

Bruno Alberto Pacheco

**ANÁLISE DA ADAPTAÇÃO DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE
PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO SUBTERRÂNEOS COM SELF-
HEALING**

Trabalho de Conclusão de Curso
submetido à disciplina EEL7890 como
requisito parcial para a obtenção do
grau de Engenheiro Eletricista pela
Universidade Federal de Santa
Catarina.

Orientador: Prof. Dr. Miguel Moreto

Florianópolis
2018

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Pacheco, Bruno Alberto
ANÁLISE DA ADAPTAÇÃO DA PROTEÇÃO DE
SOBRECORRENTE PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
SUBTERRÂNEOS COM SELF-HEALING / Bruno Alberto
Pacheco ; orientador, Miguel Moreto, 2018.
123 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,
Florianópolis, 2018.

Inclui referências.

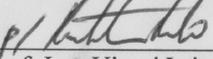
1. Engenharia Elétrica. 2. Proteção Adaptativa.
3. Self-Healing. 4. Smart-Grids. 5. Proteção de
Sobrecorrente. I. Moreto, Miguel . II. Universidade
Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia
Elétrica. III. Título.

Bruno Alberto Pacheco

**ANÁLISE DA ADAPTAÇÃO DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE
PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO SUBTERRÂNEOS COM SELF-
HEALING**

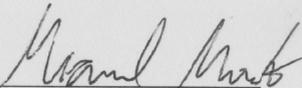
Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para
obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovada em
sua forma final pela disciplina EEL 7890

Florianópolis, 3 de Julho de 2018.

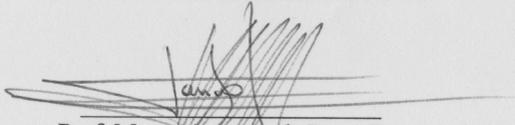


Prof. Jean Viane Leite, Dr.
Coordenador do Curso

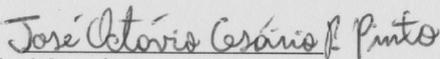
Banca Examinadora:



Prof. Miguel Moreto, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Mauro Augusto da Rosa, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina



Eng. José Octavio Cesário Pereira Pinto, MSc.
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado para todos aqueles que, de alguma forma, contribuíram com minha jornada.

AGRADECIMENTOS

Inicialmente, agradeço meus pais pelo apoio incondicional durante todos estes anos.

À Bruna, por toda a paciência, carinho e parceria, sempre me proporcionando momentos de felicidade durante as épocas de maior dificuldade.

Meus colegas de trabalho no Centro de Energia Sustentável, na Fundação CERTI, que me proporcionaram um ambiente de trabalho extremamente amigável com um aprendizado imenso durante a maior parte de minha graduação.

Ao Professor Miguel Moreto pelas excelentes aulas ministradas durante a graduação, e pela orientação durante a execução deste trabalho.

À todos os meus queridos amigos, que em palavras e gestos, sempre me proporcionaram momentos de conforto e descontração no decorrer desta jornada

À Eletropaulo pela colaboração durante a execução dos estudos e pelo fornecimento de informações pertinentes, através do projeto de P&D Aneel de número 00390-1080/2017.

“A ciência é, portanto, uma perversão de si mesma, a menos que tenha como fim último, melhorar a humanidade.”
(Nikola Tesla, 1943)

RESUMO

O aumento recente de redes inteligentes no cenário brasileiro, as chamadas *smart-grids*, proporcionam aos sistemas tradicionais de distribuição uma oportunidade para inovação e trazem desafios junto às suas operações inovadoras. No âmbito das *smart-grids*, existem aplicações que tendem a ser benéficas tanto aos consumidores quanto aos operadores do sistema de potência. Um destes avanços notados são as aplicações de recomposição automática de redes. Os sistemas de recomposição automática, conhecidos também como *self-healing*, permitem o aumento da confiabilidade de energia para os consumidores, bem como a redução dos indicadores de qualidade da concessionária. Os alimentadores de distribuição munidos com tal sistema de *self-healing* são expostos a potenciais mudanças na topologia da rede, o que pode acarretar da descoordenação dos esquemas de proteção normalmente utilizados na distribuição. A proteção adaptativa é inserida neste contexto permitindo a atuação segura do *self-healing*, adequando os parâmetros de proteção em cada mudança de topologia. O trabalho apresenta com detalhes o desenvolvimento de um algoritmo heurístico para a execução de técnicas de proteção adaptativa. Esta metodologia é aplicada em simulações de uma rede de distribuição subterrânea real. São realizadas comparações efetivas entre as proteções tradicionais, sem alterações e a os novos parâmetros de proteção adaptativa para comprara a eficácia e necessidade do sistema.

Palavras-chave: *Smart-Grid. Self-Healing. Proteção Adaptativa.*

ABSTRACT

Recent advances with Smart Grid applications, within Brazilian scenario, allows all traditional distribution power systems an opportunity to increase its innovation. Smart Grids are also responsible for bringing along challenges towards its own operations. Some applications, regarding Smart Grid technologies, can be benefic to both consumers and utility. That fact is notable in automatic recomposition systems, also known as Self-Healing systems. The Self-Healing system increases grid reliability for consumers, and allows a quality indicators reduction for the utility. Distribution feeders equipped with the Self-Healing system are exposed to potential topology changes in its distribution grid, which may result in the protection systems discoordination. Adaptive protection is presented in this context, allowing a safe Self-Healing system operation, fitting the protection parameters in each topology change. This work details a heuristic algorithm development for adaptive protection techniques. This methodology is applied, through simulations, in a real underground distribution system. Comparisons are made between traditional protection, without changing in protection parameters, and adaptive protection, in order to verify the real system efficiency.

Keywords: Smart-Grid. Self-Healing. Adaptive Protection.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema tradicional de distribuição subterrânea.....	22
Figura 2 - Transformadores de redes subterrâneas de distribuição	23
Figura 3 - Planta de poço de inspeção	24
Figura 4 - Vista lateral da planta de uma câmara de transformação.....	25
Figura 5 - Alimentador de distribuição radial	26
Figura 6 - Sistema de distribuição radial com recurso	26
Figura 7 - Sistema de distribuição em anel	27
Figura 8 - Sistema de distribuição reticulado	28
Figura 9 - Gráfico de corrente vs tempo para elo fusível	31
Figura 10 - Religador juntamente com controle microprocessado	32
Figura 11 - Relé microprocessado para sistemas de potência	34
Figura 12 - Diagrama de blocos exemplificando conexões de instrumentos medidores e relé.....	35
Figura 13 - Alcance da Função 50 até 85% do alimentador.....	36
Figura 14 - Diferentes Características de Sobrecorrente Temporizadas	38
Figura 15 - Curva de Tempo Inverso para sobrecorrente temporizada .	40
Figura 16 - Chave Disjuntora, modelo S&C submersível.....	43
Figura 17 - Esquema simplificado de coordenação.....	45
Figura 18 - Diagrama unifilar de alimentadores de distribuição com recurso	52
Figura 19 - Diagrama unifilar de distribuição após falta no alimentador 1	52
Figura 20 - Falta Isolada Durante Operação do <i>Self-Healing</i>	53
Figura 21 - Sistema de distribuição após atuação do <i>Self-Healing</i>	53
Figura 22 - Coordenação entre dispositivos de proteção temporizados do alimentador 1	54
Figura 23 - Coordenação entre dispositivos de proteção temporizados do alimentador 2.....	55
Figura 24 - Curva dos elementos de proteção temporizados após reconfiguração do sistema.....	56
Figura 25 - Bloco de ajustes pré-determinados de proteção adaptativa	57
Figura 26 - Blocos para a infraestrutura de comunicação da proteção adaptativa	59
Figura 27 - Exemplo do método da Busca por Amplitude	68
Figura 28 - Exemplo do método da Busca em Profundidade.....	69
Figura 29 - Exemplo do método da busca pela melhor escolha	69
Figura 30 - Diagrama de blocos que apresenta o sistema de self-healing juntamente com a proteção adaptativa	71

Figura 31 – Fluxograma macro para o algoritmo de resolução do problema de coordenação da proteção	73
Figura 32 - Fluxograma da função de coordenação	75
Figura 33 – Sistema genérico para coordenação de sobrecorrente	76
Figura 34 - Diagrama unifilar geral dos alimentadores da ETD-Monções	81
Figura 35 – Topologia do sistema após recomposição do <i>self-healing</i> .	89
Figura 36 - Gráfico de coordenação para as funções 50/51	90
Figura 37 - Gráfico de coordenação para as funções 50N/51N	91
Figura 38 – Topologia do sistema após recomposição do <i>self-healing</i> .	92
Figura 39 - Gráfico de coordenação para as funções 50/51	94
Figura 40 - Gráfico de coordenação para as funções 50N/51N	95
Figura 41 - Topologia do sistema após reconfiguração do <i>self-healing</i>	96
Figura 42 - Gráfico de coordenação para as funções 50/51	98
Figura 43 - Gráfico de coordenação para as funções 50N/51N	99
Figura 44 - Diagrama unifilar alimentador MOC104	110
Figura 45 – Diagrama unifilar alimentador MOC105.....	110
Figura 46 – Diagrama unifilar alimentador MOC106.....	111
Figura 47 - Diagrama unifilar alimentador MOC107	112
Figura 48 - Diagrama unifilar alimentador MOC109	112
Figura 49 - Diagrama unifilar alimentador MOC111	113
Figura 50 - Diagrama unifilar alimentador MOC112	114
Figura 51 - Diagrama unifilar alimentador MOC113	115

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características gerais dos alimentadores da ETD-Monções	80
Tabela 2 - Possíveis recomposições do <i>self-healing</i> para o sistema.....	82
Tabela 3 - Função 50 de proteção para MOC104.....	83
Tabela 4 - Função 51 de proteção para MOC104.....	84
Tabela 5 - Função 50N de proteção para MOC104.....	84
Tabela 6 – Função 51N de proteção para MOC104.....	85
Tabela 7 – Proteção 50/51 para os alimentadores da ETD-Monções....	85
Tabela 8 – Proteção 50N/51N para os alimentadores da ETD-Monções	87
Tabela 9 - Parâmetros de proteção para sobrecorrente de fase após adaptação.....	89
Tabela 10 - Parâmetros de proteção para sobrecorrente de neutro após adaptação.....	89
Tabela 11 - Análise dos tempos da proteção de sobrecorrente desatualizada.....	92
Tabela 12 – Parâmetros de proteção para sobrecorrente de fase após adaptação.....	93
Tabela 13 – Parâmetros de proteção para sobrecorrente de neutro após adaptação.....	93
Tabela 14 - Análise dos tempos da proteção de sobrecorrente desatualizada.....	96
Tabela 15 – Parâmetros de proteção para sobrecorrente de fase após adaptação.....	97
Tabela 16 – Parâmetros de proteção para sobrecorrente de neutro após adaptação.....	97
Tabela 17 - Análise dos tempos da proteção de sobrecorrente desatualizada.....	100
Tabela 18 - Análise dos tempos de atuação de sobrecorrente desatualizada.....	101
Tabela 19 - Características técnicas do alimentador MOC104.....	110
Tabela 20 - Características técnicas alimentador MOC105.....	110
Tabela 21 - Características técnicas alimentador MOC106.....	111
Tabela 22 - Características técnicas alimentador MOC107.....	112
Tabela 23 - Características técnicas alimentador MOC109.....	113
Tabela 24 - Características técnicas alimentador MOC111.....	113
Tabela 25 - Características técnicas alimentador MOC112.....	114
Tabela 26 - Características técnicas alimentador MOC113.....	115
Tabela 27 – Parâmetros de proteção para sobrecorrente de fase após adaptação.....	116

Tabela 28 – Parâmetros de proteção para sobrecorrente de neutro após adaptação	120
--	-----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas
IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
CT – Câmara de Transformação
PI – Poço de Inspeção
GD – Geração Distribuída

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Objetivos	18
1.1.1	Objetivos gerais	18
1.1.2	Objetivos específicos	18
1.2	Organização dos capítulos.....	19
2	SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO SUBTERRÂNEOS....	21
2.1	Principais elementos da distribuição	22
2.1.1	Alimentadores.....	22
2.1.2	Transformadores.....	23
2.1.3	Disjuntor	23
2.1.4	Chaves disjuntoras	24
2.1.5	Poços de inspeção	24
2.1.6	Câmaras de transformação	24
2.2	Configurações de redes de distribuição.....	25
2.2.1	Sistemas radiais	25
2.2.2	Sistemas em anel.....	27
2.2.3	Sistemas reticulados	27
3	SISTEMAS DE PROTEÇÃO	29
3.1	Dispositivos de proteção	29
3.1.1	Elo fusível.....	30
3.1.2	Religador.....	31
3.1.3	Seccionador automático.....	32
3.1.4	Disjuntores.....	33
3.1.5	Relé de proteção	33
3.1.5.1	Sobrecorrente instantânea (Função 50).....	36
3.1.5.2	Sobrecorrente temporizada (Função 51).....	37
3.1.5.3	Direcionalidade (Função 67).....	41
3.1.5.4	Comunicação.....	42

3.1.6	Chave disjuntora.....	42
3.1.7	Chave de transferência.....	43
3.1.8	Coordenação entre dispositivos de proteção	44
4	PROTEÇÃO ADAPTATIVA	49
4.1	<i>Self-Healing</i>	49
4.2	Definição de proteção adaptativa.....	57
4.3	Infraestrutura.....	58
4.4	Pesquisa de anterioridade.....	60
4.4.1	Projetos	60
4.4.1.1	Projeto P&D ANEEL Soluções integradas de Self Healing e Medição Inteligente	61
4.4.1.2	Projeto P&D ANEEL Implantação de um Piloto de Redes Inteligentes (Smart Grid) para Automação do Sistema Elétrico	61
4.4.1.3	Projeto Internacional de Proteção Adaptativa na Ilha de Hailuoto	62
4.4.1.4	Projeto Internacional de Proteção Adaptativa em Brescia....	62
4.4.2	Análise teórica	63
5	METODOLOGIA PROPOSTA	67
5.1	Estrutura do algoritmo	70
5.1.1	Coordenação da proteção de sobrecorrente de fase.....	74
5.1.2	Coordenação da proteção de sobrecorrente de neutro....	77
5.2	Considerações finais	78
6	DESCRIÇÃO DO SISTEMA.....	79
6.1	Rede de distribuição subterrânea da Vila Olímpia.....	79
6.2	Proteção de sobrecorrente do sistema	82
6.2.1	Proteção do Alimentador MOC-104	83
6.2.1.1	Proteção 50	83
6.2.1.2	Proteção 51	83
6.2.1.3	Proteção 50N	84
6.2.1.4	Proteção 51N	84
6.3	Considerações Finais	85

7	ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	88
7.1	Caso 1.....	88
7.2	Caso 2.....	92
7.3	Caso 3.....	96
7.4	Demais Casos.....	100
7.5	Considerações Finais.....	102
8	CONCLUSÃO	103
8.1	Trabalhos Futuros	104
	REFERÊNCIAS.....	105
	APÊNDICE A – Diagramas unifilares e dados técnicos dos alimentadores	110
	APÊNDICE B – Tabelas de parâmetros de proteção de fase e neutro após adaptação.....	116

1 INTRODUÇÃO

A operação tradicional dos sistemas de distribuição de energia elétrica está passando atualmente por grandes avanços tecnológicos. Os sistemas de distribuição, muitas vezes considerados como os mais simples frente aos sistemas de transmissão e geração (RAMOS, 2014), aumentam sua complexidade e potencial de aperfeiçoamento a partir dos grandes avanços de elementos inovadores empregados em seu escopo, tais como infraestrutura avançada de medição, gestão de ativos e até mesmo proteção inteligente.

O conceito de redes inteligentes, ou também chamadas de *Smart Grids*, vem ganhando força dentro do ambiente da engenharia para sistemas de potência. As redes inteligentes se baseiam na aplicação de técnicas avançadas de automação, comunicação e controle para trazer benefícios na operação dos sistemas de potência (CECATI, et al., 2010). O conceito de *Smart Grids* apresentado pelos autores, integra a infraestrutura da energia, processos, dispositivos, e informação em um sistema coordenado e colaborativo que faz com que exista uma operação de maior eficiência na geração, distribuição e no consumo da energia.

Em virtude dos avanços proporcionados pelas aplicações e infraestruturas das redes inteligentes, a operação tradicional dos sistemas de proteção também passa por uma reavaliação tecnológica (SOUA JR., et al., 2013). Em um cenário atual de operação de redes de distribuição, inúmeras alterações de topologia são permissíveis e executáveis. Alguns estudos atuais destacam as possíveis análises e linhas de ação que vem sendo seguidas no âmbito de *Smart Grids*, sendo elas: reconfigurações automáticas de redes de distribuição, recomposição automática, alocação ótima de equipamentos, gerenciamento do sistema em tempo real, reparametrização da proteção, inserção e impactos de geração distribuída, entre outros (RAMOS, 2014).

Neste contexto de implantação de *Smart Grids* e inovação para o setor de energia elétrica, surgem algumas técnicas de recomposição de alimentadores denominadas de *Self-Healing*. Tais técnicas trazem grandes benefícios para o operador do sistema e para o consumidor de energia. As recomposições podem ser realizadas através de elementos com capacidade de chaveamento distribuídos ao longo dos alimentadores de distribuição. Esta capacidade de chaveamento e reconfigurações da rede permite um aumento da dinamicidade na operação da distribuição. A condição dinâmica nos fluxos de potência para as redes de distribuição demanda um avanço de desempenho para

que os sistemas de proteção possam manter a operação das redes de distribuição de maneira adequada (SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2012).

Almejando trazer os conceitos inovadores de *Smart Grids* para os sistemas de proteção, este trabalho busca avaliar alguns métodos de recomposição e aprimorar as técnicas de proteção de sistemas de distribuição, abordando a temática de adaptação de parâmetros de proteção para os sistemas com capacidade de operar com reconfigurações automáticas de alimentadores, ou ainda a avaliação da proteção adaptativa para sistemas com *self-healing*.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivos gerais

O principal objetivo deste trabalho é a aplicação de um esquema de proteção adaptativa para uma rede real de distribuição que opera com recursos de reconfiguração automática. Tal aplicação será realizada através de uma metodologia de análise de mudanças de topologia, e reconfiguração da proteção visando a manutenção da eficácia dos esquemas de proteção, tais como coordenação e seletividade do sistema.

Além disto, ainda é desejado executar uma avaliação de métodos de proteção tradicional e executar comparações para os resultados de proteção adaptativa, avaliando os reais ganhos para a proteção inteligente e a possibilidade de implementar um sistema deste porte em um sistema real de distribuição.

1.1.2 Objetivos específicos

Os seguintes itens abaixo são listados como objetivos específicos da realização deste trabalho de conclusão de curso:

1. Realizar os estudos de proteção para um sistema de distribuição, aplicando as metodologias propostas pela concessionária;
2. Avaliar a aplicabilidade de algoritmos heurísticos para a resolução de problemas de cálculos de coordenação da proteção;
3. Estudar o problema de coordenação da proteção para as redes inteligentes que operam com métodos de recomposição automática;
4. Estudar os métodos atuais de proteção adaptativa aplicadas em redes de distribuição;

5. Elaborar um algoritmo para adaptar a coordenação da proteção do sistema de distribuição estudado, após as reconfigurações de topologia;
6. Efetuar comparações para verificar os ganhos do sistema proposto em relação ao sistema tradicional de proteção.

1.2 Organização dos capítulos

O trabalho é dividido da seguinte forma: O capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica sobre sistemas de distribuição, dando foco aos elementos de redes de distribuição subterrâneas; O capítulo 3 apresenta uma revisão bibliográfica sobre sistemas de proteção para a distribuição; O capítulo 4 aborda a temática de proteção adaptativa, demonstrando conceitos e estudos prévios de outros autores sobre o assunto; O capítulo 5 apresenta a metodologia proposta para aplicação da técnica de adaptação da proteção; O capítulo 6 descreve o sistema onde a metodologia será aplicada; O capítulo 7 apresenta os resultados finais das simulações, demonstrando o ganho da metodologia proposta; O capítulo 8, finalmente, apresenta as conclusões do trabalho e propõe temas para trabalhos futuros.

2 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO SUBTERRÂNEOS

O sistema de distribuição de energia elétrica é a parte do sistema de potência situado entre a transmissão de energia e os consumidores. Sua função principal é de realizar a conexão entre os sistemas de geração e transmissão para os consumidores de pequeno e médio porte. O módulo 1 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) define Redes e linhas de distribuição como o conjunto de estruturas, utilidades, condutores e equipamentos elétricos, aéreos ou subterrâneos, utilizados para a distribuição da energia elétrica, operando em baixa (até 1kV), média (entre 1 kV e 69 kV) e/ou alta tensão (entre 69 kV e 230 kV) de distribuição. Sendo a alta tensão de distribuição também nomeada de subtransmissão.

Os sistemas de distribuição, que operam em níveis de média tensão, são derivados de subestações de distribuição (SE). As SEs atuam recebendo linhas de transmissão ou subtransmissão e transformando os níveis de tensão para a rede de distribuição primária. Estas redes de distribuição primária podem operar de maneira aérea ou subterrânea, sendo a primeira mais habitualmente encontrada (KAGAN, 2010). As redes subterrâneas de distribuição são mais comumente aplicadas em áreas com alta densidade de carga, devido ao alto custo aplicado à sua implementação.

