv-A	

Parâmetros de Ajuste: Calc. Impedância L-G-1



Descrição	Valor
Descrição	Calc. Impedância L-G-1
Tipo Ângulo Ent.	Graus
Tempo de inicialização	0 s
R inicial	0 Ω
X inicial	0 Ω
Km	3,55 pu
Kf	6,60 °

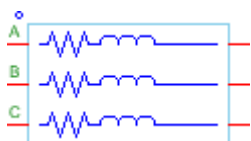
Parâmetros de Ajuste: RLC_Con-1 (3)



Descrição	Valor
Descrição	RLC_Con-1 (3)
Nº Fases	3
Tipo	RL
Conexão	Série
Conexão 3Ø	Livre
Valores Iguais	Sim
< Valores RLC	
< Fase A	
Resistência	100,0 Ω

Indutância	183,0 mH
Hab. Med. Interna	Sim
> Descrições	
> Tensão	
VA	
VB	
VC	
> Corrente	
IA	
IB	
IC	
> Potência	
SA	
SB	
SC	
S3Ø	
> Energia	
EA	
EB	
EC	
E3Ø	

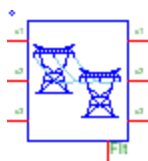
Parâmetros de Ajuste: RLC_Con-1 (3) (2)



Descrição	Valor
Descrição	RLC_Con-1 (3) (2)
Nº Fases	3
Tipo	RL
Conexão	Série
Conexão 3Ø	Livre
Valores Iguais	Sim
< Valores RLC	
< Fase A	
Resistência	1,00 Ω
Indutância	8,00 mH
Hab. Med. Interna	Sim
> Descrições	
> Tensão	
VA	
VB	
VC	
> Corrente	
IA	
IB	
IC	
> Potência	
SA	
SB	

SC	
S3Ø	
> Energia	
EA	
EB	
EC	
E3Ø	

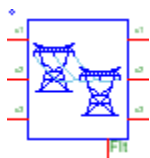
Parâmetros de Ajuste: LinCbo-1 (1) (1) (1) (2) (1)



Descrição	Valor
Descrição	LinCbo-1 (1) (1) (1) (2) (1)
Tipo	Linha de Transmissão
Habilitar Falta	Sim
Habilitar SIR	Não
Entrada de Dados	Matriz Seq
Frequência	60,00 Hz
Comprimento	0,542 km
Transposta	Não
Parâmetros Distribuídos	Sim
Fasor no LOG	Mod e Ang
Modelo	RL
Nº de Fases	3,00
L em Ohms (Ω)	Sim
> Matriz de Seq (R)	
R+	320,0 m Ω /Km
R0	0,950 Ω /Km
> Matriz de Seq (L)	
L+	1,35 Ω /Km
L0	6,29 Ω /Km
Hab. Med. Interna	Sim
> Descrições	
> Tensões	
> Lado A	
V1	
V2	
V3	
> Lado B	
V1	
V2	
V3	
> Medições A->B	
> Tensão	
V1	
V2	
V3	
> Corrente	

I1	
I2	
I3	
> Medições B->A	
> Tensão	
V1	
V2	
V3	
> Corrente	
I1	
I2	
I3	

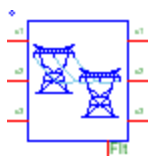
Parâmetros de Ajuste: LinCbo-1 (1) (1) (1)



Descrição	Valor
Descrição	LinCbo-1 (1) (1) (1)
Tipo	Linha de Transmissão
Habilitar Falta	Sim
Habilitar SIR	Não
Entrada de Dados	Matriz Seq
Frequência	60,00 Hz
Comprimento	0,542 km
Transposta	Não
Parâmetros Distribuídos	Sim
Fasor no LOG	Mod e Ang
Modelo	RL
Nº de Fases	3,00
L em Ohms (Ω)	Sim
> Matriz de Seq (R)	
R+	320,0 m Ω /Km
R0	0,950 Ω /Km
> Matriz de Seq (L)	
L+	1,35 Ω /Km
L0	6,29 Ω /Km
Hab. Med. Interna	Sim
> Descrições	
> Tensões	
> Lado A	
V1	
V2	
V3	
> Lado B	
V1	
V2	
V3	
> Medições A->B	

> Tensão	
V1	
V2	
V3	
> Corrente	
I1	
I2	
I3	
> Medições B->A	
> Tensão	
V1	
V2	
V3	
> Corrente	
I1	
I2	
I3	

Parâmetros de Ajuste: LinCbo-1 (1) (1) (1) (1)



Descrição	Valor
Descrição	LinCbo-1 (1) (1) (1) (1)
Tipo	Linha de Transmissão
Habilitar Falta	Sim
Habilitar SIR	Não
Entrada de Dados	Matriz Seq
Frequência	60,00 Hz
Comprimento	0,542 km
Transposta	Não
Parâmetros Distribuídos	Sim
Fasor no LOG	Mod e Ang
Modelo	RL
Nº de Fases	3,00
L em Ohms (Ω)	Sim
> Matriz de Seq (R)	
R+	320,0 m Ω /Km
R0	0,950 Ω /Km
> Matriz de Seq (L)	
L+	1,35 Ω /Km
L0	6,29 Ω /Km
Hab. Med. Interna	Sim
> Descrições	
> Tensões	
> Lado A	
V1	
V2	
V3	
> Lado B	
V1	
V2	

V3	
> Medições A->B	
> Tensão	
V1	
V2	
V3	
> Corrente	
I1	
I2	
I3	
> Medições B->A	
> Tensão	
V1	
V2	
V3	
> Corrente	
I1	
I2	
I3	