



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

LUCAS DA PENHA RODRIGUES

**ESTUDO E IMPLEMENTAÇÃO DAS FUNÇÕES DE CONTROLE E PROTEÇÃO
BASEADAS NA NORMA IEC 61.850 PARA A AUTOMAÇÃO DA SUBESTAÇÃO DE
69-13,8 kV DO CAMPUS DO PICI DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**

FORTALEZA
SETEMBRO DE 2017

LUCAS DA PENHA RODRIGUES

ESTUDO E IMPLEMENTAÇÃO DAS FUNÇÕES DE CONTROLE E PROTEÇÃO
BASEADAS NA NORMA IEC 61.850 PARA A AUTOMAÇÃO DA SUBESTAÇÃO DE
69-13,8 kV DO CAMPUS DO PICI DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ

Trabalho de conclusão de curso de
graduação submetido à Universidade Federal do
Ceará como requisito para a obtenção do título de
Bacharel em Engenharia Elétrica. Área de
habilitação: Proteção de Sistemas Elétricos de
Potência

Orientador: Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio

Coorientador: Prof. M.Sc Lucas Silveira Melo

FORTALEZA
SETEMBRO DE 2017

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

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

- R614e Rodrigues, Lucas da Penha.
Estudo e Implementação das Funções de Controle e Proteção Baseadas na Norma IEC 61.850 Para a Automação da Subestação de 69-13,8 kV do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará / Lucas da Penha Rodrigues. – 2017.
108 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2017.
Orientação: Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio.
Coorientação: Prof. Me. Lucas Silveira Melo.
1. Norma IEC 61.850. 2. Estudo de Proteção. 3. Religamento Automático. 4. Falha de Disjuntor. 5. Seletividade Lógica. I. Título.
-

CDD 621.3

LUCAS DA PENHA RODRIGUES

ESTUDO E IMPLEMENTAÇÃO DAS FUNÇÕES DE CONTROLE E PROTEÇÃO
BASEADAS NA NORMA IEC61.850 PARA A AUTOMAÇÃO DA SUBESTAÇÃO DE
69-13,8 kV DO CAMPUS DO PICI DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ

Monografia voltada ao estudo de Proteção de
Sistemas Elétricos de Potência e desenvolvida no
Departamento de Engenharia Elétrica, da
Universidade Federal do Ceará.

Monografia aprovada pelo Programa de Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal do Ceará em : ____ de _____ de ____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio
Orientador

Prof. M.Sc Lucas Silveira Melo
Co-orientador

Prof^ª. Ph.D Ruth Pastora Saraiva Leão

A Deus.

Aos meus pais, Cláudio e Cleide.

À minha futura noiva e esposa, Patricia Kajüter.

A todos os meus familiares e amigos.

AGRADECIMENTOS

A Deus pela sabedoria dada em momentos de escuridão.

A minha mãe, pela força e exemplo de vida, amor e serenidade.

Ao meu pai, pelo apoio incondicional até o fim desta jornada.

A minha namorada por sempre estar ao meu lado, com todo o seu amor e carinho.

Ao meu orientador Raimundo Furtado pela paciência e suporte na elaboração deste trabalho.

Ao meu coorientador Lucas Melo pelo aprendizado adquirido e exemplo de humildade.

Ao meu melhor amigo Leonardo pelos incentivo e conselhos.

A todos os professores do DEE, os quais foram fundamentais na minha formação acadêmica e construção deste trabalho.

RESUMO

RODRIGUES, L. P. **Ensaio e Validação das Funções de Proteção Baseadas na norma IEC 61.850 Para os Alimentadores da Subestação de 69-13,8 kV do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará**, 2017. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2017.

Este trabalho tem como objetivo apresentar o estudo das proteções, parametrização e ensaios das funções lógicas, baseadas na norma IEC 61.850, para as proteções de saídas de alimentadores da subestação 69-13,8 kV do Campus do Pici. São apresentados os conceitos e topologias dos sistemas de distribuição, requisitos para um sistema de proteção e seus equipamentos, além da introdução de conceitos concernentes a automação de sistemas elétricos de distribuição. Neste trabalho é apresentado o sistema de distribuição em média tensão do Campus do Pici, com a implantação de uma subestação 69-13,8 kV, três saídas de alimentadores e nove religadores ao longo da rede de distribuição do campus. O estudo das proteções aplicado ao sistema considerado foi realizado com o auxílio do software EASY POWER, sendo apresentados os parâmetros de circuito, valores de curto-circuito e metodologia para os ajustes das proteções. A partir destes resultados, as funções de religamento automático e falha de disjuntor com seletividade lógica foram parametrizadas nos relés SEL 751 e ensaiadas em laboratório através da simulação dos estados do sistema elétricos, emulados com o auxílio de uma mala de testes. Os resultados encontrados foram satisfatórios e asseguram a seletividade e coordenação entre as proteções de barramento geral e saída de alimentador da subestação de 69-13,8 kV.

Palavras-Chaves: *Norma IEC 61.850, Estudo de Proteção, Religamento automático, Falha de Disjuntor, Seletividade Lógica.*

ABSTRACT

RODRIGUES, L. P. **Ensaio e Validação das Funções de Proteção Baseadas na norma IEC 61.850 Para os Alimentadores da Subestação de 69-13,8 kV do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará**, 2017. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2017.

This work aims to present the study of protection, parameterization and testing of logic functions, based on IEC 61.850, for the feeders protection of the power substation of 69-13,8 kV of Pici Campus. The concepts and topologies of the distribution systems, requirements for a protection system and its equipment, and the introduction of concepts concerning the automation of electrical distribution systems are presented. In this work is presented the medium voltage distribution system of the Pici Campus, with the implementation of a power substation of 69-13,8 kV, three feeders outputs and nine reclosers throughout the campus distribution network. The study of the protections applied to the considered system has been accomplished with the aid of software EASY POWER, and the circuit parameters, short-circuit values and the methodology for the protection adjustments are presented. From these results, the automatic reclosing and circuit breaker failure with logic selectivity were parameterized in the relays SEL 751 and tested in the laboratory by simulating the electric system states, emulated with the help of a test system. The results were satisfactory and ensure selectivity and coordination between the busbar protection and the feeder protection of the power substation of 69-13,8 kV.

Key words: IEC 61.850 Standard, Protection Study, Automatic Reclosing, Breaker Failure, Logic Selectivity.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
CID	<i>Configured IED Description</i>
CCS	Centro de Controle do Sistema
DEE	Departamento de Engenharia Elétrica
GOOSE	<i>Generic Object Oriented Substation Event</i>
GREI	Grupo de Redes Elétricas Inteligentes
ICD	<i>IED Capability Description</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical Electronics Engineers</i>
LD	<i>Logical Device</i>
LN	<i>Logical Node</i>
MT	Média Tensão
NA	Normalmente Aberta
NF	Normalmente Fechado
P&D&I	Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação.
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão
SCD	<i>Substation Configuration Description</i>
SCL	<i>Substation Configuration Language</i>
SED	Subestação Elétrica de Distribuição
SEL	<i>Schweitzer Engineering Laboratories</i>
SSD	<i>System Specification Description</i>
SRA	Sistema de Recomposição Automática
SV	<i>Sampled Values</i>
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
UCA	<i>Utility Communication Architecture</i>
UCS	Unidade de Controle da Subestação
UCD	Unidade de Controle do sistema de Distribuição
UFC	Universidade Federal do Ceará

UTR Unidade Terminal Remota
XML *Extensible Markup Language*

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 - Subestação Fortaleza II/Quixada	21
Figura 2.2 - Disjuntor interno a cabine.....	22
Figura 2.3 - Disjuntor a gás.....	23
Figura 2.4 - Religador Tavrida.....	24
Figura 2.5 - Sequência de operação de um religador configurado para quatro operações.....	24
Figura 2.6 - Unidade de controle do religador: (a) painel frontal e (b) parte interna	25
Figura 2.7 - Religador instalado na rede Pici	25
Figura 2.8 - Transformador "abaixador"	26
Figura 2.9 - Unifilar simplificado de um alimentador radial.....	31
Figura 2.10 - Unifilar simplificado de um alimentador radial com recurso	32
Figura 2.11 - Unifilar simplificado de uma configuração em anel.....	33
Figura 2.12 - Zonas típicas de proteção do sistema de potência	35
Figura 2.13 – Relé de sobrecorrente SEL 751.....	39
Figura 2.14 Gráficos dos tipos de curvas padronizadas. (a) Curva de tempo definido. (b) Curvas de tempo inverso. (c) Conciliação das curvas de tempo definido e inverso.....	41
Figura 2.15 - Esquemático dos ensaios	41
Figura 2.16 - Visão geral da mala de testes CE06006-	42
Figura 3.3.1 Estrutura hierárquica da automação de sistemas elétricos	45
Figura 3.3.2 - Agrupamento de nós lógicos	49
Figura 3.3 - Estrutura lógica dos IEDs.....	50
Figura 3.4 - Modelo de referência de uma informação no padrão IEC 61.850.....	50
Figura 3.5 - Mecanismo de funcionamento das mensagens GOOSE.....	52
Figura 3.6 – Implementação do esquema de falha de disjuntor	53
Figura 3.7 - Lógica de falha de disjuntor	54
Figura 3.8 - Campos de configuração da lógica de falha de disjuntor	55
Figura 3.9 – Implementação de seletividade lógica com a utilização de mensagens GOOSE.....	56
Figura 3.10 - Tempo de Eliminação de uma Falta Close-in no Alimentador.....	56
Figura 3.11 - Coordenação Tradicional: Tempo Elevado para Eliminação de uma Falta na Barra	57
Figura 3.12 - Configuração do bloqueio do elemento de sobrecorrente instantâneo	57
Figura 3.13 - Estados da função de religamento automático.....	58
Figura 3.14 - Campos de configuração da lógica de religamento automático	59
Figura 3.15 - Bloqueio do elemento de sobrecorrente instantâneo	59
Figura 3.16 - Campo de configuração para sequência de coordenação	60
Figura 4.1 - Arranjo elétrico do Campus do Pici	63
Figura 4.2 - Diagrama unifilar do Campus do Pici	63

Figura 4.3 - Curva de demanda ativa mensal referente ao mês de abril de 2015	65
Figura 4.4 – Coordenograma de fase entre as proteções da concessionária, de entrada de linha e do barramento de 13,8 kV.	80
Figura 4.5 - Coordenograma de neutro entre as proteções da concessionária, de entrada de linha e do barramento de 13,8 kV.	81
Figura 4.6 - Coordenograma de fase entre as proteções da zona de proteção 1	82
Figura 4.7 - Coordenograma de neutro entre as proteções da zona de proteção 1	83
Figura 5.1 Esquema de ligação entre os equipamentos utilizados	85
Figura 5.2- Representação do sistema testado.....	86
Figura 5.3 - Associação dos atributos de dados com as virtual bits	87
Figura 5.4 - Esquema de ligação da mala de testes via software	88
Figura 5.5 - Associação de mensagens GOOSE e entradas da mala de testes para o teste de religamento automático	88
Figura 5.6 - Resultado do teste de religamento automático do IED 11T1	89
Figura 5.7 - Falta entre o Religador_1 e o Religador _8.....	90
Figura 5.8 - Configuração das mensagens GOOSE para o ensaio de falha de disjuntor e seletividade lógica	91
Figura 5.9 - Resultado do teste de seletividade lógica e falha de disjuntor.....	92

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 Tipos de curvas padronizadas pelas normas IEC e IEEE/ANSI	41
Tabela 5.1 - Estrutura da norma IEC 61.850.....	47
Tabela 5.2 Descrição dos Nós Lógicos	48
Tabela 4.1 - Dados de carga do trechos da rede Pici.....	64
Tabela 4.2 - Unidades acadêmicas do Campus do Pici.....	64
Tabela 4.3 - Potência instalada por trecho da rede Pici.....	65
Tabela 4.4 - Impedância e capacidade de condução dos cabos da rede Pici	66
Tabela 4.5 - Distância e tipo de condutor de cada trecho.....	66
Tabela 4.6 - Impedância Reduzida no Barramento da SE PICI – COELCE.....	67
Tabela 4.7 - Impedâncias da linha de alta tensão - COELCE	67
Tabela 4.8 - Níveis de curto-circuito.....	68
Tabela 4.9 - Resumo do ajuste do relé de proteção da concessionária.....	73
Tabela 4.10 - Ajustes das proteções	79
Tabela 5.1 - Configuração dos datasets dos IEDs	86

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	16
1.1 Justificativa.....	16
1.2 Objetivos do trabalho	17
1.3 Metodologia.....	18
1.4 Estrutura do trabalho	18
2 SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO	20
2.1 Introdução.....	20
2.2 Subestações de distribuição (SED).....	20
2.2.1 Componentes de uma SED	21
2.2.1.1 Alimentadores.....	21
2.2.1.2 Disjuntor	21
2.2.1.3 Religador	23
2.2.1.4 Transformador	26
a) Transformadores de corrente	28
b) Transformadores de potencial	28
2.2.1.5 Barramentos.....	29
2.3 Sistemas de Distribuição de Média Tensão (SDMT)	29
2.3.1 Topologias de sistemas aéreos de distribuição	30
2.3.1.1 Sistema radial simples	30
2.3.1.2 Sistema radial com recurso.....	31
2.3.1.3 Sistema em anel (loop)	32
2.4 Sistemas de proteção	33
2.4.1 Requisitos do sistema de proteção.....	34
2.4.2 Zonas de Proteção.....	34
2.5 Evolução dos relés de proteção	36
2.5.1 Relés eletromecânicos	36
2.5.2 Relés estáticos	37
2.5.3 Relés digitais	37
2.5.4 Dispositivos eletrônicos inteligentes	38
a) Funções de medição e monitoramento	39
b) Funções de Comunicação	39
c) Proteção e funções lógicas.....	40
d) Tipos de curva tempo versus corrente	40

2.6 Ensaio el�tricos	42
2.7 Considera�es finais	43
3. INTRODU�O � AUTOMA�O DE SUBESTA�OES BASEADA NA NORMA	
IEC 61.850	44
3.1. Introdu�o	44
3.2. Automa�o de sistemas el�tricos de distribui�o	44
3.2.1 Automa�o de subesta�oes de distribui�o	45
3.2.2 Sistema SCADA	46
3.3 IEC 61.850	47
3.3.1 Modelagem de dados	48
3.3.1.1 Dispositivo f�sico	48
3.3.1.2 Dispositivo L�gico	48
3.3.1.3 N� l�gico	49
3.3.1.4 Classe de dados	50
3.3.2 Linguagem de configura�o de subesta�o (SCL)	50
3.3.3 Protocolo GOOSE	51
L�gicas das fun�es de prote�o implementadas em laborat�rio	52
3.3.4 L�gica de falha de disjuntor	52
3.3.5 Prote�o de barramento por seletividade l�gica	55
3.3.6 L�gica de religamento autom�tico	58
3.4 Considera�es finais	60
4. ESTUDO DAS PROTE�OES DA REDE EL�TRICA DO CAMPUS DO PICI.....	62
4.1 Introdu�o	62
4.2 Rede el�trica de distribui�o de MT do Campus do Pici	62
4.3 Caracter�sticas dos condutores	66
4.4 Estudo de curto-circuito	66
4.5 Especifica�o dos TCs	68
4.6 Estudo das prote�es	68
4.6. Crit�rio de seletividade e prote�o da rede e subesta�o do Campus do Pici	68
4.6.2 Ajuste fun�o temporizada de fase e de neutro (51/51N)	69
4.6.2.1 TAPE de fase	69
4.6.2.2 70	
4.6.2.3 TAPE de neutro	70
4.6.2.4 Ajuste do dial	70

4.6.3 Ajuste da função instantânea de fase e de neutro (50/50N)	72
4.6.4 Função de religamento automático	72
4.7 Cálculos dos ajustes das proteções	72
4.7.1 Proteção de entrada de linha da SE	72
4.7.2 Proteção geral do barramento de 13,8 kV.	75
4.7.3 Proteção de saída de alimentador	77
4.8 Ajustes da proteção.....	79
4.9 Curvas de coordenação.....	80
4.10 Considerações finais	84
5. TESTE E VALIDAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO DA REDE PICI.....	85
5.1 Introdução.....	85
5.2 Equipamentos utilizados.....	85
5.3 Arquitetura de comunicação	86
5.4 Configurações da mala de testes.....	87
5.5 Teste com a função de religamento automático	89
5.6 Testes com as funções de seletividade lógica e falha de disjuntor.....	90
5.7 Considerações finais	92
6. CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS.....	94
6.1 Conclusões.....	94
6.2 Trabalhos futuros.....	94
REFERÊNCIAS	96
ANEXO A – ORDEM DE AJUSTE DA PROTEÇÃO	100
APÊNDICE A – COORDENOGRAMAS DAS ZONAS DE PROTEÇÃO 2 E 3.....	101
APÊNDICE B – RELATÓRIO DO ENSAIO DE RELIGAMENTO AUTOMÁTICO	105

1. INTRODUÇÃO

A dependência cada vez maior de energia elétrica acarreta na necessidade de atingir um nível cada vez maior de confiabilidade, qualidade e segurança quanto ao seu fornecimento. Esta crescente demanda por confiabilidade e o desejo por um sistema ótimo, tanto em condições normais de operação, como em condições de emergência, estão diretamente associados às vantagens da automação do sistema de distribuição. Um dos pilares da automação do sistema de distribuição é o sistema de proteção, cujo componente principal é o relé de proteção.

Com advento dos dispositivos baseados em microprocessadores, o relé de proteção evoluiu para o que hoje é conhecido como dispositivo eletrônico inteligente (IED), dispositivo este capaz de integrar as funções de proteção, controle, medição e monitoramento do sistema. Para garantir a interoperabilidade entre IEDs de diferentes fabricantes, surge a norma IEC 61.850, a qual é responsável por suprir esta necessidade, possibilitando ainda alocação de funções, bem como a expansão e integração das mesmas. Desta maneira, tornou-se possível a elaboração de lógicas de proteção cada vez mais complexas capazes de atender as demandas e requisitos para melhorar a confiabilidade do sistema.

Como citado por Oliveira (2015) e Sousa (2015), alinhado às perspectivas do sistema de distribuição, o Grupo de Redes Elétricas Inteligentes (GREI) da Universidade Federal do Ceará tem buscado, por meio de pesquisa, desenvolvimento e inovação (P&D&I), a modernização da rede elétrica de distribuição do Campus do Pici da UFC, com o objetivo de atender a nova demanda do campus, que vem ampliando suas instalações com a construção de novos edifícios com salas de aula e laboratórios.

1.1 Justificativa

A rede elétrica de distribuição em Média Tensão (MT) do Campus do Pici da UFC atualmente é suprida por um único alimentador em 13,8 kV, com carga instalada de 16,5 MVA e demanda na ordem de 4,5 MW. Segundo Oliveira Neto (2015), o alimentador principal da rede Pici é protegido por um relé digital, sem função de religamento, associado a um disjuntor a pequeno volume de óleo (PVO) localizado no ponto de entrega.

Segundo Santos (2015), nos últimos anos a rede Pici demonstra estar bastante susceptível a vários problemas relacionados à continuidade de suprimento, muito devido ao fato de que a rede de distribuição MT do campus não acompanhou o crescimento da carga, fruto da grande expansão da infraestrutura física e modernização das instalações internas ao campus.

A seguir serão citados alguns trabalhos desenvolvidos pelo GREI com o intuito de modernizar e aumentar a confiabilidade do sistema de suprimento de energia elétrica do campus do Pici.

Barros (2010) e Vale (2011) evidenciam a necessidade de modernização da rede Pici, com o objetivo de aumentar a confiabilidade e segurança através da implantação de uma Subestação (SE) 69-13,8 kV. Visando a melhoria na continuidade do serviço, Moura (2010) propõe a implantação de um Sistema de Recomposição Automática (SRA) para a rede de média tensão do Pici. Lopes (2011) também apresenta a implantação de uma SE 69-13,8 kV, porém com uma rede de distribuição MT com três alimentadores e nove religadores. Em Giroux (2012) é apresentada uma proposta de automação de uma SE 69-13,8 kV, fazendo uso da norma IEC 61.850, com a integração dos sistemas de proteção e controle através da implantação de um sistema SCADA local. Em Sampaio (2013) e Oliveira (2013) é apresentada uma metodologia para modelagem e desenvolvimento de um SRA. Santos (2015) apresenta a implantação de um SRA para a rede elétrica de distribuição MT do Campus do Pici baseada na metodologia proposta por Sampaio (2013) e no modelo apresentado por Oliveira (2013).

Giroux (2012) propôs uma arquitetura de automação para SE 69-13,8 kV do campus do Pici da Universidade Federal do Ceará fazendo uso da norma IEC 61.850. Tomando como base esta proposta, este trabalho apresenta o estudo, teste e validação das funções de controle e proteção baseadas na norma IEC 61.850 a serem implantadas na automação da SE 69-13,8 kV do Campus do Pici. Estas funções são: falha de disjuntor, religamento automático e seletividade lógica.

1.2 Objetivos do trabalho

Este trabalho tem como objetivo principal a realização de ensaios em laboratório para testar e validar as funções de controle e proteção distribuídas nos IEDs de Proteção

baseados na norma IEC 61.850 a serem implantadas na automação da SE do campus do Pici. Outros objetivos são:

- Determinar os níveis de curto-circuito do sistema;
- Determinar os ajustes das proteções com base nas correntes de carga e curto-circuito;
- Estudo e parametrização das funções de proteção e as lógicas de falha de disjuntor, seletividade lógica e religamento automático baseadas na norma IEC 61.850.

1.3 Metodologia

A metodologia adotada para o desenvolvimento deste trabalho compreendeu as seguintes etapas:

- Descrição da topologia, levantamento e atualização de dados da rede Pici;
- Cálculo dos parâmetros do sistema e curto-circuito com o auxílio do software *Easypower*;
- Determinação dos ajustes das funções de proteção de sobrecorrente e definição do ciclo de religamento para a proteção de saída de alimentador;
- Teste e validação das funções lógicas baseadas na norma IEC 61.850, a saber: funções de seletividade lógica, falha de disjuntor e religamento automático.

1.4 Estrutura do trabalho

O presente trabalho está dividido em seis capítulos, organizado conforme indicado a seguir.

O Capítulo 1 é introdutório e descreve de forma sucinta o sistema do Campus do Pici. Ele apresenta também a justificativa, objetivos e estrutura do trabalho.

O Capítulo 2 apresenta o sistema de distribuição de média tensão e as subestações de distribuição, sendo introduzido também o tema de proteção de sistemas elétricos.

O Capítulo 3 é de embasamento teórico e conceitual. São apresentados conceitos de automação de sistemas elétricos de distribuição, com foco na norma IEC 618.50 e nas lógicas das funções de proteção dos IEDs.

No Capítulo 4, a rede Pici é apresentada, juntamente com a sua nova topologia com três alimentadores e religadores ao longo da rede de média tensão. Ainda neste capítulo, são apresentados os resultados dos cálculos elétricos de impedância e curto-circuito, juntamente com o estudo das proteções para o vão de barramento de média tensão, alimentadores e rede de distribuição do campus. Em seguida são apresentadas as curvas de coordenação.

No Capítulo 5 é apresentado os resultados dos experimentos realizados em laboratório. Os testes de religamento automático, falha de disjuntor juntamente com seletividade lógica foram aplicados às proteções de barramento e saída de alimentador.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões do trabalho e propostas de trabalhos futuros relacionados ao tema abordado.

2 SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO

2.1 Introdução

Os sistemas elétricos de distribuição são utilizados como uma conexão entre o sistema de transmissão e os centros consumidores. Dentro da sua área de atuação, estes sistemas proporcionam a transferência segura e confiável de energia elétrica para diversos consumidores (JOHN D. MCDONALD, 2012).

Esse capítulo discorre sobre sistemas de distribuição, apresentando alguns pontos importantes a respeito do Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT) e das subestações de distribuição (SED). Além destes, serão apresentados também conceitos sobre o sistema de proteção e testes envolvendo relés de proteção, além das principais características envolvendo estes relés.

2.2 Subestações de distribuição (SED)

As subestações de distribuição podem ser definidas como a junção de vários equipamentos para executar funções tais como a transformação de tensão, correção do fator de potência, comutações de emergência, proteção, tanto a níveis de transmissão como a níveis de alimentador, entre outros, ver Figura 2.1. O principal objetivo de uma SED é receber energia, com elevados níveis de tensão, advinda do sistema de transmissão ou subtransmissão, reduzir seu nível de tensão e distribuí-la para os centros consumidores através dos seus alimentadores (SIVANAGARAJU, 2009). A SED também pode ser vista como um conveniente local para a comunicação, controle e proteção da rede de distribuição (PABLA, 2004).

Figura 2.1 - Subestação Fortaleza II/Quixada



Fonte: (DIÁRIO DO NORDESTE, 2016)

2.2.1 Componentes de uma SED

Os equipamentos presentes em uma subestação dependem do tipo de subestação, dos requisitos de serviço e da importância da proteção. Contudo, os principais equipamentos serão descritos a seguir (SIVANAGARAJU, 2009).

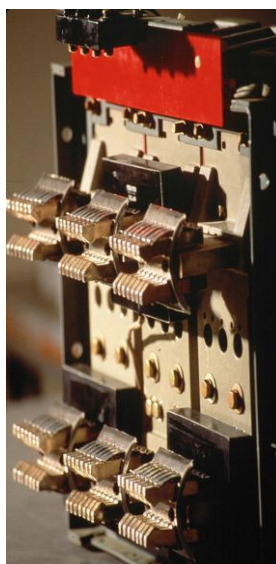
2.2.1.1 Alimentadores

As subestações de distribuição são conectadas à rede de distribuição através dos seus alimentadores primários. Esses alimentadores são conectados à SED por meio de chaves seccionadoras ou religadores com o objetivo de isolar o respectivo alimentador em caso de falha ou desenergização para manutenção do mesmo. Juntos, os alimentadores atendem uma determinada área no entorno da subestação, fornecendo energia para os centros consumidores.

2.2.1.2 Disjuntor

O disjuntor é um dispositivo utilizado para a proteção de equipamentos de subestações elétricas, linhas de transmissão e instalações elétricas. Além disso, os disjuntores servem também como dispositivos de manobra, interrompendo de maneira manual ou automática a passagem de corrente elétrica.

Figura 2.2 - Disjuntor interno a cabine



Fonte: (JOHN D. MCDONALD, 2012)

A função de um disjuntor é interromper, de forma automática ou manual, o fluxo de corrente numa linha, barra, ou algum outro equipamento, na ocorrência de uma falta. A corrente com a qual o disjuntor atua pode ser especificada de acordo com a corrente de carga, corrente de falta, devido uma corrente curto-circuito, ou ainda de acordo com a corrente de atuação do relé de proteção a ele conectado.

Quando o disjuntor interrompe o fluxo de corrente, seus contatos elétricos geram um arco elétrico, que é contido pelo meio dielétrico no interior do dispositivo. Os dielétricos mais comuns são o vácuo, ar, gás isolante (SF₆ ou hexafluoreto de enxofre) e óleo.

Disjuntores a óleo são os mais utilizados no sistema de potência, pois podem ser utilizados em sistemas vão desde baixa tensão até alta tensão. Há dois tipos de disjuntores a óleo, os disjuntores a grande volume de óleo (GVO) e a pequeno volume de óleo (PVO). Disjuntores GVO são utilizados em média e alta tensão até 230 kV e tem como principal característica uma grande capacidade de ruptura em curto-circuito. Disjuntores PVO são utilizados em média tensão e, como no GVO, seus contatos de abertura estão imersos no óleo. Porém, disjuntores PVO possuem uma câmara de extinção, onde há um fluxo forçado de óleo

sobre o arco elétrico, aumentando assim a eficiência do dispositivo e também diminuindo o volume de óleo no interior do disjuntor (JOHN D. MCDONALD, 2012)

Disjuntores a gás, geralmente SF₆, têm seus contatos imersos numa câmara preenchida com gás SF₆. O gás SF₆ é inerte, inodoro, transparente e não inflamável, além de possuir uma alta rigidez dielétrica. Essas propriedades fazem com que ele interrompa o fluxo de corrente rapidamente e seja mais efetivo no momento de extinguir o arco elétrico.

Figura 2.3 - Disjuntor a gás



Fonte: (BLUME, 2007)

Disjuntores a vácuo extinguem o arco abrindo os contatos no vácuo. Esses disjuntores possuem pequenos arcos, visto que não há meio para ionização além dos próprios contatos. Disjuntores a vácuo são geralmente usados em sistemas de média tensão superiores a 35 kV.

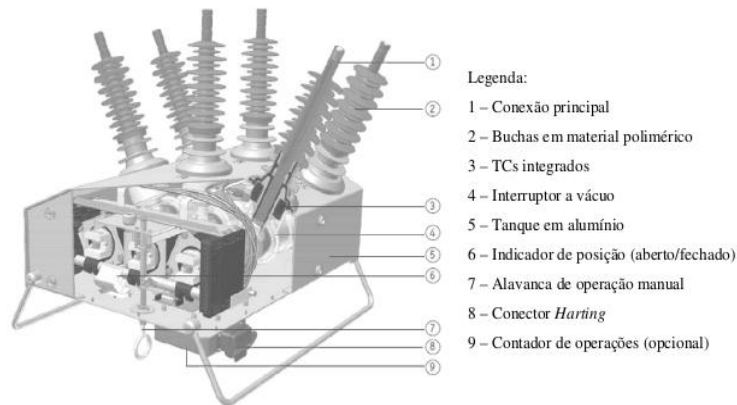
O ar possui uma menor rigidez dielétrica quando comparado às rigidezes dielétricas já citadas. Devido a isso, disjuntores a vácuo são empregados em larga escala em instalações de baixa tensão.