Os sistemas de distribuição em baixa tensão, são responsáveis por suprir a carga de consumidores de pequeno porte, tais como residências, comércios e pequenas indústrias, enquanto que sistemas de distribuição de média ou alta tensão são comumente utilizados para alimentar consumidores de grande porte como indústrias e grandes pontos comerciais.

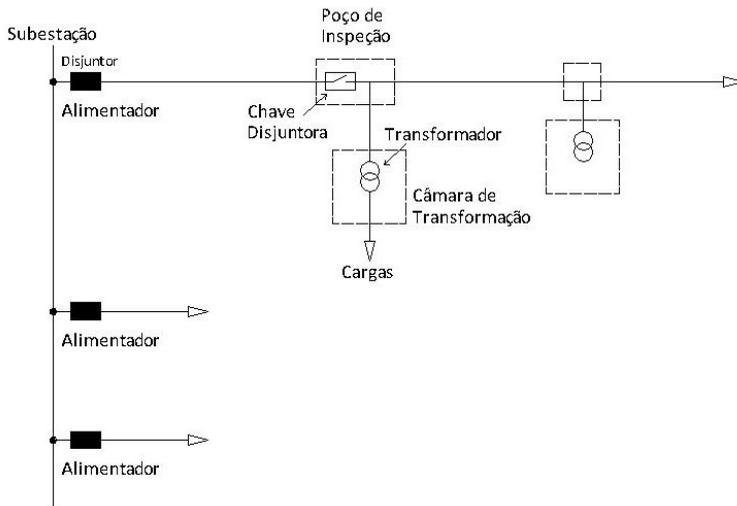
De acordo com Bittencourt (2011) os circuitos de distribuição compreendem a maior parcela de malhas do sistema elétrico. O arranjo das linhas de distribuição pode variar conforme a natureza e densidade da carga alimentada pelo mesmo. As cargas dentro de grandes centros urbanos tendem a possuir altas concentrações, exigindo uma alta confiabilidade dos sistemas de distribuição, enquanto as cargas localizadas em áreas rurais tendem a possuir menor densidade de carga e maior extensão (BLACKBURN, 2006).

Os circuitos de distribuição possuem características construtivas tradicionalmente aéreas. Isto se deve ao custo mais baixo de implementação e maior facilidade de manutenção. Entretanto, o aumento da confiabilidade e diversas questões urbanísticas em grandes

centros de carga tem favorecido a implantação de redes subterrâneas de distribuição de energia (SHORT, 2004).

Um circuito típico de distribuição subterrâneo é apresentado na Figura 1.

Figura 1 - Sistema tradicional de distribuição subterrâneo



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Através da Figura 1 são detectados os principais elementos do sistema de distribuição subterrâneo. Tais elementos serão descritos em detalhes na próxima subseção.

2.1 Principais elementos da distribuição

2.1.1 Alimentadores

Os alimentadores de distribuição são equivalentes aos circuitos que derivam da subestação para alimentar os consumidores. Os alimentadores subterrâneos comumente apresentam uma seção maior em comparação aos alimentadores aéreos. Isto ocorre devido às características dos sistemas subterrâneos, tais como altas densidades de cargas e menor taxa de dissipação de calor (CPFL, 2016) (SHORT, 2004).

Os alimentadores ainda são classificados em ramo principal, e ramos secundários. O ramo principal é aquele derivado da subestação. Este ramo apresenta a maior seção entre os cabos. Os ramos secundários são as derivações do ramo principal. Geralmente, estas derivações apresentam seções nominais menores (BITTENCOURT, 2011).

2.1.2 Transformadores

Os transformadores de potência, nos sistemas de distribuição, são responsáveis por realizar a adequação dos níveis de tensão. Podem ser localizados nas subestações de distribuição ou ainda ao longo dos alimentadores.

Os transformadores das subestações são de maior potência, transformando os níveis de tensão da subtransmissão para a tensão da distribuição primária. Os transformadores localizados no decorrer dos alimentadores adequam os níveis de média tensão da distribuição primária para baixa tensão (KAGAN, 2010).

Em sistemas de distribuição subterrâneas, os transformadores dispostos ao longo do alimentador possuem potências maiores comparados aos da rede aérea. Isto faz com que os mesmos possuam dimensões maiores e tenham maior dissipação de calor. Estes dispositivos são geralmente instalados dentro de câmaras de transformação, entretanto, existem aplicações que permitem a instalação dos transformadores sobre a superfície através de pedestais. A Figura 2 apresenta uma ilustração com a instalação do transformador dentro de uma câmara de transformação e instalação sobre um pedestal (CPFL, 2016).

Figura 2 - Transformadores de redes subterrâneas de distribuição



Fonte: Adaptado de CPFL (2016)

2.1.3 Disjuntor

Elemento utilizado para a proteção de todo o alimentador. O disjuntor é localizado na subestação e opera juntamente com um relé de proteção. Suas funções são descritas detalhadamente em 3.1.4.

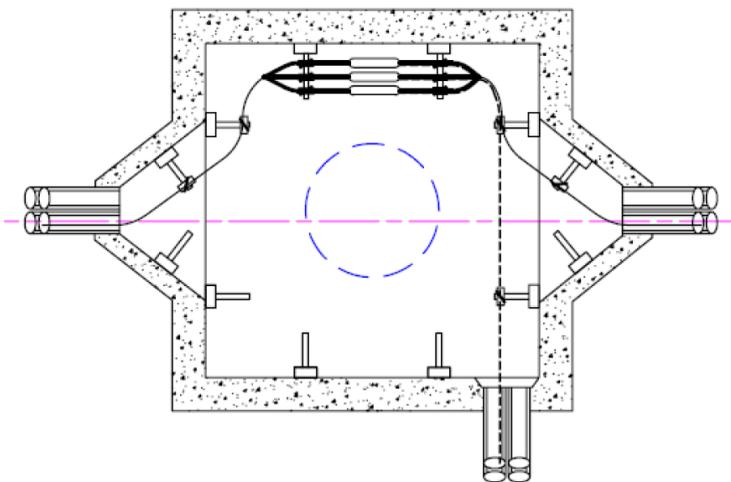
2.1.4 Chaves disjuntoras

Chaves utilizadas no decorrer do alimentador para auxiliar nas funções de proteção e seletividade do alimentador subterrâneo. Estas chaves são geralmente instaladas dentro de poços de inspeção. Suas funções são descritas detalhadamente em 3.1.6.

2.1.5 Poços de inspeção

Os poços de inspeção (PI) são caixas construídas em concreto, utilizadas para abrigar elementos dos alimentadores subterrâneos, tais como emendas dos cabos e chaves disjuntoras. O uso de PIs também facilita o processo de lançamento e passagem de cabos dos sistemas subterrâneos, possuindo dimensões grandes o suficiente para abrigar componentes e permitir a circulação de pessoas internamente para executar serviços (CPFL, 2016). A Figura 3 apresenta a vista em planta de um poço de inspeção (ELETROPAULO, 2017).

Figura 3 - Planta de poço de inspeção



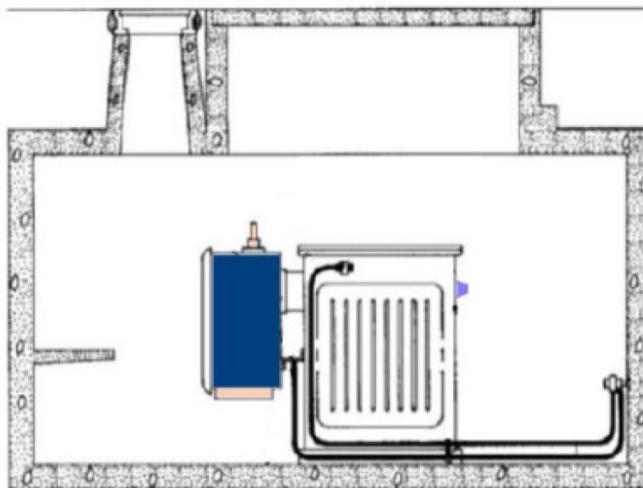
Fonte: Adaptado de Eletropaulo (2017)

2.1.6 Câmaras de transformação

As câmaras de transformação (CT) são abrigos de concreto para instalação subterrânea, de dimensões semelhantes aos poços de inspeção, destinados a abrigar os transformadores de distribuição. As CTs, do mesmo modo que os PIs, podem ser utilizados para auxiliar na

passagem de cabos da rede primária de distribuição (ELETROPAULO, 2017). A Figura 4 apresenta a vista lateral de uma CT.

Figura 4 - Vista lateral da planta de uma câmara de transformação



Fonte: Adaptado de Eletropaulo (2017)

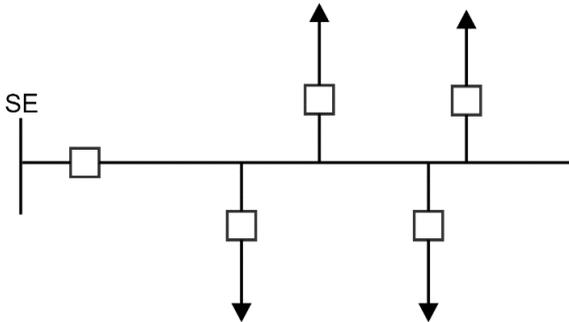
2.2 Configurações de redes de distribuição

2.2.1 Sistemas radiais

Sistemas radiais são os mais comuns dentre os de distribuição de energia. Algumas vantagens descritas para sistemas radiais são as de facilidade do dimensionamento de esquemas de proteção, facilidade do controle de tensão, baixo custo e previsibilidade nos fluxos de potência. Sistemas de distribuição radiais também são comuns por apresentarem alta densidade de ramificações (SHORT, 2004).

As redes primárias contam com um tronco principal, do qual são derivadas as ramificações para as cargas. A Figura 5 apresenta um alimentador radial típico de sistemas de distribuição.

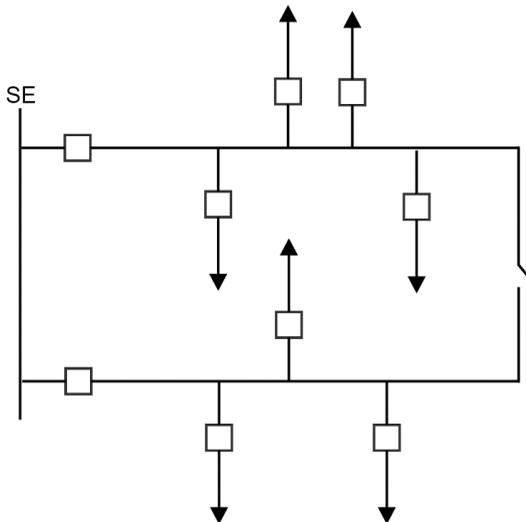
Figura 5 - Alimentador de distribuição radial



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Para aumentar níveis de confiabilidade do sistema, alguns sistemas de distribuição são compostos por chaves normalmente abertas, conectadas ao final de dois alimentadores. Desta forma, em casos de possíveis faltas, uma parcela do sistema de distribuição pode ser facilmente restaurada. Mesmo com este tipo de recurso, os sistemas de proteção continuam sendo operados como alimentadores radiais de distribuição. Esta configuração é denominada de radial com recurso (SHORT, 2004). A Figura 6 apresenta um sistema radial com recurso.

Figura 6 - Sistema de distribuição radial com recurso



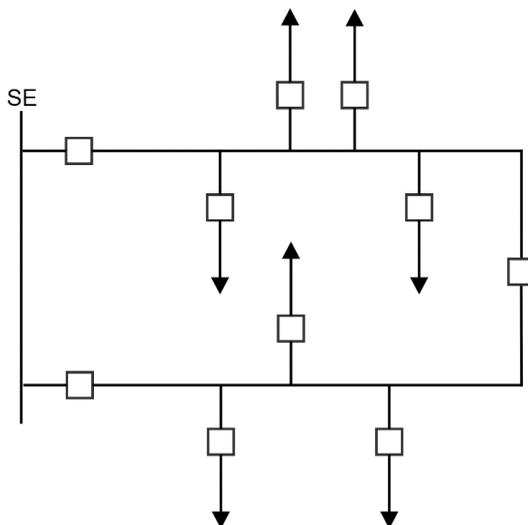
Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

2.2.2 Sistemas em anel

Sistemas em anel (também chamado de sistema em loop) são caracterizados pela possibilidade de circulação de corrente em diferentes direções. A aplicação de sistemas em anel em redes de distribuição não é usual, entretanto podem ser aplicadas para aumentar a confiabilidade da rede de distribuição e maior agilidade da detecção de curto-circuito (SHORT, 2004).

Sistemas com alta penetração de geração distribuída podem ser considerados como sistemas em anel, devido à possibilidade de circulação de corrente em diferentes sentidos do alimentador de distribuição (BLACKBURN, 2006). Nestes casos, o sistema de proteção deve prever o possível fluxo de corrente em direções diferentes. A Figura 7 apresenta um sistema de distribuição com esta topologia.

Figura 7 - Sistema de distribuição em anel



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

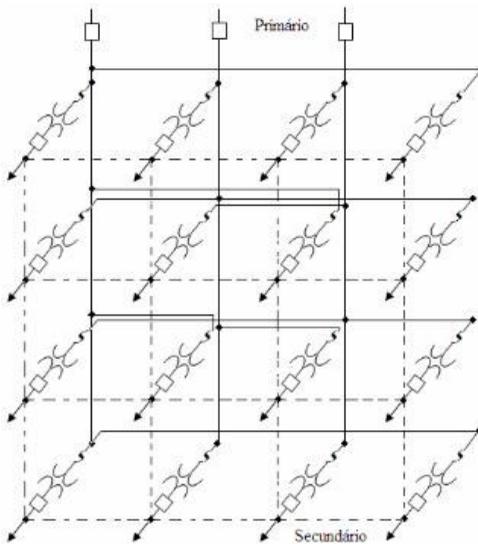
2.2.3 Sistemas reticulados

Sistemas reticulados de distribuição são encontrados principalmente nas redes de distribuição subterrâneas. Neste tipo de sistema, os secundários dos transformadores em uma determinada área são todos conectados através da baixa tensão. Os transformadores operam todos em paralelo, formando uma rede extensa.

Para sistemas reticulados, os alimentadores primários operam na topologia radial. Este sistema exige a aplicação de elementos de proteção diretamente no secundário de cada transformador. Isto evita que, no caso de um eventual curto circuito na rede primária, a rede de baixa tensão alimente a falta através dos transformadores (ELETROPAULO, 2017).

A principal vantagem apresentada neste sistema é a continuidade do serviço. Para faltas em qualquer ponto do sistema, ocorrerá a interrupção somente de uma pequena parcela de cargas. A maioria das faltas será isolada sem a descontinuidade do serviço para qualquer consumidor. A Figura 8 apresenta um exemplo deste sistema.

Figura 8 - Sistema de distribuição reticulado



Fonte: Fonte: Nascimento (2018)

3 SISTEMAS DE PROTEÇÃO

O sistema elétrico de potência está sujeito a diversos tipos de eventos que podem perturbar sua estabilidade de operação. As perturbações como desbalanços entre carga e geração, sobrecargas e desvios de tensão, são geralmente de pequeno porte, podendo ser facilmente absorvidas pelos sistemas de potência sem grandes problemas. Entretanto os grandes distúrbios, geralmente relacionados às faltas no sistema de potência, são acompanhados por altas sobrecorrentes e variações bruscas de tensão, podendo acarretar em diversos danos em equipamentos. A principal função dos esquemas de proteção para redes de distribuição é de detectar tais operações anormais o mais rápido possível e tomar ações para normalizar as condições do sistema (EINDHOVEN UNIVERSITY OF TECHNOLOGY, 2010).

Os esquemas de proteção aplicados às redes de distribuição devem atender os seguintes critérios para prover uma rede com alto grau de confiabilidade para os consumidores (ELETROBRÁS, 1982) (GIGUER, 1988):

- **Seletividade:** o sistema deve ser seletivo a ponto de detectar de maneira exata as falhas do sistema e isolá-las, aumentando a confiabilidade dos sistemas de proteção e minimizando o número de usuários sem energia
- **Rapidez:** As falhas nos sistemas de distribuição devem ser eliminadas o mais rapidamente possível, de maneira a reduzir possíveis danos a materiais, equipamentos e outras partes do sistema.
- **Sensibilidade:** Os esquemas de proteção devem ser sensíveis à todas as possíveis falhas que possam ocorrer na rede de distribuição.
- **Segurança:** A proteção nunca deve atuar de maneira errônea onde não existam faltas.
- **Economia:** os custos dos esquemas de proteção devem ser economicamente viáveis, não podendo exceder os benefícios de sua utilização.

3.1 Dispositivos de proteção

A proteção contra curto-circuito em sistemas de distribuição é tradicionalmente realizada através de dispositivos de proteção contra sobrecorrente. A aplicação desta proteção se torna útil devido às correntes de alta intensidade geradas durante um curto-circuito

(BLACKBURN, 2006). Tais correntes podem trazer defeitos mecânicos e térmicos para equipamentos instalados nos alimentadores de distribuição. Efeitos mecânicos são causados pelo quadrado das forças das correntes, e podem danificar principalmente cabos e isoladores. Os defeitos térmicos são associados ao tempo de duração das correntes e podem causar grandes danos nos condutores e possivelmente reduzir a vida útil dos mesmos (ELETROBRÁS, 1982).

Para minimizar os efeitos dos curtos circuitos nos sistemas de distribuição, os equipamentos listados abaixo são comumente utilizados.

3.1.1 Elo fusível

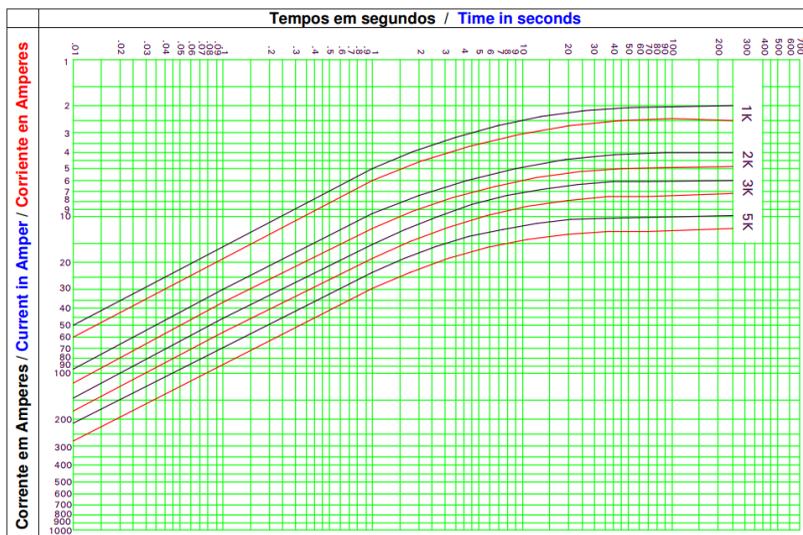
O dispositivo Elo Fusível é um componente de proteção amplamente utilizado em alimentadores aéreos de distribuição (Moreto, 2005). O elo fusível é uma peça facilmente substituível, formado por um fio composto de uma liga de estanho ou níquel cromo. O elemento fusível é instalado dentro de um cartucho contendo gases isolantes.

O efeito térmico da circulação de uma sobrecorrente sobre o elemento fusível faz com que o mesmo rompa, abrindo o circuito. Os gases internos ao cartucho interrompem qualquer tipo de arco que ocorra dentro do mesmo durante o curto-circuito. Os elos fusíveis são instalados em suportes denominados de chaves fusíveis. Estas chaves são responsáveis por realizar a desconexão mecânica do cartucho contendo o elemento fusível nas situações de falta (ELETROBRÁS, 1982).

O tempo de abertura dos elos fusíveis durante uma falta é variável conforme alguns parâmetros do elemento fusível, tais como a intensidade de corrente, tipo de material e grau de envelhecimento do dispositivo (GIGUER, 1988). A coordenação temporal de atuação dos elos fusíveis com demais componentes de proteção dos alimentadores é realizada através das curvas de atuação (tempo x corrente) dos dispositivos. Um exemplo clássico é apresentado na Figura 9 (HUBBEL POWER SYSTEMS, 2006).

Mesmo com tais informações, a utilização de elos fusíveis em sistemas de proteção faz com que a coordenação entre os dispositivos seja dificultada. É possível que as correntes de falha possuam valores altos o suficiente para tornar a coordenação entre dois elos fusíveis se torne impossível. Portanto, a coordenação de elos fusíveis próximos a subestações é inexistente (SHORT, 2004).

Figura 9 - Gráfico de corrente vs tempo para elo fusível



Fonte: Hubbel Power Systems (2006)

Em alimentadores subterrâneos de distribuição, o emprego de elementos fusíveis para proteção de linhas não é comum. Entretanto, o uso de fusíveis é destacado para uso de proteção contra sobrecorrente principalmente para transformadores em pedestal e transformadores em câmaras de transformação. Nestes casos, é utilizado um fusível do tipo limitador de corrente (CPFL, 2016).

3.1.2 Religador

Religadores de distribuição são dispositivos amplamente utilizados em alimentadores aéreos. Devido à sua capacidade de detecção de faltas temporárias e permanentes, sua aplicação tornou-se uma melhor escolha para esquemas de proteção de redes de distribuição sobre os elos fusíveis (GIGUER, 1988).

Os religadores atuam como interruptores dos alimentadores com controles sensíveis de sobrecorrente. Sua ativação pode ser feita de maneira instantânea ou temporária com delay. Conforme sua própria nomenclatura, este dispositivo pode ainda ser programado para efetuar tentativas de religamento nos alimentadores após faltas na rede (BLACKBURN, 2006). Esta funcionalidade se torna útil nos casos onde existe uma alta incidência de faltas temporárias da rede. Nos casos em que o religador atua sua proteção de sobrecorrente, seus contatos são

abertos eliminando assim o curto-circuito existente. Após um tempo pré-determinado, seus contatos retornam a ser fechados realimentando o trecho do alimentados isolado (ELETROBRÁS, 1982). Para o caso de faltas temporárias, ao reconectar o alimentador, o religador permite um retorno no fornecimento de energia em um curto periodo de tempo.

Entretanto, em redes subterrâneas de distribuição a utilização da estratégia de religadores não é comum. Isto ocorre, pois, as faltas temporárias não são comuns para estes tipos de alimentadores de distribuição (SHORT, 2004).

Religadores automáticos são munidos de controle microprocessado. Isto lhes permite atuar de maneira eficaz com proteções de sobrecorrente instantânea ou temporizada e até mesmo proteções de sobre/subtensão e sobre/subfrequência. A Figura 10 apresenta um modelo clássico de religador juntamente com o seu controle microprocessado.

Figura 10 - Religador juntamente com controle microprocessado



Fonte: Adaptado de Lupa Tecnologia (2018)

3.1.3 Seccionador automático

Os seccionadores automáticos são equipamentos de proteção que atuam juntamente com os religadores nas proteções de alimentadores de distribuição (GIGUER, 1988). Sua composição mecânica é basicamente de uma chave a óleo, cuja aparência se assemelha à do religador.

O seccionador é posicionado a jusante do religador no alimentador de distribuição. Este dispositivo, ao contrário dos demais componentes de proteção, não abre seus contatos com a medição das correntes de falta. O seccionador simplesmente conta a quantidade de tentativas de religamento efetuada pelo religador instalado a montante. Após uma quantidade pré-determinada de tentativas, não se extinguindo o curto circuito da rede de distribuição, o seccionador abre seus contatos. Com a sua atuação, o trecho com falta permanente é desligado, mantendo somente uma parte do alimentador de distribuição desenergizado. Como o seccionador não atua como função de sobrecorrente, torna-se desnecessário qualquer estudo de coordenação com este dispositivo de proteção (GIGUER, 1988).

3.1.4 Disjuntores

Nos sistemas de distribuição de energia, o uso dos disjuntores é feito de maneira complementar aos relés de proteção. Seu uso é considerado como a força bruta de isolamento do sistema, enquanto que os relés de proteção são considerados como o cérebro do sistema. (BLACKBURN, 2006). Esta analogia é feita pois disjuntores de distribuição não são munidos de qualquer tipo de medição de grandezas elétricas. Desta forma, sua única operação ocorre por comandos externos normalmente providos de um relé de proteção.

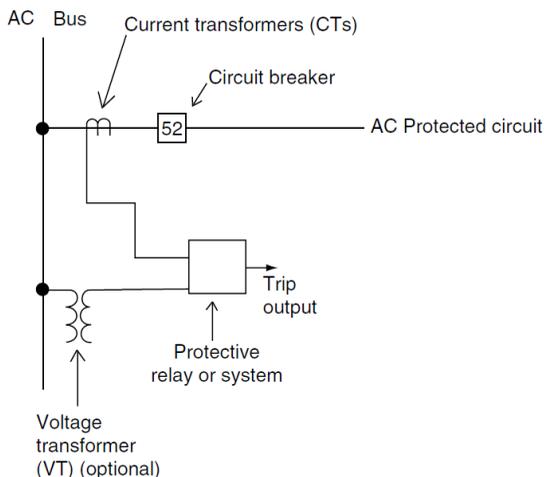
Estes dispositivos são tipicamente localizados em subestações e são feitos para operar sobre condições de falta. Desta forma suas características mecânicas e elétricas devem prever grandes intensidades de corrente esporádicas. Em situações de curto-circuito no qual seja necessário a operação do disjuntor, os contatos deste equipamento devem abrir o circuito para isolar o alimentador de distribuição. Para isolar possíveis arcos elétricos durante sua operação, os disjuntores de distribuição são comumente construídos com câmaras de óleos isolantes ou de gás SF₆ (GIGUER, 1988).

3.1.5 Relé de proteção

Os relés de proteção são equipamentos destinados a monitorar grandezas elétricas de tensão, corrente, frequência, potências e até mesmo outras características não elétricas de componentes do sistema de potência como temperatura e pressão (ELETROBRÁS, 1982).

Os relés podem ser do tipo eletromecânico ou com controle microprocessados. A utilização dos relés microprocessados traz inúmeras vantagens, tais como a maior precisão em suas medidas, economia de espaço, menor quantidade de equipamentos nas

Figura 12 - Diagrama de blocos exemplificando conexões de instrumentos medidores e relé



Fonte: Adaptado de Blackburn (2006)

Os relés de proteção necessitam atuar juntamente com um disjuntor para a operação dos sistemas de distribuição. No caso de curto-circuito no sistema, os relés percebem as faltas através dos instrumentos de medição e enviam um sinal de TRIP para a atuação de um disjuntor que realizará a desconexão do sistema. A geração do sinal TRIP do relé depende dos parâmetros de proteção ajustados no dispositivo.

Um relé microprocessado pode agregar diversas funções de proteção. As principais funções que são aplicadas nos sistemas de distribuição são apresentadas na lista abaixo (Schweitzer Engineering Laboratories, 2010):

- Sub/Sobretensão (fase e neutro);
- Sub/Sobre frequência;
- Sobrecorrente instantânea (fase, neutro e sequência negativa);
- Sobrecorrente de tempo inverso (fase, neutro e sequência negativa);
- Sobrecorrente direcional (fase, neutro e sequência negativa);
- Check-sincronismo;
- Religamento automático.

As funções de sobrecorrente são a principal e mais simples estratégia para detecção de faltas em sistemas de potência, sendo amplamente utilizados em alimentadores de distribuição. Normalmente, em subestações, o acionamento do disjuntor é realizado por comando do

relé através das funções de sobrecorrente instantânea e temporizada de fase e neutro (GIGUER, 1988).

Nos tópicos abaixo serão descritas as principais estratégias de dimensionamento das funções de sobrecorrente para os relés de proteção.

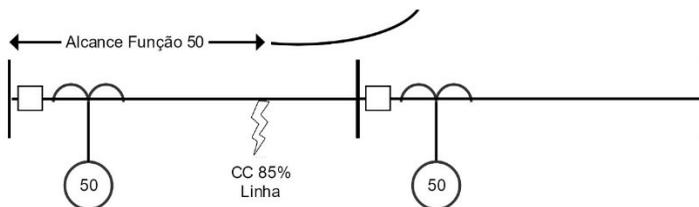
3.1.5.1 Sobrecorrente instantânea (Função 50)

Para relés microprocessados, a função de sobrecorrente instantânea torna-se útil em sua agilidade de atuação em falhas do sistema. A sobrecorrente instantânea atua imediatamente para o caso do valor de ajuste do relé seja atingido (GIGUER, 1988).

O cálculo do valor de ajuste para esta função de proteção depende da filosofia adotada para a proteção dos alimentadores. Como esta função possui ação instantânea, sua operação não garante coordenação com demais dispositivos de proteção posicionados no religador. Desta forma, é comum o uso da sobrecorrente instantânea somente para abranger uma pequena parcela da linha de distribuição próximo a subestação, onde os níveis de curto-circuito são maiores e podem causar grandes danos.

O alcance de sua zona de proteção é determinado pelo ajuste da corrente de ajuste. A referência em (KINDERMANN, 2012) sugere que, para uma coordenação ótima deste dispositivo, deve ser considerado um alcance de até 85% do comprimento da linha até o próximo dispositivo de proteção. A Figura 13 ilustra este alcance sugerido para o relé:

Figura 13 - Alcance da função 50 até 85% do alimentador



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Para calcular o valor de alcance a 85% do trecho do alimentador de distribuição é necessário conhecer o valor de curto circuito neste ponto. Isto pode ser determinado através de aproximações conforme Kindermann (2012) ou através de cálculos de curto circuito do sistema.

A diferença para os ajustes de sobrecorrente instantânea de fase e neutro é a consideração do valor da corrente de curto-circuito. Para a sobrecorrente de fase, é considerado o valor de falta trifásica, enquanto que para a sobrecorrente de neutro é utilizado o valor de falta monofásica.

A alteração das filosofias de proteção de cada concessionária de distribuição pode alterar o uso ou ajuste desta função de proteção.

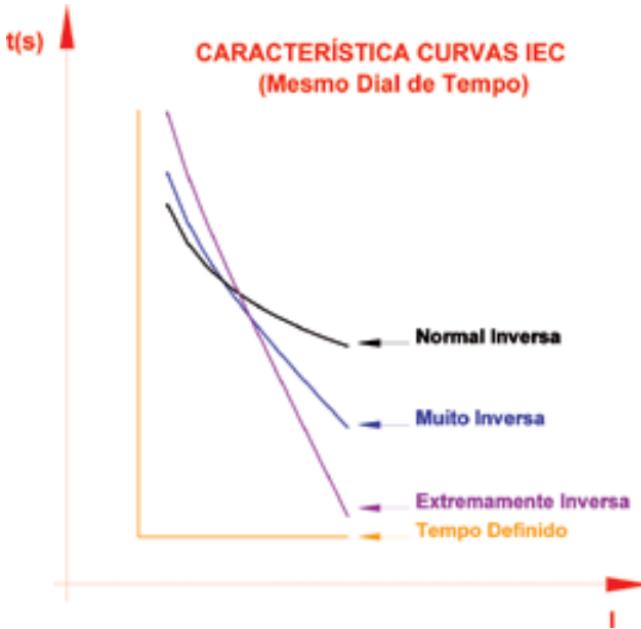
3.1.5.2 Sobrecorrente temporizada (Função 51)

Funções de sobrecorrente temporizadas são idealmente aplicadas para permitir a coordenação entre dois ou mais dispositivos de proteção. A sobrecorrente temporizada pode possuir características de tempo inverso ou tempo definido. Com a característica de atuações de tempo inverso com relação a corrente, é possível parametrizar os relés de proteção de maneira que as proteções de dois dispositivos não se sobreponham, permitindo a atuação correta e rápida de dispositivos mais próximos à falta, e fornecendo um backup por componentes à montante (BLACKBURN, 2006).

A função de sobrecorrente de tempo instantâneo é programada para atuação em um tempo fixo, após a corrente do sistema ultrapassar o valor de ajuste. Diferentemente da atuação de sobrecorrente de tempo inverso, seu valor tempo de atuação não é alterado em função da corrente.

As funções de sobrecorrente de tempo inverso podem possuir diferentes características de atuação. As curvas de proteção podem ser do tipo inversas, muito inversas ou ainda extremamente inversas (GIGUER, 1988) (KINDERMANN, 2012). A Figura 14 apresenta as diferentes características de curvas de operação para a sobrecorrente temporizada. Alguns tipos diferentes de curvas ainda podem ser encontradas em dispositivos de proteção de diferentes fornecedores.

Figura 14 - Diferentes características de sobrecorrente temporizadas



Fonte: Mardegan (2010)

Conforme Mardegan, 2010, as curvas apresentadas na Figura 14 são definidas por uma expressão genérica apresentada na Equação 1.

$$t = \frac{K}{M^\alpha - \beta} * D$$

Equação 1 - Curva de sobrecorrente de tempo inverso

Cada tipo de curva possui diferentes parâmetros para K , α e β definidos por norma. As equações específicas para cada tipo de sobrecorrente inversa são apresentadas a seguir:

1. Normal inversa

$$t = \frac{0,14}{M^{0,02} - 1} * D$$

Equação 2 - Curva de sobrecorrente IEC normal inversa

2. Muito inversa

$$t = \frac{13,5}{M - 1} * DT$$

Equação 3 - Curva de sobrecorrente IEC muito inversa

3. Extremamente inversa

$$t = \frac{80}{M^2 - 1} * DT$$

Equação 4 - Curva de sobrecorrente IEC extremamente inversa

Onde:

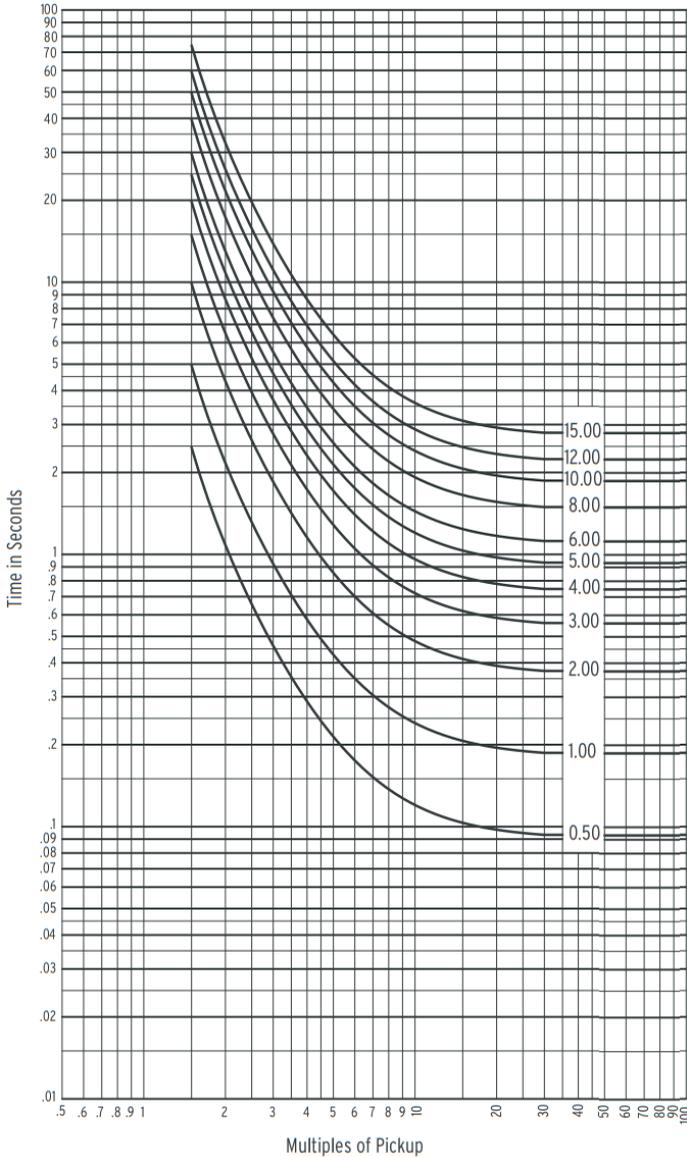
t representa o tempo de atuação;

DT representa o Time Dial da curva;

M representa o valor de múltiplo da corrente de ajuste.

As curvas de sobrecorrente inversa é disposta na Figura 15 (SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2012):

Figura 15 - Curva de tempo inverso para sobrecorrente temporizada



Fonte: Schweitzer Engineering Laboratories (2012)

Além de tipos diferentes de curvas, nota-se pela figura que para poder dimensionar corretamente esta proteção é necessário a

determinação do valor de ajuste da corrente e o valor de Time Dial. O dimensionamento destas grandezas pode variar conforme a filosofia de proteção de cada concessionária.

De acordo com Kindermann (2012), um ajuste sugerido para o valor de ajuste da sobrecorrente temporizada é feito considerando o valor de potência nominal do alimentador de distribuição. É proposto que o relé de sobrecorrente temporizada deva ter seu ajuste situado entre 150% da corrente nominal do alimentador e o valor mínimo da corrente de curto circuito. A equação abaixo apresenta esta proposição.

$$1,5 * I_{nominal} < I_{ajuste} < \frac{I_{ccmin}}{a}$$

Ainda de acordo com o autor, o parâmetro ‘a’ é determinado pelo tipo do relé. Para relés digitais utiliza-se $a = 1,1$.

A corrente de curto circuito mínima para o ajuste de sobrecorrente de fase é determinada pelo valor de curto circuito bifásico. Este valor pode ser calculado analisando o circuito ou ainda pode ser feita uma aproximação conforme (KINDERMANN, 2012). Para sobrecorrente de neutro, deve ser utilizado o valor de curto circuito monofásico mínimo do alimentador.

A determinação do Time Dial é feita através do valor de Múltiplo apresentado no gráfico anterior. O valor de Múltiplo é determinado como a relação entre a corrente de curto circuito em determinado ponto do alcance do relé e a corrente de ajuste calculada previamente. O valor máximo de múltiplo será apresentado no início da área de proteção do relé (onde a corrente de curto circuito é maior). Neste caso, com o Múltiplo e o tipo de curva selecionado, é possível determinar o valor de Time Dial determinando o tempo mínimo de atuação do relé. Os ajustes finos para apuração do Time Dial, tipo de curva e corrente de ajuste variam conforme a filosofia de proteção de cada concessionária de energia.

3.1.5.3 Direcionalidade (Função 67)

Os relés de proteção ainda são capazes de trabalhar com as funções de sobrecorrente de maneira direcional. A direcionalidade normalmente é útil para sistemas que operem em anel (KINDERMANN, 2012), ou seja, que possam atuar com fluxos de potência em diferentes sentidos, de maneira que possuam diferentes características de proteção para cada fluxo de potência. A direcionalidade pode ser aplicada juntamente com as funções de sobrecorrente instantânea e temporizada.

A função direcional, quando aplicada em relés de proteção, confere aos sistemas em anel as características de proteção de sistemas radiais, possibilitando bidirecionalidade à proteção de sobrecorrente.

3.1.5.4 Comunicação

Os relés de proteção microprocessados ainda são munidos de capacidades de comunicação para facilitar e automatizar esquemas de proteção. A comunicação dos relés microprocessados funciona de maneira bidirecional, podendo ser utilizada pelo operador para enviar parâmetros para o relé ou ainda receber medidas de operação do dispositivo, tais como tensão e corrente em determinado ponto do sistema.

O auxílio da comunicação nos esquemas de proteção é denominado de teleproteção. A teleproteção é altamente aplicada em sistemas de transmissão e subtransmissão onde são necessárias respostas rápidas dos dispositivos de proteção. Conforme (Guimarães), a teleproteção tem capacidade de eliminar quaisquer faltas nas linhas de transmissão de maneira instantânea.

Sistemas modernos de comunicação fornecem um grande suporte para as funções de operação, manutenção e proteção de sistemas de potência. A aplicação da comunicação em sistemas de distribuição é focada principalmente na automação e controle de subestações e seus componentes de proteção (Schweitzer Engineering Laboratories, 2010).

Trabalhos de Souza (2011) e Sotomayor, et al. (2017) destacam que, dentre os principais protocolos aplicados na comunicação dos relés de proteção, são destacados o Modbus, DNP 3.0, MMS e GOOSE, sendo os dois últimos citados baseados na IEC61850. Ainda assim, muitas das funções de comunicação envolvendo parâmetros de proteção dos relés envolvem a aplicação direta dos softwares de fornecedores, sendo os protocolos listados acima utilizados muitas vezes para leitura de dados (SOTOMAYOR, et al., 2017).

3.1.6 Chave disjuntora

Sistemas subterrâneos de distribuição apresentam diferenças nos esquemas de proteção quando comparado as redes aéreas. Devido as suas características construtivas e operacionais, a instalação de dispositivos religadores e seccionadores ao longo do alimentador não é usual. Como os alimentadores subterrâneos de distribuição não apresentam faltas de características transitórias, como os alimentadores aéreos, a filosofia de religação neste tipo de rede é evitada (SHORT, 2004). Desta forma, a proteção destes alimentadores é feita

principalmente pelos relés localizados nas subestações e elos fusíveis localizados nos transformadores.

A utilização de Chaves Disjuntoras (ou Chaves Subterrâneas) é feita para prover pontos de seccionamento e proteção para os circuitos primários. A utilização destas chaves pode elevar a confiabilidade e flexibilidade dos circuitos, permitindo desligamentos seletivos para manutenção. As instalações de tais chaves podem ser feitas dentro de câmaras subterrâneas, ou ainda sobre uma base ou pedestal acima da superfície do solo (CPFL, 2016).

As chaves podem ser munidas de proteções de sobrecorrente para interrupções de falta, ou simplesmente possuírem operação manual. Chaves fusíveis e interruptores de falta a vácuo são utilizados como elementos de interrupção instalados internamente nestes equipamentos. Sua isolamento elétrico pode ser feita através de ar ou óleo (Filomena, 2008). A Figura 16 apresenta um exemplo de chave disjuntora empregada em sistemas subterrâneos.

Figura 16 - Chave disjuntora, modelo S&C submersível



Fonte: Eletropaulo (2017)

3.1.7 Chave de transferência

A chave de transferência é um componente destinado à transferência entre circuitos subterrâneos. A chave pode ter características de instalação submersível ou abrigada. A proteção pode

ser aplicada neste tipo de chave através da utilização de disjuntores ou fusíveis em suas vias de saída.

3.1.8 Coordenação entre dispositivos de proteção

Sistemas de proteção de alimentadores e linhas geralmente são munidos de diversos dispositivos de proteção. Os relés de proteção devem operar o mais rapidamente possível no caso de faltas, dentro de sua seletividade de proteção. Portanto, é importante dimensionar as proteções do sistema de potência de maneira que os dispositivos de proteção mais próximos dos defeitos atuem com prioridade, enquanto os relés a montante possam garantir a proteção da retaguarda (BLACKBURN, 2006).