2.2.1.3 Religador

Um religador é um dispositivo de proteção de sobrecorrente que, ao identificar um valor especificado de sobrecorrente, interrompe e reconecta o circuito em um número pré-estabelecido de vezes até que o sistema normalize, se for uma falta de natureza transitória, ou até que a falta seja isolada, se essa for de natureza permanente (GÖNEN, 1986). Nos sistemas de distribuição aéreos, as faltas temporárias são cerca de 80 a 90% das faltas existentes. Essas

faltas podem ser causadas por alguns fatores como o toque ou a queda de galhos de árvores nos cabos condutores, sobretensões advindas de descargas atmosféricas e até por atos de vandalismo (KINDERMANN, 2010, *apud* OLIVEIRA, 2015).

Figura 2.4 - Religador Tavrida

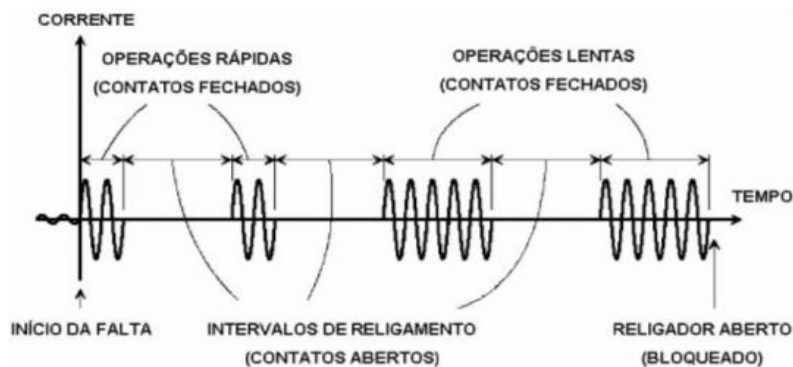


Fonte: (TACRIDA, 2009)

Os religadores podem ser configurados para atuarem com diferentes sequências de operação. Eles geralmente são parametrizados para atuarem, interromper e reconectar o circuito, duas, três ou até quatro vezes antes de interromper o sistema de maneira permanente (BLUME, 2007).

Uma típica sequência de um religador em operação é mostrada na Figura 2.5.

Figura 2.5 - Sequência de operação de um religador configurado para quatro operações.

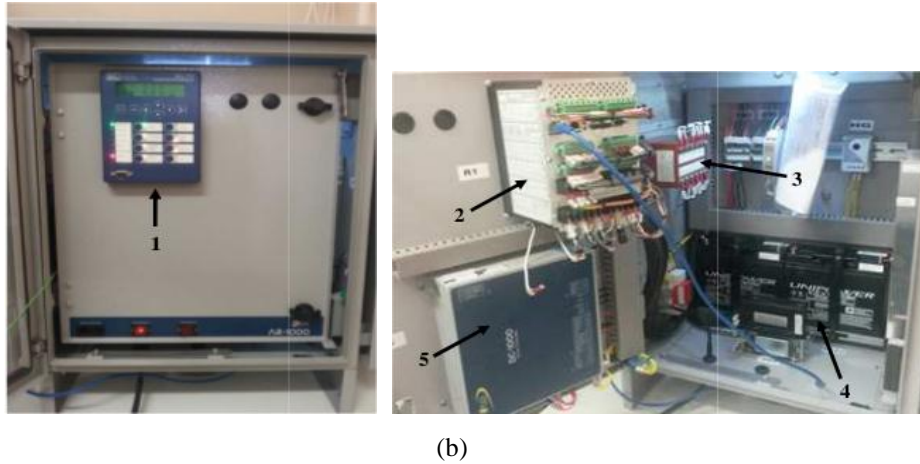


Fonte: (FIGUEIRA, 2011).

Da Figura 2.5, podemos notar quatro operações. Duas operações instantâneas e duas operações temporizadas, além dos intervalos de religamento ou tempos mortos entre elas.. Após a detecção da falta, o religador atua de acordo com a sua unidade de sobrecorrente instantânea. Com a continuidade da falta, o equipamento irá então atuar de acordo com a curva característica do relé de proteção, de maneira temporizada. Depois dessas operações de

religamento, se a falta persistir, o religador entrará em função de bloqueio e será necessária uma atuação manual (local ou remota) para colocá-lo em operação novamente.

Figura 2.6 - Unidade de controle do religador: (a) painel frontal e (b) parte interna



Legenda: 1 – Painel frontal do relé SEL-751; 2 – Painel traseiro do relé SEL-751; 3 – TC auxiliar com RTC igual a 1:3; 4 – Banco de baterias seladas de chumbo-ácido; e 5 – Módulo de acionamento com *trip* capacitivo.

Figura 2.7 - Religador instalado na rede Pici



Legenda

- 1 - Para-raio lado carga
- 2 - Para-raio lado fonte
- 3 - Chave seccionadora *by-pass*
- 4 - Chave seccionadora lado fonte
- 5 - Chave seccionadora lado carga
- 6 – Religador
- 7 - Fibra ótica para comunicação
- 8 - Unidade de controle do religador

Fonte: (OLIVEIRA NETO, 2015)

2.2.1.4 Transformador

O transformador é um equipamento elétrico que consiste de dois enrolamentos chamados de enrolamento primário e enrolamento secundário. Ele transfere energia de um lado para o outro com a mudança adequada dos níveis de tensão e corrente (BAKSHI, 2008).

Os transformadores de uma SED são utilizados para reduzir os níveis de tensão do sistema de alta tensão para níveis de distribuição. Nas subestações de distribuição geralmente são empregados transformadores trifásicos, porém bancos de transformadores monofásicos também podem ser utilizados (JOHN D. MCDONALD, 2012). Por questões de confiabilidade e dependendo da importância da carga conectada a SED, dois ou mais transformadores são utilizados em paralelo em caso de possíveis falhas ou para manutenção.

Figura 2.8 - Transformador "abaixador"



Fonte: (JOHN D. MCDONALD, 2012)

Há transformadores de várias formas, tamanhos e tipos. A seguir são apresentados alguns fatores pelos quais os transformadores podem ser classificados (JOHN D. MCDONALD, 2012).

- Potência nominal: valor, expresso em quilovolt-ampères (kVA) ou megavolt-ampères (MVA), que indica a quantidade de potência que pode ser transferida para a carga através do transformador.

- Isolamento: a isolação de um transformador pode ser realizada a seco ou com a utilização de algum líquido isolante. Os transformadores a seco são refrigerados e isolados utilizando o ar. No caso dos transformadores que utilizam líquidos como isolantes, os materiais mais utilizados são o óleo mineral e líquido não inflamável. A isolação pode ser feita ainda pela combinação de ambos os tipos.

- Tensão nominal: valor definido pelo nível de tensão do sistema ao qual o transformador está conectado. Este valor é indicado pelo fabricante na placa do transformador. Por exemplo, 69 /13,8 kV significa que o valor nominal nos enrolamentos de alta tensão do transformador é 69 kV, enquanto que nos enrolamentos de baixa tensão o valor nominal é de 13,8 kV entre fases.

- Arrefecimento: o resfriamento do transformador deve ser do tipo ONAN/ONAF (óleo natural, ar natural/óleo natural, ar forçado). Ele está relacionado a potência nominal do transformador e a máxima elevação de temperatura permitida no momento de pico de demanda. Para transformadores isolados à óleo e instalados à temperatura ambiente de 30°C, Valores típicos de temperatura nos enrolamentos

- Tipo de conexão: mostra como é feita a ligação entre as três fases do transformador, tanto do lado primário como no secundário. Há dois tipos principais de conexão, a ligação em Delta (onde o fim de cada fase está ligado ou começo do seguinte enrolamento, formando um triângulo) e a ligação em Estrela (onde as partes iniciais de cada fase se estão conectadas entre si, formando um ponto em comum chamado de neutro, onde pode haver outro enrolamento conectado diretamente a terra, e as partes finais estão conectadas com o lado externo.). Em transformadores de distribuição, as conexões mais comuns são a ligação em delta no lado primário, alta tensão, e a ligação em estrela aterrada, enrolamento do ponto comum conectado diretamente à terra, no lado do secundário, lado de baixa tensão.

Regulação de tensão: valor percentual que indica a variação de magnitude da tensão terminal com a carga. Pode ser dito também que a regulação de tensão representa a capacidade do transformador em manter a tensão nominal nos seus terminais. A variação na tensão terminal pode ser ocasionada tanto por uma variação no sistema primário, como por uma queda de tensão devido a uma corrente elevada de carga.

Ouros transformadores encontrados em uma SED são os transformadores de instrumentos. Esses equipamentos são utilizados para diminuir as magnitudes das grandezas elétricas para níveis padronizados ou ainda usados como isoladores, para garantir a

integridade de pessoas e equipamentos. Transformadores de instrumento são projetados para serem usados juntamente com outros equipamentos elétricos, tais como equipamentos de medição, relés de proteção, entre outros.

a) Transformadores de corrente

Transformadores de correntes são usados para diminuir a magnitude da corrente elétrica, que flui nos condutores do lado de alta tensão, para níveis menores, no qual seja possível trabalhar de maneira simples e segura. Esses transformadores fornecem aos relés magnitudes suficientemente menores de corrente, porém proporcionais aos níveis do sistema de potência, de modo que os relés possam ser projetados de maneira mais compacta e com menor custo (MASON, 1967). Esses transformadores são projetados para fornecer um nível de corrente padrão nas saídas dos seus circuitos secundários, geralmente de um ou cinco amperes (PABLA, 2004).

b) Transformadores de potencial

Os transformadores de potencial também são utilizados para diminuir a magnitude de uma grandeza elétrica, nesse caso, o nível de tensão. Os enrolamentos primários desses transformadores são conectados ao lado de alta tensão e os enrolamentos secundários conectados ao relé ou a outros equipamentos de medição. Ele também pode ser utilizado para alimentar os equipamentos de medição, proteção e controle.

- Especificação da relação dos TCs

No momento da especificação de um TC, alguns fatores devem ser levados em consideração. Um desses é o fator térmico, que é a relação entre a corrente máxima e aceitável em regime permanente e a corrente nominal quando na maior carga especificada. Seus valores padronizados são 1,0; 1,2; 1,3; 1,5; 2,0. Outro fator seria o fator de sobrecorrente (FS), o qual multiplica a corrente primária nominal do transformador para obter a corrente primária máxima na qual a precisão de sua classe é garantida, no Brasil o seu valor é geralmente 20 (KINDERMANN, 2005).

Outro item que deve ser considerado é a classe de exatidão. Esse é um atributo dado a um TC quando os erros dele não ultrapassam os limites especificados para determinadas condições. Para os TCs de proteção, o erro máximo assegurado é de 10% para o valor limite de FS (20) quando há carga nominal no secundário (KINDERMANN, 2005).

A especificação da relação dos TCs pode ser feita através de dois critérios: carga nominal e curto-circuito. O primeiro critério estabelece que a corrente de carga primária não possa ser maior que a corrente nominal vezes o fator térmico. Já o segundo, que a máxima corrente de curto-circuito não deve ser maior que a corrente nominal vezes o fator de sobrecorrente. Logo, para especificar um TC, faz-se necessário atender as condições das Equações 2.4 e 2.5 (KINDERMANN, 2005).

$$I_{\text{carga}} \leq Ft * I_n \quad (2.4)$$

$$I_{\text{curto-circuito}} \leq FS * I_n \quad (2.5)$$

2.2.1.5 Barramentos

Barramentos são condutores reforçados utilizados para transportar uma quantidade elevada de corrente e distribuí-la para múltiplos circuitos ou equipamentos. Eles são encontrados ao longo de todo o sistema elétrico de potência, desde o sistema de geração até plantas industriais (JOHN D. MCDONALD, 2012).

2.3 Sistemas de Distribuição de Média Tensão (SDMT)

A geração de energia elétrica geralmente é trifásica com o nível de tensão em 11 kV e, no Brasil, em 60 Hz. Após a geração, o nível de tensão é elevado para níveis entre 220 kV e 765 kV através dos transformadores elevadores. Em seguida, a energia elétrica é distribuída para as áreas de grande consumo por meio das redes de transmissão. Nesses locais, a tensão é reduzida para níveis entre 35 kV e 160 kV e então transmitida através dos sistemas de subtransmissão até a conexão com o sistema de distribuição (SIVANAGARAJU, 2009).

O sistema de distribuição faz parte do sistema de potência e está localizado entre as subestações de distribuição e os pontos de serviço ao consumidor (SIVANAGARAJU, 2009). O sistema de distribuição contém (PABLA, 2004):

- O sistema de subtransmissão, o qual se encontra entre o sistema de transmissão e as subestações de distribuição. Esse sistema geralmente opera com níveis de tensão entre 35 kV e 160 kV, e fornece energia para as subestações.
- As subestações de distribuição (SED), que convertem energia para baixar o nível de tensão do sistema primário para a distribuição local. Um tópico a respeito das subestações de distribuição será abordado mais adiante.
- O sistema de distribuição primária, ou SDMT, presente entre as subestações de distribuição e os transformadores de distribuição. Esse sistema é formado pelos circuitos conhecidos como alimentadores primários. Esses alimentadores abastecem os consumidores de uma determinada área geográfica.
- Transformadores de distribuição, geralmente instalados próximo aos consumidores, que transformam a tensão primária para a secundária, geralmente 380 / 220 V, dependendo da região do Brasil.
- Sistemas de distribuição secundários, que transmitem a energia dos transformadores de distribuição até os pontos de serviço aos consumidores.

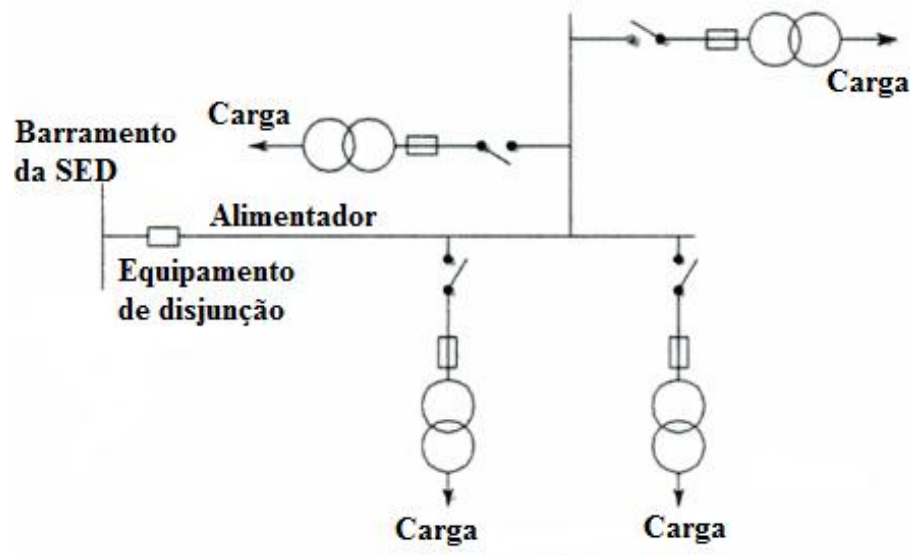
2.3.1 Topologias de sistemas aéreos de distribuição

O SDMT utiliza determinados arranjos elétricos ou topologias para o suprimento das redes de baixa tensão e dos consumidores atendidos em média tensão. A definição da topologia a ser utilizada leva em consideração, entre outros fatores, o grau de confiabilidade que o sistema necessita de acordo com a importância da carga a ser atendida. Nos itens a seguir serão apresentadas as principais configurações disponíveis.

2.3.1.1 Sistema radial simples

No sistema radial simples, a energia elétrica é proveniente de apenas uma fonte de fornecimento, logo a potência solicitada flui em apenas um sentido, da fonte para as unidades consumidoras, ver Figura 2.9. Esse sistema é o mais simples e de menor custo, e é adequado para áreas com baixa intensidade de carga, como áreas rurais.

Figura 2.9 - Unifilar simplificado de um alimentador radial



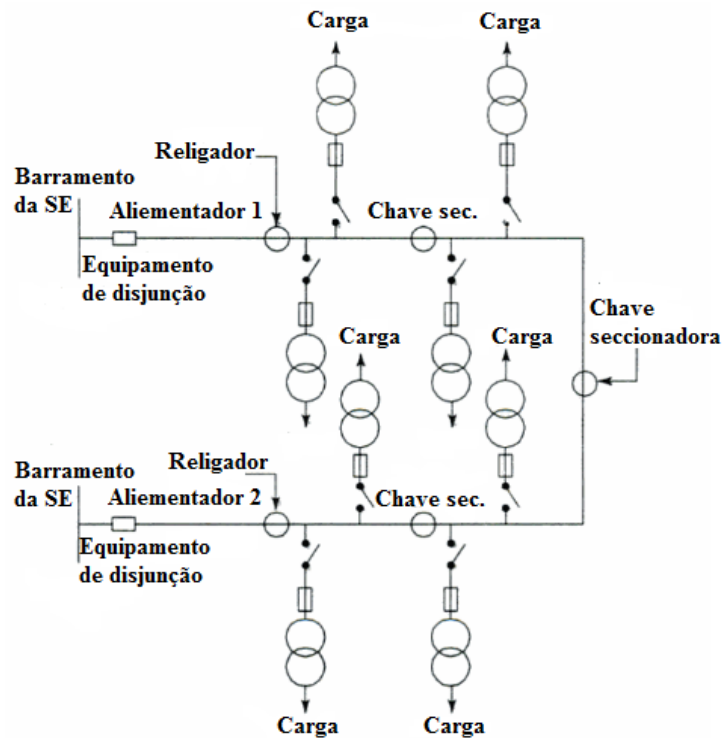
Fonte: Adaptado de (PABLA S. A., 2004).

Apesar das vantagens citadas, este arranjo apresenta baixa confiabilidade pelo fato de estar exposto a muitas possibilidades de interrupção. De fato, se uma falta ocorrer no barramento geral de distribuição, essa acarretará na descontinuidade do fornecimento de energia a todos os alimentadores conectados a esse barramento.

2.3.1.2 Sistema radial com recurso

O sistema radial com recurso é um arranjo modificado do sistema radial simples. Uma grande melhoria obtida em relação ao primeiro arranjo é a existência de dois ou mais alimentadores interconectados próximos da mesma ou de subestações distintas, ver Figura 2.10. Esse sistema geralmente é operado por meio de chaves seccionadoras, selecionando a fonte de fornecimento para determinado centro de carga. Esta configuração é geralmente utilizada em áreas urbanas onde há uma maior densidade de carga e em locais onde se encontram cargas prioritárias como hospitais, portos, aeroportos e centros comerciais.

Figura 2.10 - Unifilar simplificado de um alimentador radial com recurso



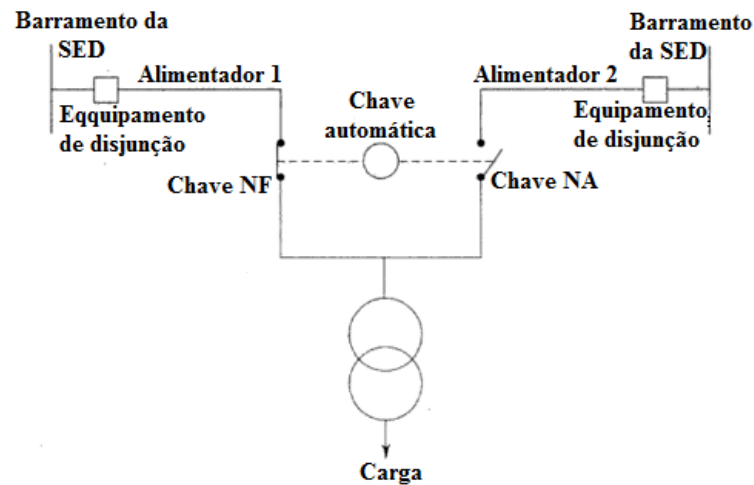
Fonte: Adaptado de (PABLA S. A., 2004).

Com essa topologia, qualquer seção dos alimentadores pode ser isolada sem comprometimento no fornecimento e o tempo de duração de faltas primárias é reduzido ao tempo necessário para localizar a falta, corrigir o problema e restaurar o serviço. Outro fator que deve ser considerado nessa topologia é que cada fonte de suprimento deve ter capacidade suficiente para atender a demanda energética de toda a carga.

2.3.1.3 Sistema em anel (loop)

Esse sistema utiliza os mesmos elementos do sistema radial com recurso, porém com elementos adicionais. Nessa configuração são utilizados dispositivos de seccionamento e religamento para a conexão entre alimentadores da mesma ou de subestações diferentes, ver Figura 2.11. Em um evento de perda de um alimentador, a carga é transferida automaticamente para um segundo alimentador, logo a duração da interrupção pode limitar-se a apenas dois ou três segundos.

Figura 2.11 - Unifilar simplificado de uma configuração em anel



Fonte: Adaptado de (PABLA S. A., 2004).

2.4 Sistemas de proteção

O sistema elétrico de potência, no momento de sua operação, está sujeito às falhas internas, em seus componentes, ou a fenômenos externos, como descargas atmosféricas. Há ainda outras ocorrências no sistema elétrico como curtos-circuitos, sobrecargas, e as sub e sobretensões, inerentes à operação do sistema. Essas anomalias poderão causar danos insignificantes ou irreparáveis ao sistema elétrico, dependendo do tipo de proteção utilizado para proteger determinado sistema (MAMEDE, 2011).

Tomando como base o exposto, é de suma importância proteger o sistema elétrico contra essas falhas e anormalidades, isolando, apenas, o sistema defeituoso e, dessa maneira, assegurando o fornecimento de eletricidade a parte sã do sistema. Logo abaixo estão os objetivos de um sistema de proteção (LEÃO, 2010):

- Garantir a segurança de pessoas
- Manter a integridade dos equipamentos
- Assegurar a continuidade de fornecimento (MAMEDE, 2011)
- Isolar a parte afetada do restante do sistema

Após o exposto, podemos definir um sistema de proteção como sendo um sistema composto por dispositivos capazes de detectar, localizar e isolar uma falta ou condição anormal em um sistema elétrico.

2.4.1 Requisitos do sistema de proteção

De acordo com (HOLMES, 2004), os esquemas de proteção devem levar em consideração os seguintes princípios básicos:

Confiabilidade: habilidade do sistema de proteção de atuar de forma correta. Esse item possui dois elementos de confiança, a disponibilidade de uma correta operação numa situação de falta, e a segurança, que é capacidade de evitar operações indevidas durante situações de contingências.

Velocidade: tempo mínimo de operação para isolar o trecho defeituoso com o objetivo de evitar maiores danos a equipamentos.

Seletividade: manter a continuidade de fornecimento para as demais cargas, isolando somente a parte do sistema atingida pela falta.

A seletividade pode ser obtida por meio de temporização, onde os equipamentos mais próximos das faltas são ajustados para atuarem mais rapidamente; proteção unitária, no qual o sistema de proteção é dimensionado para atuar apenas dentro de sua zona de proteção; utilizando-se ainda seletividade lógica, na qual os IEDs se comunicam entre si, indicando o momento que estão sensibilizados pelas grandezas de atuação (RUSH, 2011), (RODRIGUES, 2015).

Custo: implantar um sistema com a máxima proteção, ao menor custo possível.

Sensibilidade: capacidade de resposta do sistema de proteção, dentro de uma faixa de ajuste esperada, às anormalidades nas condições de operação e aos curtos-circuitos para os quais foi projetado (CAMINHA, 1981).

Uma vez que é praticamente impossível satisfazer simultaneamente todos os itens citados, faz-se necessária uma análise mais apurada de, entre outros fatores, custo-benefício para obter um sistema de proteção otimizado (HOLMES, 2004).

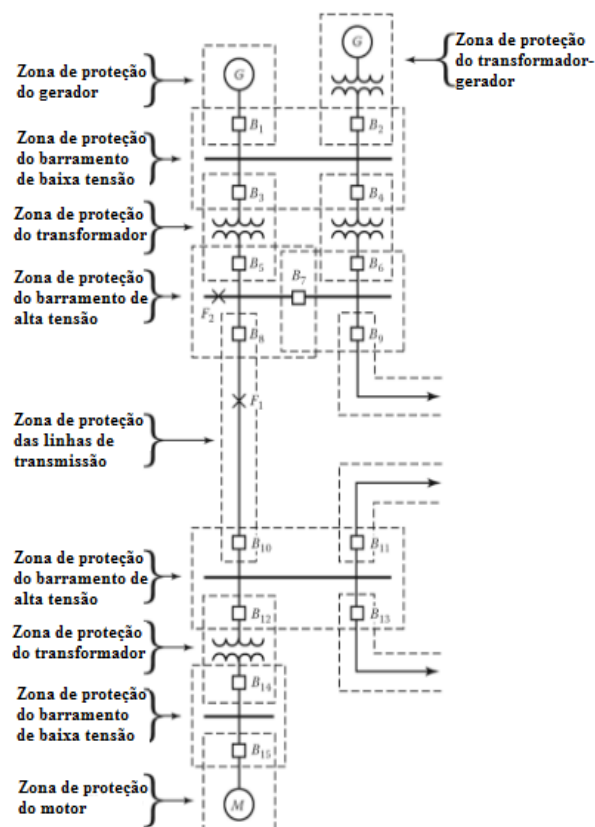
2.4.2 Zonas de Proteção

A filosofia geral para o uso dos relés é dividir o sistema em zonas de proteção separadas, o que torna possível a proteção individual de cada como também a sua desconexão na ocorrência de uma falta, com o objetivo de manter o fornecimento de energia para o restante do sistema (HOLMES, 2004). Assim, uma zona de proteção pode ser definida como a porção de um sistema elétrico protegida por um dado sistema de proteção ou parte do próprio sistema de proteção (GÖNEN, 2013).

Todos os elementos de um sistema de potência devem ser protegidos corretamente, de modo que os relés operem apenas na ocorrência de faltas (HOLMES, 2004). Alguns relés operam somente dentro da sua zona de proteção, enquanto outros podem atuar tanto dentro de suas zonas como em outras zonas de proteção, geralmente em zonas adjacentes.

Assim, de acordo com Gönen (2013), a proteção primária pode ser definida como a parte do sistema de proteção que atua mediante uma falta dentro da sua zona de proteção. Ainda de acordo com Gönen (2013), no caso de uma falha da proteção primária, tem-se a proteção de retaguarda, a qual pode ser definida como o sistema de proteção projetado para atuar caso o sistema primário opere de maneira ineficiente ou para proteger áreas que não estão inclusas nas zonas de proteção do sistema primário.

Figura 2.12 - Zonas típicas de proteção do sistema de potência



Fonte: Adaptado de (GÖNEN, 2013)

Na Figura 2.12, podemos ver que cada zona de proteção está sobreposta por uma ou mais zonas, de modo a prevenir áreas desprotegidas. Em caso de falta entre zonas, todos os disjuntores instalados nas duas zonas de proteção irão atuar. Por exemplo, em caso de falta no ponto F1, os dispositivos de disjunção B8 e B7 devem abrir, assim como os disjuntores B5, B7 e B8 em uma falta no ponto F2.

2.5 Evolução dos relés de proteção

O relé de proteção é o principal dispositivo do esquema de proteção de uma subestação elétrica. Sua função primordial é detectar perturbações ou defeitos, localizá-los e, automaticamente, executar ações de controle, enviando um sinal de abertura para o dispositivo de disjunção, com o objetivo de isolar a parte defeituosa protegendo assim pessoas e equipamentos. Além da função de proteção, o relé também é o elemento fundamental para a automação de uma subestação, realizando o monitoramento e gerenciamento da mesma (RUSH, 2011).

O relé é responsável pela lógica de atuação do sistema de proteção. Ele é projetado para comparar grandezas elétricas, corrente e tensão, com valores internos pré-definidos. Quando o relé atua, ou seja, os valores medidos ultrapassam os pré-configurados ou o tempo de duração da falta é maior que o configurado, o relé envia um sinal de abertura para os disjuntores locais ou remotos, de acordo com a configuração do sistema.

Nos dias atuais, os relés são considerados supercomputadores capazes de executar diversas funções de proteção, concomitantemente, além do automatismo da SE. Porém, nem sempre foi assim. Os relés evoluíram ao longo do tempo, onde melhorias foram sendo agregadas de acordo com a tecnologia disponível na época.

Os primeiros relés de proteção surgiram na primeira metade do século passado (RUSH, 2001). Os pioneiros foram os relés eletromecânicos, em seguida, na década de 1960, vieram os seus sucessores, os relés estáticos. Com o avanço da microeletrônica surgiram os relés digitais e, com o aperfeiçoamento dos relés digitais, despontaram os relés microprocessados, também conhecidos por relés numéricos ou relés inteligentes (IEDs). (RUSH, 2001).