De acordo com Kindermann (2012), a coordenação é considerada uma estratégia de proteção, tendo como objetivo eliminar possíveis faltas no menor tempo possível de modo a deixar o menor número de consumidores sem fornecimento de energia.

Em sistemas de distribuição aéreas, é comum o emprego de elementos fusíveis para auxiliar na proteção dos ramais que derivam do tronco principal do alimentador (BLACKBURN, 2006). Desta forma, em ramais aéreos de distribuição, a coordenação entre elementos de proteção deve levar em conta os tempos de atuação dos fusíveis de proteção. Em alimentadores subterrâneos, a coordenação da proteção é efetuada entre os relés digitais encontrados nas subestações e entre as chaves disjuntoras munidas de proteção de sobrecorrente temporizada e instantânea.

A coordenação de sistemas de distribuição subterrâneas é realizada de maneira seletiva, ou seja, para uma eventual falha no alimentador, o dispositivo de proteção mais próximo da falta deve atuar, isolando assim trecho defeituoso (ELETROPAULO, 2017).

A seguinte estratégia de coordenação apresentada a seguir é sugerida por Kindermann (2012). Cada concessionária de distribuição possui suas próprias normas para determinar a parametrização das proteções.

Para que seja possível coordenar de maneira efetiva um sistema de proteção deve ser levado em consideração tempos de atuação dos dispositivos de proteção em todo o alimentador. A Figura 17 apresenta um exemplo básico de linha com dois dispositivos de proteção (Ra e Rb). Para a ocasião de faltas a jusante da proteção Rb, torna-se claro que este dispositivo de proteção deve atuar prioritariamente, tendo Ra como proteção de retaguarda. Desta forma, a parametrização temporizada de

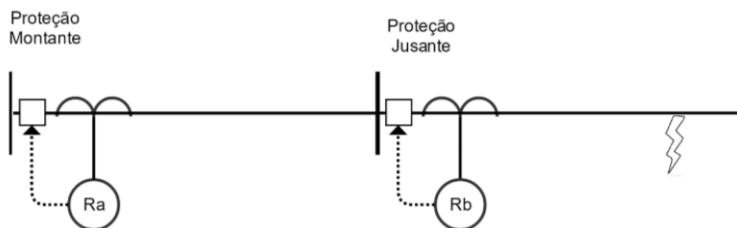
Ra deve levar em consideração os possíveis tempos de operação, obedecendo a seguinte relação:

$$t_{Ra} - t_{Rb} > \Delta t$$

Equação 5 – Condição de coordenação

Sendo t_{Ra} o tempo de atuação do relé Ra, t_{Rb} o tempo de atuação do relé Rb e Δt o tempo de coordenação (tempo necessário para o relé Rb fornecer a proteção primária).

Figura 17 - Esquema simplificado de coordenação



Fonte: Adaptado de Kindermann (2012)

Considerando a Figura 17 para coordenar os elementos de proteção, Ra e Rb, com funções de sobrecorrente instantânea e temporizada, (KINDERMANN, 2012) sugere a seguinte formulação:

1. Cálculo do valor de I_{Ajuste} para a proteção instantânea de Ra

Considerando o nível de curto circuito em 85% do trecho protegido por Ra:

$$I_{Pickup50a} = I_{CC85\%A}$$

Equação 6 - Ajuste para a função 50 do relé Ra

2. Cálculo do valor de I_{Ajuste} para a proteção instantânea de Rb

Considerando o nível de curto circuito em 85% do trecho protegido por Rb:

$$I_{Pickup50b} = I_{CC85\%B}$$

Equação 7 - Ajuste para a função 50 do relé B

3. Cálculo do valor de I_{Ajuste} para a proteção temporizada de Ra

Considerando a corrente nominal à jusante deste elemento de proteção como I_{Na} , é feito:

$$I_{Pickup51a} = 1,5 * I_{Na}$$

Equação 8 - Ajuste para a função 51 do relé Ra

4. Cálculo do valor de I_{Ajuste} para a proteção temporizada de Rb

Considerando a corrente nominal à jusante deste elemento de proteção como I_{Nb} , é feito:

$$I_{Pickup51b} = 1,5 * I_{Nb}$$

Equação 9 - Ajuste para a função 51 do relé Rb

5. Determinação da curva de tempo inverso e Time Dial para o relé B:

Considera-se um tempo mínimo para a atuação da proteção temporizada em 85% do alimentador. Deve ser calculado o múltiplo de ajuste da seguinte forma:

$$M_B = \frac{I_{CC85\%B}}{I_{Pickup51b}}$$

Equação 10 - Cálculo do múltiplo de Rb para 85% da linha a jusante de Rb

Considerando um tempo mínimo para a atuação do relé neste ponto (valor normalmente definido pela concessionária de distribuição) são determinados os valores de Time Dial e Tipo de curva. Estes valores são definidos através das equações dispostas em 3.1.5.2.

6. Determinação da curva de tempo inverso e Time Dial para o relé A:

A coordenação temporizada entre os relés A e B é feita considerando um tempo mínimo de coordenação. Este tempo pode ser determinado pela concessionária, ou ainda, deve ser considerado um tempo mínimo de atuação para a proteção a jusante. Para a determinação deste tempo, pode ser levada em conta o tempo de atuação do disjuntor, a capacidade de detecção do curto pelo relé, e até o tempo de extinção do arco elétrico. Assim, o tempo de atuação para o relé A em 85% do trecho protegido por Rb é definido como:

$$t_A = \Delta t + t_B$$

Equação 11 - Cálculo do tempo de atuação do relé Ra em 85% da linha a jusante de Rb

Deve-se também calcular o múltiplo de Ra da seguinte forma:

$$M_A = \frac{I_{CC85\%B}}{I_{Pickup51a}}$$

Equação 12 - Cálculo do múltiplo de Ra para 85% da linha a jusante de Rb

Assim, obtendo o tempo mínimo necessário para a coordenação e conhecendo o valor do múltiplo de tempo de Ra, utilizando as equações

de tempo inverso dispostas em 3.1.5.2, é escolhida uma curva e um time dial para Ra de maneira que a condição de coordenação seja atingida.

A metodologia apresentada por Kindermann (2012) funciona como um guia para os cálculos dos ajustes. As concessionárias de energia responsáveis por operar os sistemas de distribuição podem possuir algumas diretrizes e filosofias diferentes para determinar estes ajustes.

4 PROTEÇÃO ADAPTATIVA

A proteção tradicional para alimentadores de distribuição prevê o ajuste fixo, ou seja, são realizados estudos prévios do sistema de distribuição para que sejam determinadas as parametrizações dos componentes de proteção (BITTENCOURT, 2011).

Em sistemas elétricos de distribuição, mudanças na operação da rede são verificadas em diversos casos como: adição de novos consumidores à rede, condições de contingência, e mais recentemente conexões de geração distribuída. Tais eventos são capazes de modificar a topologia de operação da rede, o que geralmente altera níveis de curto-circuito no sistema (SOUZA, et al., 2016) (OJAGHI, et al., 2013).

Geralmente as modificações nos sistemas elétricos de potência impactam diretamente na performance e confiabilidade da rede. Os sistemas de proteção também são afetados em grandes mudanças e devem ter seus parâmetros reavaliados. A utilização de sistemas de proteção desatualizados, ou erroneamente parametrizados, pode acarretar na atuação indevida da proteção, causando o risco de danificar equipamentos dos alimentadores no caso de falhas na rede (SOUZA, et al., 2016) (OJAGHI, et al., 2013).

A proteção adaptativa é apresentada na literatura como uma alternativa para os esquemas de proteção se manterem frente às mudanças nas topologias dos sistemas de potência.

4.1 *Self-Healing*

A recomposição de redes de distribuição para mitigar o número de consumidores afetados durante faltas não é incomum. As mudanças de topologia nos alimentadores são um recurso aplicados por algumas distribuidoras de energia para restabelecer o fornecimento de energia aos clientes. Esta recomposição de redes é normalmente realizada através de elementos de proteção localizados nos alimentadores de distribuição, tais como chaves seccionadoras e religadores de distribuição.

Sistemas mais simples de distribuição de energia, não contam com equipamentos munidos de automação ou até uma simples comunicação. Desta forma, na ocorrência de faltas neste tipo de sistema, os elementos de proteção desconectam grande parte do alimentador, cabendo as equipes de manutenção da concessionária realizar possíveis manobras manuais para realimentar alguns consumidores (ZIDAN, et al., 2016).

Conforme (RAMOS, 2014), em redes de distribuição mais modernas, o processo de reconfiguração dos alimentadores é algo corriqueiro na operação das concessionárias de energia. A alteração da topologia da rede é aplicável não somente durante as faltas, como também para mitigar problemas de sobrecarga em alimentadores, transformadores ou ainda ajudar a solucionar problemas com níveis de tensão. A reconfiguração pode ser classificada em dois tipos de regimes, normal e automática.

A reconfiguração em regime normal é realizada para resolver problemas que poderão surgir em curto e médio prazo, sendo geralmente acompanhada de diversos estudos e análises pertinentes do sistema de potência afetado. Nestes casos, as análises do sistema podem envolver todas as possíveis reconfigurações de topologias de operação para a rede para que seja tomada a melhor decisão para o mesmo. Devido a antecedência destes estudos para a operação, ainda podem ser analisados, de maneira eficaz, a seletividade e coordenação para os sistemas de proteção das redes com potencial de reconfiguração.

A reconfiguração em regime automático do sistema de distribuição feito com inteligência embarcada é denominada de *Self-Healing*. O sistema *Self-Healing* pode ser definido como um recurso de recomposição automática, munido de inteligência autônoma, que realiza manobra entre dispositivos munidos de comunicação, instalados ao longo de trechos de alimentadores de distribuição (ELETROPAULO, 2017). Este regime de operação de reconfigurações permite as concessionárias de energia que o chaveamento dos sistemas de distribuição seja feito com mais frequência e de maneira mais ágil. Esta frequência e agilidade de possíveis reconfigurações dos sistemas de potência pode causar uma deficiência nos estudos de coordenação e seletividade para os esquemas de proteção (RAMOS, 2014).

Os autores em (ZIDAN, et al., 2016) e (LI, et al., 2010) determinam que o sistema *self-healing*, para recomposição no caso de faltas, deve contemplar as seguintes etapas:

1. Medição e proteção: etapa básica de proteção que detecta a falta com precisão da maneira mais rápida possível;
2. Isolamento de falta: esta etapa consiste em isolar o menor trecho possível do sistema onde ocorreu um possível curto-circuito;
3. Recomposição do sistema: esta última etapa é realizada através do chaveamento de disjuntores, ou chaves automáticas, localizadas no decorrer do alimentador para reconectar o maior número possível de consumidores.

Os autores em (LI, et al., 2010) ainda descrevem que existe uma grande necessidade de elementos inteligentes munidos de comunicação para a realização de tais etapas. Todos elementos de proteção localizados no decorrer do alimentador, que fazem parte do sistema de *self-healing*, devem ser interligados através de uma rede de comunicação para que seja possível melhorar a precisão de localização de faltas e ainda tornar a recomposição da rede mais eficaz (ZIDAN, et al., 2016) (LI, et al., 2010).

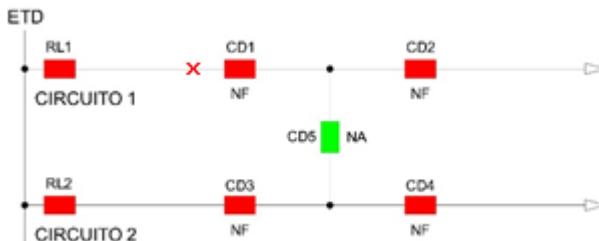
As etapas previamente descritas são demonstradas nos diagramas unifilares abaixo:

A Figura 18 apresenta o diagrama unifilar de dois alimentadores de distribuição operando na configuração radial com recurso. Esta configuração é determinada por alimentadores radiais conectados por uma chave em um estado normalmente aberto (ELETROPAULO, 2017). Esta chave de conexão, denominada de recurso, pode ser uma simples chave seccionadora ou até uma chave disjuntora munida com funções de proteção. Neste sistema, ambos alimentadores derivam da mesma subestação de distribuição. Os elementos RL1 e RL2 representam o conjunto de proteção de relé e disjuntor localizados na subestação. Estes dispositivos realizam a proteção de retaguarda de todo o alimentador.

Os dispositivos CD1, CD2, CD3 e CD4 representam as chaves disjuntoras posicionadas no decorrer dos alimentadores. As chaves disjuntoras também são munidas de sistemas de proteção de sobrecorrente, podendo ser parametrizadas para efetuar a coordenação do sistema.

Finalmente, o dispositivo CD5 representa a chave automática responsável pelo recurso de reconfiguração. Esta chave normalmente não é munida de elementos de proteção, sendo utilizada somente para efetuar as possíveis transições de carga entre os alimentadores (ELETROPAULO, 2017). Esta chave possui característica normalmente aberta (NA), ou seja, durante operação normal do sistema, o dispositivo mantém seus terminais abertos.

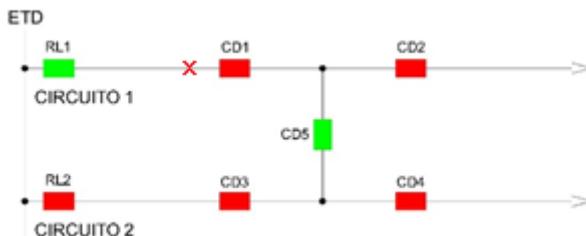
Figura 18 - Diagrama unifilar de alimentadores de distribuição com recurso



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Considerando como exemplo uma falta no alimentador 1, entre os elementos de proteção RL1 e CD1 (Figura 19), o relé da subestação RL1 atuará eliminando a falta devido à coordenação do sistema de proteção.

Figura 19 - Diagrama unifilar de distribuição após falta no alimentador 1

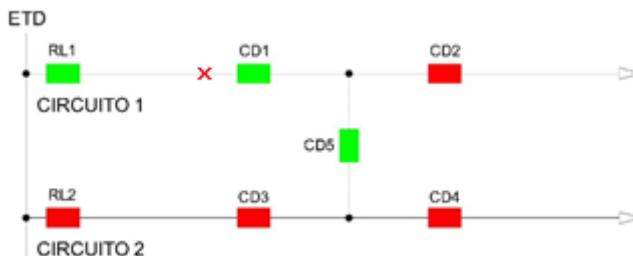


Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Neste momento, o sistema de *self-healing* deverá isolar a falta para que possa ocorrer a recomposição do alimentador. A Figura 20 demonstra o isolamento do curto circuito através da abertura do elemento de proteção CD1. A etapa de isolamento deve ser realizada por um sistema de controle e automação.

Os autores em (ZIDAN, et al., 2016) destacam que o controle para esta operação pode ser realizado de maneira centralizada, através do SCADA da concessionária, ou ainda de maneira distribuída, com a lógica embarcada nos próprios elementos de proteção. O artigo ainda apresenta as vantagens e aplicações específicas para cada topologia. Como o foco deste trabalho é a execução da proteção adaptativa para os sistemas de recomposição, estes detalhes não serão abordados em baixo nível.

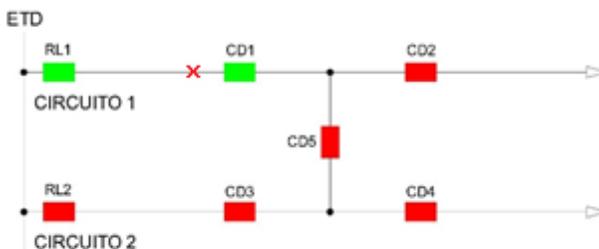
Figura 20 - Falta isolada durante operação do *self-healing*



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Após o isolamento da falta, o sistema passa a executar a recomposição de cargas. Nesta etapa, a chave CD5 é fechada e o alimentador 2 passa a suprir parte das cargas do alimentador 1 (Figura 21). Finalmente, o sistema torna-se recomposto com a falta isolada em somente uma parcela do trecho do alimentador 1 e boa parte dos consumidores com seu fornecimento reestabelecido.

Figura 21 - Sistema de distribuição após atuação do *Self-Healing*



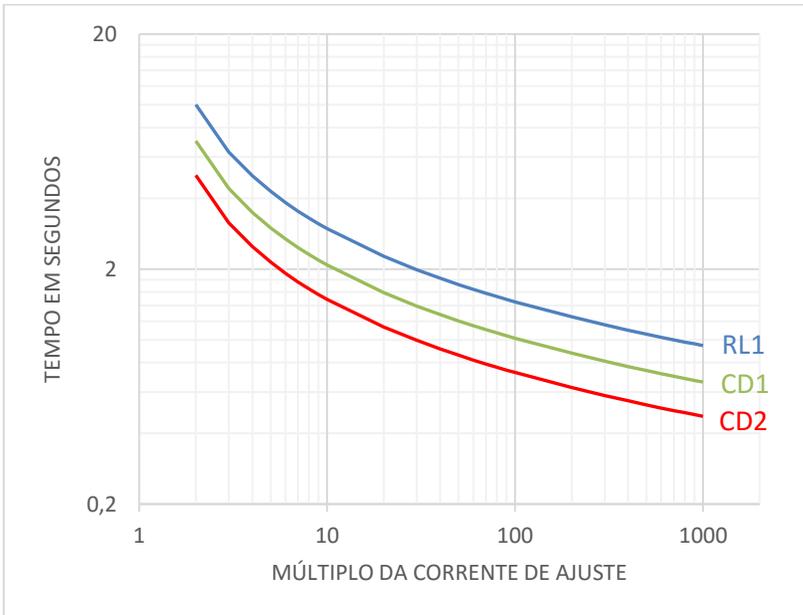
Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Neste exemplo de reconfiguração, após as reconexões, os elementos de proteção podem perder a sua coordenação e seletividade (ALVES, et al., 2017). Tomando ainda como exemplo o sistema descrito na Figura 18, é considerado que os esquemas de proteção para ambos os alimentadores operem de maneira seletiva. Desta forma, são apresentadas na Figura 22 e na Figura 23 as curvas genéricas de proteção temporizada.

Para a elaboração destas curvas, foram consideradas na operação o uso de curvas de sobrecorrente IEC Inversa conforme (MARDEGAN, 2010). Para coordenação entre os elementos de proteção, foi aplicado um valor acima de 200 ms entre a atuação das curvas. Este intervalo de

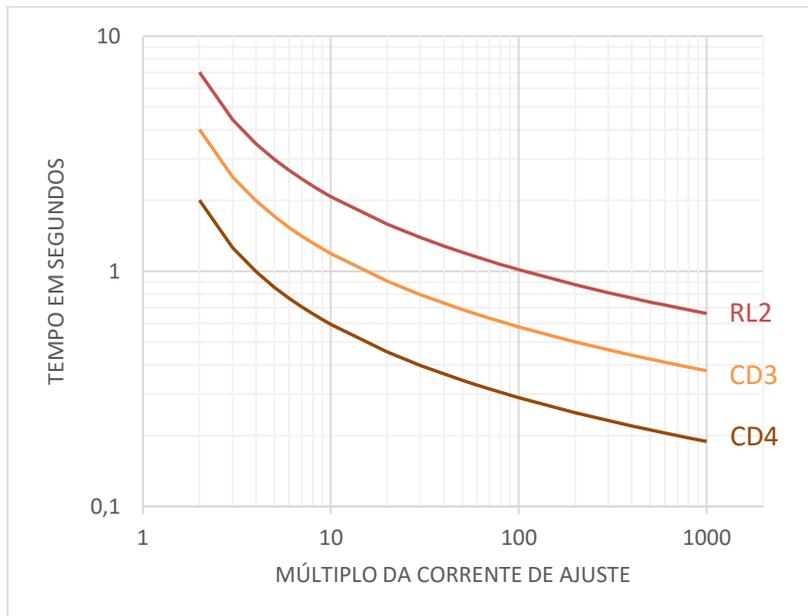
coordenação foi estipulado com base na norma de proteção de redes de distribuição da Eletropaulo (ELETROPAULO, 2017). Entretanto, tal valor pode ser alterado considerando a filosofia de proteção de qualquer concessionária de forma que o conceito de perda de seletividade aparece independente deste intervalo.

Figura 22 - Coordenação entre dispositivos de proteção temporizados do alimentador 1



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Figura 23 - Coordenação entre dispositivos de proteção temporizados do alimentador 2

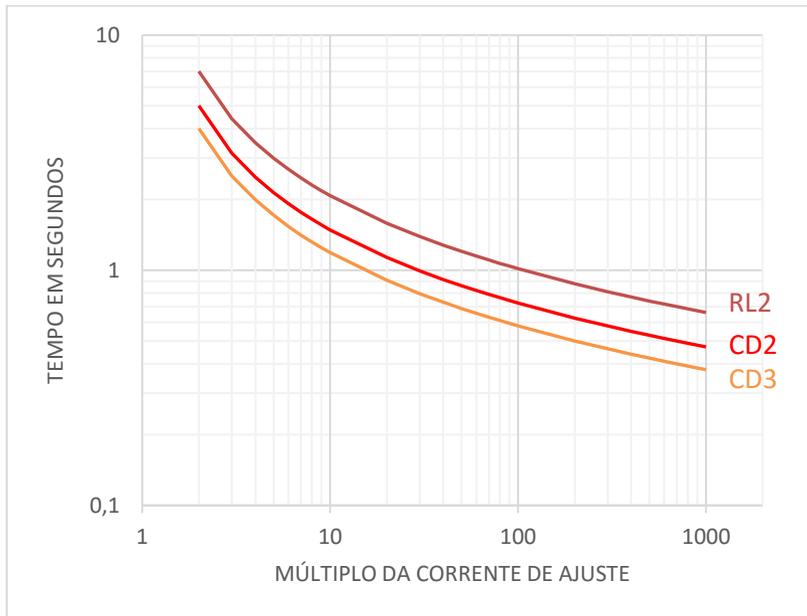


Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Assim que o sistema de distribuição estiver devidamente reconfigurado devido ao Self-Healing (Figura 21) os dispositivos de proteção são notoriamente descoordenados. Neste caso, as curvas dos elementos temporizados são apresentadas na Figura 24.

Fica claro que a curva de sobrecorrente temporizada de CD3 opera com uma atuação mais rápida do que a de CD2. Se durante esta operação ocorrer alguma falha no alimentador a montante de CD2, a proteção em CD3 será atuada erroneamente e ambos os alimentadores 1 e 2 terão diversas cargas desconectadas indevidamente.

Figura 24 - Curva dos elementos de proteção temporizados após reconfiguração do sistema



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Desta forma, é identificado um problema na atuação dos sistemas de recomposição automática. Este tipo de problema é descrito e abordado por alguns autores em (ALVES, et al., 2017), (GUTH, 2013) e (RAMOS, 2014).

Tipicamente, em situações práticas que envolvem a aplicação de sistemas de recomposição automática, os operadores do sistema implementam, nos relés de proteção, diferentes grupos de ajustes. Estes grupos de ajustes permitem a alteração dos parâmetros de proteção dentro de cenários previamente estabelecidos. Isto causa uma limitação de possibilidades de alteração. Esta aplicação prática requer o estudo detalhado do sistema e determinação prévia de todas as topologias possíveis para que as proteções sejam dimensionadas. Além disto, os sistemas com diversas possibilidades de reconfiguração, podem exigir o uso de diversos grupos de ajustes, inviabilizando esta solução.

A aplicação da proteção adaptativa para resolução deste problema é abordada nos tópicos seguintes.

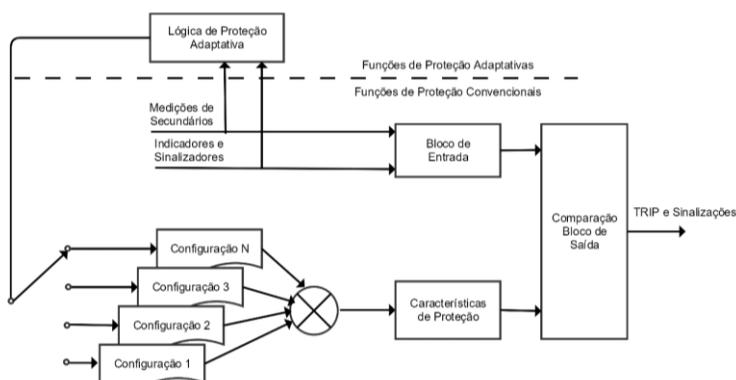
4.2 Definição de proteção adaptativa

A proteção adaptativa pode ser definida como a habilidade dos sistemas de proteção de se adaptar as atuais condições de operação do sistema de potência. Podendo ser encarada como uma filosofia de proteção que permite fazer ajustes nas funções de proteção para tornar os esquemas de proteção mais sintonizados com o modo de operação da rede (PATIL, et al., 2014).

Esta definição de proteção adaptativa indica que seu principal objetivo é o de manter os requisitos básicos de seletividade e coordenação dos sistemas de proteção, durante a operação de diferentes topologias dos sistemas de potência, através da configuração automática dos ajustes de dispositivos inteligentes de proteção.

De acordo com Abdulhadi, et al, (2012) a proteção adaptativa pode ser abordada em dois métodos diferentes. O primeiro método envolve ajustar os parâmetros de proteção através de uma quantidade de grupos previamente configuradas em dispositivos de proteção. Esta técnica é aplicada em situações onde o sistema possui uma quantidade consideravelmente pequena de topologias ou modos de operação. O ajuste dos parâmetros de proteção é calculado previamente para cada caso. Durante a operação, as possíveis mudanças da topologia do sistema devem ser detectadas e com isso causar a mudança dos ajustes de proteção. A Figura 25 (ABDULHADI, et al., 2012) apresenta um diagrama de blocos exemplificando este método.

Figura 25 - Bloco de ajustes pré-determinados de proteção adaptativa



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Soluções típicas para sistemas de proteção adaptativa são baseadas nas funções de relés microprocessados. Tais relés possuem

habilidades de armazenar diferentes ajustes pré-determinados em sua memória (Grupos de Ajustes), o que permitem uma simples aplicação de adaptação em parâmetros de proteção. Os relés digitais ainda são munidos lógicas de programação que auxiliam nas transições entre parâmetros de proteção (BITTENCOURT, 2011) (ALEXANDER, 2012).

O segundo método envolve efetuar o cálculo dos parâmetros durante a operação em resposta a mudanças do sistema de potência. Esta opção se torna valiosa para sistemas que possibilitem uma grande variedade de topologias. Os trabalhos em (SOUZA, et al., 2016) e (ABDULHADI, et al., 2012) ainda descrevem que os cálculos online de parâmetros para os esquemas de proteção podem exigir um alto nível de processamento computacional, portanto é indicado que sejam estipulados limites operacionais com base em estudos prévios do sistema.

4.3 Infraestrutura

Para que a proteção adaptativa tenha confiabilidade em sua aplicação, são listados requisitos fundamentais para sua implementação. Os autores em (ABDULHADI, et al., 2012) definem estes requisitos como de: requisitos de usuário (concessionárias), requisitos de funcionalidade e requisitos de performance.

Os requisitos de usuário envolvem demandas das concessionárias de energia para aplicação destes esquemas. Tais requisitos podem variar conforme diferentes tipos de sistemas e diferentes filosofias de proteção. Entretanto, são destacados como requisitos genéricos de usuário o aproveitamento de infraestrutura de proteção existente, e a integração dos sistemas de controle com subestações.

Os requisitos funcionais dos esquemas de proteção adaptativa englobam a seleção válida dos parâmetros de proteção em resposta aos eventos do sistema, determinados previamente pelo usuário. É necessário que o sistema de ajustes automáticos verifique a performance dos ajustes selecionados e demande mudanças caso seja necessário.

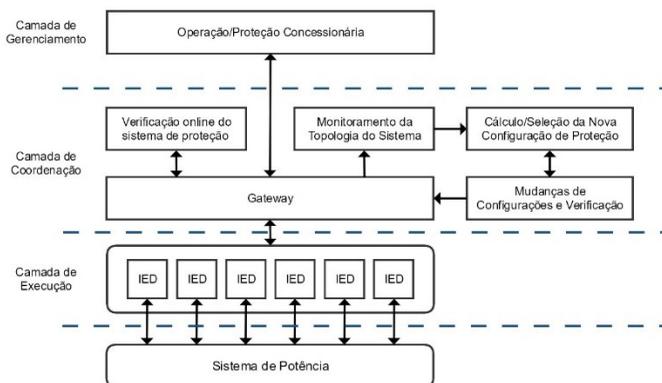
Os requisitos de performance determinam que, mesmo com as aplicações de métodos adaptativos de proteção, a confiabilidade de esquemas padrões de proteção não deve ser violada. Desta forma os métodos para ajustes automáticos da proteção devem atender requisitos básicos de desempenho normalmente aplicados pelas concessionárias.

Ainda, de acordo com Abdulhadim et al. (2012), a segregação entre diferentes blocos de operação é ideal para compreender a

determinação de requisitos do sistema. Uma infraestrutura genérica para os sistemas de proteção adaptativa é proposta em (PATIL, et al., 2014).

A Figura 26 apresenta os blocos genéricos para o sistema de proteção adaptativa.

Figura 26 - Blocos para a infraestrutura de comunicação da proteção adaptativa



Fonte: Adaptado de Abdulhadi (2012)

Os dispositivos de proteção munidos de controle microprocessado, também chamados de IED (*Intelligent Electronic Devices*), compõe a camada de execução da proteção adaptativa. Em grande parte dos casos encontrados na literatura, os IED se referem aos relés digitais de proteção. Estes dispositivos devem se comunicar com a camada de coordenação para poder repassar medições do sistema de potência e receber parametrizações.

A camada de coordenação representa a inteligência da proteção adaptativa. Todas as informações a respeito da rede transitam através de um *gateway*. A topologia da rede deve ser determinada através de informações provenientes dos IEDs e chaves do sistema de potência. A topologia da rede, englobando dados de posicionamento de chaves/disjuntores e carga, deve fornecer à camada de coordenação a possibilidade de analisar a proteção aplicada e tomar a decisão de poder ajustar os parâmetros no caso de mudanças.

Na ocorrência de mudanças da topologia da rede, novas configurações para o sistema de proteção devem ser determinadas. Após esta determinação, é necessário verificar se tais parâmetros atendem critérios de seletividade e sensibilidade mínimos para o sistema de potência em questão.

É desejado ainda que exista uma camada responsável por validar a performance do esquema de proteção adaptativa. Os autores em (ABDULHADI, et al., 2012) recomendam que sejam realizadas diversas simulações do sistema de potência juntamente com a lógica de adaptação da proteção para avaliar seu desempenho e estabilidade.

A estabilidade da proteção adaptativa é verificada perante as mudanças em seus parâmetros mediante mudanças do sistema. A lógica da proteção deve responder somente para o caso de mudanças significativas na topologia do sistema de potência, se mantendo estável durante possíveis transitórios e perturbações breves (PATIL, et al., 2014). Ainda são necessárias validações da operação destes sistemas em campo. De acordo com Abdulhadim et al. (2012), é recomendado que para a implementação física da proteção adaptativa, ocorram etapas de operação parcial e assistida, de maneira similar a um comissionamento, para garantir o funcionamento correto destes sistemas.

Analisando o diagrama de blocos da Figura 26 é perceptível a grande importância de uma rede de comunicação confiável para execução da proteção adaptativa. Os autores em (MA, et al., 2011) e (ABDULHADI, et al., 2012) confirmam e destacam a necessidade da confiabilidade da comunicação para que seja possível manter a eficácia e seletividade para o sistema de proteção.

4.4 Pesquisa de anterioridade

A maior parte das informações encontradas na literatura a respeito de projetos com proteção adaptativa relacionados a alimentadores de distribuição se mostrou teórica com poucas execuções em projetos reais. Uma grande maioria apresenta estudos para aplicações de metodologias adaptativas de proteção em alimentadores com geração distribuída e mudanças sazonais de carga. Mesmo este não sendo o principal escopo do trabalho, estas técnicas serão avaliadas e comentadas para poder verificar como são as topologias e implementações dos sistemas de proteção adaptativa.

4.4.1 Projetos

A verificação dos projetos implementados foi feita através de uma busca na base de dados de projetos de pesquisa e desenvolvimento da ANEEL, bem como pesquisas nas plataformas de publicações IEEE e Cigré.

4.4.1.1 *Projeto P&D ANEEL Soluções integradas de Self Healing e Medição Inteligente*

O projeto ANEEL de código PD-6585-1405/2014 (Soluções integradas de *Self Healing* e Medição Inteligente) apresenta um sistema de *self-healing* para alimentadores de distribuição. Este projeto aborda o conceito de proteção adaptativa juntamente com a operação de um sistema de *self-healing* (ALVES, et al., 2017). Neste caso, ao alterar a topologia da rede de distribuição, os autores analisam a possibilidade de descoordenação de dispositivos de proteção de sobrecorrente. Ao alterar a topologia da rede com as manobras de recomposição dos alimentadores de distribuição, pode ocorrer o comprometimento da seletividade das funções de proteção, visto que podem ser alteradas a coordenação dos dispositivos de proteção e o possível fluxo de potência do sistema.

A estratégia adotada no projeto para resolução deste problema foi a criação de ajustes automáticos para os dispositivos de proteção. Estudos prévios da operação do sistema de *self-healing* permitiram o conhecimento de todas as possíveis topologias do sistema. Neste caso, foi possível que a equipe de proteção do projeto determinasse todos os possíveis parâmetros para as diferentes topologias, criando assim diferentes grupos de proteção com os ajustes necessários para as diferentes formas de operação.

Como o foco do projeto é sobre o tema de *self-healing*, os autores não apresentam resultados expressivos a respeito das mudanças dos esquemas de proteção. Também é destacada a criação dos ajustes off-line. Neste caso o conhecimento prévio de todas as possíveis topologias do sistema permite o dimensionamento da proteção. Entretanto um aumento no sistema de *self-healing* acarretaria em um aumento considerável nas topologias do alimentador, o que exigiria um trabalho elevado da equipe de para identificação destas topologias e determinação de diferentes parâmetros.

4.4.1.2 *Projeto P&D ANEEL Implantação de um Piloto de Redes Inteligentes (Smart Grid) para Automação do Sistema Elétrico*

O projeto de P&D da ENEL distribuição de código PD-0039-0016/2010 também aborda o tema de proteção adaptativa. Este projeto implantou na cidade de Aquiraz - CE um sistema inteligente de recomposição automática na rede de média tensão (13,8kV) e um sistema operando com proteção adaptativa na rede de subtransmissão

(69kV), denominado pelo projeto de Sistema Inteligente para Mudança Automática de Ajuste do Sistema de Proteção (SIAP).

A implantação do SIAP feita pelo projeto deveria ser capaz de adequar os ajustes dos relés a uma nova topologia do sistema elétrico, após uma falta ou retirada intencional de uma linha ou transformador. De acordo com Costa et al. (2012) sua aplicação foi feita no sistema de AT da ENEL, eixo Sobral-Cariré.

Maiores informações sobre os esquemas de proteção do projeto Cidade Inteligente Aquiraz não foram encontradas durante as pesquisas de revisão bibliográfica.

4.4.1.3 Projeto Internacional de Proteção Adaptativa na Ilha de Hailuoto

O projeto descrito em (LAAKSONEN, et al., 2014) aborda o uso de técnicas de proteção adaptativa para a operação de uma microrrede de distribuição localizada em uma ilha da Finlândia (Ilha de Hailuoto).

A microrrede de distribuição é munida de geração distribuída e cargas controláveis, de maneira que esta possui a habilidade de operar conectada à rede de distribuição em média tensão, ou isolada. Desta forma, a aplicação da proteção adaptativa para este projeto é focada nas diferentes topologias para a rede durante ambos os tipos de operação possíveis.

A metodologia de proteção adaptativa descrita no projeto também atua de maneira off-line semelhante aos projetos descritos anteriormente. Neste método, são realizados estudos prévios à operação para determinar todas as possíveis topologias de rede, e dimensionar todos os possíveis parâmetros de proteção off-line de cada caso para os relés microprocessados.

Os autores destacam que as mudanças entre os ajustes pré-definidos de proteção são comandadas pelo controlador central da microrrede. O trabalho ainda destaca a grande importância da confiabilidade e velocidade dos sistemas de comunicação para a executar a transição entre modos de operação. Desta forma, o sistema abordado foi implementado com comunicação baseada na IEC61850.

4.4.1.4 Projeto Internacional de Proteção Adaptativa em Brescia

O trabalho de (SOTOMAYOR, et al., 2017) descreve a arquitetura de comunicação de um sistema de proteção adaptativa implementado em uma rede de média tensão em Brescia (norte da Itália). A implementação da proteção adaptativa é baseada na IEC61850.

A metodologia elencada pelos autores é referente à reparametrização dos relés de proteção após uma reconfiguração da rede em casos de falta. Esta técnica foi aplicada em uma rede que apresenta uma topologia radial com recursos. Assim, o sistema proposto é capaz de identificar a falta, isolá-la e restabelecer a rede para os consumidores afetados. Após o restabelecimento, os parâmetros dos relés são reconfigurados para poder manter a seletividade da rede.

O artigo destaca fortemente no uso da IEC61850 mapeando as funções de proteção, juntamente com a hierarquia entre os diferentes dispositivos e aplicação dos protocolos para atualizar os parâmetros de proteção. Apesar disto, não são mencionados os cálculos pertinentes às lógicas de alterações dos parâmetros dos relés.

4.4.2 Análise teórica

Além da análise feita dos projetos implementados, foram analisados trabalhos teóricos envolvendo dissertações, teses, testes de laboratório e proposições de arquiteturas para sistemas com proteção adaptativa.

Trabalhos de proteção encontrados na literatura apresentam considerações sobre aplicação dos relés de proteção digitais juntamente com um sistema de controle central. Os autores em (NASCIMENTO, et al., 2015) consideram um sistema trivial de distribuição urbana (pequeno e com alta densidade de carga) para analisar a eficácia da proteção adaptativa na presença de geração distribuída. Neste caso, a geração distribuída considerada consiste somente de duas máquinas síncronas espalhadas pelo alimentador.

Este trabalho ainda realiza os ajustes de proteção para os relés de maneira off-line, ou seja, todos os possíveis estados do sistema devem ser conhecidos previamente para que o esquema de proteção seja devidamente dimensionado. Tendo conhecimento de todos os possíveis estados do sistema, os parâmetros de proteção são dimensionados previamente. Com alguma mudança da topologia do sistema de distribuição, os parâmetros de proteção são atualizados para os valores anteriormente calculados. Este método de ajuste é útil somente nos casos onde existem poucas topologias da rede. Ao passo que novas conexões de geração distribuída ou alterações na topologia da rede são feitas, o número de ajustes off-line é aumentado consideravelmente conforme mencionado previamente.

Os autores em (DOUBGLIN, et al., 2012) propõe o uso de medidores inteligentes para poder melhorar a performance de atuação dos dispositivos de proteção em sistemas de distribuição. O artigo

apresenta uma abordagem que modifica os parâmetros de proteção através de informações sobre perfil de carga provenientes dos medidores inteligentes para adequar os níveis de proteção de sobrecorrente, tornando os esquemas de proteção mais sensíveis em sua operação.

A operação desta solução sugere que dois ou mais alimentadores de distribuição em média tensão devam operar em anel. As linhas de distribuição ainda são compostas de chaves automáticas contendo esquema modificado de transferência de disparo permissivo por sobrealcançe (POTT). Este esquema é utilizado para abrir o anel dos alimentadores no caso de curtos-circuitos. Desta forma, durante as faltas o sistema é rapidamente alterado para um sistema radial, onde a proteção de sobrecorrente tradicional é aplicada para isolar a falta.

Esta solução proposta faz com que sejam necessárias duas etapas de proteção associadas (POTT modificado e sobrecorrente com parâmetros modificados) o que pode gerar um atraso na atuação da proteção. Os autores também não consideram a dinâmica da geração distribuída no dimensionamento de parâmetros de proteção. Um importante conceito que pode ser aproveitado deste trabalho é a aplicação dos medidores inteligentes para uma previsão da demanda e aumento da seletividade da proteção dos alimentadores.

O trabalho de (MA, et al., 2011) estuda a determinação de correntes de ajuste para sistemas com proteção adaptativa para geração distribuída. Neste trabalho os autores consideram as fontes de geração distribuída operando como fontes de corrente, similar ao funcionamento da geração distribuída fotovoltaica. Os autores destacam que sistemas de comunicação para a proteção adaptativa são essenciais para aprimorar a seletividade do sistema de proteção.

Os autores ainda consideram alterações constantes e instantâneas para os valores de corrente de ajuste para a sobrecorrente. Os valores propostos são determinados através de uma simplificação da linha por modelos de Thévenin.

O trabalho de (ALEXANDER, 2012) apresenta uma revisão das possibilidades de solução de adaptação de proteção para relés microprocessados. O artigo destaca as possibilidades de utilização das ferramentas do relé de proteção para facilitar no uso de esquemas com proteção adaptativa, tais como o uso de lógicas de programação ou até mesmo de grupos com diferentes parâmetros.

Os autores em (SOUZA, et al., 2016) discutem e estudam a possível implementação de um modelo de proteção adaptativa para um sistema de subtransmissão contendo geração distribuída proveniente de biomassa. Neste trabalho, a alteração dos parâmetros de proteção é dada

pela conexão/desconexão da geração distribuída na rede de subtransmissão.

O artigo propõe o uso de um sistema de controle da subestação para detecção de mudanças na topologia do sistema e de um centro operacional de controle, responsável por determinar os parâmetros de ajustes do esquema de proteção. Diferentemente de outros projetos, este trabalho propõe uma redução do esforço computacional requerido pela unidade responsável por recalcular os parâmetros de proteção dos relés. O sistema de controle, localizado na subestação, possui medições favoráveis em pontos estratégicos da rede que lhe permitem, através de variações na frequência do sistema, detectar as mudanças nas topologias. Somente com tais mudanças nas topologias é dado o gatilho para cálculo de novos parâmetros de proteção.

O método de estimação através das mudanças na frequência pode não ser ideal para a determinação de mudanças na topologia, entretanto a proposta realizada pelo autor da separação de um módulo para identificação de topologia e um módulo para efetuar cálculos é consideravelmente válida para o sistema. Ainda assim, este trabalho aponta pontos valiosos de inovação, tais como o cálculo online do dimensionamento da proteção e aplicabilidade sem necessidade de grandes mudanças na infraestrutura de proteção da rede.

O trabalho de (OJAGHI, et al., 2013) apresenta um algoritmo para coordenação de proteção adaptativa através do monitoramento de grandezas elétricas em algumas barras chaves nos alimentadores de distribuição. Os autores propõem a integração de proteções de sobrecorrente juntamente com relés de distância.