2.5.1 Relés eletromecânicos

No âmbito da proteção de sistemas elétricos de potência, os relés eletromecânicos foram os primeiros a serem empregados. Esses relés tem como princípio a aplicação de uma força mecânica para serem acionados. Essa força mecânica é proveniente da aplicação de forças geradas pelo fluxo de corrente elétrica em um ou mais núcleos magnéticos. Os relés eletromecânicos podem ser classificados de acordo com a sua finalidade (relé de proteção, contatos auxiliares) e de acordo com o seu princípio de funcionamento (atração eletromagnética ou indução eletromagnética) (RUSH, 2001).

O relé de atração tipo armadura, o qual ainda é consideravelmente utilizado na atualidade, tem o mesmo princípio de funcionamento de um eletroímã. Eles são compostos por um núcleo de ferro que, quando energizado por uma corrente superior ao valor de ajuste, produz um fluxo magnético com força de atração superior à força restauradora, força elástica ou gravitacional, de forma a atrair e fechar o contato móvel, ativando assim o circuito de disparo do disjuntor. (COUTINHO, 2015) (RUSH, 2011)

A velocidade de operação, o consumo de energia e o tipo de contato são alguns dos fatores que deveriam ser levados em conta no momento de elaboração do projeto, visto que esses relés operam com velocidades entre 100 ms e 400 ms (RUSH, 2011).

2.5.2 Relés estáticos

Os relés estáticos foram projetados com o uso de dispositivos eletrônicos juntamente com componentes analógicos. Esses relés são chamados de estáticos devido à ausência de partes móveis e movimentos mecânicos. Contudo, os seus contatos de saída ainda eram conectados a relés auxiliares, os relés de armadura, operando-os mecanicamente (RUSH, 2011).

Os primeiros relés estáticos utilizados no sistema elétrico de potência eram muito sensíveis, muito em virtude de seus componentes eletrônicos, como transistores e diodos. Por esse motivo, quaisquer transitórios ou pequenos harmônicos inerentes ao sistema eram suficientes para que eles entrassem em operação. Porém, com o avanço da eletrônica e a inclusão de filtros e circuitos integrais lineares e digitais, esses problemas foram contornados (RUSH, 2011) (KINDERMANN, 2005).

Em termos práticos, os relés estáticos podem ser vistos como uma substituição eletrônica dos relés eletromecânicos, mas com certa flexibilidade na instalação e economia de espaço. O empacotamento ainda era limitado a uma única função de proteção por invólucro, logo, para funções mais complexas, vários conjuntos de equipamento devidamente interconectados eram necessários. A programação pelo usuário restringia-se apenas às configurações de funções básicas de ajuste das curvas características dos relés (RUSH, 2011).

2.5.3 Relés digitais

Os primeiros exemplares dos relés de proteção digitais começaram a operar por volta de 1980 e sua introdução está relacionada ao avanço tecnológico da época. Os circuitos

analógicos dos relés estáticos, utilizados na implementação das funções de proteção, foram substituídos pelos microprocessadores e microcontroladores, o que possibilitou a inserção do elemento de software em um produto que era composto apenas pelo elemento de hardware. Em virtude de seu avanço tecnológico, os relés digitais podem ainda serem utilizados em diversas aplicações (RUSH, 2011) (BHIDE, 2014).

Os relés baseados em microprocessadores introduziram a conversão analógica digital (A/D) de todas as variáveis analógicas medidas, além do seu uso no algoritmo de proteção (RUSH, 2011). Com a adição do elemento de software, pode-se agora implementar diversas funções de proteções, desde seja fornecido um software adequado para tal (BHIDE, 2014). Além disso, funcionalidades adicionais estão disponíveis nos relés digitais, tais como autodiagnóstico e localizador de faltas, além de que um canal de comunicação com um computador remoto também pode ser disponibilizado (SLEVA, 2010).

Apesar desses avanços, os microprocessadores utilizados ainda continuam uma capacidade de armazenamento limitada, o que além de limitar a quantidade de funções de proteção disponíveis, poderia afetar a velocidade de operação do relé para certas aplicações, visto que isso restringe a amostragem do sinal analógico e do processamento digital, parâmetros essenciais para a atuação aceitável de um relé de proteção (RUSH, 2011).

2.5.4 Dispositivos eletrônicos inteligentes

Pode-se dizer que, com a evolução da arquitetura dos microprocessadores para atender as exigências do processamento de sinais, é correto afirmar que os relés numéricos ou dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs) podem ser vistos como uma evolução natural dos relés digitais. O relé numérico possibilita a implementação de diversas funcionalidades em um único dispositivo, ou seja, um único hardware em um único invólucro, o que antes era possível apenas com vários relés discretos. As funções de proteção agora são compostas por uma ou mais rotinas de software (RUSH, 2011).

Muitos dos dados utilizados para controle e automação são comuns aos dados usados para a proteção. Além disso, os requisitos de processamento para as funções de controle são muito pequenos se comparados com os requisitos da proteção, logo podem ser facilmente acomodados no hardware ou software do relé. Assim, foi natural a integração das funcionalidades de controle e automação com as funcionalidades de proteção, surgindo assim o que hoje é conhecido como IED, dispositivo esse dedicado às funções de proteção, controle,

automação e monitoramento de um elemento particular do sistema de potência (BHIDE, 2014).

Como citado, a principal característica dos IEDs é o grande número de funções presentes em um único dispositivo. Nos pontos a seguir, serão levadas em consideração as principais funções presentes no relé de proteção SEL 751, mostrado na Figura 2.13, (MANUAL SEL751, 2013).

Figura 2.13 – Relé de sobrecorrente SEL 751



Fonte: (SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2015)

a) Funções de medição e monitoramento

O relé SEL 751 realiza a medição das correntes de fase IA, IB, IC e IN (corrente de neutro), além da corrente residual IG e das correntes de sequência positiva, negativa e zero de cada entrada lógica. Dentre outros parâmetros, podemos citar também a medição das potências ativa, reativa e aparente, máximo e mínimo de grandezas analógicas, além de realiza registros de temperatura.

Em relação à função de monitoramento, o SEL 751 configura-se automaticamente para salvar até 17 valores a cada 5, 10, 15, 30 ou 60 minutos. Ele também monitora a estação de alimentação auxiliar DC (banco de baterias) fornecendo uma visão da capacidade do banco de baterias depois da atuação do relé e alarmando quando há condições de sobtensão ou sobretensão.

b) Funções de Comunicação

Os IEDs proporcionam a comunicação entre equipamentos de proteção (comunicação horizontal) ou entre equipamentos de proteção e o sistema supervisório (comunicação vertical) através de canais de comunicação (RODRIGUES, 2015). Para a comunicação com o relé SEL 751, faz-se necessário uma interface e um protocolo de comunicação.

A interface de comunicação é a conexão física com o dispositivo, dando-se através das portas de comunicação tais como os padrões EIA 232, EIA 485, fibra óptica serial e Ethernet. Uma vez estabelecida essa conexão física, utiliza-se um protocolo de comunicação para a interação com o relé.

c) Proteção e funções lógicas

Dentre outras funções, o relé SEL 751 disponibiliza as seguintes funções de proteção:

- 50/51P – Sobrecorrente de fase instantânea e temporizada;
- 50/51G - Sobrecorrente residual instantânea e temporizada;
- 50/51G - Sobrecorrente de neutro instantânea e temporizada;
- 46 – Sobrecorrente de sequência negativa;
- 50BF – Falha de disjuntor;
- 79 - Religamento.

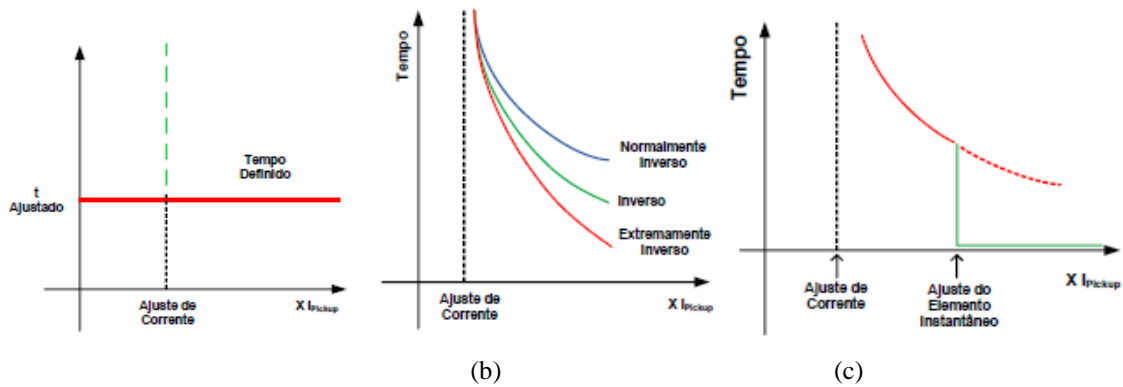
Neste trabalho, considera-se que, na proteção de barramento da subestação de distribuição (SED) e de seus alimentadores, são utilizados relés com as funções de sobrecorrente, religamento automático e falha de disjuntor. Considera-se também que as funções de sobrecorrente atuam de acordo com as suas curvas características pré-ajustadas.

d) Tipos de curva tempo versus corrente

Os relés de sobrecorrente operam de acordo com suas curvas características de tempo *versus* corrente. Há três modos básicos de operação: operação instantânea, de tempo definido e de tempo inverso.

A operação instantânea é caracterizada pelo envio do sinal de abertura (trip) sem adição de atraso (Figura 2.14 a), porém é necessário considerar atrasos na transmissão da informação e abertura do disjuntor. Na operação por tempo definido, o envio do sinal de abertura ocorre com atraso de tempo, independentemente da corrente medida, desde que o valor medido seja superior ao valor ajustado. Na operação por tempo inverso, o sinal de disparo é dependente da relação entre a corrente de *pick-up* ajustada e a corrente medida, além também de outros parâmetros (Figura 2.14 b). As curvas de tempo inverso são padronizadas pelas normas IEC e ANSI/IEEE (ARCTEQ, 2013).

Figura 2.14 Gráficos dos tipos de curvas padronizadas. (a) Curva de tempo definido. (b) Curvas de tempo inverso. (c) Conciliação das curvas de tempo definido e inverso



Fonte: (MAEZONO, 2005)

$$t = TD * \left(\frac{\beta}{M^{\alpha-1}}\right) + L \tag{2.4}$$

t – tempo de operação (s).

TD – Múltiplo de tempo (*Timde Dial*).

β – Coeficiente relacionado às características de operação, conforme Tabela 2.5.

α – Coeficiente relacionado às características de operação, conforme Tabela 2.5.

M – Multiplo da corrente de atuação.

L – Coeficiente relacionado às características de operação, conforme Tabela 2.5.

Tabela 2.1 Tipos de curvas padronizadas pelas normas IEC e IEEE/ANSI

Tipo de curva	Norma	Constantes		
		β	α	L
Normalmente Inversa (NI)	IEC	0,14	0,02	0
Extremamente Inversa (EI)		80	2	0
Muito Inversa (VI)		13,5	1	0
Inversa Longa (LTI)		120	1	0
Moderadamente Inversa (MI)	IEEE	0,0515	0,02	0,144
Muito Inversa (VI)		19,61	2	0,491
Extremamente Inversa (EI)		28,2	2	0,1217

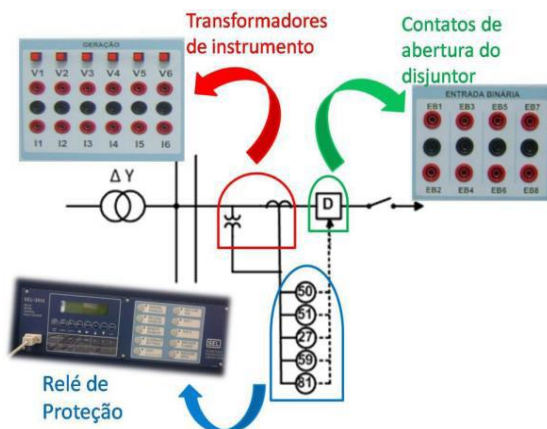
Fonte: (ARCTEQ, 2013)

2.6 Ensaios elétricos

Um relatório do IEEE, chamado *Relay Performance Testing*, aborda os métodos de estado estacionário ou regime permanente, estado dinâmico e transitório para ensaios envolvendo relés modernos. Um teste de regime permanente é definido como a aplicação de fasores para determinar as configurações do relé, e isto é realizado pela variação das variáveis de entrada. O ensaio em estado dinâmico é definido como a aplicação simultânea da componente de frequência fundamental de tensão e corrente que representam os estados de pré-falta, falta e pós-falta do sistema elétrico. O teste transitório é definido como a aplicação simultânea das componentes de frequência fundamentais e não fundamentais de tensão e corrente com o intuito de afetar a operação do relé (GIULIANTE, 2007).

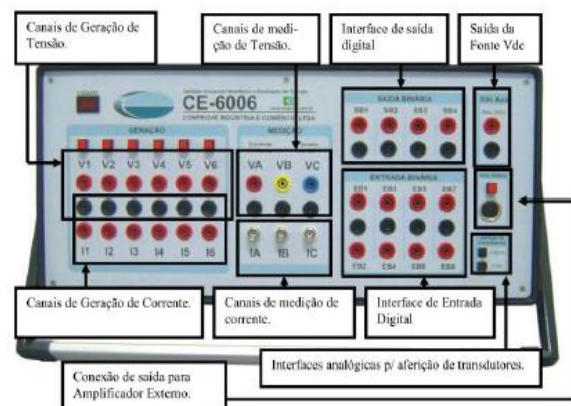
Esses estados podem ser emulados através de uma mala de testes. Por meio da mala de testes, alguns equipamentos elétricos podem ser simulados, tais como, transformadores de instrumentos e disjuntores. Este equipamento permite ainda o registro de todo o comportamento dos dispositivos testados, além da avaliação automática de leitura de tempos de atuação e emissão de relatórios. Na Figura 2.15 temos uma visão geral dos componentes simulados através da mala de testes, e Figura 2.16 ilustra o hardware da mala de testes CE-6006, utilizada neste trabalho.

Figura 2.15 - Esquemático dos ensaios



Fonte: (RIOS FILHO, 2013)

Figura 2.16 - Visão geral da mala de testes CE06006-



Fonte: (CONPROVE, 2009)

2.7 Considerações finais

Neste capítulo foram apresentados os conceitos básicos a respeito de sistemas de distribuição de energia elétrica, expondo as características de um SDMT e suas topologias, bem como a descrição de uma SED e seus componentes.

Ainda no presente capítulo foram abordadas as particularidades do sistema de proteção, conceituando os requisitos de proteção e as zonas de proteção. Ao final do capítulo foram apresentadas as particularidades dos relés de proteção, expondo sua evolução ao longo do tempo e dando um enfoque maior ao relé SEL 751, IED este utilizado no presente trabalho.

O capítulo seguinte aborda os conceitos de automação de distribuição, apresentando sua hierarquia tanto para a automação de uma SED como para uma rede de distribuição. Será apresentada também a norma IEC 61.850, oferecendo uma sucinta explanação sobre sua modelagem de dados, o protocolo GOOSE e a linguagem de configuração de subestação. Ao final do capítulo serão apresentadas as funções de proteção, a saber: função de falha de disjuntor, seletividade lógica e religamento automático.

3. INTRODUÇÃO À AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES BASEADA NA NORMA IEC 61.850

3.1. Introdução

Neste capítulo serão apresentados conceitos referentes à automação de sistemas elétricos de distribuição, com sua hierarquia aplicada à automação de subestações, sistema SCADA, bem como a norma IEC 61.850, utilizada para viabilizar a automação desses sistemas, e ainda as lógicas das funções de proteção implementadas neste trabalho, lógica de falha de disjuntor, seletividade lógica e religamento automático.

3.2. Automação de sistemas elétricos de distribuição

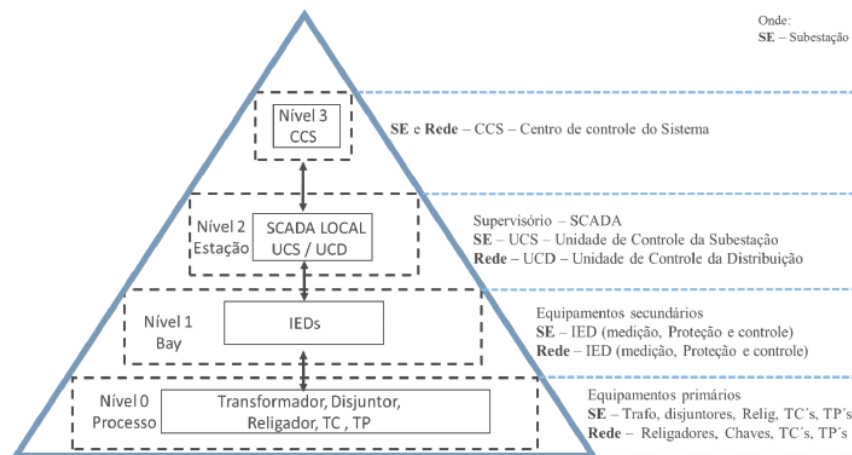
A automação de sistemas elétricos de distribuição pode ser entendida como um conceito de sistema integrado para a automação das operações de monitoramento, proteção e controle através dos IEDs com o objetivo de otimizar o funcionamento do sistema. Como exemplo, podemos citar a restauração do fornecimento de energia elétrica durante faltas, por meio de eventos sequenciais, objetivando manter as condições de operação de volta à normalidade (DHOLE, 2010).

Estruturalmente, a automação de sistemas elétricos é representada por uma pirâmide dividida em 4 níveis hierárquicos como mostrado na Figura 3.1 (SANTOS, 2015).

De Giroux (2012) e Dhole (2010), podemos citar as principais funções de um sistema de automação:

- Controle de Carga: Retirada de determinadas cargas objetivando a redução dos picos do sistema e prevenção de sobrecargas nos equipamentos de distribuição;
- Monitoramento: Informações de todo o sistema em tempo real;
- Armazenamento de Dados Históricos: Análise posterior (medidas, alarmes, etc.);
- Recomposição: Reestabelecimento de energia ao maior número de consumidores;
- Religamento Automático: Algoritmo de controle com técnicas de inteligência artificial;
- Controle remoto de comutadores, reguladores e capacitores.

Figura 3.1 Estrutura hierárquica da automação de sistemas elétricos



Fonte: (SANTOS, 2015 apud SAMPAIO, 2002)

3.2.1 Automação de subestações de distribuição

A automação de uma subestação é a integração de equipamentos elétricos inteligentes que possuem a capacidade de monitorar suas próprias funcionalidades. Ela consiste de dispositivos eletrônicos inteligentes, disjuntores, transformadores, chaves seccionadoras, entre outros equipamentos que são monitorados e acessados remotamente a partir de uma unidade de interface gráfica (DHOLE, 2010).

Conforme Santos (2015), entre os dispositivos e sistemas que caracterizam a automação das subestações estão:

- Processo ou nível 0: transformadores, disjuntores, religadores, seccionadoras, transformadores de instrumentos;
- Nível Bay ou Nível 1: neste nível estão os equipamentos secundários, representados pelos dispositivos de proteção e controle.
- Nível 2 ou Nível Estação: neste nível estão instalados a Unidade de Controle da Subestação (UCS), GPS para sincronização de tempo dos IEDs, dispositivos e acessórios de comunicação para integração com o Nível 1 e com o Nível 3.
- Nível 3: Centro de Controle do Sistema (CCS)

Na Figura 3.1 podemos ver a estrutura hierárquica de um sistema de automação implantado em uma subestação moderna.

3.2.2 Sistema SCADA

O termo SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) é atribuído a sistemas de supervisão, controle e aquisição de dados que são compostos por um ou mais computadores e software de aplicação monitorando e controlando determinado processo (LEÃO, 2010).

Um sistema SCADA consiste principalmente de (ALFAOURY; LEÃO, 2010):

- Estação de supervisão (mestre): um computador que se comunica com a unidade terminal remota (URT), e permite ao operador a supervisão e controle de plantas físicas;
- Sistema de comunicação: geralmente através de circuitos, tais como *hubs* e *switches*, operando entre 600 e 4800 bits/ com a URT respondendo a solicitações periódicas;
- Equipamento de controle (escravo): responsável, entre outros, pelo recebimento de comandos de controle e ajuste da estação principal;

O sistema SCADA possui muitas funções, as mais comuns incluem (DHOLE, 2010):

- Aquisição de dados: Fornece telemedições de grandezas elétricas (V, I, P, etc.) e status de equipamentos de manobra (disjuntores, chaves, religadores, etc.) para o operador do sistema;
- Controle supervísório: Permite que o operador controle remotamente equipamentos, como abertura e fechamento de disjuntores;
- Alarmes: Alarmes para eventos não planejados e condições de operação não desejáveis;
- Exibição de informações: Processo de seleção de informações fixas e de tempo-real do banco de dados e exibição para o operador;
- Aquisição de sequência de eventos: Processo de captura e armazenamento de eventos não planejados com um tempo de resolução na casa dos milissegundos;

Ao se analisar um diagrama unifilar de um sistema elétrico pelo SCADA, um equipamento é identificado pelo seu código operacional, que consistem em quatro, dígitos, XYZW, em que cada letra possui um significado específico. A letra X representa o tipo de equipamento, a Y o nível de tensão, e ZW a posição dentro da subestação (LEÃO, 2010).

3.3 IEC 61.850

O padrão ou norma IEC 61.850 faz parte do *International Electro-technical Commission* (IEC) e foi desenvolvido com o objetivo de proporcionar a interoperabilidade entre todos os dispositivos de comunicação dentro de uma subestação. Mais especificamente, a IEC 61.850 fornece um modelo abrangente de como os dispositivos do sistema de potência devem organizar dados de uma forma que seja consistente em todos os tipos e marcas de dispositivos (MACKIEWICZ, 2006).

A finalidade inicial da IEC 61.850 era a comunicação no interior de uma subestação. O documento define vários aspectos da rede de comunicação da subestação e é dividido em 10 seções, como mostrado na Tabela 3.1 (MANUAL SEL 751, 2013).

Tabela 3.1 - Estrutura da norma IEC 61.850

IEC 61.850	Definição
IEC 61.850 – 1	Introdução e visão geral
IEC 61.850 – 2	Glossário
IEC 61.850 – 3	Requisitos gerais
IEC 61.850 – 4	Gerenciamento de sistemas e projetos
IEC 61.850 – 5	Requisitos de comunicação
IEC 61.850 – 6	Linguagem de comunicação para IEDs (SCL)
IEC 61.850 – 7-1	Estrutura de comunicação básica para equipamentos de subestações e alimentadores
IEC 61.850 – 7-2	Interface de serviço de comunicação abstrata (ACSI)
IEC 61.850 – 7-3	Classe de Dados Comum (CDC)
IEC 61.850 – 7-4	Classes de nós lógicos e dados compatíveis
IEC 61.850 – 8-1	Mapeamento para MMS (ISO/IEC 9506 parte 1 e parte 2)
IEC 61.850 – 9-1	Valores amostrais sobre <i>Enlace Serial Unidirecional Multidrop</i> (SCSM) ponto-a-ponto
IEC 61.850 – 9-2	SCMS sobre ISSO/IEC 8802-3
IEC 61.850 – 10	Teste de conformidade

Fonte: (MANUAL SEL 751, 2013)

O padrão IEC 61.850 abrange não apenas como se comunicar, mas também o que comunicar. Ele proporciona a interoperabilidade através da definição do protocolo de comunicação, formato dos dados e da linguagem de configuração (SIDHU, 2008).

3.3.1 Modelagem de dados

O conceito que a IEC 61.850 adota é a de “abstrair” a definição de dados e serviços, isto é, itens de dados/objetos e serviços que são independentes de quaisquer protocolos subjacentes (MACKIEWICZ, 2006). Outra maneira de encarar a modelagem de dados proposta por essa norma é encontrada em Rodrigues (2015), onde se afirma que algumas divisões de dados são semelhantes às divisões de arquivos do Windows Explorer.

Ainda de acordo com Rodrigues (2015), nesse sistema de arquivo, cada computador de presente em uma rede representa um dispositivo que possui seus elementos armazenadores específicos (tais como disco rígido, CD-ROM, etc.) com pastas e arquivos. Essa divisão é feita pelos itens: dispositivo físico, dispositivo lógico, nó lógico e classe de dados, conforme apresentado nos tópicos a seguir.

3.3.1.1 Dispositivo físico

É o IED propriamente dito. Um dispositivo físico é o dispositivo que se conecta a rede. Ele é tipicamente definido pelo seu endereço de rede. Na analogia proposta por Rodrigues (2015), o dispositivo físico é um computador em uma rede de computadores, na qual cada CPU seria análoga aos dispositivos inteligentes de uma subestação.

3.3.1.2 Dispositivo Lógico

Ainda utilizando-se da analogia proposta por Rodrigues (2015), os dispositivos lógicos se assemelham aos diretórios ou pastas em uma memória de computador. Estes dispositivos são organizados por funções, e cada função possui um conjunto de nós lógicos (ver item 3.4.1.1). Não há regulamentação dos dispositivos lógicos. Os dispositivos lógicos presentes nos IEDs da SEL são descritos na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 Descrição dos Nós Lógicos

Dispositivo Lógico	Descrição
ANN	Elementos do anunciador – alarmes, <i>status</i> e valores de parâmetros configurados

CFG	Elementos de configuração – configurações dos <i>reports</i> e também <i>tags</i> com informações de <i>Proxy</i> e ID do relé
COM	Elementos de controle – <i>Remote bits</i>
MET	Elementos de medição – nesta pasta encontram-se todas as medidas analógicas realizadas pelo relé
PRO	Elementos de proteção – Funções de proteção e controle de disjuntor

Fonte: Adaptado de Manual SEL 751 (2013)

3.3.1.3 Nó lógico

Um nó lógico é um agrupamento de dados e serviços associados, que está logicamente relacionado a alguma função do sistema de potência. Há nós lógicos para o controle automático, os quais começam com a letra “A”, assim como os nós lógicos para a medição se iniciam com a letra “M”, ver Figura 3.2. Por exemplo, o nó lógico MMXU possui informações relacionadas à medição trifásica de tensões e correntes (MACKIEWICZ, 2006).

A IEC 61.850 divide os nós lógicos em 86 diferentes tipos definidos, cada um composto de dados que representam alguma aplicação específica e destinam-se a fornecer subcategorias de dados separadas (PROUDFOOT, 2002). Para o envio de informações, i.e., a configuração de um IED para enviar grupos de nós lógicos responsável por funções específicas, é necessária a utilização de um *dataset*, que é um conjunto de dados configurados para tal finalidade (MANUAL SEL 751, 2013; RODRIGUES, 2015).

Figura 3.2 - Agrupamento de nós lógicos

Logical Node Groups	Group Designator	Number
System Logical Nodes	L	2
Protection functions	P	27
Protection related functions	R	10
Supervisory control	C	4
Generic References	G	3
Interfacing and Archiving	I	4
Automatic Control	A	4
Metering and Measurement	M	7
Switchgear	X	2
Instrument Transformer	T	2
Power Transformer	Y	4
Further power system equipment	Z	14
Sensors	S	3
		86

PDIR Directional element
PHAR Harmonic restraint
PSCH Protection Scheme
PTEF Transient Earth Fault
PZSU Zero speed or underspeed
PDIS Distance protection
PVPH Volts per Hz relay
PTUV Undervoltage
PDOP Directional over power
...more

MMXU Measuring (Measurand unit)
MMTR Metering
MSQI Sequence and Imbalance
MHAI Harmonics and Inter-harmonics
MDIF Differential Measurements
...more

XCBR Circuit Breaker
XSWI Circuit Switch

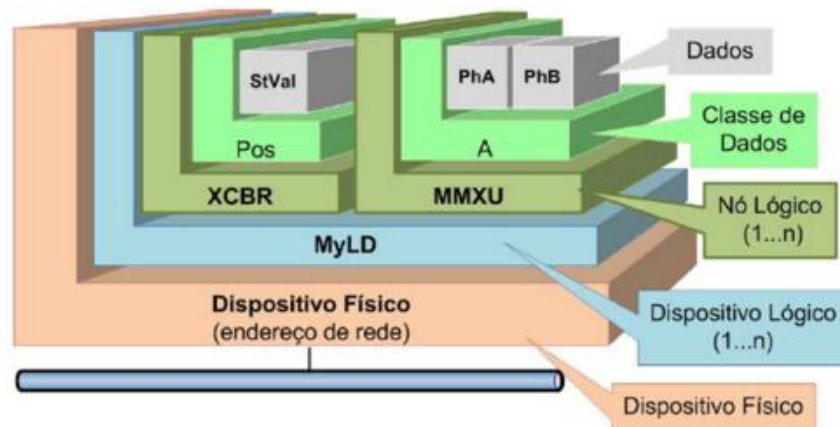
Fonte: Siemens Power Transmission & Distribution, 2002

3.3.1.4 Classe de dados

Como afirma Rodrigues (2015), a classe de dados é basicamente subdivisões de informações contidas em um nó lógico. A classe de dados possui um conjunto de dados, que possuem atributos de dados (*Data Attribute*), e estes últimos descrevem o tipo e estrutura dos dados do nó lógico específico. Por exemplo, há atributo de dados para informação de estado, medição, controle, entre outros (MACKIEWICZ, 2006).