Este trabalho considera a proteção adaptativa para a coordenação entre os relés da subestação de distribuição para mudanças na topologia da rede à montante da mesma (em linhas de subtransmissão e transmissão), e uma possível inserção de geração distribuída nos alimentadores.

O método proposto ainda apresenta um método de otimização para o cálculo online do equivalente de Thévenin do sistema de potência e níveis de curto-circuito. Entretanto o esquema de proteção não conta com o auxílio de uma rede de comunicação, o que acarreta em uma necessidade grande de medidas para estimação dos níveis de curto circuito e um tempo consideravelmente alto para determinação de topologia do sistema.

A análise do estado da arte para os esquemas de proteção adaptativa tem mostrado grande crescimento no âmbito de publicações acadêmicas, demonstrando um grande potencial para as pesquisas no

âmbito de sistemas de potência. Também é destacado o grande desafio de implementação real para este tipo de sistema. Conforme listado em 4.4.1, foram poucas as aplicações reais envolvendo este tópico, em comparação à vasta quantidade de publicações que envolvem estudos teóricos nesta área.

Nos estudos teóricos apresentados é demonstrado que existe uma grande aplicação dos métodos de adaptação da proteção, considerando operação de geração distribuída. Entretanto, tal metodologia muitas vezes é válida para recalcular novos parâmetros de proteção para diversos casos onde ocorre mudança de topologia da rede. Através destes estudos, foi possível analisar as possíveis topologias das arquiteturas de proteção adaptativa para a elaboração da metodologia deste trabalho.

5 METODOLOGIA PROPOSTA

A apresentação do problema de descoordenação dos esquemas de proteção, destacado em 4.1 é considerado na busca pela metodologia proposta deste trabalho. O artigo de (ALVES, et al., 2017) propõe a realização de análises prévias do sistema de potência. Os autores utilizam as características digitais dos relés de proteção para analisar e parametrizar previamente todo o esquema de proteção para as possíveis topologias do sistema. Isto acarretaria em estudos prévios extensivos e sobrecarga dos responsáveis pela proteção e operação do sistema de potência. Esta solução coincide com aquela proposta por (NASCIMENTO, et al., 2015). Os autores ainda mencionam que tal abordagem é válida somente para aplicações onde existem poucas topologias

Os autores em (PURWAR, et al., 2014) propõe alguns métodos envolvendo programação linear e otimização para a obtenção de novos parâmetros para os dispositivos temporizados de proteção. Na utilização prática dos elementos de proteção, não é necessário elaborar sistemas que possuam a capacidade de otimizar tais temporizações (RAMOS, 2014). Estes aspectos muitas vezes demandam um alto poder de processamento e envolvem um alto custo na operação (SUNG, et al., 2013), o que violaria as premissas básicas de custo benefício para o sistema de proteção.

Dentro deste contexto, é considerada a aplicação de métodos heurísticos. A aplicação desta metodologia para a resolução do problema de coordenação da proteção é utilizada por Ramos (2014). De acordo com o autor, o resultado proveniente desta metodologia apresenta uma boa relação custo-benefício, visto que o método não exige grande esforço computacional e pode garantir a coordenação após reconfiguração da rede.

Esta metodologia utiliza ferramentas que permitem o direcionamento da solução, reduzindo o espaço de procura dentro de um conjunto possível de soluções. A solução ótima de um problema não é sempre o objetivo do resultado do método heurístico, uma vez que este método se baseia em aproximações direcionadas a um ponto ótimo (BUENO, 2009).

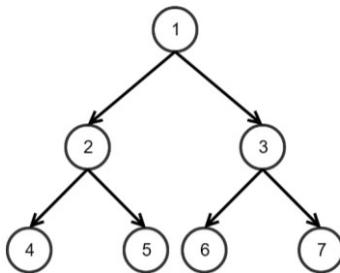
Conforme (RAMOS, 2014), para a aplicação em alguns problemas reais, tais como a reconfiguração de redes de distribuição, o uso de técnicas heurísticas para obter um ponto ótimo poderia gerar uma explosão combinatória, o que inviabilizaria a aplicação operacional do método.

O mesmo trabalho menciona e detalha os principais métodos de soluções heurísticas. Cada problema necessita de diferentes tipos de resultados e ainda deve ser tratado de diferentes formas. Por isso, não se deve afirmar que existe um melhor método dentro da heurística, mas sim que existe um método mais compatível com o problema em questão. Desta forma, são apresentadas a seguir breves explicações sobre os métodos relevantes encontrados:

1. Busca por amplitude

A busca por amplitude parte do nó raiz da árvore, (ponto inicial do problema) e a partir deste, mapeia todos os nós sucessores. O processo se repete para todos os nós sucessores até que algum critério de parada seja atendido. Normalmente, a busca por amplitude avança para todos os pontos da vizinhança enquanto a solução seja otimizada. A partir do momento que isto não acontece, é determinado uma solução ótima local e o processo de busca é encerrado (COSTA, 2011).

Figura 27 - Exemplo do método da Busca por Amplitude

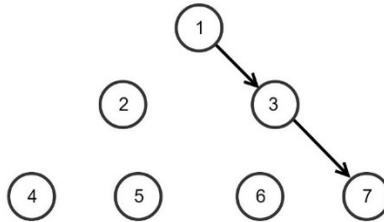


Fonte: Adaptada de Ramos (2014)

2. Busca em profundidade

A busca em profundidade parte do estado inicial do problema, somente para um nó sucessor. Neste caso, somente um caminho é selecionado até que o critério de parada do problema seja atendido. O critério de parada pode ser referente à solução do problema ou a interrupção da busca no determinado caminho. Este método é caracterizado por não exigir um conhecimento prévio sobre a possível solução, ou seja, é realizada uma busca não informada (RAMOS, 2014).

Figura 28 - Exemplo do método da Busca em Profundidade



Fonte: Adaptado de Ramos (2014)

3. Busca pela Melhor Escolha

A busca pela melhor escolha, também conhecida como busca Tabu, realiza uma mescla entre a busca por amplitude e busca por profundidade. Nesta resolução, para avançar em um novo nó, é aplicado algum critério de seleção que permita a execução de um caminho com a melhor solução. A execução deste método não exige que o novo nó seja uma solução melhor que o atual, podendo fazer com que o algoritmo retorne as soluções previamente exploradas. Para evitar este problema, usa-se uma lista tabu, que memoriza soluções prévias tornando-as proibitivas. Este método permite o encontro de uma solução sem visitar tantos nós, porém exige um maior esforço computacional para armazenamento de soluções anteriores (COSTA, 2011).

Figura 29 - Exemplo do método da busca pela melhor escolha



Fonte: Adaptado de Ramos (2014)

4. Método GRASP

Este método heurístico tem como principal diferença a realização de múltiplas condições iniciais. O método usa de um processo chamado de *Multistart*, ou seja, após determinar uma condição inicial e encontrar uma solução, o algoritmo armazena esta solução ótima localmente e inicia novamente uma nova busca, porém com outro ponto de partida. Após encontrar um

determinado número de soluções, o algoritmo deve verificar qual a melhor. Os métodos de busca por amplitude e busca em profundidade podem ser aplicados após a determinação de um novo ponto de partida (COSTA, 2011).

5. Método Hill Climbing

O método de Hill Climbing é uma derivação da busca em profundidade. Nesta resolução, para cada busca pela próxima solução são avaliados o estado atual e a melhoria referente ao estado futuro. Desta forma, o nó sucessor só é aceito caso ocorra melhoria no estado da solução. Este método introduz à busca em profundidade a seleção de uma solução que é caracterizada por ser um ponto ótimo local (RAMOS, 2014).

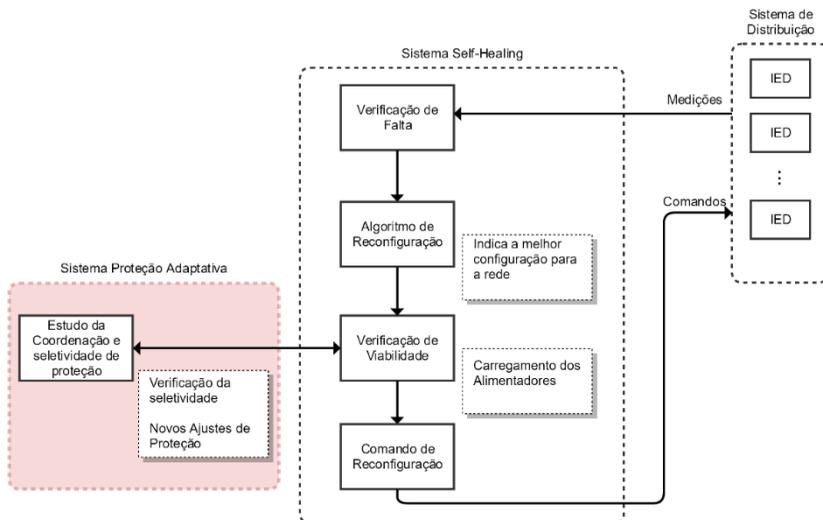
Dentre os métodos heurísticos revisados e apresentados, foi selecionado, para abordar o problema de coordenação dos parâmetros de proteção, o método da busca em profundidade. A opção por este método é funcional para a resolução do problema proposto, visto que sua resolução não busca a otimização do resultado e, considerando a realidade da operação de sistemas de distribuição, é factível que sejam realizadas apenas alterações que busquem uma solução rápida e funcional para o sistema (RAMOS, 2014).

5.1 Estrutura do algoritmo

O algoritmo desenvolvido para este trabalho objetiva a análise da nova topologia do sistema de distribuição, e realiza os novos cálculos para os parâmetros de proteção para poder garantir a seletividade durante as reconfigurações automáticas da rede de distribuição (self-healing). O funcionamento básico do sistema de self-healing é detalhado em 4.1. A proteção adaptativa para este trabalho é sequencial ao momento no qual ocorre a reconfiguração bem-sucedida do sistema de distribuição.

A Figura 30 apresenta um diagrama de blocos para melhor compreender a necessidade e onde a solução de proteção adaptativa se encaixa dentro do sistema de self-healing para a distribuição.

Figura 30 - Diagrama de blocos que apresenta o sistema de self-healing juntamente com a proteção adaptativa



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

O sistema de self-healing fica encarregado de realizar a verificação de faltas, executar o algoritmo de reconfiguração para obter a melhor topologia para o sistema, e verificar os carregamentos dos alimentadores para não violar nenhuma condição de operação, atendendo os passos representados em 4.1. O bloco de resolução para a proteção representaria uma condição adicional para determinar os novos parâmetros da proteção dos relés na nova topologia.

O problema para o qual é buscado uma solução consiste no ajuste dos parâmetros de proteção para uma determinada solução da reconfiguração do sistema de self-healing. A solução proposta é destacada na Figura 30.

O fluxograma macro da proteção adaptativa é apresentado na Figura 31. A imagem aborda os principais passos do algoritmo de adaptação da proteção. O início do algoritmo é caracterizado pelo recebimento dos novos estados do sistema informados pela execução do self-healing. A obtenção do estado é representada por matrizes de posição. Considerando o sistema apresentado na Figura 18. As seguintes matrizes representariam os estados do sistema.

Matriz de chaves disjuntoras:

$$DJ = \begin{bmatrix} RL1 \\ CD1 \\ CD2 \\ RL2 \\ CD3 \\ CD4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix}$$

Matriz de chaves de recurso:

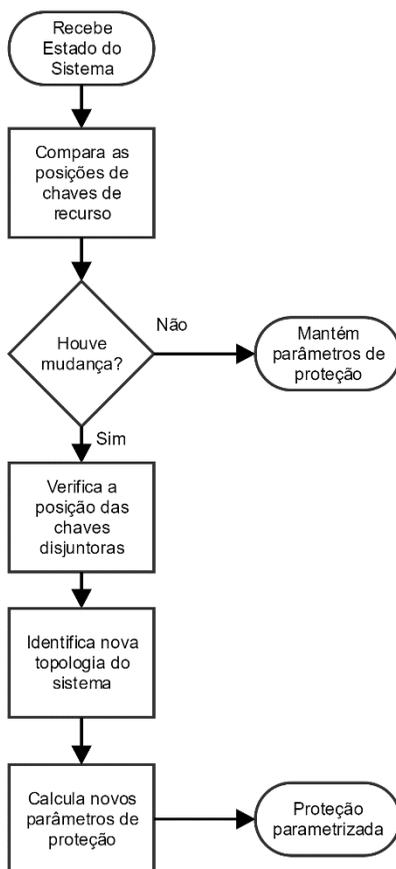
$$R = [CD5] = [0]$$

Nesta situação, o elemento '1' indica a chave fechada e o elemento '0' indica chave aberta. Com estas informações, o algoritmo realiza uma comparação com o estado normal do sistema e detecta qual mudança foi executada durante a recomposição da rede.

Isto é realizado inicialmente verificando a posição de todas as chaves recurso. Após a detecção da utilização de algum recurso no sistema, é considerado que o mesmo passou por uma mudança de configuração, necessitando assim do cálculo de novos parâmetros de protecção.

Após saber qual chave recurso do sistema foi utilizada, é necessário determinar a topologia restante do sistema. Isto consiste em uma análise das chaves disjuntoras. Como exemplo do sistema apresentado na Figura 18, o algoritmo deve ser capaz de detectar quais elementos foram conectados à jusante do recurso, ou seja, se a falta está contida entre os elementos RL1 e CD1 com o elemento CD2 reconectado à jusante de CD5 ou se a falta está contida entre os elementos RL2 e CD3 com o elemento CD4 conectado à jusante de CD5. Este processo de identificação da topologia do sistema é realizado pelo algoritmo através dos estados previamente mapeados.

Figura 31 – Fluxograma macro para o algoritmo de resolução do problema de coordenação da proteção



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

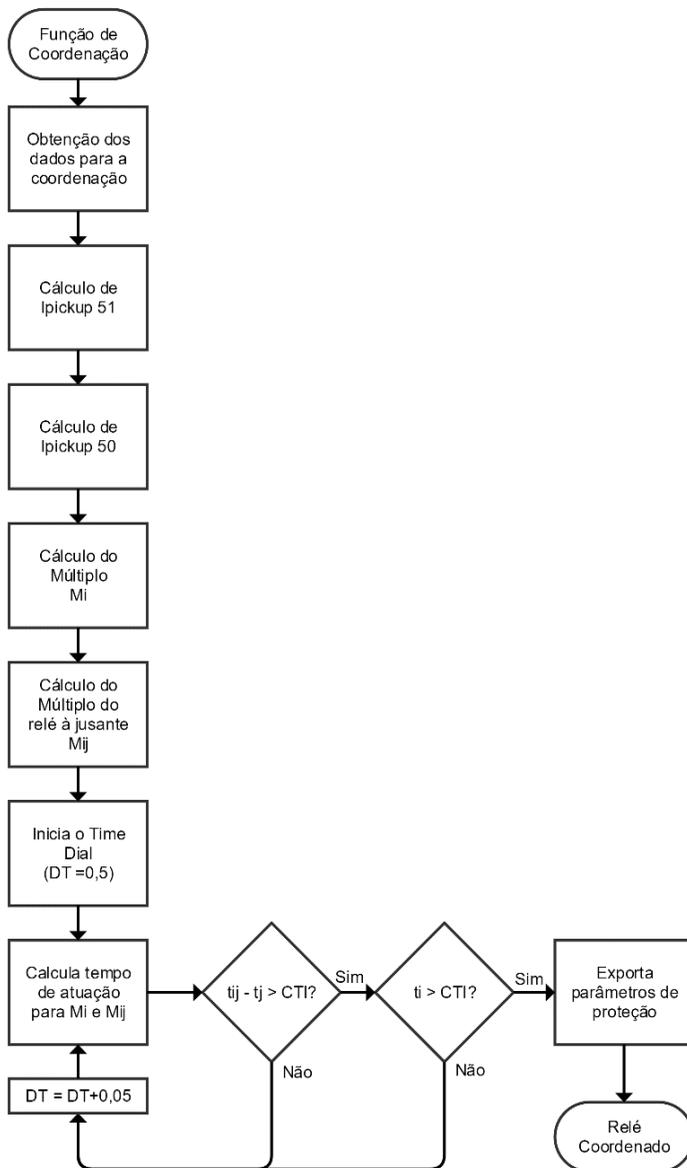
A Figura 32 apresenta o fluxograma referente à função de coordenação de um elemento de proteção. Esta função de coordenação foi generalizada considerando a aplicação em um sistema conforme apresentado na Figura 33. O fluxograma apresentado é generalizado para as determinações dos parâmetros das sobrecorrentes de neutro e de fase. Os tópicos a seguir descrevem com detalhes a execução do algoritmo.

5.1.1 Coordenação da proteção de sobrecorrente de fase

Inicialmente são obtidos os dados necessários para a elaboração dos cálculos de coordenação. Estes dados são compostos por:

1. Corrente nominal de carga à jusante do relé;
2. Corrente de curto circuito trifásica no final da zona de proteção do relé R_i (I_{cci});
3. Corrente de curto circuito trifásica no final da zona de proteção do relé R_j (I_{ccj});
4. Intervalo de coordenação CTI;
5. Tempo de atuação, t_j , do relé à jusante para 80% da corrente de curto circuito trifásica em I_{ccj} ;

Figura 32 - Fluxograma da função de coordenação

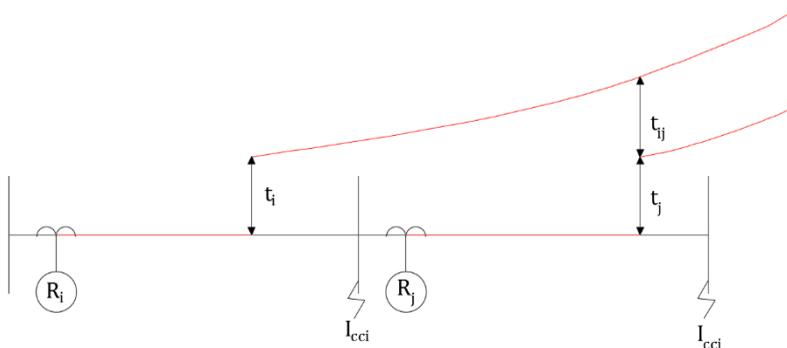


Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Após a obtenção dos dados para parametrização, o algoritmo determina o valor de ajuste para a função de sobrecorrente temporizada (51). Neste caso, a norma de proteção em (ELETROPAULO, 2017) determina que este valor é calculado de acordo com a capacidade nominal do cabo. Para alimentadores com capacidade nominal maior que 600 A é ajustado em 720 A. caso contrário, ajusta-se em 600 A.

O próximo passo é o cálculo de ajuste para a função de sobrecorrente instantânea (50). Neste caso, a norma de proteção determina que para sobrecorrente de fase deve ser considerado 80% do valor de curto circuito ao final da zona de proteção. Conforme é apresentado na Figura 33, para o relé R_i , este valor deverá equivalente a 80% de I_{ccj} .

Figura 33 – Sistema genérico para coordenação de sobrecorrente



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Após a determinação para os valores de ajuste das funções 50/51, são determinados os valores dos múltiplos M_i e M_{ij} da seguinte maneira:

$$M_i = 0,8 * I_{cci} / I_{ajuste51}$$

Equação 13 - Cálculo do múltiplo M_i

$$M_{ij} = 0,8 * I_{ccj} / I_{ajuste51}$$

Equação 14 - Cálculo do múltiplo M_{ij}

Finalmente, é iniciado o valor do dial de tempo (*time dial*) em 0,5, sendo este um valor padrão mínimo para os dispositivos de proteção de sobrecorrente. A curva de sobrecorrente de tempo inverso

recomendada pela norma de proteção utilizada é a do tipo muito inversa da IEC, obedecendo a Equação 3.

Com os valores calculados e determinados nos passos anteriores, é calculado os tempos de atuação t_i e t_{ij} considerando a curva do tipo muito inversa.

Após o cálculo dos tempos de atuação, é verificado se estes tempos atendem o intervalo de coordenação. De acordo com (ELETROPAULO, 2017) o intervalo de coordenação utilizado deve ser de, no mínimo, 200 ms.

As condições que devem ser atendidas são apresentadas pelas seguintes equações:

$$t_{ij} - t_j > CTI$$

Equação 15 – Condição de coordenação 1

$$t_i > CTI$$

Equação 16 – Condição de coordenação 2

Caso as condições não sejam atendidas, o valor de *time dial* é incrementado em 0,05 e os tempos são recalculados. Isto se repete até que as condições de coordenação sejam atendidas.

Após o dispositivo de proteção estar devidamente coordenado, o algoritmo realiza a coordenação do elemento de proteção à jusante considerando os tempos de atuação e níveis de curto circuito do relé a montante.

A coordenação de cada elemento de proteção do alimentador é executada de uma vez. Tomando como exemplo a coordenação da proteção do sistema apresentado na Figura 21: Nesta situação o algoritmo efetuará a parametrização individual de CD2, CD5, CD3 e RL2 em sequência.

5.1.2 Coordenação da proteção de sobrecorrente de neutro

A coordenação das funções de sobrecorrente instantânea e temporizada de neutro seguem o mesmo fluxograma apresentado na Figura 32.

As informações recebidas inicialmente para a execução do algoritmo são idênticas as apresentadas em 5.1.1, porém os níveis de curto circuito são referentes aos valores das grandezas monofásicas.

O valor de ajuste para a função de sobrecorrente de tempo inverso de neutro (51N) é determinado através do desbalanço do sistema. Para sistemas com corrente de desbalanço de até 70 A, ajusta-se a função 51N em 120 A. Para sistemas com corrente de desbalanço de

até 130 A, ajusta-se a função 51N em 180 A. Acima disto, ajusta-se em 300 A.

O valor de ajuste para a função de sobrecorrente instantânea de neutro (50N) é realizado considerando o valor de 50% do curto circuito no final da zona de proteção do dispositivo.

Os demais passos do algoritmo se mantêm idênticos para o caso do ajuste de sobrecorrente de fase. A mesma curva de tempo inverso é recomendada e os mesmos critérios de coordenação devem ser atendidos.

5.2 Considerações finais

Após aplicar os algoritmos de coordenação para as proteções de sobrecorrente de fase e neutro de cada dispositivo de proteção do sistema reconfigurado, o esquema de proteção passa a operar de maneira seletiva.

O algoritmo descrito neste capítulo foi elaborado com o auxílio da plataforma computacional MATLAB. O software apresenta interfaces amigáveis permitindo que o usuário realize o tratamento de inúmeras modelagens numéricas. Através de interfaces simples, com programações em alto nível, o software torna possível a criação estruturas e funções complexas (SALVADOR, 2016).

As informações utilizadas nas funções de coordenação foram obtidas através de simulações da rede de distribuição com o software de simulação ATP. O software ATP é destinado para simulações de transiente eletromagnéticos. Esta ferramenta computacional utilizada principalmente para trabalhar na modelagem, estudos e simulação de sistemas de potência. O sistema possui uma interface gráfica denominada de ATPDraw. Esta interface permite a criação de diversas redes e esquemas em sistemas de potência (EUROPEAN EMTP-ATP USERS GROUP, 2018).

6 DESCRIÇÃO DO SISTEMA

O sistema de distribuição subterrânea no qual serão realizadas as simulações do algoritmo, representa um sistema real de distribuição, tendo como operadora a concessionária de energia Eletropaulo. Os tópicos abaixo descrevem detalhadamente os alimentadores de distribuição onde serão realizadas as simulações dos algoritmos.

Todas as informações técnicas deste capítulo a respeito dos alimentadores (carregamentos, impedâncias de cabos, tipos de cabos, comprimentos de linha, etc.) foram fornecidas pela Eletropaulo.

6.1 Rede de distribuição subterrânea da Vila Olímpia

O sistema de distribuição, objeto deste trabalho, é localizado no bairro de Vila Olímpia, em São Paulo, SP. O sistema é caracterizado por ser uma zona comercial de grande movimento, o que representa um sistema de distribuição com alta densidade de carga. Este sistema de distribuição se encontra sobre os domínios de operação da concessionária Eletropaulo. Desta forma, os estudos de proteção que serão realizados para este sistema deverão atender as normas impostas pela concessionária.

Grande parte das cargas do bairro possuem seu fornecimento de energia proveniente da subestação Monções, também denominada de ETD-Monções. Desta subestação, são derivados 8 alimentadores subterrâneos para alimentar as principais cargas do bairro. Estes alimentadores são apresentados na forma de diagramas unifilares no APÊNDICE A – Diagramas unifilares e dados técnicos dos alimentadores. Neste apêndice também estão dispostas as informações a respeito das linhas dos alimentadores.

De acordo com as padronizações adotadas pela Eletropaulo, a denominação dos alimentadores é realizada utilizando a nomenclatura MOC-1XX, onde MOC representa que os alimentadores derivam da subestação Monções e os valores 104, 105, etc. representam a numeração dos alimentadores.

As características elétricas gerais de cada alimentador são apresentadas na Tabela 1.

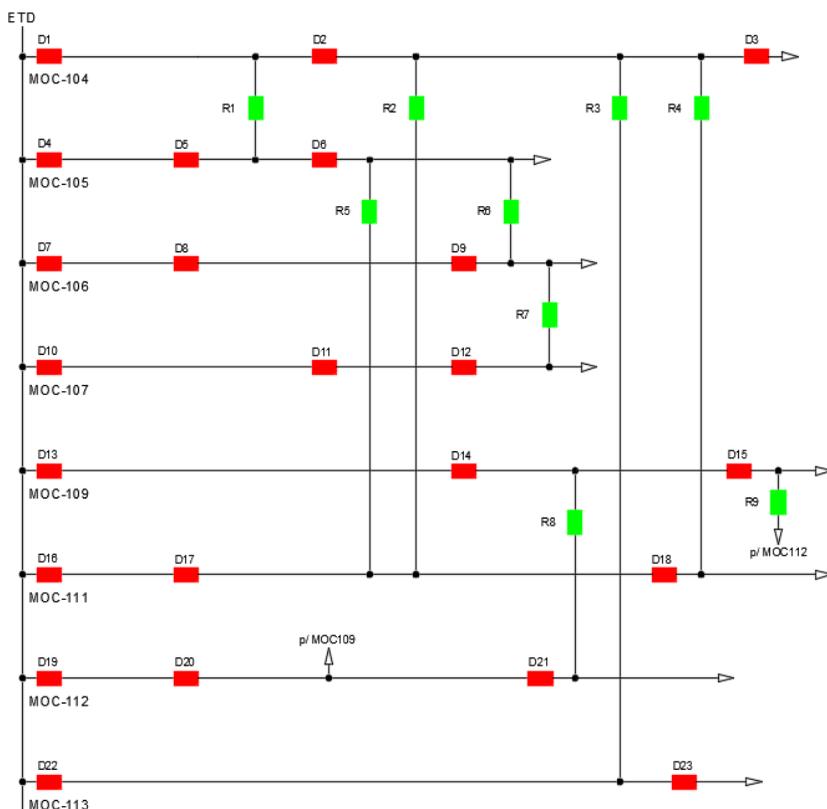
Tabela 1 - Características gerais dos alimentadores da ETD-Monções

Alimentador	Nível de Tensão (kV)	Carga nominal Fase A (A)	Carga nominal Fase B (A)	Carga nominal Fase C (A)	Quantidade de chaves disjuntoras	Número de recursos
MOC104	13,8	164	177	170	3	4
MOC105	13,8	250	270	245	3	3
MOC106	13,8	241	264	249	3	2
MOC107	13,8	254	266	251	3	1
MOC109	13,8	241	256	244	3	2
MOC111	13,8	250	264	251	3	3
MOC112	13,8	232	259	222	3	2
MOC113	13,8	161	127	130	2	1

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

O diagrama unifilar geral do sistema de distribuição da ETD-Monções é apresentado na Figura 34. Estes diagramas facilitam as visualizações práticas das redes, permitindo compreender o nível de complexidade do mesmo e facilitando as simulações do sistema para os estudos de proteção.

Figura 34 - Diagrama unifilar geral dos alimentadores da ETD-Monções



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Com o auxílio do diagrama da Figura 34, é possível compreender as complexidades e quantidades de reconfigurações possíveis para o sistema. Nesta figura, os elementos de proteção sinalizados em vermelho representam as chaves disjuntoras. As chaves disjuntoras mais próximas da barra da ETD são aquelas localizadas na subestação. As chaves disjuntoras no decorrer do alimentador são localizadas nos poços de inspeção.

Os elementos de proteção apresentados em verde representam as chaves de recurso utilizadas. Estas chaves de recurso possuem as mesmas funcionalidades de proteção das chaves disjuntoras.

Ainda, analisando as possíveis topologias através deste diagrama unifilar foi possível obter a seguinte tabela de arranjos de recomposições:

Tabela 2 - Possíveis recomposições do *self-healing* para o sistema

Recurso utilizado	Alimentador da falta	Localização da falta	Alimentador de recomposição
R1	MOC105	Entre D4 e D5	MOC104
R2	MOC104	Entre D1 e D2	MOC111
	MOC111	Entre D16 e D17	MOC104
R3	MOC104	Entre D1 e D2	MOC113
R4	MOC104	Entre D1 e D2	MOC111
	MOC111	Entre D16 e D17	MOC104
	MOC111	Entre D17 e D18	MOC104
R5	MOC105	Entre D4 e D5	MOC111
	MOC105	Entre D5 e D6	MOC111
	MOC111	Entre D16 e D17	MOC105
R6	MOC105	Entre D4 e D5	MOC106
	MOC105	Entre D5 e D6	MOC106
	MOC106	Entre D7 e D8	MOC105
	MOC106	Entre D8 e D9	MOC105
R7	MOC106	Entre D7 e D8	MOC107
	MOC106	Entre D8 e D9	MOC107
	MOC107	Entre D10 e D11	MOC106
	MOC107	Entre D11 e D12	MOC106
R8	MOC109	Entre D13 e D14	MOC112
	MOC112	Entre D19 e D20	MOC109
	MOC112	Entre D20 e D21	MOC109
R9	MOC112	Entre D19 e D20	MOC109
	MOC109	Entre D13 e D14	MOC112
	MOC109	Entre D14 e D15	MOC112

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

6.2 Proteção de sobrecorrente do sistema

O sistema descrito neste capítulo foi modelado no software ATP com o objetivo de obter as informações pertinentes para os estudos de proteção de sobrecorrente de cada alimentador.

As informações construtivas de cada alimentador, tais como seção de cabos e níveis de curto circuito, foram disponibilizadas pela Eletropaulo através de projetos básicos e informações operacionais.

Todas as proteções de sobrecorrente foram dimensionadas conforme determinas as normas de proteção da concessionária.

6.2.1 Proteção do Alimentador MOC-104

Este tópico apresentará com detalhes a parametrização de sobrecorrente para um alimentador do sistema. Os demais alimentadores tiveram suas proteções parametrizadas seguindo os mesmos passos.

O alimentador MOC104 é composto por 3 chaves disjuntoras (D1, D2 e D3) conforme apresentado na Figura 34. A parametrização da proteção consiste em definir os parâmetros para cada um destes elementos, garantindo a seletividade do sistema.

6.2.1.1 Proteção 50

A proteção de sobrecorrente instantânea é parametrizada considerando a corrente de curto circuito trifásica no final da zona de proteção do dispositivo. A zona de proteção do elemento de proteção é caracterizada por se estender até o elemento de proteção a jusante ou até o final do alimentador. O valor de ajuste para a função 50 é utilizada considerando 80% deste valor.

Os níveis de curto circuito do final da zona de proteção das chaves disjuntoras do alimentador MOC104 são apresentadas na Tabela 3:

Tabela 3 - Função 50 de proteção para MOC104

Chave Disjuntora	Nível de curto circuito trifásico no final da zona de proteção (A)	Valor de ajuste para a função 50 (A)
D1	6398	5118,4
D2	5859	4687,2
D3	5733	4586,4

Fonte: Elaborado pelo autor

6.2.1.2 Proteção 51

A proteção de sobrecorrente de tempo inverso é parametrizada considerando a capacidade de condução do cabo do alimentador à jusante do elemento de proteção. Para alimentadores com capacidade nominal maior que 600 A é ajustado em 720 A. caso contrário, ajusta-se em 600 A.

A norma recomenda, para escolha da curva de tempo, o uso da curva de tempo muito inverso, descrito na Equação 3. O dial de tempo é escolhido para garantir que a proteção de sobrecorrente atenda a um intervalo de coordenação de, no mínimo, 200 ms. O valor do dial de tempo deve ser compreendido entre 0,5 e 15.

As informações sobre os condutores, capacidade de condução e parâmetros de proteção são apresentadas na Tabela 4:

Tabela 4 - Função 51 de proteção para MOC104

Chave disjuntora	Cabo do alimentador	Capacidade de condução (A)	Valor de ajuste para a função 51 (A)	<i>Time Dial</i>
D1	Cobre EPR triplexado monopolar 500mm ²	591	600	0,75
D2	Alumínio EPR triplexado monopolar 400mm ²	450	600	0,6
D3	Alumínio EPR triplexado monopolar 400mm ²	450	600	0,5

Fonte: Adaptado de Eletropaulo (2017)

6.2.1.3 Proteção 50N

A proteção de sobrecorrente instantânea de neutro é realizada de maneira semelhante à função 50, porém neste caso considera-se o valor de 50% da corrente de curto circuito monofásica do final da zona de proteção. A Tabela 5 apresenta os níveis de curto circuito monofásicos no final da zona de proteção para cada elemento de proteção e o parâmetro da função 50N

Tabela 5 - Função 50N de proteção para MOC104

Chave Disjuntora	Nível de curto circuito monofásico no final da zona de proteção (A)	Valor de ajuste para a função 50N (A)
D1	4420	2210
D2	3951	1975,5
D3	3670	1835

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

6.2.1.4 Proteção 51N

A proteção de sobrecorrente de tempo inverso de neutro é parametrizada considerando o desbalanço entre as fases do alimentador. Para sistemas com corrente de desbalanço de até 70 A, ajusta-se a função 51N em 120 A. Para sistemas com corrente de desbalanço de até 130 A, ajusta-se a função 51N em 180 A. Acima disto, ajusta-se em 300 A.

A norma recomenda, para escolha da curva de tempo, o uso da curva de tempo muito inverso, descrito na Equação 3. O dial de tempo é escolhido para garantir que a proteção de sobrecorrente atenda a um intervalo de coordenação de, no mínimo, 200 ms. O valor do dial de tempo deve ser compreendido entre 0,5 e 15.

As informações sobre os desbalanços e a parametrização da função 51N são apresentadas na Tabela 6.

Tabela 6 – Função 51N de proteção para MOC104

Chave Disjuntora	Desbalanço máximo entre fases (A)	Valor de ajuste para a função 51N (A)	<i>Time Dial</i>
D1	11	120	1
D2	11	120	0,75
D3	11	120	0,5

Fonte: Elaborado pelo autor

Demais cálculos de proteções foram realizados da mesma maneira. A tabela abaixo apresenta os parâmetros de proteção para o sistema.

6.3 Considerações Finais

Este capítulo apresentou o sistema de distribuição onde serão realizadas as simulações da metodologia proposta para adaptação da proteção de sobrecorrente.

A Tabela 7 e a Tabela 8 apresentam os parâmetros de proteção tradicionais de sobrecorrente que serão referenciadas nos próximos capítulos para realizar as comparações de ganhos da adaptação da proteção. Os parâmetros de tempo apresentados (t_i , t_{ij} , t_{iN} , t_{ijN}) nestas tabelas remetem aqueles dispostos na Figura 33.

Tabela 7 – Proteção 50/51 para os alimentadores da ETD-Monções

Alimentador	Chave Disjuntora	Ajuste 50 (A)	Ajuste 51 (A)	<i>Time Dial</i>	t_i (s)	t_{ij} (s)
MOC104	D1	5118,4	600	0,75	1,3445	1,4863
	D2	4687,2	600	0,6	1,1891	1,2191
	D3	4586,4	600	0,5	1,016	1,016
MOC105	D4	4975,2	600	0,75	1,3885	1,4509
	D5	4787,2	600	0,6	1,1607	1,2544
	D6	4474,4	600	0,5	1,0453	1,0453
MOC106	D7	4857,6	600	0,75	1,4269	1,4855
	D8	4689,6	600	$t_{i0,6}$	1,1884	1,263
	D9	4448	600	0,5	1,0525	1,0525

MOC107	D10	5123,2	600	0,8	1,4326	1,5188
	D11	4866,4	600	0,65	1,2341	1,2801
	D12	4712,8	600	0,5	0,9847	0,9847
MOC109	D13	4884,8	600	0,7	1,3233	1,4263
	D14	4575,2	600	0,6	1,2226	1,2664
	D15	4437,6	600	0,5	1,0553	1,0553
MOC111	D16	4791,2	600	0,7	1,3528	1,4865
	D17	4414,4	600	0,6	1,2741	1,2898
	D18	4368	600	0,5	1,0748	1,0748
MOC112	D19	4722,4	600	0,7	1,3754	1,4365
	D20	4547,2	600	0,6	1,2313	1,264
	D21	4444,8	600	0,5	1,0534	1,0534
MOC113	D22	4528,8	600	0,6	1,237	1,2835
	D23	4386,4	600	0,5	1,0696	1,0696

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Tabela 8 – Proteção 50N/51N para os alimentadores da ETD-Monções

Alimentador	Chave Disjuntora	Ajuste 50N (A)	Ajuste 51N (A)	Time Dial	tiN (s)	tijN (s)
MOC104	D1	2210	120	1	0,7751	0,8731
	D2	1975,5	120	0,75	0,6548	0,7085
	D3	1835	120	0,5	0,4723	0,4723
MOC105	D4	2427	120	0,95	0,6671	0,7749
	D5	2106	120	0,7	0,571	0,7318
	D6	1669,5	120	0,5	0,5227	0,5227
MOC106	D7	2610	120	1,05	0,6831	0,7954
	D8	2258,5	120	0,75	0,5682	0,7048
	D9	1844	120	0,5	0,4698	0,4698
MOC107	D10	2719,5	120	1,05	0,6544	0,8081
	D11	2225	120	0,75	0,5772	0,6538
	D12	1978,5	120	0,5	0,4358	0,4358
MOC109	D13	2693,5	120	1	0,6295	0,8217
	D14	2091,5	120	0,75	0,6163	0,6949
	D15	1868,5	120	0,5	0,4633	0,4633
MOC111	D16	2089	120	0,9	0,7405	0,9726
	D17	1629	120	0,7	0,7565	0,7837
	D18	1567	120	0,5	0,5598	0,5598
MOC112	D19	2372	120	1	0,7194	0,8306
	D20	2070,5	120	0,75	0,6229	0,6814
	D21	1903	120	0,5	0,4543	0,4543
MOC113	D22	1986	120	0,75	0,6511	0,7352
	D23	1772,5	120	0,5	0,4902	0,4902

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

7 ANÁLISE DOS RESULTADOS

A metodologia proposta para adaptação da proteção foi aplicada ao sistema descrito no capítulo 6. O algoritmo de recomposição elaborado já possui em sua base de dados todos os possíveis níveis de curto circuito para as diferentes topologias de recomposição. Estes valores foram obtidos em estudos prévios do sistema com o auxílio das simulações no software ATP e serão utilizados durante as execuções do algoritmo para cálculo de novos parâmetros de proteção para cada reconfiguração possível.

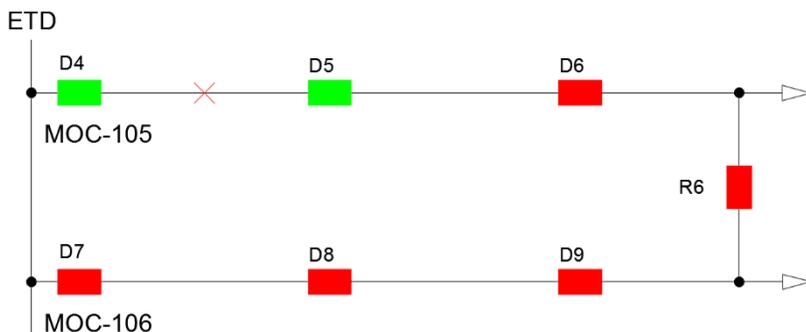
Para a execução do algoritmo é necessário informar somente o novo estado do sistema através das matrizes de chaves disjuntoras e chaves recursos, conforme descrito em 5.1. Os resultados que o algoritmo apresenta são os novos parâmetros de proteção para os elementos de proteção envolvidos na recomposição e gráficos de coordenação contendo as curvas de sobrecorrente de tempo inverso para cada relé, demonstrando a coordenação do sistema.

Este capítulo apresentará com detalhes três casos provenientes da aplicação deste método no sistema descrito. Para poder verificar os ganhos da adaptação da proteção são comparados os resultados da proteção adaptada com a proteção tradicional, verificando se existiu descoordenação. Ainda é apresentado uma tabela comparativa contendo informações sobre todas as simulações realizadas.

7.1 Caso 1

Este caso considera uma falta localizada no alimentador MOC105 entre os dispositivos de proteção D4 e D5 com a utilização da chave de recurso R6 para atender as cargas não afetadas. Nesta topologia, o alimentador MOC106 passa a suprir parcialmente as cargas no alimentador MOC105.

A Figura 35 apresenta a topologia do sistema após a reconfiguração para este caso.

Figura 35 – Topologia do sistema após recomposição do *self-healing*

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Nesta situação, o algoritmo de adaptação da proteção reconfigura a proteção dos elementos na seguinte sequência: D6, R6, D9, D8 e D7. Os novos parâmetros de proteção, obtidos após a execução do algoritmo, são apresentados na Tabela 9 e na Tabela 10.