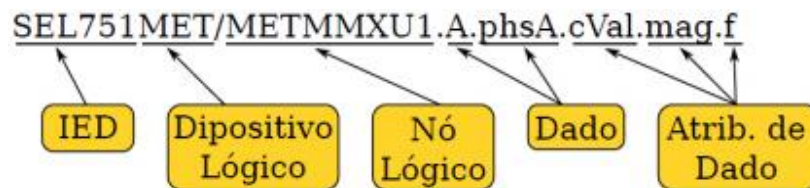
A Figura 3.3 ilustra a estrutura de dados de acordo com a padronização da norma IEC 61.850. Já a Figura 3.4 exemplifica o modelo de referência ou caminho até o atributo de dado.

Figura 3.3 - Estrutura lógica dos IEDs



Fonte: (SANTO et. al, 2015)

Figura 3.4 - Modelo de referência de uma informação no padrão IEC 61.850



Fonte: (MELO, 2015)

3.3.2 Linguagem de configuração de subestação (SCL)

A IEC 61.850 especifica uma linguagem de configuração de subestação (SCL), baseada em *eXtensible Markup Language* (XML), para descrever as configuração e sistemas de comunicação dos IEDs. A SCL especifica uma hierarquia de arquivos de configuração que

permitem que múltiplos níveis do sistema sejam descritos em arquivos XML de um modo não ambíguo e padronizado (MACKIEWICZ, 2006).

A SCL é usada para auxiliar a troca de dados de configuração de banco de dados entre diferentes dispositivos, que podem vir de diferentes fabricantes, proporcionando assim a interoperabilidade entre eles (MANUAL SEL 751, 2013). Existem quatro tipos de arquivos SCL, descritos a seguir (MANUAL SEL 751, 2013):

Descrição da capacidade do IED (.ICD): o arquivo ICD descreve as capacidades de um IED, incluindo informações a respeito dos nós lógicos e GOOSE (ver tópico 3.4.3);

Descrição das especificações do sistema (.SSD): o arquivo SSD descreve o diagrama unifilar da subestação e nós lógicos necessários;

Descrição das configurações da subestação (.SCD): o arquivo contém informações sobre todos os IEDs, dados de configuração de comunicação, e uma descrição da subestação;

Descrição da configuração do IED (.CID): pode haver vários arquivos CID. Cada arquivo descreve um a configuração de um IED específico. Ele determina as informações que o IED disponibilizará na rede.

3.3.3 Protocolo GOOSE

A IEC 61.850 contém o protocolo GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*) usado na comunicação horizontal entre IEDs. O protocolo GOOSE proporciona o envio, baseado em eventos, de qualquer dado de um IED, desde que este dado siga o modelo de dados da IEC 61.850, para todos os dispositivos presentes na subestação (HAKALA-RANTA, 2008).

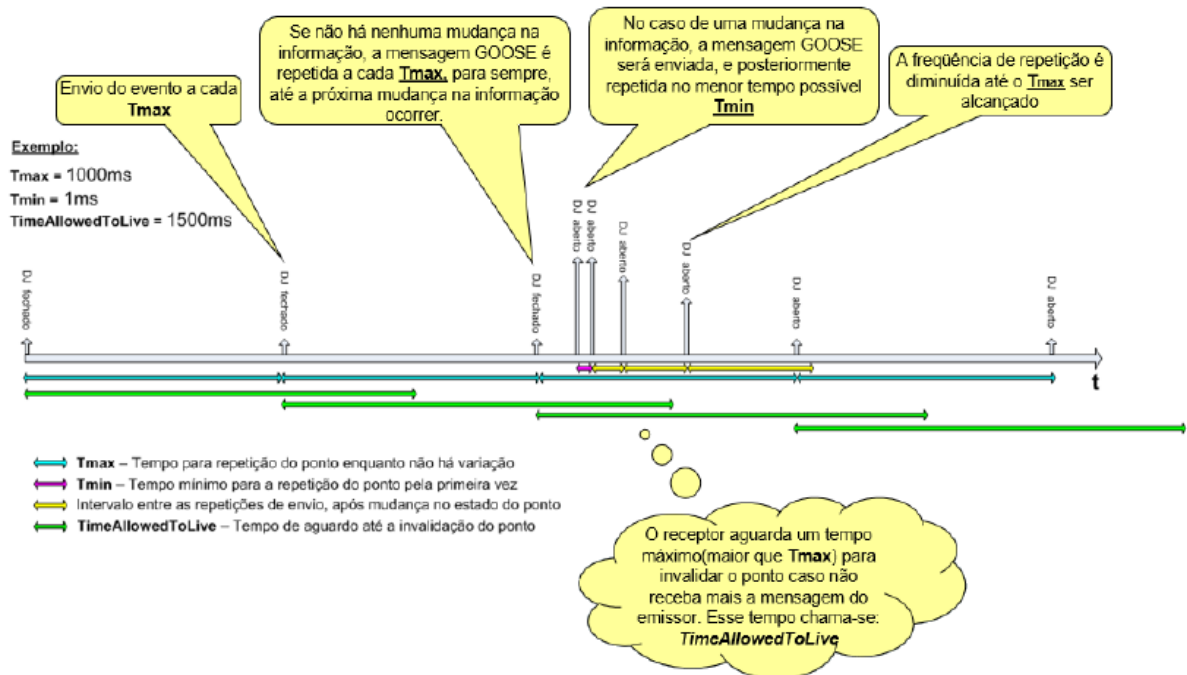
O protocolo GOOSE promove o compartilhamento em tempo real de informações entre os dispositivos presentes em uma subestação. Este protocolo é baseado no modelo Editor-Assinante, onde o IED envia várias mensagens, que reportam eventos, do tipo *broadcast* (envio para todos os dispositivos conectados a rede), e os IEDs assinantes recebem essas mensagens e as utilizam conforme lhes for útil (HAKALA-RANTA, 2008).

As mensagens enviadas por *broadcast* não necessitam de sinais de confirmação de recebimento, sendo reenviadas diversas vezes para aumentar a redundância e segurança na sua entrega (ALMEIDA, 2011). Para evitar colisões, dobra-se o tempo de espera pela

confirmação a cada novo pacote enviado, e esse tempo de espera aumenta até que o tempo máximo de espera seja atingido (RODRIGUES, 2015).

Na Figura 3.5 podemos ver com mais clareza o mecanismo de funcionamento de mensagens GOOSE.

Figura 3.5 - Mecanismo de funcionamento das mensagens GOOSE



Fonte: Siemens Power Transmission & Distribution (2002)

3.4 Lógicas das funções de proteção implementadas em laboratório

Com o advento dos IEDs, lógicas programáveis foram introduzidas nas funções de proteção e controle aumentando, assim, suas complexidades. Dessa forma, o profissional responsável pelos ensaios e comissionamento de tais equipamentos precisa ter um conhecimento mais profundo de tais lógicas.

A seguir, serão apresentadas as lógicas das funções de proteção e controle realizadas neste trabalho.

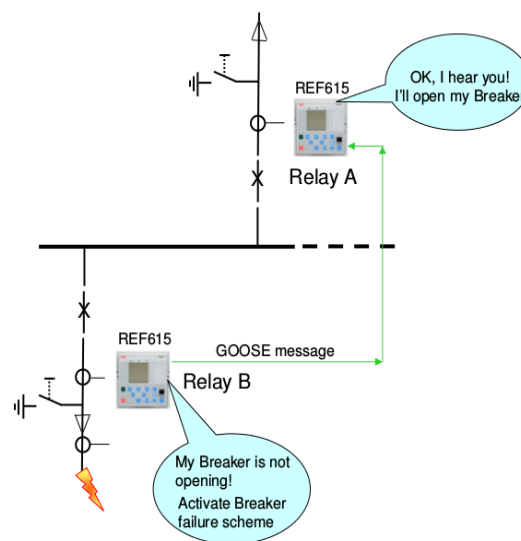
3.4.1 Lógica de falha de disjuntor

A falha de operação de um disjuntor tem um impacto significativo na estabilidade do sistema, podendo resultar em interrupções adicionais de linhas e equipamentos, assim como o aumento de duração da falta. Podemos definir a falha de disjuntor como uma falha do disjuntor para abrir os seus contatos ou para interromper a corrente após o recebimento do sinal de *trip*. Assim, a falha de disjuntor acontece quando essas duas condições são verdadeiras (HÉCTOR J. ALTUVE, 2007):

O relé primário envia o sinal de *trip*;

Ainda há fluxo de corrente através do disjuntor.

Figura 3.6 – Implementação do esquema de falha de disjuntor

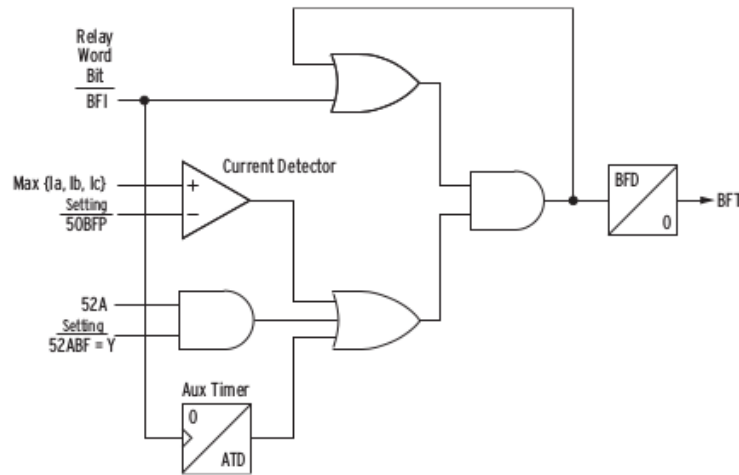


Fonte: (HAKALA-RANTA, 2008)

Analisando a Figura 3.6, após o relé B (saída de alimentador) detectar uma falta, por meio de funções dependentes de corrente (sobrecorrente, diferencial, distância), ele envia o sinal de *trip* para o disjuntor a ele associado e inicia a lógica de falha de disjuntor (*Breakerfailure*). Se o sinal de disparo e o elemento de proteção (função 50, por exemplo) permanecem atuantes após um atraso de tempo pré-ajustado, a proteção de falha de disjuntor no relé B envia um sinal de *trip*, como mensagem GOOSE, para o relé A, relé a montante. Após receber a mensagem GOOSE, o relé A envia o sinal de abertura para o disjuntor de entrada e a falta é eliminada (HAKALA-RANTA, 2008).

O relé SEL 751 possui a função de falha de disjuntor. Podemos ver o seu diagrama lógico na Figura 3.7.

Figura 3.7 - Lógica de falha de disjuntor



Fonte: (MANUAL SEL, 2013)

Levando-se em consideração a Figura 3.7, o status da variável lógica BFT pode ser usado como uma indicação de falha de disjuntor. Essa informação é então enviada através de mensagens GOOSE para os relés a montante, que a utilizam na inicialização de um *Trip* remoto (REMTRIP).

O status da variável lógica BFT irá para 1 quando, durante a contagem do *timer* BFD, o valor da corrente permanece acima do valor pré-configurado de 50BFP. A contagem se inicia após a variável TRIP ir para nível lógico 1, na detecção de uma falta (MANUAL SEL 751, 2013).

A Figura 3.8 apresenta os principais campos de configuração da lógica de falha de disjuntor do relé SEL 751. Através do campo 52BAF é possível ativar/desativar a lógica de falha de disjuntor. Através do campo 50BFP, pode-se configurar um valor de corrente remanescente que, se houver um fluxo de corrente elétrica acima deste valor, irá caracterizar uma situação de falha de disjuntor. No campo BFD é possível configurar um tempo mínimo para que a proteção atue. Se, após este intervalo de tempo, ainda houver um valor de corrente acima do valor do campo 50BFP, envia-se um sinal de *trip* para a proteção de retaguarda. Através do campo BFI pode-se configurar a variável responsável para o início da lógica de falha de disjuntor, no presente trabalho utilizou-se o momento da atuação da proteção, representada pela variável *TRIP*.

Figura 3.8 - Campos de configuração da lógica de falha de disjuntor

Breaker Failure

52ABF 52A Interlock in BF Logic
 Select: Y, N

50BFP Breaker-Failure Current Detector Pickup (amps sec.)
 Range = 0,02 to 2,00

BFD Breaker Failure Delay (seconds)
 Range = 0,00 to 2,00

ATD Auxiliary Timer Delay (seconds)
 Range = 0,01 to 2,00, OFF

BFI Breaker Failure Initiate (SELogic)

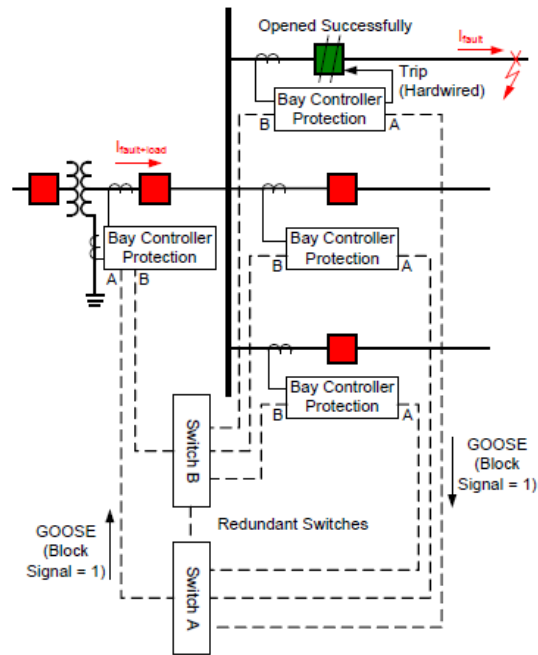
Fonte: Autoria própria

3.4.2 *Proteção de barramento por seletividade lógica*

De maneira simples, a seletividade lógica é o esquema que, quando na ocorrência de uma falta, é capaz de realizar o bloqueio, via rede, do disjuntor a montante. Esse esquema foi desenvolvido com o intuito de superar as desvantagens inerentes à seletividade cronométrica. Ele possibilita a comunicação entre relés de sobrecorrentes instalados em cascata. Essa comunicação entre IEDs subsequentes, realizada por meio de mensagens GOOSE, permite a supressão de intervalos de seletividade e, por conseguinte, diminui o tempo de eliminação das faltas (ZANIRATO, 2008; MUZI, 2013).

Um esquema de seletividade lógica tem por objetivo a eliminação rápida de faltas na barra de 13,8 kV, aumentando a segurança e prolongando a vida útil dos equipamentos de subestação (ZANIRATO, 2008). A Figura 3.9 ilustra um exemplo da filosofia adotada para a seletividade lógica. Nela podemos ver o envio do sinal de bloqueio pela proteção de saída de alimentador, através de mensagens GOOSE, para a proteção geral do barramento de 13,8.

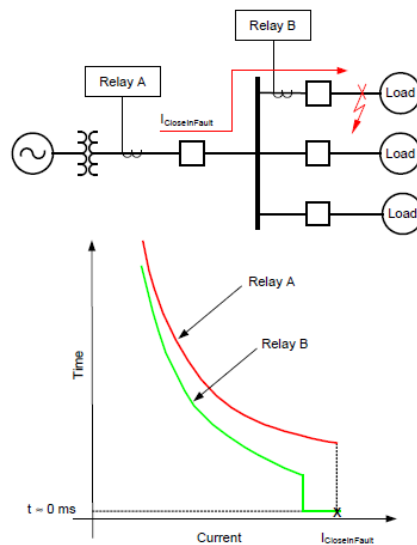
Figura 3.9 – Implementação de seletividade lógica com a utilização de mensagens GOOSE.



Fonte: (ZANIRATO, 2008)

As Figura 3.10 ilustra um exemplo da rápida atuação de um esquema de proteção com seletividade lógica para uma falta próxima do alimentadores (“close-in”). Nesta Figura, a falta é eliminada pelo elemento de sobrecorrente instantâneo dos relés dos alimentadores.

Figura 3.10 - Tempo de Eliminação de uma Falta Close-in no Alimentador

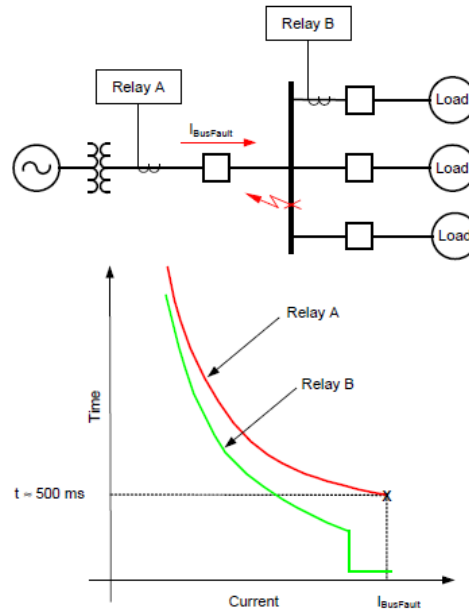


Fonte: (ZANIRATO, 2008)

Num esquema de coordenação tradicional, para que haja coordenação e seletividade entre as proteções de barramento geral e alimentador, o elemento de

sobrecorrente instantâneo do relé do secundário do transformador de potência é bloqueado. Assim, para faltas na barra de 13,8, as faltas são eliminadas com tempo relativamente longo. A Figura 3.11 ilustra esta situação (ZANIRATO, 2008).

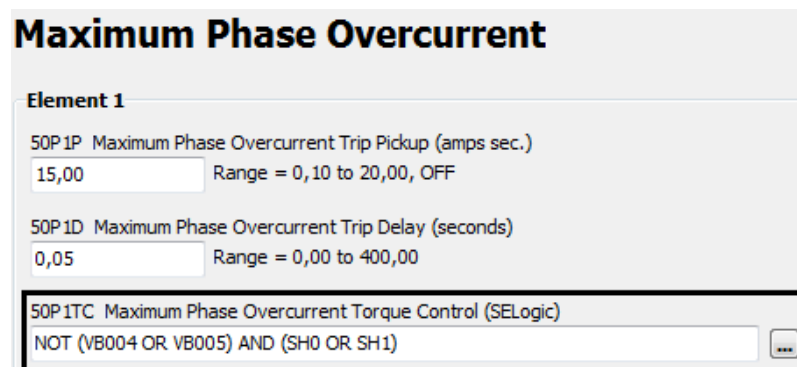
Figura 3.11 - Coordenação Tradicional: Tempo Elevado para Eliminação de uma Falta na Barra



Fonte: (ZANIRATO, 2008)

No relé SEL 751, o sinal de envio de bloqueio do elemento de sobrecorrente, da proteção principal para a proteção de retaguarda, pode ser representado pela atuação das funções de sobrecorrente, 50P e 51P, da proteção principal. Este bloqueio é feito através do campo 50P1TC, ilustrado pela Figura 3.12. Nesta Figura, as *virtual bits* VB004 e VB005 representam, respectivamente, as funções 50P e 51P. Esta associação é apresentada no Capítulo 5.

Figura 3.12 - Configuração do bloqueio do elemento de sobrecorrente instantâneo

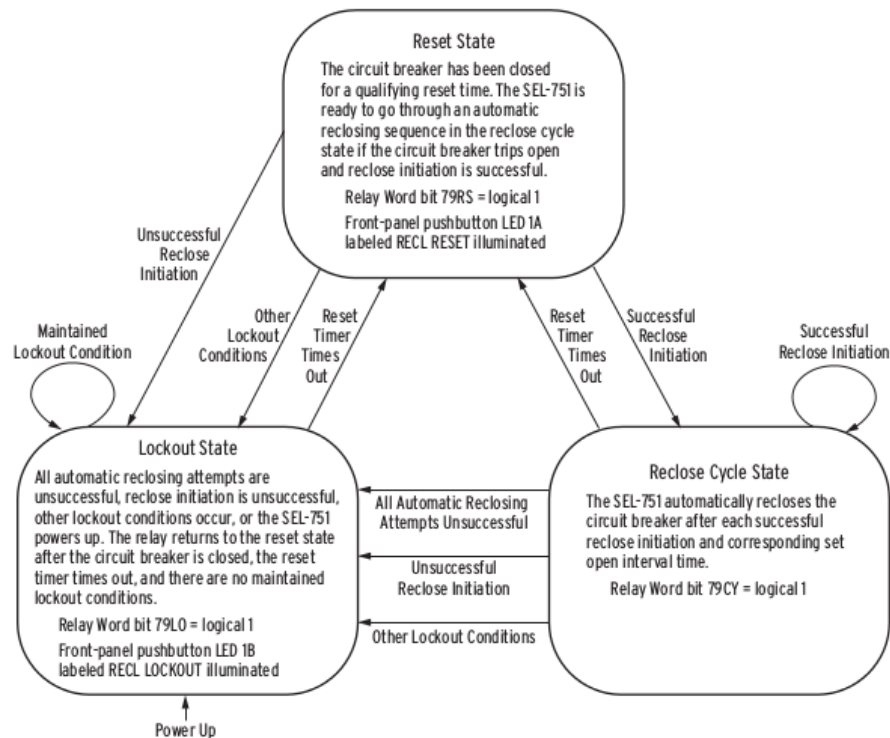


Fonte: Autoria própria

3.4.3 Lógica de religamento automático

O relé SEL 751 disponibiliza até 4 opções de reconexões automáticas através do campo E79. A Figura 3.13 ilustra a lógica de religamento automático (MANUAL SEL 751, 2013).

Figura 3.13 - Estados da função de religamento automático



Fonte: (MANUAL SEL 751, 2013)

A lógica de religamento automática possui três estados, que são descritos a seguir (MANUAL SEL 751, 2013):

Estado Inicial (*Reset Skate*): O disjuntor tem permanecido fechado por um tempo superior a um valor pré-ajustado (*reset time*). O relé está preparado para iniciar o ciclo de religamento automático, desde que a inicialização do ciclo de religamento seja bem sucedida.

Ciclo de religamento (*Reclose Cycle State*): O SEL 751 fecha automaticamente o disjuntor depois de cada inicialização de religamento bem-sucedida (79CY) e após o intervalo de religamento.

Estado de bloqueio (*Lockout State*): O relé entra no estado de bloqueio quando todas as tentativas de religamento automática não obtiveram sucesso ou outra condição de bloqueio (ver Figura 3.9). O relé volta para o estado inicial após duas condições, fechamento do disjuntor e após o *reset time*.

As Figuras 3.14, 3.15 e 3.16 mostram os principais campos de configuração da lógica de religamento automático no relé SEL 751. Na Figura 3.12, é possível ver o campo E79, responsável pelo número de tentativas de religamento, e o campo 79OI1, onde é possível o intervalo de tempo morto. A Figura 3.13 ilustra a configuração para o bloqueio do elemento de sobrecorrente instantâneo, no campo 50PITC, após a segunda tentativa de religamento, sendo que as variáveis SH0 e SH1 representam as tentativas de religamento com operação instantânea. A Figura 3.14 ilustra o campo 79SEQ, responsável pela lógica de contagem das tentativas de religamento.

Figura 3.14 - Campos de configuração da lógica de religamento automático

Reclosing Control

Enable

E79 Enable Recloser
3 Select: N, 1-4

Open

79OI1 Open Interval 1 Time (seconds)
10,00 Range = 0,00 to 3000,00

79OI2 Open Interval 2 Time (seconds)
10,00 Range = 0,00 to 3000,00

79OI3 Open Interval 3 Time (seconds)
10,00 Range = 0,00 to 3000,00

Fonte: Autoria própria

Figura 3.15 - Bloqueio do elemento de sobrecorrente instantâneo

Element 1

50P1P Maximum Phase Overcurrent Trip Pickup (amps sec.)
15,00 Range = 0,10 to 20,00, OFF

50P1D Maximum Phase Overcurrent Trip Delay (seconds)
0,05 Range = 0,00 to 400,00

50P1TC Maximum Phase Overcurrent Torque Control (SELogic)
NOT (VB004 OR VB005) AND (SH0 OR SH1)

Fonte: Autoria própria

Figura 3.16 - Campo de configuração para sequência de coordenação

The image shows a configuration window titled "Misc" with the following settings:

- 79DTL Drive-to-Lockout (SELogic)**: Value: OC OR SV04T
- 79DLS Drive-to-Last Shot (SELogic)**: Value: 79LO
- 79SKP Skip Shot (SELogic)**: Value: 0
- 79SEQ Sequence Coordination (SELogic)**: Value: 79RS AND (51P1P OR 51N1P) (highlighted with a black border)

Fonte: Autoria própria

3.5 Considerações finais

Com o desenvolvimento das cidades, a demanda por energia elétrica aumenta, aumentando também a necessidade por um fornecimento de energia estável, com mínimo de interrupções possível e, em caso de faltas, por um reestabelecimento rápido do sistema. Para suprir essas necessidades, surge a automação de sistemas de distribuição, possibilitando o controle remoto, proteção e supervisão do sistema.

Um dos pontos que torna possível a automação de sistemas de distribuição é o sistema de comunicação. Dentro deste contexto temos o sistema SCADA, que utiliza um sistema de *softwares* e elementos de *hardware* para operar o sistema de distribuição. Ainda no âmbito da comunicação, surge a norma IEC 61.850 com o intuito de garantir a interoperabilidade entre IEDs de diferentes fabricantes, permitindo assim o uso e troca de dados entre os dispositivos.

Para possibilitar a interoperabilidade, a IEC 61.850 desenvolve uma modelagem de dados adaptável para os fabricantes de IEDs. Além disto, ela define o protocolo GOOSE para o envio de informações entre os IEDs. Outra grande vantagem proporcionada pela IEC 61.850 é a linguagem de configuração de subestação (SCL), que define a arquitetura da subestação, alocação de funções, informação de configuração dos IEDs, entre outras funções. Os arquivos gerados pela SCL são: ICD, SSD, SCD e CID.

A proteção de falha de disjuntor ocorre quando, após uma falta, a proteção a jusante falha na eliminação da mesma, sendo este cenário evidenciado pelos seus contatos ou pela continuidade do fluxo de corrente.

A seletividade lógica é realizada a partir da comunicação entre equipamentos, que informam quando estão sensibilizados, possibilitando a imediata atuação da função instantânea, e, com isso, eliminando rapidamente a falta.

Há três estados possíveis para a função de religamento automático no relé SEL 751: estado inicial, ciclo de religamento e bloqueio. Após a ocorrência de uma falta, ele entrará em ciclo de religamento, abrindo e fechando os seus contatos até a eliminação da falta, ou, se a falta persistir, ele entrará em estado de bloqueio.

O capítulo quatro abordará o sistema de distribuição do campus do Pici, apresentando suas características, tais como potência instalada, demanda, tipos de condutores, entre outras. Será apresentado também o estudo de proteção da rede Pici.

4. ESTUDO DAS PROTEÇÕES DA REDE ELÉTRICA DO CAMPUS DO PICI

4.1 Introdução

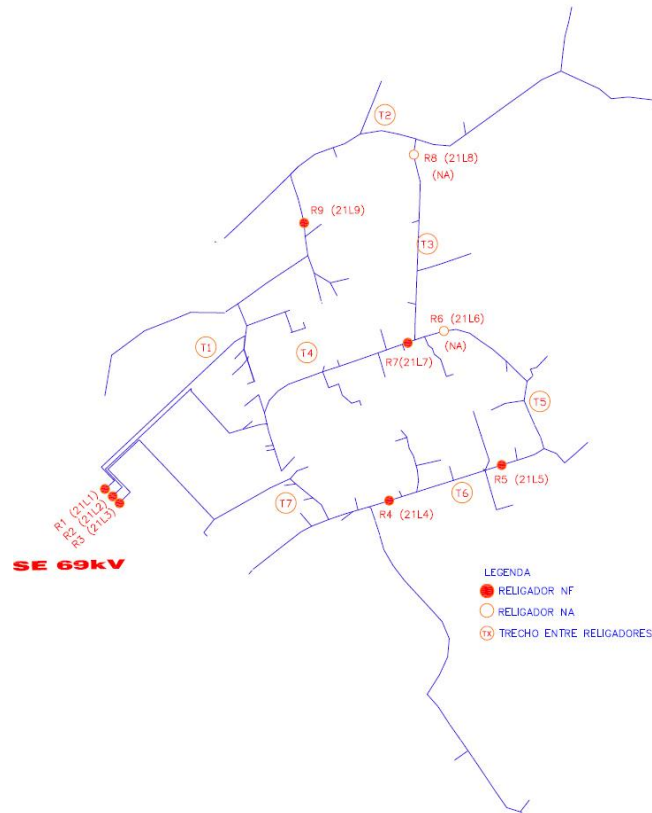
O presente capítulo apresentará de forma sucinta a rede de distribuição de MT do Campus do Pici. Em seguida, estudos elétricos serão realizados com o intuito de se determinar os ajustes das proteções e relações de TCs para os alimentadores que compõem a subestação do campus.

4.2 Rede elétrica de distribuição de MT do Campus do Pici

A rede de distribuição do campus do Pici é totalmente aérea, com topologia radial com recurso manual, extensão de aproximadamente oito quilômetros, com potência instalada de 16,5 MVA e demanda no patamar de 4,5 MW. As Figuras 4.1 e 4.2 ilustram, respectivamente, o arranjo e o diagrama unifilar do sistema de distribuição do campus do Pici, com a disposição física dos nove religadores, dos quais dois são de encontro de alimentadores e operam no modo normalmente aberto.

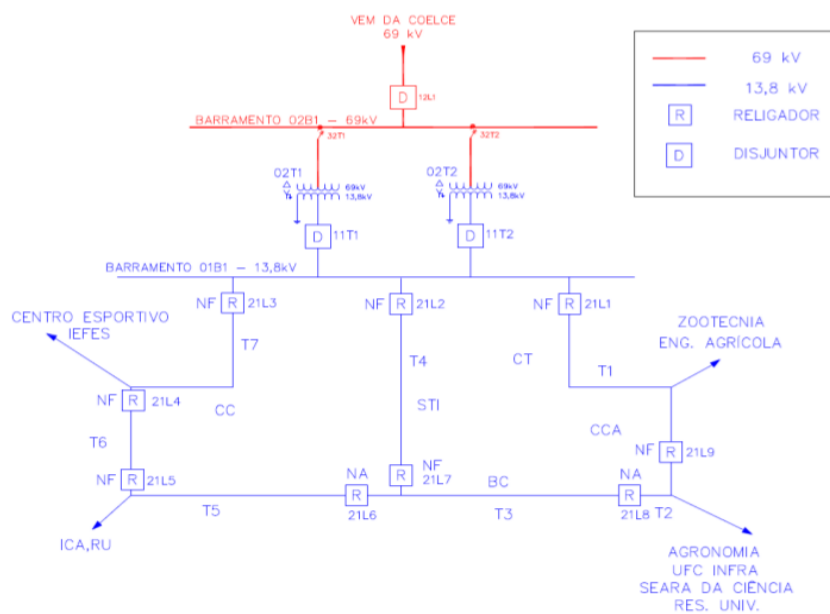
A subestação abaixadora do Campus do Pici possui capacidade nominal de 10/12,5 MVA, atendida em 69 kV, com capacidade nominal unitária de 5/6,25 MVA, sendo que, inicialmente, um dos transformadores será utilizado como reserva.

Figura 4.1 - Arranjo elétrico do Campus do Pici



Fonte : (SANTOS, 2015 apud LOPES, 2011)

Figura 4.2 - Diagrama unifilar do Campus do Pici



Fonte : (SANTOS, 2015 apud LOPES, 2011)

A Tabela 4.1 apresenta a corrente de carga por trecho da rede Pici, em função da alocação dos religadores para a configuração com três alimentadores radiais. Estes valores de corrente foram determinados através do software Easypower.

Tabela 4.1 - Dados de carga do trechos da rede Pici

Trecho	Equipamento	Corrente de trecho	Valor de corrente (A)
Entrada do sistema	9784	Ie	138,4
Primário do trafo	12L1	Ip	138,4
Secundário do trafo	11L1	Is	692
Trecho 1	21L1 (Religador 1)	IR1	218
Trecho 4	21L2 (Religador 2)	IR2	249
Trecho 7	21L3 (Religador 3)	IR3	225
Trecho 2	21L8 (Religador 8)	IR8	113
Trecho 3	21L6 (Religador 6)	IR6	183
Trecho 6	21L4 (Religador 4)	IR4	132
Trecho 5	21L5 (Religador 5)	IR5	93

Fonte: Autoria própria

A Tabela 4.2 apresenta as unidades acadêmicas do Campus do Pici.

Tabela 4.2 - Unidades acadêmicas do Campus do Pici

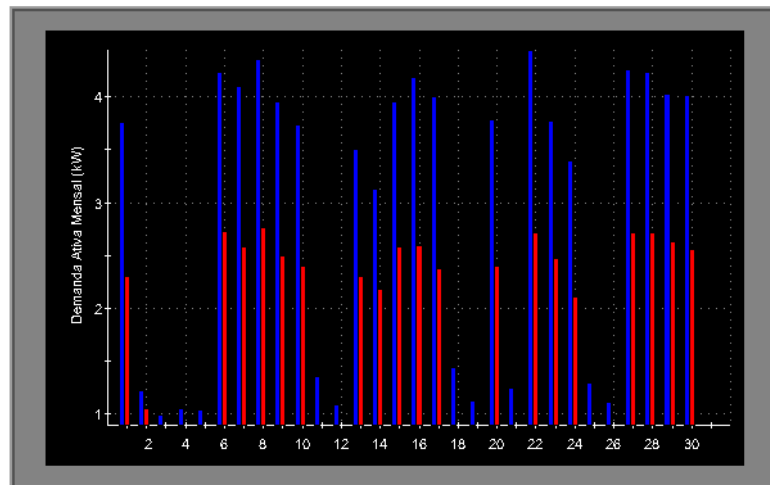
Unidades Acadêmicas	
Centro de Ciências	CC
Centro de Ciências Agrárias	CCA
Pró-Reitoria de Graduação	PR GRAD
Pró-Reitoria de Pesquisa e Pós-Graduação	PR POS-GRAD
Instituto de Cultura e Arte	ICA
Instituto de Educação Física e Esportes	IEFE
Instituto UFC Virtual	IUFCV
Biblioteca Central Universitária	BC
Secretaria de Tecnologia da Informação	STI
Núcleos e laboratórios diversos	-
Área para a prática de esportes	-
Unidade de Infraestrutura da UFC	UFC Infra
Restaurante Universitário	RU
Residência Universitária	RES. UNIV

A Tabela 4.3 apresenta a potência instalada de cada trecho de acordo com a alocação dos religadores ao longo da rede de distribuição do campus.

Tabela 4.3 - Potência instalada por trecho da rede Pici

Alimentador-Trecho		Pot. Instalada (kVA)	Unidade Acadêmica
Alimentador 01L1	01L1	5662,5	Total - T1 e T2
	01L1 - TRECHO T1 - (21L1)	3525	CT e CCA
	01L1 - TRECHO T2 - (21L8)	2137,5	CCA, UFC INFRA, RES. UNIV, SEARA
Alimentador 01L2	01L2	3862,5	Total - T3 e T4
	01L2 - TRECHO T3 - (21L7)	1650	CC, BC E CCA
	01L2 - TRECHO T4	2212,5	CT, STI E CC
Alimentador 01L3	01L3	7325	Total - T4, T6 e T7
	01L3 - TRECHO T5	2712,5	RU, ICA E CC
	01L3 - T6	1575	CC E PADETEC
	01L3 - TRECHO T7	3037,5	IEFEs,CC ,CT
Total Instalada		16850,0	

Figura 4.3 - Curva de demanda ativa mensal referente ao mês de abril de 2015



Fonte: (PROCEN, 2015)

Conforme a tabela 4.1, a potência instalada do campus em 13,8 kV é de 16,5 MVA. Uma curva de demanda ativa referente ao mês de abril de 2015 apresenta uma demanda na ordem de 4,5 MW, de acordo com a figura 4.3. Apesar disto, optou-se por adotar um carregamento de 100% da rede.

4.3 Características dos condutores

A alimentação de cada trecho da rede Pici é realizada por meio de diferentes tipos de condutores que possuem impedâncias e capacidades de condução distintas. Na Tabela 4.4, são apresentadas as impedâncias de sequência positiva e de sequência zero em Ohms/km e a ampacidade dos condutores presentes no sistema de distribuição de média tensão do campus, já a Tabela 4.5 mostra as informações de distância e tipo de condutor por trecho.

Tabela 4.4 - Impedância e capacidade de condução dos cabos da rede Pici

Cabo	Sequência Positiva		Sequência Zero		Ampacidade(A)
	R (ohms/km)	X (ohms/km)	R0 (ohms/km)	X (ohms/km)	
Cobre 25 mm ²	0,888	0,46045	1,06584	1,9847	215
Cobre 35 mm ²	0,5991	0,44795	0,77694	1,97213	266

Fonte: Concessionária de energia

Tabela 4.5 - Distância e tipo de condutor de cada trecho

Trecho	Religadores	Tipo de condutor e ampacidade	Comprimento do trecho (km)
T1	R1-R8	25mm ² - 215 A	1,23
		35mm ² - 266 A	0,6
T4	R2-R6	25mm ² - 215 A	1,149
T7	R3-R4	25mm ² - 215 A	1,027
		35mm ² - 266 A	0,835
T2	R8-R9	25mm ² - 215 A	1,216
T3	R6 -	25mm ² - 215 A	1,04
T6	R4-R5	35mm ² - 266 A	0,265
T5	R5-R7	25mm ² - 215 A	1,317

Fonte: Adaptado de (LOPES, 2011)

Estes parâmetros expostos nas Tabelas 4.4 e 4.5 foram inseridos no software Easy Power para a determinação dos níveis de curto-circuito em cada equipamento da rede Pici.

4.4 Estudo de curto-circuito

Para calcular os níveis de curto-circuito de cada trecho da rede Pici, utilizou-se o software Easy Power. Para tal cálculo, faz-se necessário, primeiramente, conhecer as

impedâncias equivalentes até o ponto de entrega do cliente. As Tabelas 4.6 e 4.7 apresentam as impedâncias referentes à barra da SE e o condutor CAL 315 mm² que liga a SE PICI ao ponto de entrega do Campus. Estes dados encontram-se na Ordem de Ajuste da Proteção (OAP) apresentada no Anexo A deste trabalho.

Tabela 4.6 - Impedância Reduzida no Barramento da SE PICI – COELCE

Sequência Positiva (pu)		Sequência Zero (pu)	
R1	X1	R0	X0
0,0034	0,074	0	0,4599

Fonte: Concessionária de energia

Tabela 4.7 - Impedâncias da linha de alta tensão - COELCE

Condutor	Extensão	Impedância do condutor (ohm/km)			
		Sequência Positiva (pu)		Sequência Zero (pu)	
		R1	X1	R0	X0
315 mm ²	0,8km	0,1186	0,4451	0,2961	1,7061

Fonte: Concessionária de energia

A corrente de base é calculada considerando uma potência de base de 100 MVA e tensão de base de 13,8 kV.

$$I_{base} = \frac{V^2_{base}}{S_{base}} \quad (4.1)$$

Logo a impedância geral do ponto de entrega será a soma das impedâncias da barra e dos condutores:

$$Z1 = 0,0054 + j0,0789 \text{ PU e } Z0 = 00,50 + j0,4886$$

Sendo alimentada esta informação no software Easypower, juntamente com as características do transformador, e dos condutores (tipo, isolamento, impedância e comprimento) da rede Pici, chegou-se aos níveis de curto-circuito presentes na Tabela 4.8.

Os níveis de curto-circuito foram calculados nos pontos dos equipamentos, i.e, no disjuntor geral de 69 kV, no lado de alta do transformador da SE, no lado de baixa do trafo da SE, no disjuntor geral de 13,8kV e em cada religador.

Tabela 4.8 - Níveis de curto-circuito

Ponto	Corrente de Curto 3F (A)	Corrente de Curto 2F (A)	Corrente de Curto FT (A)	Corrente de Curto FT MIN (A)
Barra de 69KV	13.851	11.995	4.178	1001
Barra de 13.8KV	6.060	5.249	6.550	200
R1	6.060	5.249	6.550	190
R2	6.060	5.249	6.550	190
R3	6.060	5.249	6.550	190
R4	4.566	3.954	3.920	74
R5	4.201	3.639	3.463	74
R6	4.312	3.734	3.596	74
R7	0	0	0	0
R8	4.508	3.904	3.483	74
R9	0	0	0	0

Fonte: Autoria própria

4.5 Especificação dos TCs

A RTC escolhida está de acordo com os critérios apresentados no Item 2.3.4.1 (a), levando-se em consideração um fator de sobrecorrente de 20. Logo o TC deve suportar uma corrente de curto-circuito máxima que seja igual ou superior a 20 vezes a corrente de curto-circuito trifásico. O resultado dos cálculos das especificações dos transformadores de corrente é exposto na Tabela 4.9.

4.6 Estudo das proteções

Nesta seção será apresentado o cálculo dos parâmetros para ajustes dos relés SEL 751 utilizados na proteção da rede do Campus do Pici.

4.6.1 Critério de seletividade e proteção da rede e subestação do Campus do Pici

Critério de sensibilidade

O múltiplo dos equipamentos de proteção deve ser maior que 2,4 para fase e 4,0 para o neutro, com o intuito de assegurar a sensibilidade pelos critérios da concessionária.

Margens de coordenação

Os cálculos realizados para a curvas de atuação dos equipamentos de proteção devem ser tais que atendam às margens de coordenação entre os mesmos, conforme curvas de atuação do Item 4.8.

4.6.2 Ajuste função temporizada de fase e de neutro (51/51N)

Para realizar os ajustes temporizados, faz-se necessário, primeiramente, definir os TAPE de fase e de neutro, assim como o dial de tempo também de fase e de neutro. Os critérios utilizados para tais ajustes são descritos a seguir.

4.6.2.1 TAPE de fase

Define-se o TAPE de fase dos relés através das equações (4.2) e (4.3).

$$\frac{I(\text{cargamáx})}{RTC} < TapFase \leq FSC * \frac{Inom}{RTC} \quad (4.2)$$

$$Ipkfase \leq FT * I1 \quad (4.3)$$

Onde:

<i>FSC</i>	– fator de sobrecarga permitido para o sistema ou ainda fator de segurança
<i>FT</i>	– fator térmico do transformador de corrente
<i>Inox</i>	– corrente nominal do condutor
<i>I(carga Max)</i>	– corrente nominal primária
<i>RTC</i>	– relação de transformação de corrente
<i>Pifasse</i>	– corrente de <i>pick-up</i> de fase
<i>I1</i>	– corrente no primário do TC

O FT representa a máxima corrente que o TC deve suportar em regime permanente e operando em condições normais, respeitando as características correspondente a sua classe de isolamento.

4.6.2.2

4.6.2.3 TAPE de neutro

Define-se o TAPE de neutro dos relés conforme (4.4)

$$\frac{FD \times I_{carga}}{RTC} < \text{TapeNeutro} \leq \frac{24A}{RTC} \quad (4.4)$$

Onde:

- FD* – fator de desequilíbrio;
Carga – corrente de carga ou corrente nominal primária;
RTC – relação de transformação de corrente.

Para o desequilíbrio mínimo foi considerado o valor de 24 A.

O critério de sensibilidade adotado para os estudos de coordenação foi definido conforme a equação (4.5).

$$\frac{I_{cc1F}}{I_{pkNeutro}} \geq 4 \quad (4.5)$$

Onde:

- I_{cc1F}* – corrente de curto-circuito monofásico;
I_{pkNeutro} – corrente de pick-up de neutro.

A RTC e a corrente de carga são as mesmas adotadas para se definir o tape de fase. Em geral, utilizam-se um fator de desequilíbrio de 10% a 30%. Este fator representa o nível de desequilíbrio da instalação, logo o relé não deve atuar diante de tal ocorrência. Para todos os casos deste trabalho foi utilizado o valor de 0,3.

4.6.2.4 Ajuste do dial

O valor do dial, tanto de fase como de neutro, é calculado com a aplicação de (4.6) (KINDERMANN, 2005).

$$dt = \frac{(t_{relé\ concessionária} - t_{coordenação}) \times (M^\alpha - 1)}{\beta} \quad (4.6)$$

Onde:

- dt – dial de tempo;
- $t_{relé}$ – tempo de atuação do relé a montante do trecho onde se deseja efetuar os ajustes;
- Δt – margem de coordenação ($t_{relé\ concessionária} - t_{coordenação}$);
- $t_{coordenação}$ – tempo de coordenação entre as curvas de atuação dos relés a montante e ajusante, o qual se deseja realizar o ajuste;
- M – múltiplo da corrente;
- α e β – parâmetros definidos de acordo com o tipo de curva.

A margem de coordenação definida pela concessionária do estado do Ceará é de 300ms. O múltiplo de corrente é calculado conforme (4.7).

$$M = \frac{I_{CC}}{RTC \times TAPE} \quad (4.7)$$

Onde:

- M – múltiplo da corrente
- I_{CC} – corrente de curto-circuito no ponto desejado.
- RTC – relação de transformação do TC
- $TAPE$ – ajuste de TAPE

Tem-se ainda o cálculo do tempo de atuação do relé da concessionária de acordo com a Equação (4.8).

$$t_{relé-concessionária} = \frac{\beta}{(M^\alpha - 1)} \times dt \quad (4.8)$$

Onde:

- $t_{relé-concessionária}$ - representa o tempo de atuação da proteção da concessionária
- M - sensibilidade entre as proteções
- dt - dial de tempo do relé da concessionária
- α e β - parâmetros definidos de acordo com o tipo de curva temporizada da concessionária

4.6.3 Ajuste da função instantânea de fase e de neutro (50/50N)

Os cálculos dos ajustes da função instantânea de fase e de neutro foram realizados através de (4.9) e (4.10), respectivamente (ENEL).

$$Tape_fase_50 = FS \times Tape_fase_51 \quad (4.9)$$

$$Tape_fase_50N = FS \times Tape_fase_51N \quad (4.10)$$

Onde:

FS – fator de sobrecorrente

Tape_fase_51 – valor ajustado para a função temporizada.

RTC – relação de transformação do TC

O valor do fator de sobrecorrente foi considerado como 5 para todos os casos.

4.6.4 Função de religamento automático

O ciclo de religamento foi ajustado para uma operação instantânea e duas temporizadas, bloqueando a atuação da função instantânea (50/50N). O período de tempo morto foi padronizado em 15 segundos, margem de tempo necessária para possibilita a normalização do sistema para faltas temporárias.

4.7 Cálculos dos ajustes das proteções

Os cálculos dos ajustes das proteções de entrada de linha da SE, 12L1, geral do barramento de 13,8 Kv, 11TL, e saída de alimentador, 21L1.

4.7.1 Proteção de entrada de linha da SE

Este relé deverá coordenar com o relé de saída de linha da subestação pertencente à concessionária. Um resumo da OAP, presente no anexo A, encontra-se na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 - Resumo do ajuste do relé de proteção da concessionária.

Item	Equipamento	Tensão (kV)	RTC	Ajuste da Proteção						
				Temporizada					Instantânea	
				Código ANSI	Corrente de Pickup	Tape	Dial	Curva	Corrente de Pickup	Tape
1	Disjuntor geral	69	800-5	50/51	848	5,3	0,23	VI	Desabilitada	
			800-5	50/51N	160	1	0,4	VI	Desabilitada	

Fonte: Próprio autor

Inicialmente, faz-se necessário o determinar o tempo de atuação da proteção da concessionária, utilizando a Fórmula (4.8), os dados das Tabelas 2.1 e 4.9, temos:

- Cálculo do Múltiplo da corrente de fase

$$M_{\text{coelce.fase}} := \frac{I_{\text{cc3F_B9784}}}{\text{RTC}_{\text{coelce.fase}} \cdot \text{TAP}_{\text{coelce.fase.51}}} = 16.336$$

- Tempo de operação/atuação (TOP) do relé:

$$\text{Top}_{\text{coelce.fase}} := \frac{\text{Dial}_{\text{coelce.fase}} \cdot \beta}{(M_{\text{coelce.fase}})^{\alpha} - 1} = 0.493$$

Desta maneira, considerando um tempo de coordenação de 300 ms entre o relé de proteção da concessionária e o relé de proteção de entrada de linha, temos que o tempo de operação deste último é 193 ms.

Para definição do ajuste da função temporizada de fase, temos:

a) Função de sobrecorrente temporizada de fase (51)

Considerando um fator de segurança de 1,04, pois se considera um sistema com carregamento de 100%.

- Cálculo do TAPE e da corrente de pick-up:

$$\text{TAP}_{51_12L1} := \frac{I_{\text{carga_12L1}} \cdot 1.04}{\text{RTC_TC_12L1}} \quad \text{TAP}_{51_12L1} = 0.9$$

- Cálculo do múltiplo:

$$I_{\text{pickup.51_12L1}} := \text{TAP}_{51_12L1} \cdot \text{RTC_TC_12L1} = 143.936$$

$$M_{51_12L1} := \frac{I_{cc3F_B9784}}{I_{pickup.51_12L1}} = 96.244 \quad M_{51_12L1} > 30$$

OBS: Como o valor do múltiplo calculado é maior que o valor máximo permitido pelo relé SEL 751, o valor adotado será:

$$M_{51_12L1\text{adotado}} := 30$$

- Cálculo do Dial:

$$\text{Dial}_{51_12L1} := \text{Top}_{51_12L1} \cdot \frac{\left(M_{51_12L1\text{adotado}}^{\alpha} - 1 \right)}{\beta} \quad \text{Dial}_{51_12L1} = 0.41$$

b) Função de sobrecorrente instantânea de fase (50)

Para a função de sobrecorrente instantânea, temos:

- Cálculo do TAPE e da corrente de pick up da função 50:

Considerando: $FS_{50} := 5$

$$\text{TAP}_{50_12L1} := FS_{50} \cdot \text{TAP}_{51_12L1} \quad \text{TAP}_{50_12L1} = 4.498$$

$$\text{Ipk}_{50_12L1} := \text{TAP}_{50_12L1} \cdot \text{RTC_TC}_{12L1} \quad \text{Ipk}_{50_12L1} = 719.68$$

c) Função de sobrecorrente temporizada de neutro (51N)

- Cálculo do TAPE e da corrente de pick up:

$$\text{TAP}_{51N_12L1} := \frac{FD \cdot I_{carga_12L1}}{\text{RTC_TC}_{12L1}} \quad \text{TAP}_{51N_12L1} = 0.26$$

$$\text{TAP}_{51N_12L1\text{adotado}} := 0.5 \quad (\text{Valor considerado para melhor coordenação})$$

$$\text{Ipk}_{51N_12L1} := \text{TAP}_{51N_12L1\text{adotado}} \cdot \text{RTC_TC}_{12L1} \quad \text{Ipk}_{51N_12L1} = 80$$

- Cálculo do múltiplo:

OBS: Como o valor do múltiplo calculado é maior que o valor máximo permitido pelo relé SEL 751, temos que o valor adotado será:

$$M_{51N_{12}L1} := \frac{I_{cc1F_B9784}}{I_{pk\ 51N_{12}L1}} = 52.212 \quad M_{51N_{12}L1} > 30$$

$$M_{51N_{12}L1\text{adotado}} := 30$$

- Cálculo do Dial:

$$Dial_{51N_{12}L1} := Top_{51N_{12}L1} \cdot \frac{\left(M_{51N_{12}L1\text{adotado}}^{\alpha} - 1 \right)}{\beta} \quad Dial_{51N_{12}L1} = 0.16$$

d) Função de Sobrecorrente Instantânea de Neutro (50N)

- Cálculo do TAPE e da corrente de pick up:

Considerando: $FS_{50} := 5$

$$TAP_{50N_{12}L1} := FS_{50} \cdot TAP_{51N_{12}L1\text{adotado}} \quad TAP_{50N_{12}L1} = 2.5$$

$$I_{pk\ 50N_{12}L1} := TAP_{50N_{12}L1} \cdot RTC_{TC_{12}L1} \quad I_{pk\ 50N_{12}L1} = 400$$

Um resumo dos ajustes do relé de proteção de entrada de linha pode ser visto na tabela 4.10

4.7.2 Proteção geral do barramento de 13,8 kV.

Este relé deve coordenar com o relé geral de 69 kV de entrada de linha. Como mostrado na Tabela 4.10, a RTC é 160. Logo, temos:

a) Função de sobrecorrente temporizada de fase (51)

Considerando um fator de sobrecarga de 1,3, temos:

- Cálculo do TAPE e da corrente de pick-up:

$$TAP_{51_{11}L1} := \frac{FSC \cdot I_{carga_{11}L1}}{RTC_{TC_{11}L1}} \quad TAP_{51_{11}L1} = 2.07$$

Entretanto, para uma melhor coordenação com as proteções à jusante, foi considerado um tape de 3., sendo assim, para a corrente de pick-up, temos:

$$TAP_{51_11L1adotado} := 3$$

$$I_{pickup.51_11L1} := TAP_{51_11L1adotado} \cdot RTC_{TC_11L1} = 480$$

A escolha do tipo de curva e do dial a serem utilizados deve levar em conta o tempo de atuação do disjuntor geral de 69 kV para o curto-circuito monofásico, visto que este é maior que o curto-circuito trifásico, no disjuntor geral de média.

Foi adotada uma curva de atuação IEC MI com dia de 0,43 para uma melhor coordenação com o disjuntor geral de 69 kV.

b) Função de sobrecorrente instantânea de fase (51)

Para um fator de sobrecorrente (FS) de 5, temos:

- Cálculo do TAPE e da corrente de pick up:

$$TAP_{50_11L1} := FS_{50} \cdot TAP_{51_11L1adotado} \quad TAP_{50_11L1} = 15$$

$$I_{pk_{50_11L1}} := TAP_{50_11L1} \cdot RTC_{TC_12L1} \quad I_{pk_{50_11L1}} = 2400$$

Com tempo de operação de 100ms.

c) Função de Sobrecorrente Temporizada de Neutro (51N)

- Cálculo do TAPE e da corrente de pick up:

$$TAP_{51N_11L1} := \frac{FD \cdot I_{carga_11L1}}{RTC_{TC_11L1}} \quad TAP_{51N_11L1} = 0.478$$

$$TAP_{51N_11L1adotado} := 0.96$$

$$I_{pk_{51N_11L1}} := TAP_{51N_11L1adotado} \cdot RTC_{TC_11L1} \quad I_{pk_{51N_11L1}} = 153.6$$

Adotou-se uma curva IEC MI, com dial de 0,86. Estes valores foram escolhidos conforme a boa coordenação entre o relé de proteção de barramento e o relé que comandará o disjuntor geral de 69 kV.

d) Função de Sobrecorrente Instantânea de Neutro (50N)

- Cálculo do TAPE e da corrente de pick up:

Considerando: $FS_{50} := 5$

$$TAP_{50N_{11L1}} := FS_{50} \cdot TAP_{51N_{11L1}adotado} \quad TAP_{50N_{11L1}} = 4.8$$

$$I_{pk_{50N_{11L1}}} := TAP_{50N_{11L1}} \cdot RTC_{TC_{12L1}} \quad I_{pk_{50N_{11L1}}} = 768$$

$$T_{op_{50N_{11L1}}} := 0.1$$

Um resumo com os ajustes das proteções do relé responsável pela proteção geral de barramento encontra-se na Tabela 4.10.

4.7.3 Proteção de saída de alimentador

A RTC do transformador de corrente associado ao rele de proteção de saída de alimentador é 80. Logo, temos:

a) Função de sobrecorrente temporizada (51)

- Cálculo do TAPE e da corrente de pick up:

$$TAP_{51_{R1}} := \frac{I_{carga_{R1}}}{RTC_{TC_{R1}}} \quad TAP_{51_{R1}} = 2.725$$

$$TAP_{51_{R1}adotado} := 3$$

$$I_{pk_{51_{R1}}} := TAP_{51_{R1}adotado} \cdot RTC_{TC_{R1}} \quad I_{pk_{51_{R1}}} = 240$$

- Cálculo do múltiplo e Dial para um tempo de operação de 200ms

$$T_{op_{51_{R1}}} := 0.20$$

$$M_{51_R1} := \frac{I_{cc3F_01B1}}{I_{pk_51_R1}} = 25.25$$

$$Dial_{51_R1} := Top_{51_R1} \cdot \frac{\left(M_{51_R1}^{\alpha} - 1 \right)}{\beta} \quad Dial_{51_R1} = 0.36$$

b) Função de sobrecorrente instantânea (50)

- Cálculo do TAPE e da corrente de pick up:

Considerando: $FS_{50} := 5$

$$TAP_{50_R1} := FS_{50} \cdot TAP_{51_R1\text{ adotado}} \quad TAP_{50_R1} = 15$$

$$I_{pk_50_R1} := TAP_{50_R1} \cdot RTC_TC_R1 \quad I_{pk_50_R1} = 1200$$

$$Top_{50_R1} := 0.05$$

c) Função de sobrecorrente temporizada de neutro (51N)

- Cálculo do TAPE e da corrente de pick up:

$$TAP_{51N_R1} := \frac{FD \cdot I_{carga_R1}}{RTC_TC_R1} \quad TAP_{51N_R1} = 0.817$$

$$TAP_{51N_R1\text{ adotado}} := 0.66$$

$$I_{pk_51N_R1} := TAP_{51N_R1\text{ adotado}} \cdot RTC_TC_R1 \quad I_{pk_51N_R1} = 52.8$$

- Cálculo do múltiplo e Dial para um tempo de operação de 200ms

$$Top_{51N_R1} := 0.20 \quad M_{51N_R1} := \frac{I_{cc1F_01B1}}{I_{pk_51N_R1}} = 124.053$$

$$M_{51N_R1\text{ adotado}} := 30$$

$$Dial_{51N_R1} := Top_{51N_R1} \cdot \frac{\left(M_{51N_R1\text{ adotado}}^{\alpha} - 1 \right)}{\beta} \quad Dial_{51N_R1} = 0.43$$

d) Função de Sobrecorrente Instantânea de Neutro (50N)

- Cálculo do TAPE e da corrente de pick up:

Considerando: $FS_{50} := 5$

$$TAP_{50N_R1} := FS_{50} \cdot TAP_{51N_R1\text{ adotado}} \quad TAP_{50N_R1} = 3.3$$

$$I_{pk\ 50N_R1} := TAP_{50N_R1} \cdot RTC_TC_R1$$

$$I_{pk\ 50N_R1} = 264$$

$$Top50N_R1 := 0.1$$

Um resumo com os ajustes das proteções do relé responsável pela proteção de saída de alimentador encontra-se na Tabela 4.10.

4.8 Ajustes da proteção

Utilizando a metodologia descrita na seção 4.6 e as informações da Tabela 4.1, foram definidos os ajustes para os relés SEL-751, apresentados na Tabela 4.9.

Tabela 4.10 - Ajustes das proteções

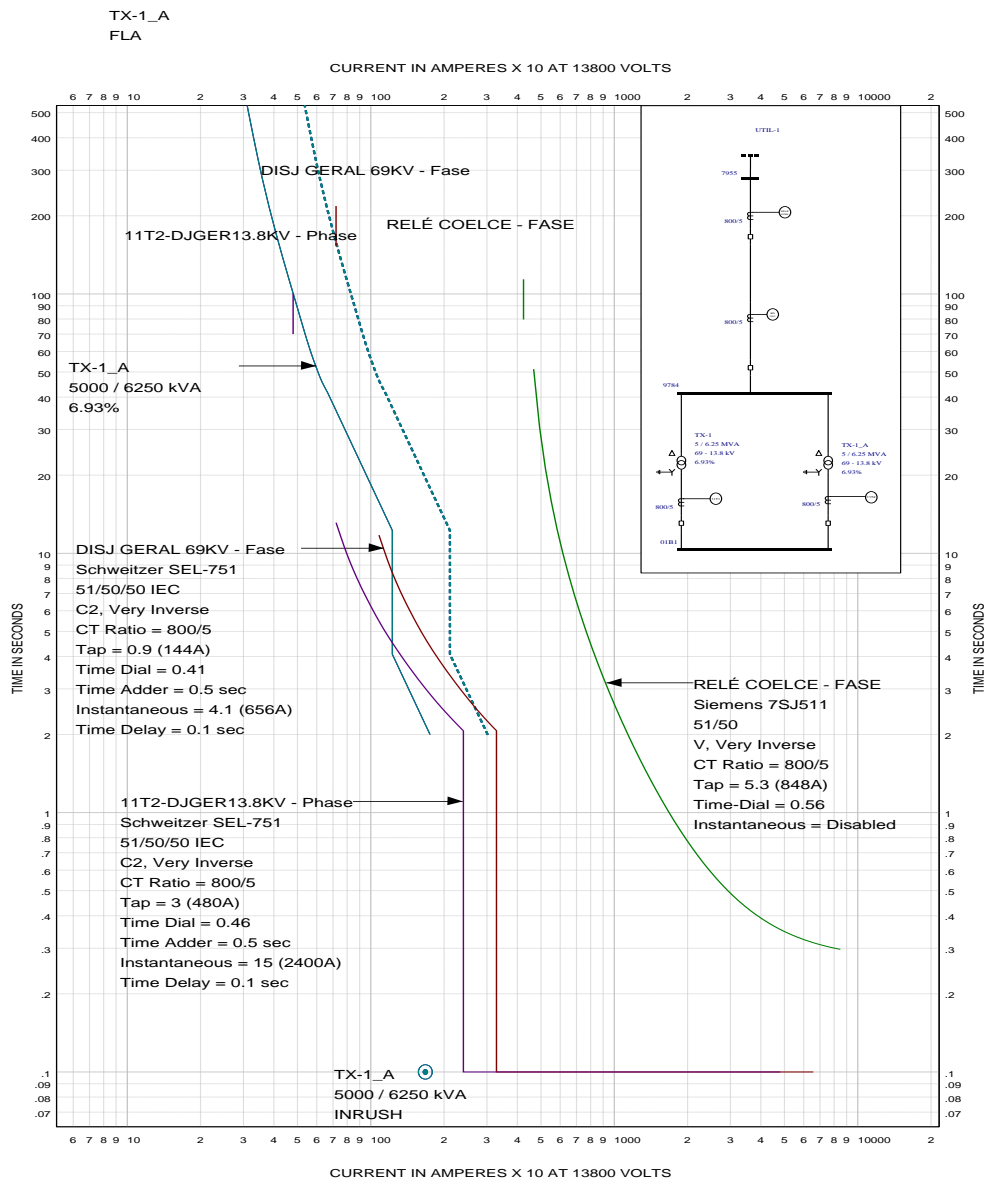
Dispositivo	RTC	Código da Função	Proteção	Ajuste da Proteção							Ciclo de Religamento
				Temporizada				Instantânea			
				Corrente de Pickup	Tape	Dial	Curva	Corrente de Pickup	Tape	Atraso (ms)	
12L1	800-5	50/51	Fase	144	0,9	0,41	MI	720	4,5	100	-
		50/51N	Neutro	80	0,5	0,16	MI	400	2,5	100	
11T1/2	800-5	50/51	Fase	480	3	0,43	MI	2400	15	100	-
		50/51N	Neutro	153,6	0,96	0,86	MI	768	4,8	100	
Religador 1	400-5	50/51	Fase	240	3	0,36	MI	1200	15	50	1I + 2T
		50/51N	Neutro	52,8	0,66	0,43	MI	264	3,3	50	
Religador 2	400-5	50/51	Fase	256	3,2	0,34	MI	1280	16	50	1I + 2T
		50/51N	Neutro	52,8	0,66	0,43	MI	264	3,3	50	
Religador 3	400-5	50/51	Fase	248	3,1	0,35	MI	1240	15,5	50	1I + 2T
		50/51N	Neutro	52,8	0,66	0,43	MI	264	3,3	50	
Religador 4	400-5	50/51	Fase	176	2,2	0,28	MI	880	11	25	-
		50/51N	Neutro	48	0,6	0,32	MI	240	3,0	25	
Religador 5	400-5	50/51	Fase	108	1,35	0,21	MI	540	6,75	10	-
		50/51N	Neutro	40	0,5	0,21	MI	200	2,5	10	
Religador 6	400-5	50/51	Fase	236	2,95	0,26	MI	1180	14,75	25	-
		50/51N	Neutro	48	0,6	0,32	MI	240	3,0	25	
Religador 7	400-5	50/51	Fase				MI				-
		50/51N	Neutro				MI				
Religador 8	400-5	50/51	Fase	160	2,0	0,3	MI	800	10	25	-
		50/51N	Neutro	43,2	0,54	0,21	MI	216	2,7	25	
Religador 9	400-5	50/51	Fase				MI				-
		50/51N	Neutro				MI				

Fonte: Autoria própria

4.9 Curvas de coordenação

As Figuras 4.4 e 4.5 mostram, respectivamente, os coordenogramas de fase e de neutro entre os dispositivos de proteção da concessionária, de entrada de linha e geral de barramento. Os coordenogramas foram gerados pelo *software* Easypower.

Figura 4.4 – Coordenograma de fase entre as proteções da concessionária, de entrada de linha e do barramento de 13,8 kV.

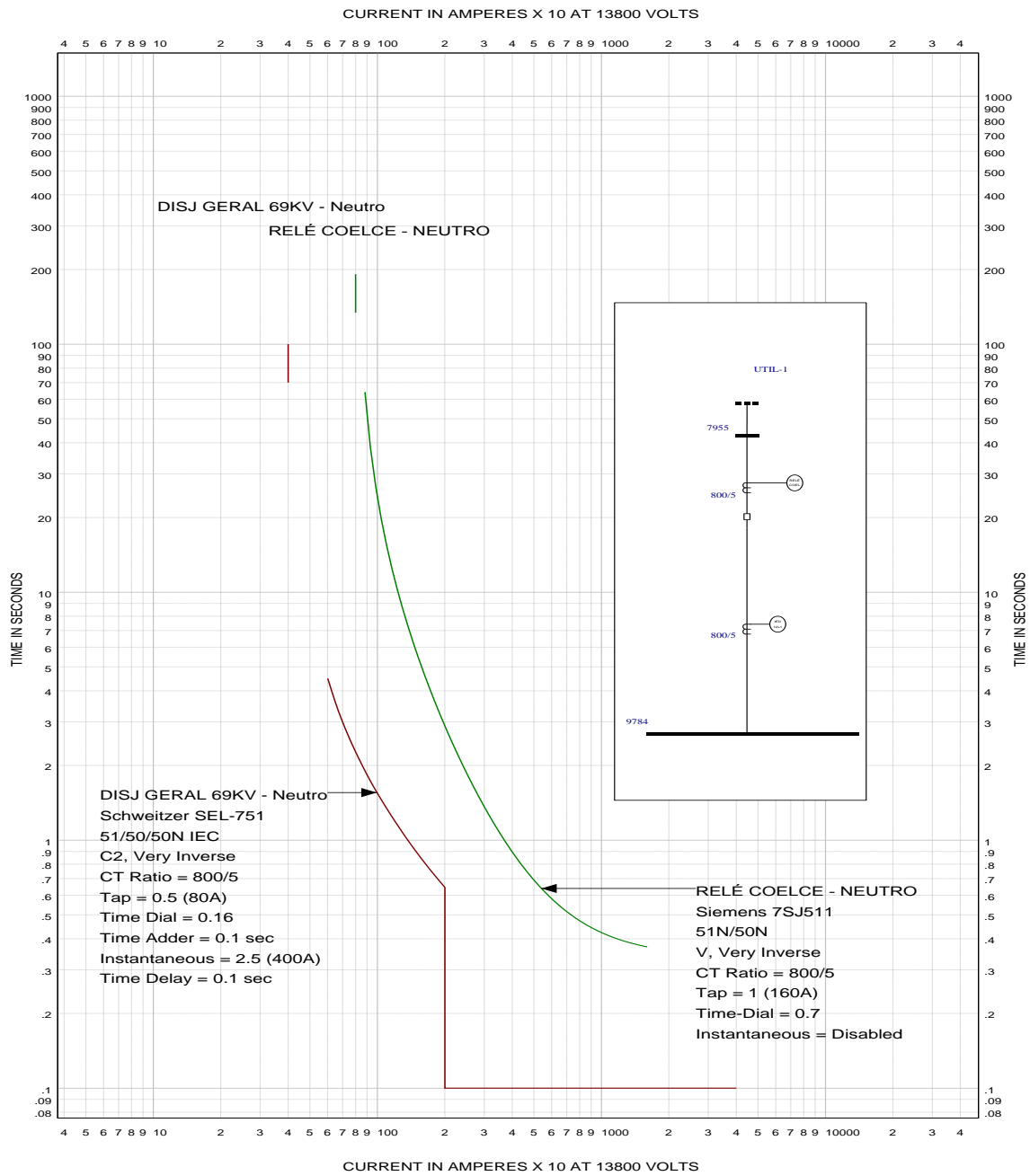


Universidade Federal do Ceará	EasyPower® TIME-CURRENT CURVES	TCC-1
		FAULT: DATE: Jun 20, 2016 BY: REVISION: 1

REDE PICI

Fonte: Autoria própria

Figura 4.5 - Coordenograma de neutro entre as proteções da concessionária, de entrada de linha e do barramento de 13,8 kV.



Universidade Federal do Ceará	EasyPower[®] TIME-CURRENT CURVES	TCC-1
		FAULT: DATE: Jun 20, 2016 BY: REVISION: 1

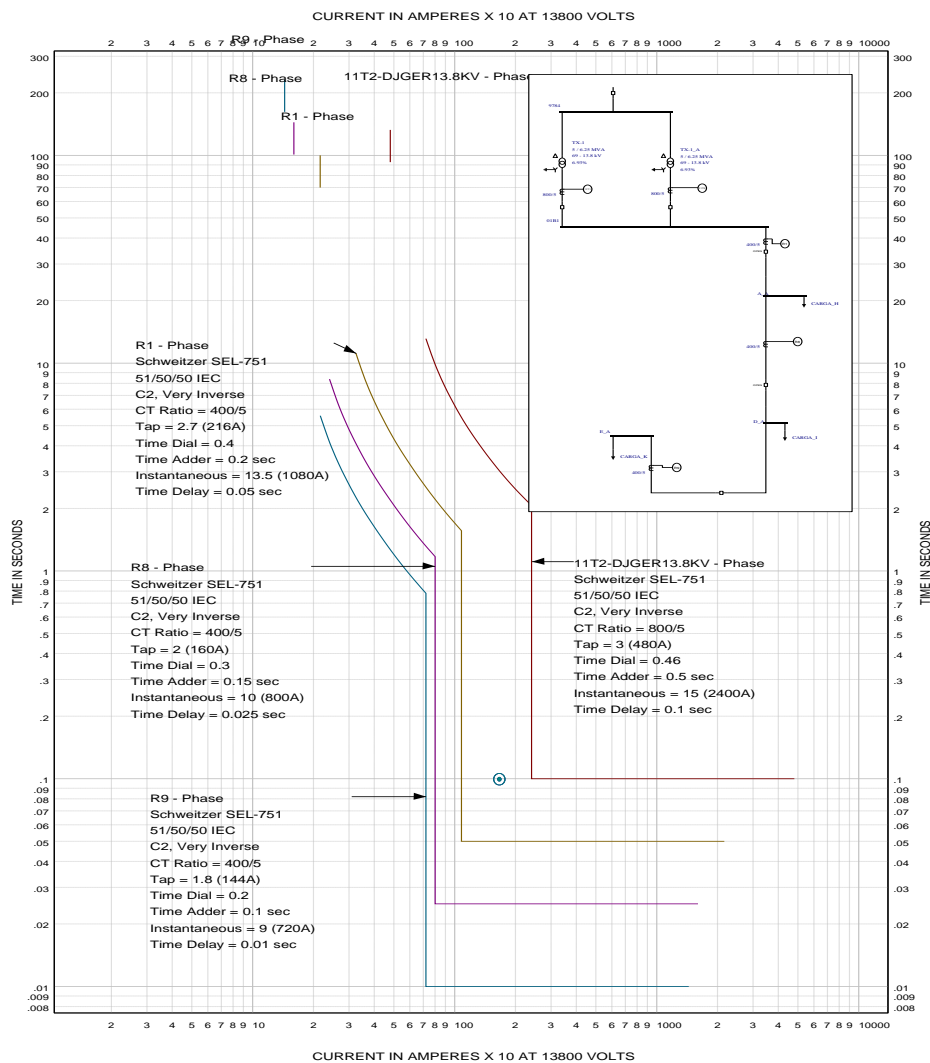
REDE PICI

Fonte: Autoria própria

Para melhor compreensão das curvas de atuação, foram consideradas três zonas de proteção, todas com início na proteção geral de barramento. A zona de proteção 1 engloba a proteção geral de barramento e os religadores 1 e 8. A zona de proteção 2 inclui, além da proteção geral de barramento de 13,8 kV, os religadores 2 e 6. Por fim, a zona de proteção 3 inclui a proteção geral de barramento e os religadores 3, 4 e 5.

As figuras 4.6 e 4.7 apresentam, respectivamente, os coordenogramas de fase e de neutro da zona de proteção 1. No Apêndice A encontra-se os coordenogramas entre das zonas de proteção 2 e 3.

Figura 4.6 - Coordenograma de fase entre as proteções da zona de proteção 1

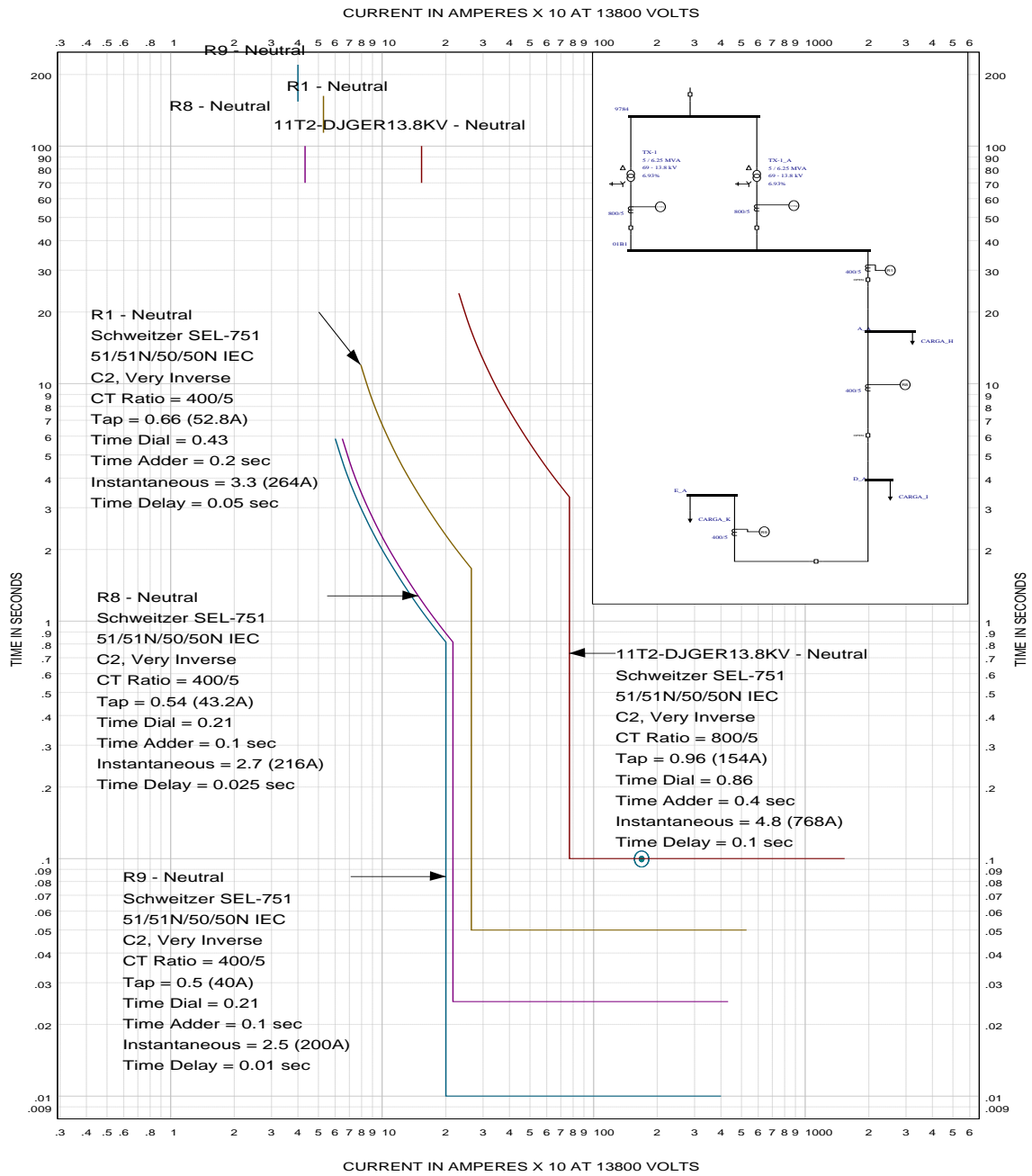


Universidade Federal do Ceará	EasyPower® TIME-CURRENT CURVES	TCC-2
		FAULT: DATE: Jun 20, 2016 BY: REVISION: 1

REDE PICI

Fonte: Autoria própria

Figura 4.7 - Coordenograma de neutro entre as proteções da zona de proteção 1



<p>Universidade Federal do Ceará</p>	<p>EasyPower® TIME-CURRENT CURVES</p>	<p>TCC-2</p>
		<p>FAULT: DATE: Jun 20, 2016 BY: REVISION: 1</p>

REDE PIC1

Fonte: Autoria própria

4.10 Considerações finais

Neste capítulo foi realizado o estudo de curto-circuito com o intuito de dimensionar os transformadores de corrente, baseando-se na metodologia apresentada no Capítulo 2. Após isto, realizaram-se os ajustes das proteções de acordo com a metodologia apresentada ao longo do capítulo. Os estudos foram realizados com o auxílio do software *Easypower*. Ao final do capítulo foram apresentadas as ordens de ajustes das proteções e os coordenogramas.

O próximo capítulo abordará os ensaios realizados para as funções de religamento automático e seletividade lógica com falha de disjuntor.

5. TESTE E VALIDAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO DA REDE PICI

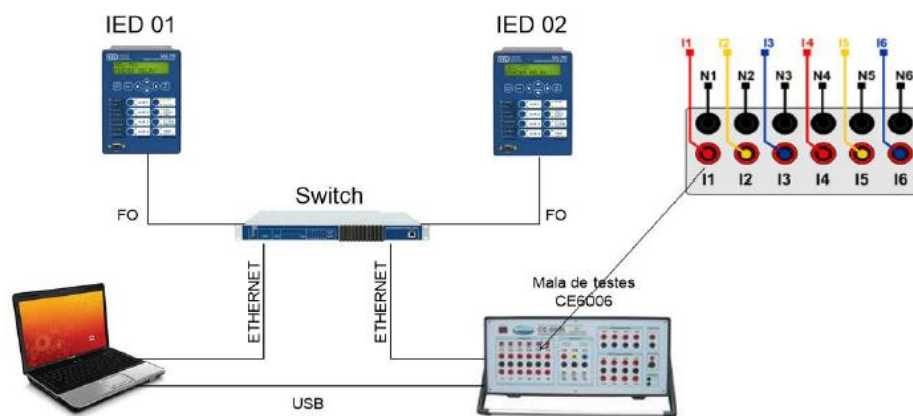
5.1 Introdução

O presente capítulo apresentará a descrição dos procedimentos e resultados dos testes realizados para as funções de religamento automático e seletividade lógica com falha de disjuntor. Inicialmente, serão apresentados os equipamentos utilizados em laboratório e equivalentes em campo. Em seguida, serão mostradas as configurações realizadas na mala de testes e nos IEDs. Por último, serão expostos os resultados dos testes propostos.

5.2 Equipamentos utilizados

Para a realização dos testes, foram utilizados os seguintes equipamentos: um *notebook*, um *switch* SEL 2730M, dois IEDs SEL751 e uma mala de testes 6006 da CONPROVE. O *switch* SEL é empregado para ser a interface entre os equipamentos. A Figura 5.1 ilustra o esquema de ligação entre os equipamentos.

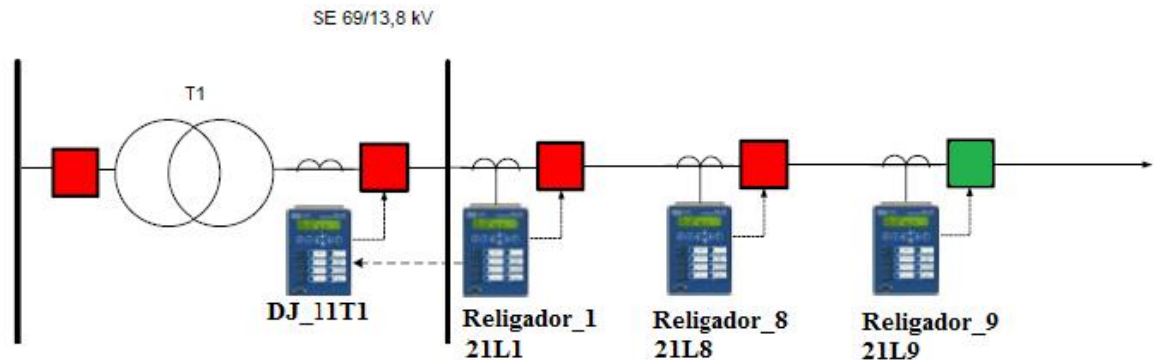
Figura 5.1 Esquema de ligação entre os equipamentos utilizados



Fonte: (RODRIGUES, 2015)

Devido à limitação do número de saídas lógicas disponibilizadas pela mala de testes, é possível realizar os testes com somente dois IEDs conectados a mesma. A Figura 5.2 ilustra, de forma genérica, representação do sistema testado, mostrando a disposição dos IEDs utilizados.

Figura 5.2- Representação do sistema testado



Fonte: Adaptado de (RODRIGUES, 2015)

5.3 Arquitetura de comunicação

O programa *AcSELerator Architect* foi utilizado para o envio de mensagens entre os IEDs. Neste programa, foram criados dois IEDs para compor o sistema estudado. Para cada IED foi criado um *dataset* contendo informações sobre o respectivo IED. No IED DJ_11T1, o *dataset* é composto pelo seu sinal de atuação, *TRIP*. Já no IED 21L1, o *dataset* é composto pelas *relay word bits* relacionadas à função de sobrecorrente, instantânea e temporizada, além do sinais de *CLOSE*, *TRIP* e BFT, este último indicando, quando em sinal lógico um, uma falha de disjuntor, maiores detalhes na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Configuração dos *datasets* dos IEDs

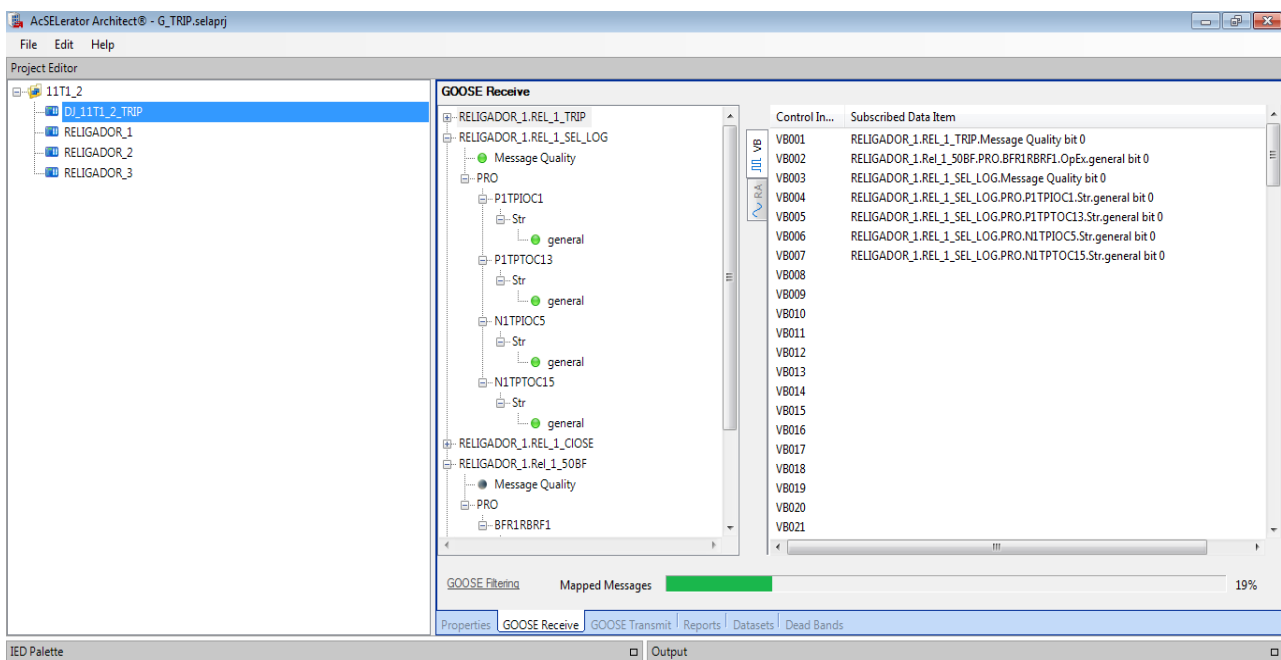
Dispositivo	Nome do <i>dataset</i>	Nó lógico	Status	Relay Word Bit
DJ_11T1	CFG.LLN0.DJ_11T1_2_TRIP	PRO.TRIPPTRC1	Tr.geneal	TRIP
21L1	CFG.LLN0.Close_Rel1	ANN.LTGGIO5	Ind05.stVal	CLOSE
	CFG.LLN0.Close_Re1_TRIP_50BF	PRO.BFR1RBRF1	OpEx.general	BFT
	CFG.LLN0.Close_RELIGADOR_1_TRIP	PRO.TRIPPTRC1	Tr.geneal	TRIP
	CFG.LLN0.SEL_LOG_Rel1	PRO.P1TPIOC1	Str.general	50P1P
		PRO.P1TPTOC13	Str.general	51P1P
		PRO.N1TPIOC5	Str.general	50N1P
PRO.N1TPTOC15		Str.general	51N1P	

Fonte: Autoria própria

Após a criação e configuração dos *datasets*, as mensagens GOOSE foram configuradas para o envio de *status* de cada nó lógico, atuando de acordo com sua respectiva função.

A Figura 5.3 ilustra a configuração do relé associado ao disjuntor de proteção de barra, 11T1, para receber mensagens GOOSE com informações do relé 21L1. Algumas destas informações desrespeito ao sinal de falha de disjuntor (BFT) e atuação das funções de sobrecorrente, estas últimas sendo utilizadas para bloqueio da função instantânea do relé 11T1. Por exemplo, os atributos de dado referentes à atuação dos elementos de sobrecorrente foram associados as virtual bits VB003 até VB007, enquanto o sinal de atuação por 50BF foi associado à virtual bit VB002. Após esta configuração, essas informações estarão disponíveis para serem utilizadas nas funções de falha de disjuntor e seletividade lógica.

Figura 5.3 - Associação dos atributos de dados com as *virtual bits*

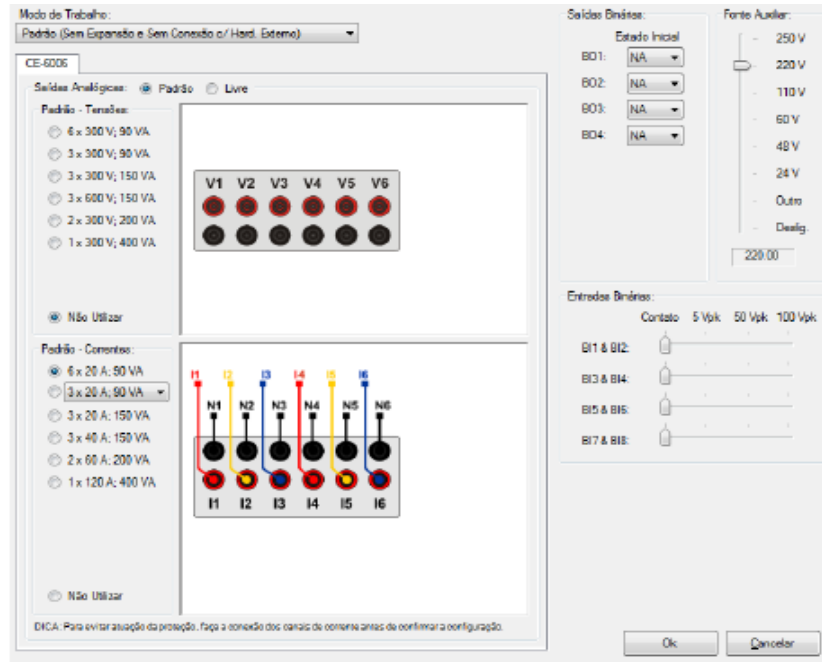


Fonte: Autoria própria

5.4 Configurações da mala de testes

A mala de testes disponibiliza seis saídas de corrente e seis saídas de tensão. No presente trabalho, foram utilizadas as seis saídas de corrente, três saídas para cada IED, figura 5.4.

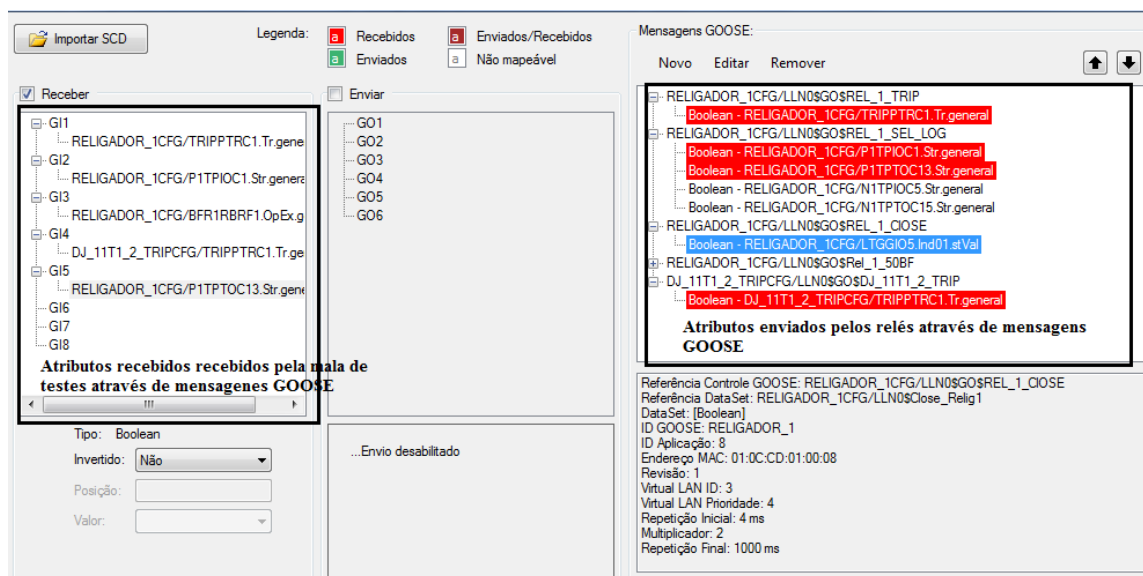
Figura 5.4 - Esquema de ligação da mala de testes via software



Fonte: Autoria própria

A Figura 5.5 ilustra a configuração das mensagens GOOSE na mala de testes para a realização dos testes de religamento automático com o religador 1. Pode-se observar que cada atributo do *dataset*, lado direito da figura, é associado uma variável de entrada da mala, lado esquerdo.

Figura 5.5 - Associação de mensagens GOOSE e entradas da mala de testes para o teste de religamento automático



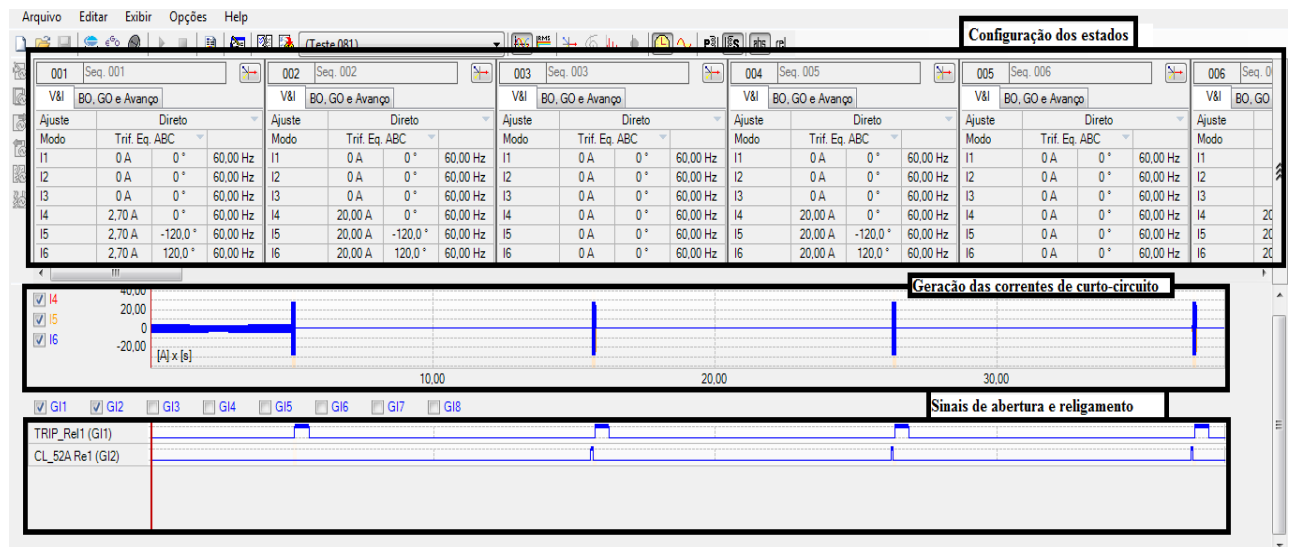
Fonte: Próprio autor

5.5 Teste com a função de religamento automático

A função de religamento automático foi ensaiada para a proteção de alimentador, no caso, o religador 1. O ensaio foi realizado utilizando o programa SEQUENC associado à mala de testes. Este programa foi configurado de modo a simular os estados de um sistema elétrico. A saber: estado pré-falta, falta e pós-falta.

O estado de pré-falta representa a operação do sistema em condições normais de funcionamento. Após certo intervalo de tempo programado, o estado de pré-falta comuta para o estado de falta, que emula um curto-circuito secundário do equipamento de proteção e tem duração maior que a atuação da proteção (um segundo). O estado pós-falta pode representar três situações distintas. Um destas situações seria o “tempo morto” do ciclo de religamento, tempo este que deve ser maior que o tempo morto do equipamento (10 segundos para este trabalho), outra possível situação seria a eliminação da falta e reestabelecimento do fornecimento de energia, enquanto uma terceira seria a continuidade da falta, bloqueio do equipamento, resultando na interrupção do fornecimento de energia até uma atuação manual para coloca-lo novamente em operação.

Figura 5.6 - Resultado do teste de religamento automático do IED 11T1



Fonte: Autoria própria

Após a associação dos atributos de dados, advindos do IED de proteção de saída de alimentador e recebidos através de mensagens GOOSE, às entradas lógicas da mala de

testes, ver Figura 5.3, e posterior configuração dos estados do sistema, a lógica de religamento foi testada. A Figura 5.4 ilustra o resultado deste ensaio aplicado ao Religador 1. Na Figura 5.4, na parte superior podemos ver os campos onde é possível configurar os estados supracitados do sistema. Na parte central é possível visualizar a geração das correntes de curto-circuito e abaixo os sinais de abertura e fechamento, representados pelas mensagens GOOSE TRIP_Re1 (G1) e CL_52A Rel1 (G2).

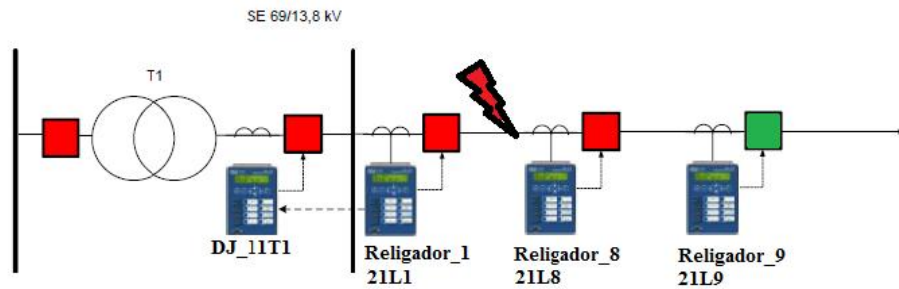
Inicialmente, ainda de acordo com a Figura 5.3, são injetados no IED valores correntes que representam a operação em condições normais do sistema. Após um intervalo de tempo pré-ajustado, são aplicadas no IED correntes correspondentes ao nível de curto-circuito, situação esta que provoca a atuação da função de tempo definido e início do ciclo de religamento. Após o intervalo de tempo morto, foi enviado um sinal de fechamento, porém, ao persistir a falta, foi enviado novamente um sinal de abertura, continuando assim o ciclo de religamento.

O teste da função de religamento foi realizado com três tentativas de religamento, sendo a primeira instantânea e as duas últimas de acordo com a curva característica utilizada e com temporização de 200ms. Ao final do ciclo, o sistema entrou em estado de bloqueio e o circuito foi aberto. Os relatórios do ensaio da função de religamento automático encontram-se no Apêndice A.

5.6 Testes com as funções de seletividade lógica e falha de disjuntor.

As funções de falha de disjuntor e seletividade lógica foram testadas simultaneamente para o conjunto das proteções de barramento, IED 11T1, e saída de alimentador, IED 21L1, para uma falta entre os equipamentos 21L1 e 21L8, como mostra a Figura 5.5. O programa SEQUENC foi novamente utilizado para emular os estados de “pré-falta”, “falta” e “pós-falta” do sistema.

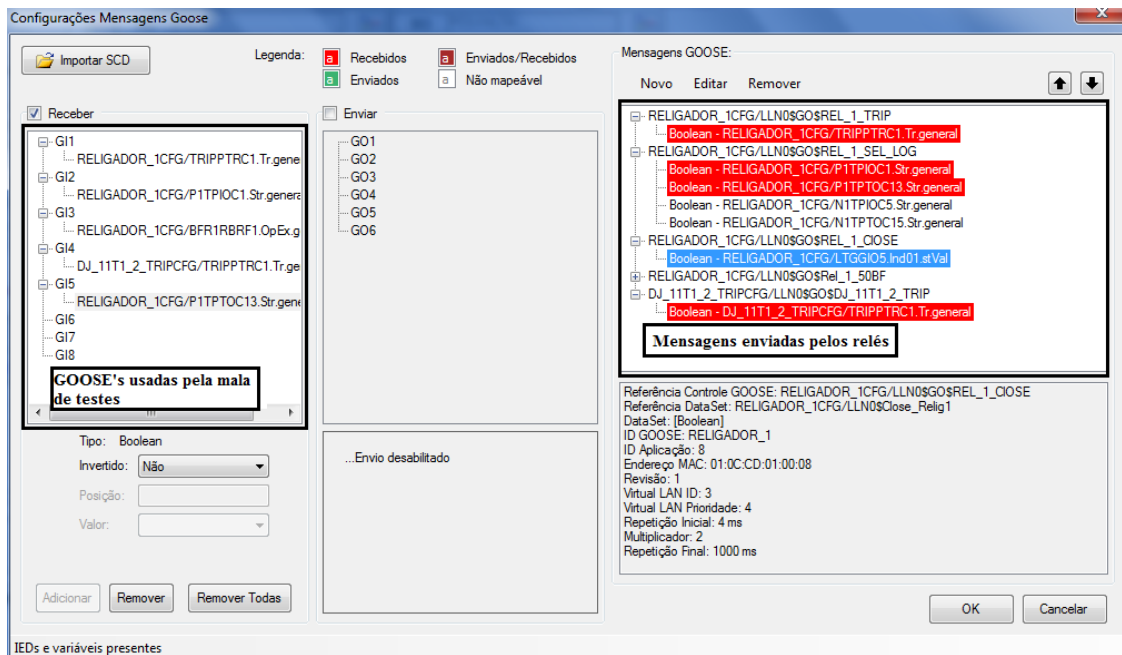
Figura 5.7 - Falta entre o Religador_1 e o Religador _8



Fonte: Adaptado de (RODRIGUES, 2015)

A Figura 5.6 ilustra a configuração das mensagens GOOSE para o ensaio de seletividade lógica e falha de disjuntor. Após o mapeamento dos atributos de dados junto as entradas da mala de teste, temos que as entradas digitais da mala GI1, GI2, GI3, GI4 representam, respectivamente, o sinal de *TRIP* do religador 1, o sinal de bloqueio da função instantânea (50P), o sinal de envio de *TRIP* remoto e o sinal de TRIP IED 11T1.

Figura 5.8 - Configuração das mensagens GOOSE para o ensaio de falha de disjuntor e seletividade lógica



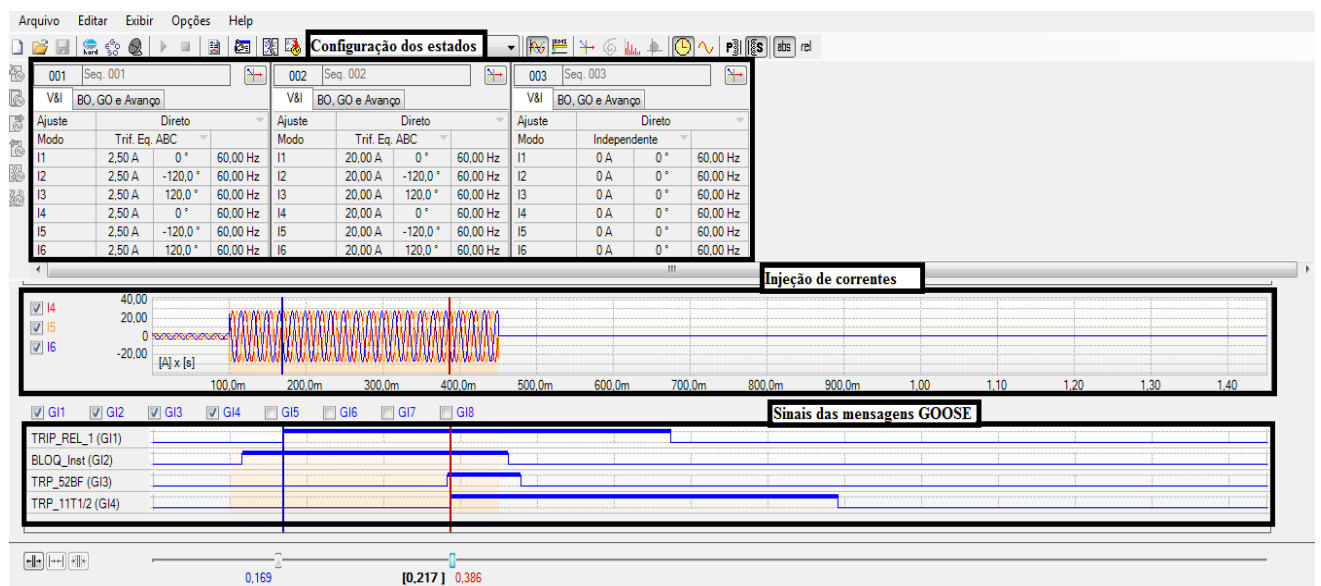
Fonte: Autoria própria

A Figura 5.7 apresenta a tela do programa SEQUENC com o resultado do teste de seletividade lógica e falha de disjuntor junto às proteções de barramento e saída de alimentador. Inicialmente, são injetadas em ambos IEDs valores de correntes correspondentes às correntes de carga. Então, no estado de falta, são injetadas correntes que emulam as correntes de curto-circuito. Neste momento, as funções de sobrecorrente do relé 21L1 se sensibilizam, e essa informação é enviada para o relé 11T1 como um sinal de bloqueio da sua

função instantânea, caracterizando assim a seletividade lógica. Na Figura 5.9, podemos ver, pelo nível lógico de GI1, que após cerca de 100ms o relé 21L1 atua, porém, de forma intencional, a geração de corrente ainda permanece.

Este último cenário caracteriza uma falha de disjuntor. Pela Figura 5.9, nesta situação, após uma temporização de cerca de 200 ms desde a atuação do relé 21L1, este último envia um sinal de *TRIP* remoto (GI3) para a proteção a montante, relé 11T1, que atua rapidamente e, após uma temporização de cerca de 100ms, a geração de corrente é cessada.

Figura 5.9 - Resultado do teste de seletividade lógica e falha de disjuntor



Fonte: Autoria própria

5.7 Considerações finais

Neste capítulo, inicialmente foi apresentada a configuração e conexão dos equipamentos utilizados nos ensaios realizados em laboratório. Em seguida, foi abordada a arquitetura de comunicação, com a descrição da configuração dos *datasets*, e mensagens GOOSE, utilizada para a comunicação entre os IEDs e a mala de teste. Por último, foram expostos os resultados dos ensaios de religamento automático e seletividade lógica com falha de disjuntor.

O ensaio de religamento automático aplicado somente ao religador 1. Primeiramente, foram mostradas as configurações necessárias para tal ensaio, como a configuração dos estados de “pré-falta”, “falta” e “pós-falta” no programa SEQUENC e

associação das mensagens GOOSE às entradas lógicas da mala de teste. O relatório gerado pelo programa SEQUENC se encontra no Apêndice A.

O ensaio de seletividade lógica com falha de disjuntor foi aplicado ao conjunto das proteções de barramento e saída de alimentador. Após as configurações, o resultado foi exposto na Figura 5.9. É possível observar que o tempo gasto desde a atuação do relé 21L1 até atuação da proteção a montante é de aproximadamente 217 ms, sendo que o tempo total de duração da falta foi de apenas 400ms.

6. CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

6.1 Conclusões

Neste trabalho foram apresentados os cálculos elétrico e a metodologia de ajuste das proteções para a subestação de 69-13,8 kV e rede de distribuição do Campus do Pici. Após isto, foram realizadas as parametrizações dos relés de proteção SEL 751 e ensaios em laboratório para validar as funções de religamento automático aplicadas aos alimentadores de saída da subestação e falha de disjuntor com seletividade lógica para a proteção geral de barramentos e saída de alimentadores.

A ferramenta computacional Easypower foi utilizada para determinar os valores de curto-circuito e para gerar as curvas de coordenação entre as proteções da rede Pici, proteções estas ajustadas de acordo com a metodologia apresentada.

Por fim, foram realizados os ensaios em laboratório das funções de religamento automático, seletividade lógica e falha de disjuntor. O ensaio de religamento automático foi realizado para as proteções de saída de alimentador e os resultados obtidos ocorreram de forma devida e no tempo ajustado. O ensaio de validação das funções de seletividade lógica e falha de disjuntor foi realizado para as proteções de barramento e saída de alimentador. Este ensaio ocorreu a partir da emulação dos estados de “Pré-falta”, “Falta” e “Pós-Falta”, em conjuntos de dois relés e com a função de religamento automático desabilitada.

Como resultado final, pode-se afirmar que foram obtidos resultados satisfatórios e garantias de coordenação e seletividade com a implementação das funções de proteção e controle baseadas na norma IEC 61.850 para a automação da subestação de 69-13,8 kV do Campus do Pici.

6.2 Trabalhos futuros

Como sugestão de trabalhos futuros:

- Realização dos estudos e ensaios de proteção para diferentes carregamentos da rede;
- Implementação das funções de proteção apresentadas para os religadores ao longo da rede de distribuição em MT para a configuração padrão, e também para diferentes configurações em resposta à situações de contingência, sendo necessário a utilização de grupo de ajustes para tal;

- Implementação de outras funções de proteção e controle para automação da SE de 69-13,8 kV.
- Implementação das lógicas de proteção baseadas na norma IEC 61850 com a utilização de IEDs advindos de fabricantes diferentes.

REFERÊNCIAS

ALFAOURY, D. A. M. **Power System Modeling Operation and Control**. Al-Balqa Applied University. [S.l.].

ALMEIDA, E. M. D. **Norma IEC 61850 - Novo Padrão em Automação de Subestações**. Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, p. 72. 2011.

ARCTEQ. **Instruction Manual AQ F201 - Overcurrent and Earth-fault Relay**. Arcteq Relayable Power. Vaasa, p. 165. 2013.

BAKSHI, U. A. **Transformers and Induction Machines**. Pune, India: Technical Publications Pune, 2008.

BHIDE, S. R. **Digital Power System Protection**. New Delhi: PHI Learning Private, 2014.

CAMINHA, A. C. **Introdução à Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. [S.l.]: [s.n.], 1981.

COUTINHO, S. P. Evolução dos Relés de Proteção. **Automação Industrial**, 2015. Disponível em: <<https://industriaautomacao.wordpress.com/2015/09/24/evolucao-dos-reles-de-protecao/>>. Acesso em: 01 jun. 2017.

DHOLE, D. M. K. K. E. D. G. M. **Electric Power Distribution Automation**. 1º. ed. New Delhi: University Science Press, 2010.

GARCIA, F. R. **Harmônicos em Sistemas Elétricos de Potência**. IESA - Projetos e Equipamentos. [S.l.], p. 50. 2008.

GIROUX, T. S. **Automação de subestações utilizando a norma IEC 61850 – Estudo de caso da Subestação do Campus do Pici (69-13,8 kV)**. Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, p. 101. 2012.

GIULIANTE, A. T. **New Techniques for Dynamic Relay Testing**. Neta World. [S.l.], p. 4. 2007.

GÖNEN, T. **Modern Power System Analysis**. Boca Raton: CRC Press, 2013.

HAIRI M. H., A. K. . M. A. M. S. . M. B. M. F. . P. F. S. **Inverse Definite Minimum Time Overcurrent Relay Coordination Using Computer Aided Protection Engineering**. Univesiti Teknikal Malaysia Melaka. Melaka, Malásia, p. 4. 2010.

HAKALA-RANTA, A. Enhanced protection functionality with IEC 61850 and GOOSE. **Power and Productivity for a better World**, Singapore, 22 set. 2008. 38.

HÉCTOR J. ALTUVE, M. J. T. J. M. Advances in Breaker-Failure Protection. **Power, Industrial Applications and Industrial Exhibition Summer Meeting**, Acapulco, 8-14 Julho 2007. 18.

HOLMES, J. M. G. A. E. J. **Protection of Electricity Distribution Networks**. 2°. ed. London: The Institution of Engineering and Technology, 2004.

JOHN D. MCDONALD, B. W. B. F. A. I. V. **Encyclopedia of Sustainability Science and Technology**. New York: Springer New York Dordrecht, 2012.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétrico de Potência**. 2. ed. Florianópolis: Sagra, v. 1, 2005.

LEÃO, S. P. R. **GTD: geração, transmissão e distribuição de energia elétrica**. Departamento de Energia Elétrica, Universidade Federal do Ceará. Fortaleza. 2010.

MACKIEWICZ, R. E. **Overview of IEC 61850 and Benefits**. Institute of Electrical and Eletronics Engineers. [S.l.], p. 8. 2006.

MAMEDE, J. F. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

MANUAL SEL751, I. **SEL-751**. [S.l.]: [s.n.], 2013.

MASON, R. **THE ART & SCIENCE OF PROTECTIVE RELAYING**. [S.l.]: John Wiley Sons, 1967.

MEHL, E. L. M. **Qualidade da Energia Elétrica**. Universidade Federal do Paraná. Curitiba, p. 8. 2004.

MELO, L. S. **Agentes Computacionais Inteligentes Aplicados para Recomposição Automática de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, p. 95. 2015.

MUZI, F. Selective Overcurrent Protection for Large Installation. **Recent Researches in Electric Energy Systems**, Chania, 27-29 ago. 2013. 6.

PABLA, A. S. **Electric Power Distribution**. 5°. ed. New Delhi: Tata McGraw-Hill, 2004.

PAULILLO, G. Desequilíbrio de tensão. **Qualidade de Energia**, São Paulo, Março 2013. 6.

PEREIRA, L. F. D. S. E. M. Uma Abordagem Prática dos IEC61850 para Automação, Proteção e Controle de Subestações. **Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos**, São Paulo, 2009.

PROUDFOOT, D. **UCA and 61850 for Dummies**. Siemems Power Transmission and Distribution. [S.l.]. 2002.

RODRIGUES, M. S. D. L. **TESTE E VALIDAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO BASEADAS NA NORMA IEC 61850 PROPOSTAS PARA IMPLANTAÇÃO NO PROJETO PILOTO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO INTELIGENTE DE AQUIRAZ**. Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, p. 156. 2015.

RODRIGUES, M. S. D. L. **Teste e Validação das Funções de Proteção Baseadas na norma IEC61850 Propostas para a Implantação no Projeto piloto da Rede**

de Distribuição Inteligente de Aquiraz. Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, p. 156. 2015.

RUSH, P. **Proteção e Automação de Redes:** conceitos e aplicação. São Paulo: Blucher, 2011.

SANTOS, L. A. D. **INTEGRAÇÃO DE UM SISTEMA DE RECOMPOSIÇÃO AUTOMÁTICO VIA OPC.** UFC. Fortaleza, p. 105. 2015.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. **Inc. SEL 751 Feeder protection Relay: Instruction Manual.** [S.l.]. 2013.


SIDHU, T. S. Implementation Issues with IEC 61850 Based. **Fifteenth National Power Systems Conference (NPSC)**, Bombay, Dezembro 2008. 6.

SIVANAGARAJU, S. **Electric Power Transmission and Distribution.** New Delhi: Dorling Kindersley Pvt. Ltd, 2009.

SLEVA, A. F. **Protective Relay Principles.** Boca Raton: CRC Press - Taylor & Francis Group, 2010.

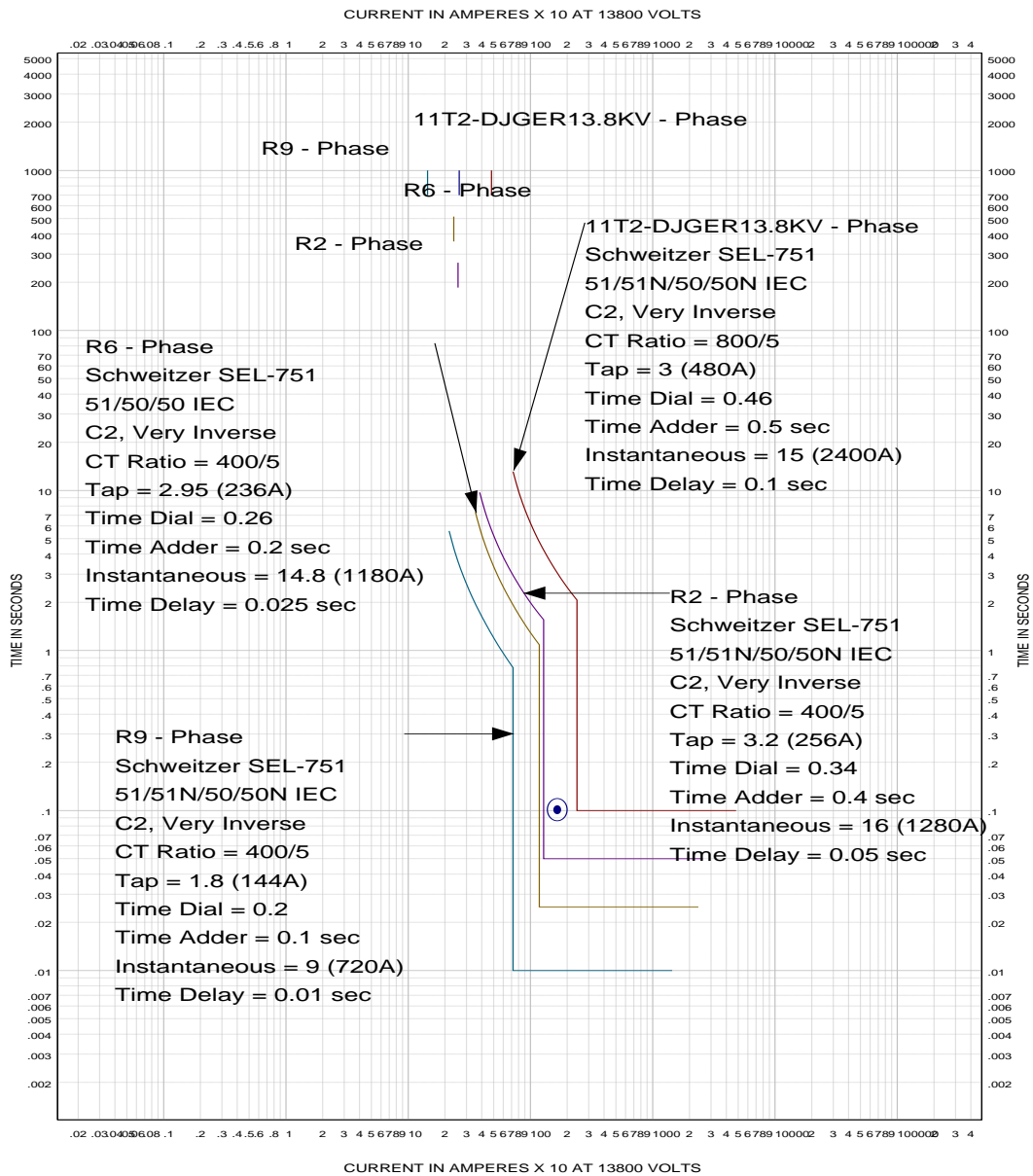
ZANIRATO, E. **Modernização das Funções Seletividade Lógica e Falha do Disjuntor com a Utilização da Norma IEC 61850 (Mensagens GOOSE) - Caso Real.** IEEE PCIC. Campinas, p. 6. 2008.

ANEXO A – ORDEM DE AJUSTE DA PROTEÇÃO

 ORDEM DE AJUSTE DE PROTEÇÃO SED : PICII - PCI OAP Nº 037 / 2015 PÁGINA: 09 / 34 DATA: 24/04/2015																	
ITEM	EQUIPAMENTO	TENSÃO (KV)	RELAÇÃO DE TC (A)	CORRENTE DE PROTEÇÃO (A)	CÓDIGO DE ANSI	FABRICAÇÃO	CARACTERÍSTICAS / AJUSTES DA PROTEÇÃO			TIPO DE TEMPOZ			CONTROLE				
							PROTEÇÃO	TIPO	FABRICAÇÃO	REGULAGEM	INST.	GRADUAÇÃO	TIPO DE TEMPOZ	TIPO DE TEMPOZ	SITUAÇÃO	ORDEM DE ITEM*	
							TEMPORIZADO	INSTANTANEO	CURVA	TAPE	ESQUL. CURVA	ZERAR	REPLANTAR	DATA			
11	LT PCI / DRV2-PSK / PGB / DISJ. 12L7	69	800 - 5	DESL. 50 / 51	50 / 51	SEG	I=10,2 s 4,0(X)IN INC. HARIARIEL - IN-5A	I=1 s 4,0(X)IN INC. HARIARIEL - IN-5A	(0,05-40) S INC. HARIARIEL	I=	tb=	-	DESL.		SUBSTITUI	132/14	11
(*) DESABILITADO																	
11A	LT PCI / DRV2-PSK / PGB / DISJ. 12L7	69	800 - 5	848	50 / 51	SIEMENS	I=(0,1 s 4,0)XIN INC. DE, 0,01IN-IN-5A	I=(0,1 s 2,5)XIN INC. DE, 0,01IN-IN-5A	I=(0,05 s 3,20) S INC. DE, 0,01S	I=0,62IN	tp=0,24	V.I.	DESL.		SUBSTITUI	132/14	11A
11B	LT PCI / DRV2-PSK / PGB / DISJ. 12L7	69	800 - 5	160	50 / 51M	NEUTRO	I=(0,05 s 4,0)XIN INC. DE, 0,01IN-IN-5A	I=(0,05 s 2,5)XIN INC. DE, 0,01IN-IN-5A	I=(0,05 s 3,20) S INC. DE, 0,01S	I=0,2IN	tp=0,43	V.I.	DESL.		SUBSTITUI	132/14	11B
SET-A - CONDIÇÃO NORMAL - 02L6/02L7/02L8																	
11B	LT PCI / DRV2-PSK / PGB / DISJ. 12L7	69	800 - 5	848	50 / 51	SIEMENS	I=(0,1 s 4,0)XIN INC. DE, 0,01IN-IN-5A	I=(0,1 s 2,5)XIN INC. DE, 0,01IN-IN-5A	I=(0,05 s 3,20) S INC. DE, 0,01S	I=0,62IN	tp=0,30	V.I.	DESL.		SUBSTITUI	132/14	11B
SET-B - COMTING. PERDA DA LI 02L6 OU 02L8																	
11B	LT PCI / DRV2-PSK / PGB / DISJ. 12L7	69	800 - 5	160	50 / 51M	NEUTRO	I=(0,05 s 4,0)XIN INC. DE, 0,01IN-IN-5A	I=(0,05 s 2,5)XIN INC. DE, 0,01IN-IN-5A	I=(0,05 s 3,20) S INC. DE, 0,01S	I=0,2IN	tp=0,62	V.I.	DESL.		SUBSTITUI	132/14	11B

APÊNDICE A – COORDENOGRAMAS DAS ZONAS DE PROTEÇÃO 2 E 3

Figura A1 - Coordenograma de fase entre as proteções da zona de proteção 2



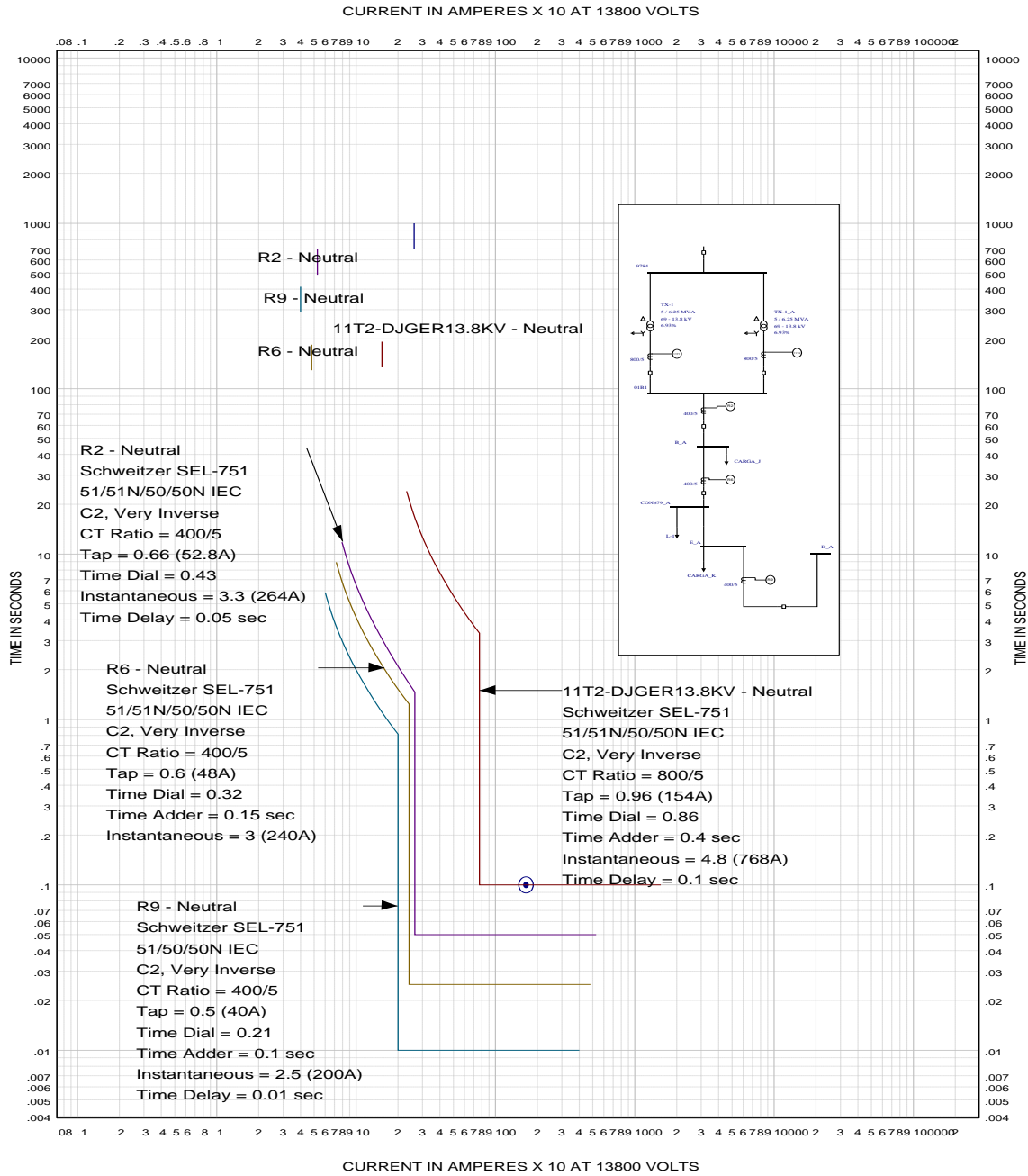
Universidade Federal do Ceará	EasyPower[®] TIME-CURRENT CURVES	TCC-4
		FAULT: DATE: Jun 19, 2016 BY: REVISION: 1

REDE PICI

Fonte:

Autoria própria

Figura A2 - Coordenograma de neutro entre as proteções da zona de proteção 2

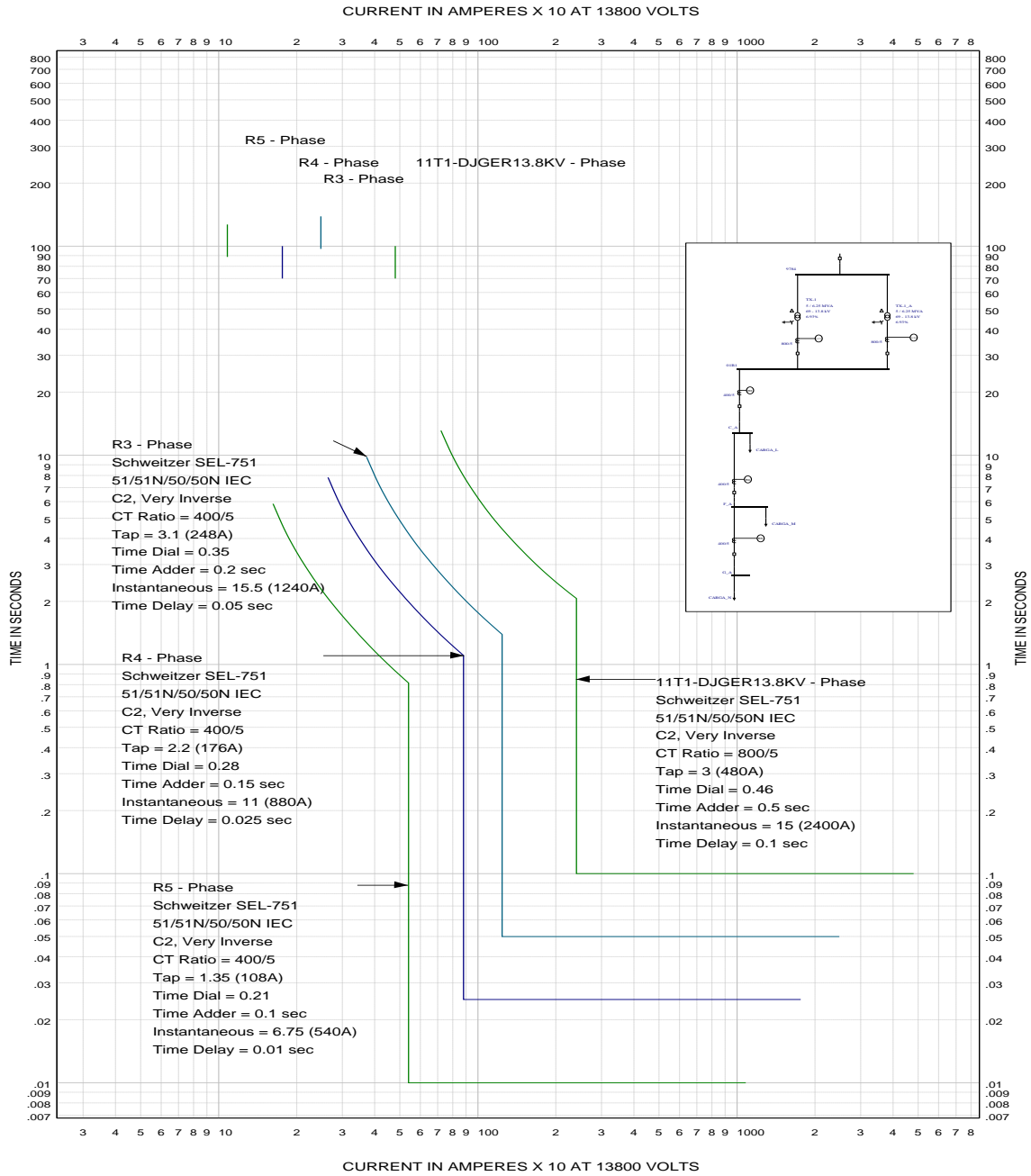


Universidade Federal do Ceará	EasyPower® TIME-CURRENT CURVES	TCC-4
		FAULT: DATE: Jun 19, 2016 BY: REVISION: 1

REDE PIC1

Fonte: Autoria própria

Figura A3 - Coordenograma de fase entre as proteções da zona de proteção 3

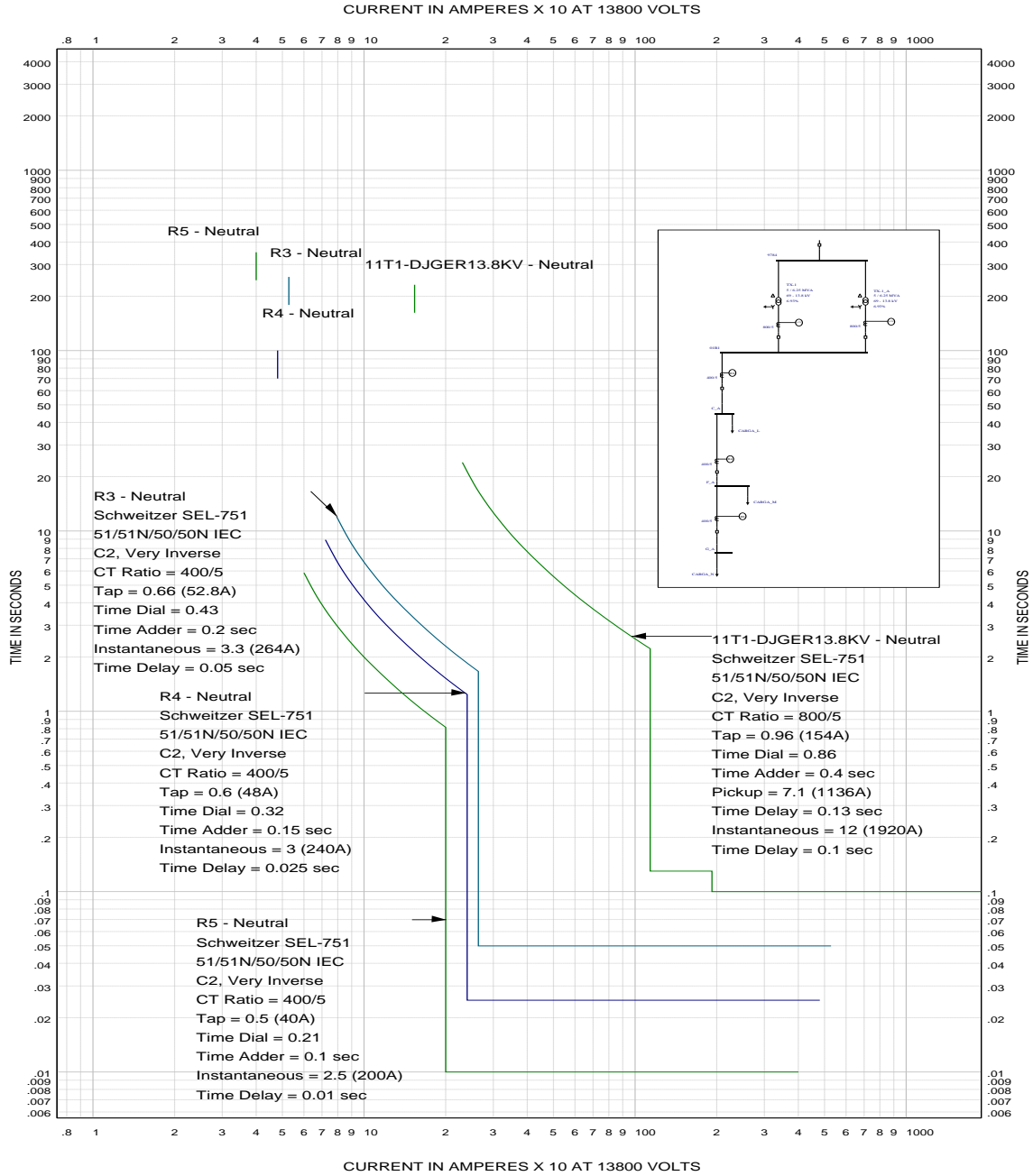


Universidade Federal do Ceará	EasyPower® TIME-CURRENT CURVES	TCC-7
		FAULT: DATE: Jun 20, 2016 BY: REVISION: 1

REDE PIC1

Fonte: Autoria própria

Figura A4 - Coordenograma de neutro entre as proteções da zona de proteção 3



Universidade Federal do Ceará	EasyPower[®] TIME-CURRENT CURVES	TCC-7
FAULT: DATE: Jun 20, 2016 BY: REVISION: 1		

REDE PIC1

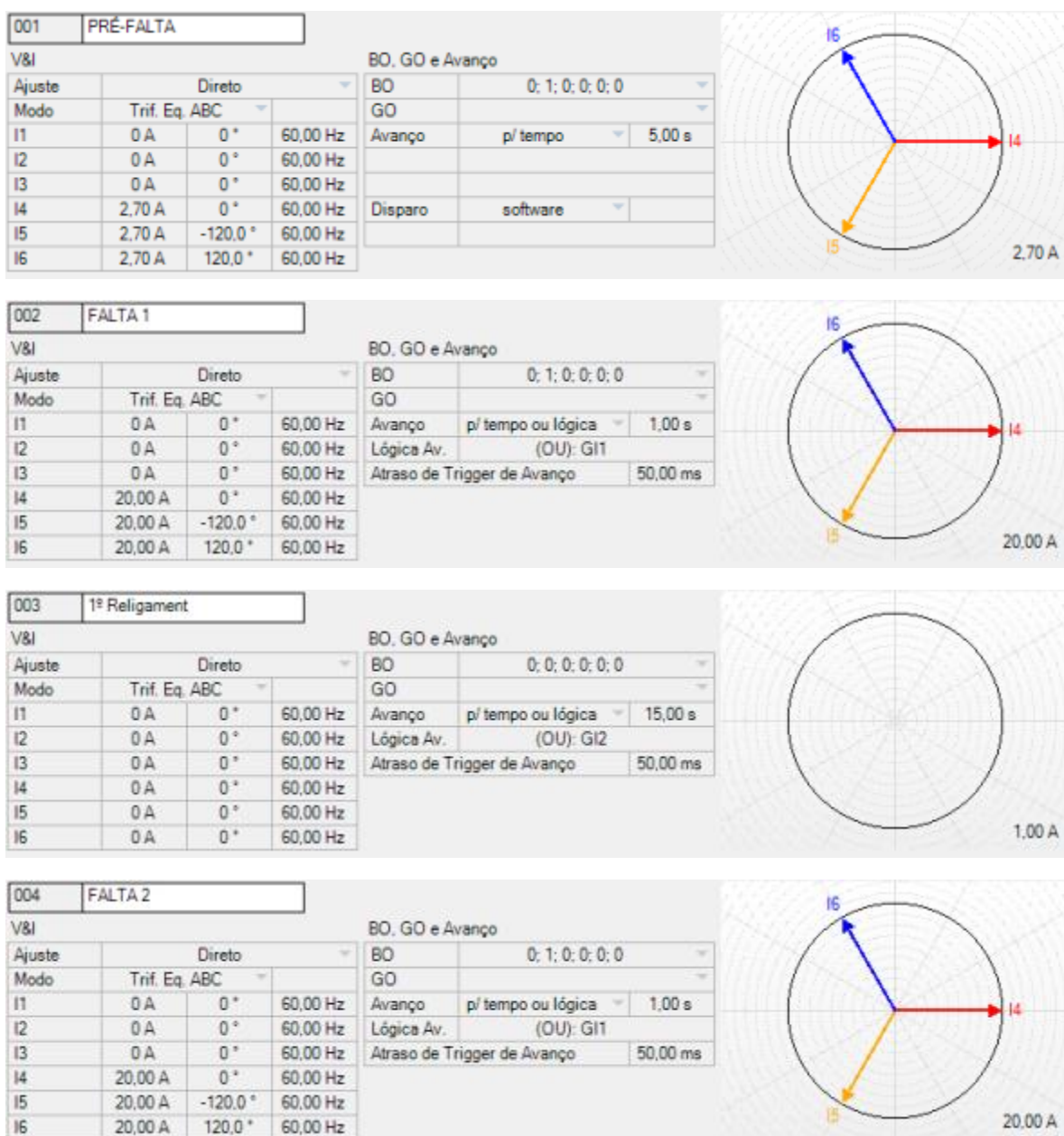
Fonte: Autoria própria

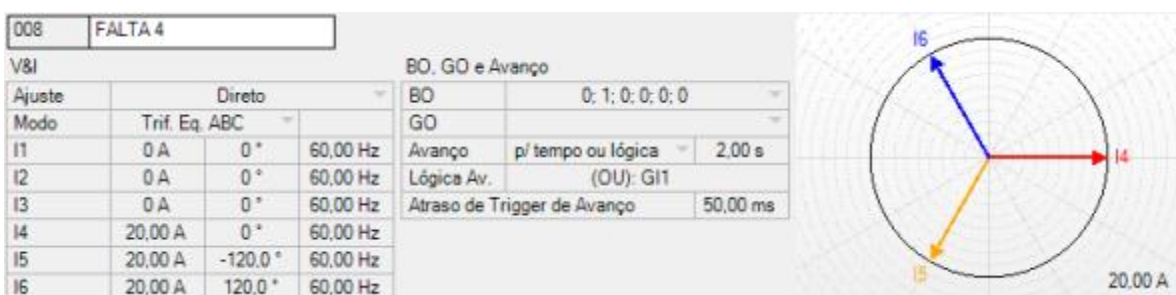
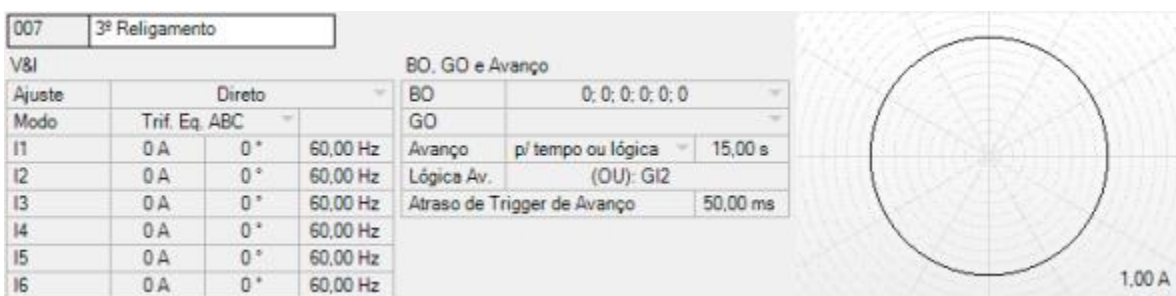
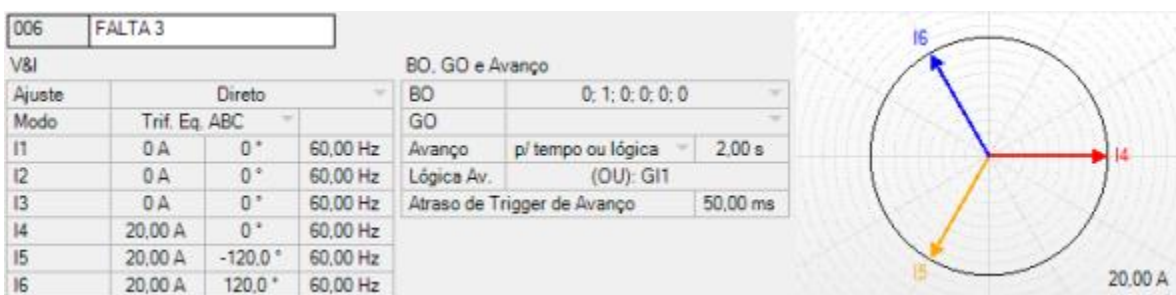
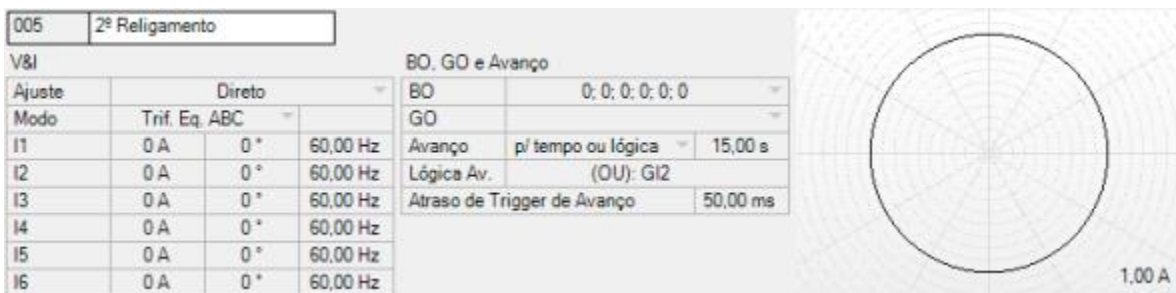
APÊNDICE B – RELATÓRIO DO ENSAIO DE RELIGAMENTO AUTOMÁTICO



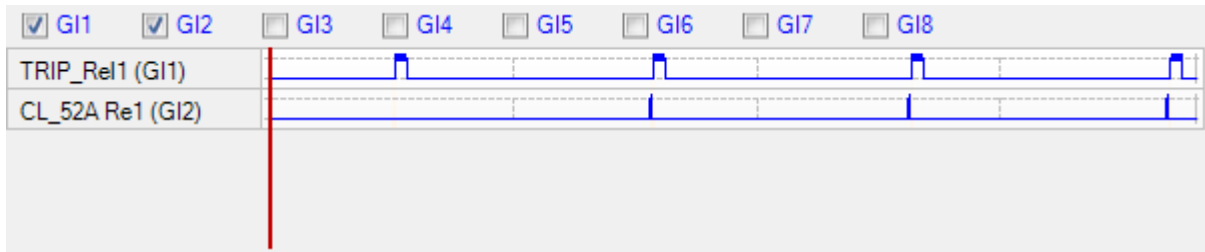
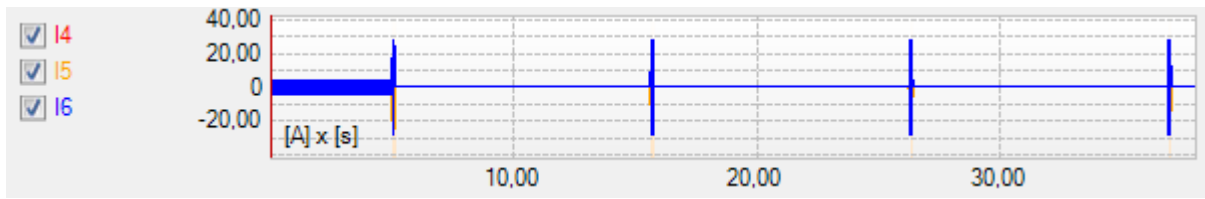
SEQUENC - RELATÓRIO DE TESTES

Seqüências de Geração





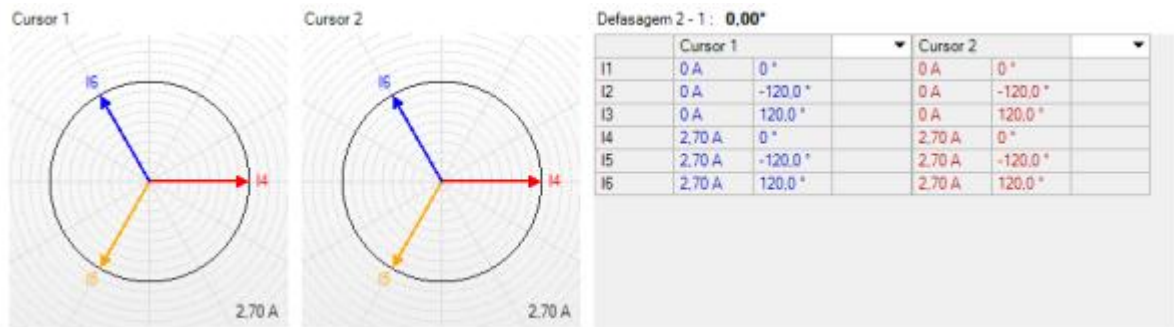
Gráficos



Cursor 1: 0,000s

Cursor 2: 0,000s

Cursor 2 - Cursor 1: 0,000s



Avaliação de Tempo

							Resultados			
nome	Ignorar Antes	Início	Fim	Nome	desv-	desv+	real	desv	Status	
° Falta		ALTA 1	° Religament	1	,100	,100	,100	,133	,0333	prov.
° Tmorte		° Religament	ALTA 2	1	0,00	,00	,00	0,52	,520	prov.
° Falta		ALTA 2	° Religamento	2	,100	,100	,100	,133	,0333	prov.
° Tmorte		° Religamento	ALTA 3	2	0,00	,00	,00	0,52	,520	prov.
° Falta		ALTA 3	° Religamento	3	,100	,100	,100	,133	,0333	prov.
° Tmorte		° Religamento	ALTA 4	3	0,00	,00	,00	0,52	,520	prov.
° Falta		ALTA 4	LOQUEIO	3	,100	,100	,100	,133	,0333	prov.

Tempo em segundo