Tabela 9 - Parâmetros de proteção para sobrecorrente de fase após adaptação

Trecho Isolado	Chave Disjuntora	Ajuste 50 (A)	Ajuste 51 (A)	Time Dial	ti (s)	tij (s)
D4 – D5	D6	4457,6	600	0,5	1,0499	1,0499
	R6	4613,6	600	0	1,2109	1,2599
	D9	4694,4	600	0,7	1,3848	1,4127
	D8	4787,2	600	0,85	1,6443	1,6816
	D7	4975,2	600	1	1,8513	1,9345

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

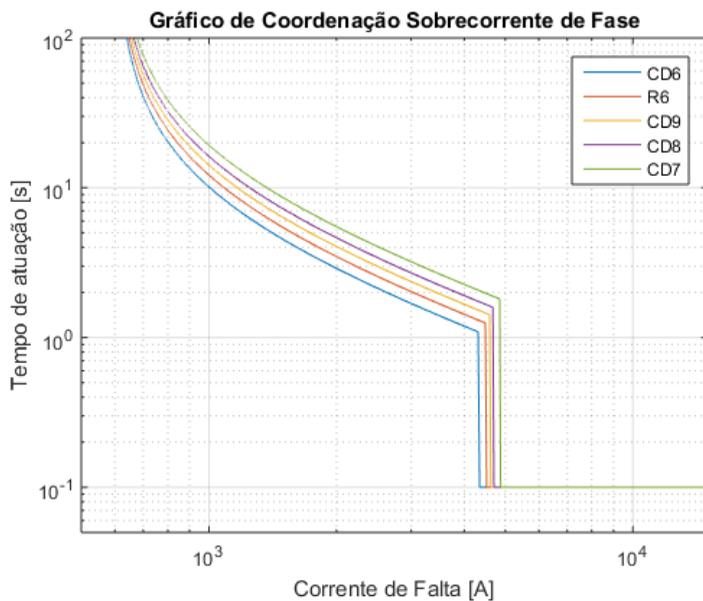
Tabela 10 - Parâmetros de proteção para sobrecorrente de neutro após adaptação

Trecho Isolado	Chave Disjuntora	Ajuste 50N (A)	Ajuste 51 (A)	Time Dial	ti (s)	tij (s)
D4 – D5	D6	1712	120	0,5	0,5088	0,5088
	R6	1917	120	0,7	0,6311	0,7123
	D9	2034,5	120	0,95	0,8039	0,8564
	D8	2106	120	1,2	0,9789	1,0154
	D7	2427	120	1,45	1,0182	1,1828

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

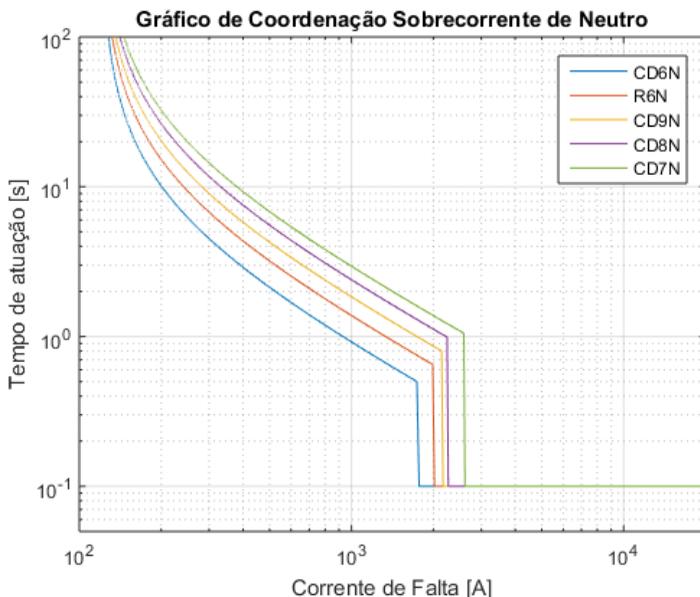
Os gráficos de coordenação para as funções 50/51 e 50N/51N são mostradas na Figura 36 e na Figura 37.

Figura 36 - Gráfico de coordenação para as funções 50/51



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Figura 37 - Gráfico de coordenação para as funções 50N/51N



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Os gráficos de coordenação mostram que o sistema foi coordenado com sucesso.

Para verificar os ganhos reais do sistema em comparação à proteção tradicional sem adaptação, são comparados os tempos de atuação da proteção de sobrecorrente das chaves disjuntoras D6 e D9. Através da Tabela 7 e da Tabela 8 são obtidos os parâmetros originais de proteção de sobrecorrente destes dispositivos de proteção.

Como o sistema passou por uma recomposição, os tempos de atuação apresentados devem ser recalculados devido aos novos níveis de curto-circuito. Para avaliar a descoordenação será considerado o nível de curto-circuito no final da zona da proteção instantânea do relé a jusante.

Os tempos analisados neste caso correspondem aos valores t_{ij} e t_j conforme proposto na Figura 33. Tais tempos são determinados através da Equação 3 e com os parâmetros originais de proteção aplicados.

Tabela 11 - Análise dos tempos da proteção de sobrecorrente desatualizada

Chave Disjuntora	Tempo de atuação para falta trifásica (s)	Tempo atuação para falta monofásica (s)
D6	1,0834	0,4991
D9	1,0834	0,4991

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

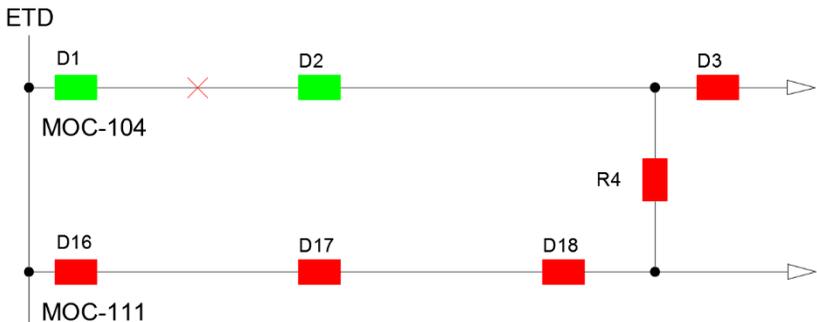
Nota-se que, neste caso, como as proteções possuem os mesmos valores de ajuste de sobrecorrente temporizada e mesmo time dial, o sistema é caracterizado por ser descoordenado pois os relés de proteção possuiriam o mesmo tempo de atuação para faltas a jusante do dispositivo de proteção D6.

7.2 Caso 2

Este caso considera uma falta localizada no alimentador MOC104 entre os dispositivos de proteção D1 e D2 com a utilização da chave de recurso R4 para atender as cargas não afetadas. Nesta topologia, o alimentador MOC111 passa a suprir parcialmente as cargas no alimentador MOC104.

A Figura 38 apresenta a topologia do sistema após a reconfiguração para este caso.

Figura 38 – Topologia do sistema após recomposição do *self-healing*



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Nesta situação, o algoritmo de adaptação da proteção reconfigura a proteção dos elementos na seguinte sequência: D3, R4, D18, D17 e D7. Os novos parâmetros de proteção, obtidos após a execução do algoritmo, são apresentados na Tabela 12 e na Tabela 13.

Tabela 12 – Parâmetros de proteção para sobrecorrente de fase após adaptação

Trecho Isolado	Chave Disjuntora	Ajuste 50 (A)	Ajuste 51 (A)	Time Dial	ti (s)	tij (s)
D1 – D2	D3	4266,4	600	0,5	1,1046	1,1046
	R4	4354,4	600	0,6	1,2945	1,3256
	D18	4368	600	0,7	1,5048	1,5102
	D17	4414,4	600	0,8	1,6988	1,7197
	D16	4791,2	600	0,9	1,7394	1,9112

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

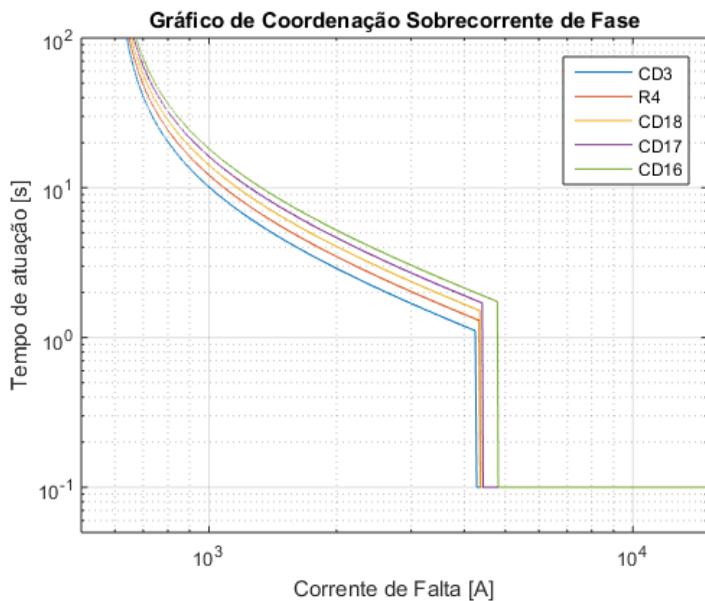
Tabela 13 – Parâmetros de proteção para sobrecorrente de neutro após adaptação

Trecho Isolado	Chave Disjuntora	Ajuste 50N (A)	Ajuste 51 (A)	Time Dial	ti (s)	tij (s)
D1 – D2	D6	1533,5	120	0,5	0,573	0,573
	R6	1630,5	120	0,7	0,7507	0,8023
	D9	1663,5	120	0,9	0,9446	0,9652
	D8	1711,5	120	1,1	1,1197	1,1545
	D7	2089	120	1,3	1,0696	1,3233

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

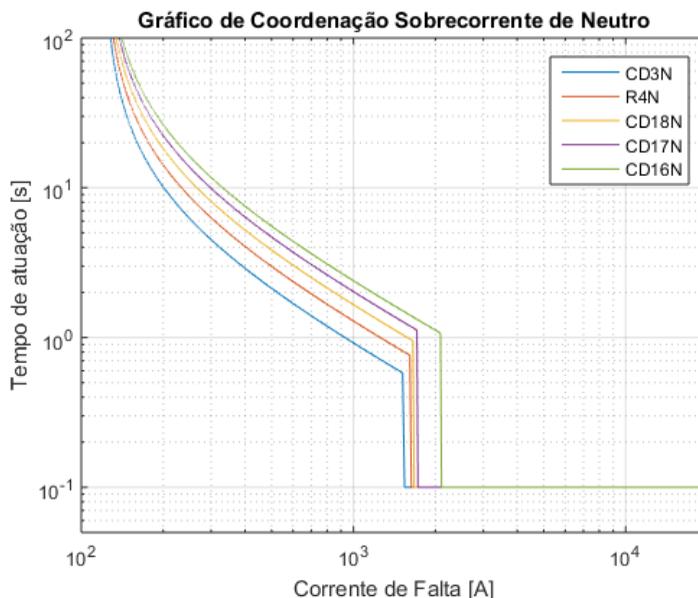
Os gráficos de coordenação para as funções 50/51 e 50N/51N são mostradas na Figura 39 e na Figura 40.

Figura 39 - Gráfico de coordenação para as funções 50/51



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Figura 40 - Gráfico de coordenação para as funções 50N/51N



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Os gráficos de coordenação mostram que o sistema foi coordenado com sucesso.

Novamente, é necessário verificar os ganhos reais da adaptação da proteção em comparação à proteção original do sistema. Para isto, são comparados os tempos de atuação da proteção de sobrecorrente das chaves disjuntoras D3 e D18. Através da Tabela 7 e da Tabela 8 são obtidos os parâmetros originais de proteção de sobrecorrente destes dispositivos de proteção.

Como o sistema passou por uma recomposição, os tempos de atuação apresentados devem ser recalculados devido aos novos níveis de curto-circuito. Para avaliar a descoordenação será considerado o nível de curto circuito no final da zona da proteção instantânea do relé a jusante.

Os tempos analisados neste caso correspondem aos valores t_{ij} e t_j conforme proposto na Figura 33.

Tabela 14 - Análise dos tempos da proteção de sobrecorrente desatualizada

Chave Disjuntora	Tempo de atuação para falta trifásica (s)	Tempo atuação para falta monofásica (s)
D3	1,1046	0,5730
D18	1,1046	0,5730

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

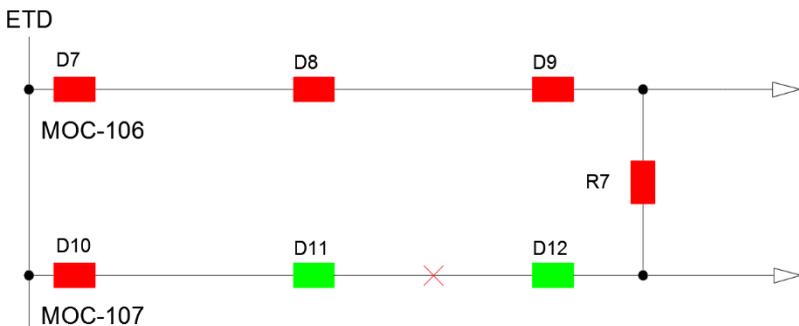
De modo semelhante ao caso anterior, nota-se que, como as proteções possuem os mesmos valores de ajuste de sobrecorrente temporizada e mesmo time dial, o sistema de proteção encontra-se descoordenado. É possível verificar novamente que os relés de proteção D18 e D3 possuiriam o mesmo tempo de atuação para faltas a jusante do dispositivo de proteção D3.

7.3 Caso 3

O caso 3 que será detalhado neste capítulo considera uma falta localizada no alimentador MOC107 entre os dispositivos de proteção D11 e D12 com a utilização da chave de recurso R7 para atender as cargas não afetadas. Nesta topologia, o alimentador MOC106 passa a suprir parcialmente as cargas no alimentador MOC107.

A Figura 41 apresenta a topologia do sistema após a reconfiguração para este caso.

Figura 41 - Topologia do sistema após reconfiguração do *self-healing*



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

O algoritmo de recomposição, neste cenário, efetua a coordenação sequencial dos elementos R7, D9, D8 e D7. Os novos parâmetros de proteção obtidos são apresentados na Tabela 15 e na Tabela 16

Tabela 15 – Parâmetros de proteção para sobrecorrente de fase após adaptação

Trecho Isolado	Chave Disjuntora	Ajuste 50 (A)	Ajuste 51 (A)	<i>Time Dial</i>	t _i (s)	t _{ij} (s)
D11 – D12	R7	4410,4	600	0,5	1,0629	1,0629
	D9	4448	600	0,6	1,263	1,2755
	D8	4689,6	600	0,7	1,3864	1,4735
	D7	4857,6	600	0,85	1,6171	1,6835

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

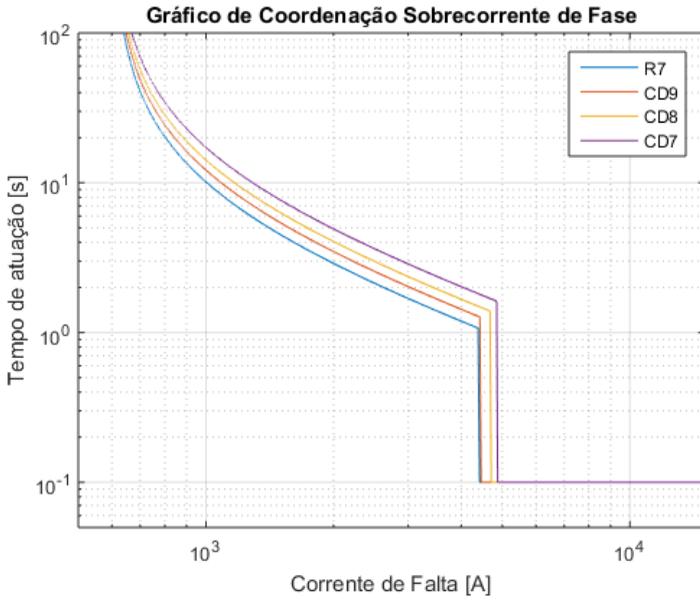
Tabela 16 – Parâmetros de proteção para sobrecorrente de neutro após adaptação

Trecho Isolado	Chave Disjuntora	Ajuste 50N (A)	Ajuste 51 (A)	<i>Time Dial</i>	t _i (s)	t _{ij} (s)
D11 – D12	R7	2076	120	0,5	0,4141	0,4141
	D9	2169	120	0,75	0,593	0,6212
	D8	2258,5	120	1,05	0,7954	0,8302
	D7	2610	120	1,35	0,8783	1,0227

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

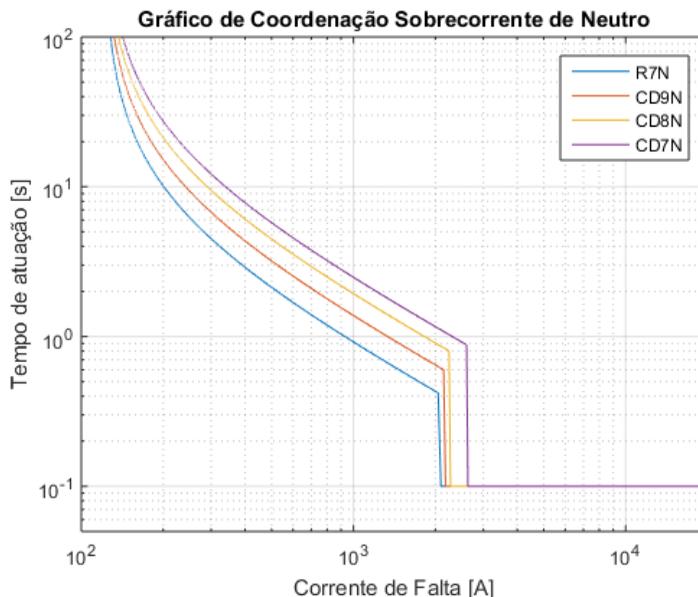
Os gráficos de coordenação para as funções 50/51 e 50N/51N são mostradas na Figura 42 e na Figura 43.

Figura 42 - Gráfico de coordenação para as funções 50/51



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Figura 43 - Gráfico de coordenação para as funções 50N/51N



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Os gráficos de coordenação mostram que o sistema foi coordenado com sucesso.

Mais uma vez, é necessário realizar a verificação dos ganhos reais da adaptação da proteção em comparação à proteção original do sistema. Este caso apresenta uma particularidade em comparação aos casos previamente apresentados. Nesta topologia, nenhum relé previamente parametrizado foi conectado à jusante de um relé do alimentador MOC106.

Para poder comparar o ganho ideal do sistema, foi realizada a parametrização do elemento de proteção do recurso considerando a nova topologia. Desta forma são comparados os tempos de atuação da proteção das chaves disjuntoras R7 e D9. Os valores de tempo são apresentados na Tabela 17.

Tabela 17 - Análise dos tempos da proteção de sobrecorrente desatualizada

Chave Disjuntora	Tempo de atuação para falta trifásica (s)	Tempo atuação para falta monofásica (s)
R7	1,0629	0,4141
D9	1,0629	0,4141

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Novamente, é possível verificar que os tempos de atuação para os elementos R7 e D9 são idênticos, devido aos seus parâmetros de proteção apresentarem valores iguais. Desta forma, a proteção é caracterizada como descoordenada.

7.4 Demais Casos

As subseções anteriores apresentaram detalhadamente as particularidades da proteção adaptativa para três casos distintos, apresentando os ganhos em comparação à proteção originalmente parametrizada.

Para possibilitar a visualização da real eficácia do sistema de proteção adaptativa de maneira geral, foram executadas simulações para todos os casos. As Tabelas 27 e 28 no APÊNDICE B – Tabelas de parâmetros de proteção de fase e neutro após adaptação, apresentam os novos parâmetros para todos os casos de recomposição do sistema de distribuição.

Após a reconfiguração, a tabela demonstra que todos os casos foram devidamente parametrizados permitindo com que o sistema de proteção operasse de maneira coordenada.

Para poder avaliar qualitativamente as perdas de coordenação para cada caso, foram avaliados os tempos de atuação de maneira similar aquelas realizadas nos casos descritos detalhadamente. A Tabela 18 apresenta os valores de tempo de atuação obtidos em cada topologia de recomposição. Foram avaliados os tempos de atuação t_i e t_{ij} (Figura 33) considerando a curva de tempo muito inverso Equação 3 com os parâmetros previamente calculados na Tabela 7 e na Tabela 8.

Para considerar se o sistema estaria descoordenado deve ser levado em conta a diferença entre os tempos de atuação e o critério de coordenação conforme disposto na Equação 15 e na Equação 16 através do intervalo de coordenação utilizado de 200 ms.

Tabela 18 - Análise dos tempos de atuação de sobrecorrente desatualizada

Trecho Isolado	Recurso utilizado	Chave Disjuntora	Tempo de atuação para falta trifásica (s)	Tempo atuação para falta monofásica (s)	Avaliação
D4 – D5	R1	D1	1,5213	0,9614	Coordenado
		D6	1,0146	0,4807	
D1 – D2	R2	D17	1,3284	0,8114	Coordenado
		D3	1,1070	0,5796	
D17 – D16	R2	D2	1,1744	0,6252	Descoordenado
		D18	0,9786	0,4168	
D1 – D2	R3	D22	1,3006	0,7429	Coordenado
		D3	1,0838	0,4953	
D1 – D2	R4	D18	1,1046	0,5730	Descoordenado
		D3	1,1046	0,5730	
D16 - D17	R4	D2	1,3090	0,8833	Coordenado
		D18	1,0908	0,5889	
D18 – D17	R4	D2	0,9936	0,4419	Descoordenado
		R4	0,9936	0,6628	
D17 – D16	R5	D6	1,0170	0,4644	Descoordenado
		D18	1,0170	0,4644	
D4 – D5	R5	D17	1,3264	0,8158	Coordenado
		D6	1,1053	0,5827	
D5 – D6	R5	D17	1,1190	0,6155	Coordenado
		R5	1,3428	0,8617	
D7 – D8	R6	D6	1,0499	0,5088	Descoordenado
		D9	1,0499	0,5088	
D9 – D8	R6	D6	1,0091	0,4508	Descoordenado
		R6	1,0091	0,4508	
D5 – D4	R6	D9	1,0834	0,4991	Descoordenado
		D6	1,0834	0,4991	
D6 – D5	R6	D9	1,0346	0,5008	Descoordenado
		R6	1,0346	0,5008	
D11 – D10	R7	D9	1,0864	0,4715	Descoordenado
		D12	1,0864	0,4715	
D12 – D11	R7	D9	1,0629	0,4141	Descoordenado
		R7	1,0629	0,4141	
D8 – D7	R7	D12	1,0103	0,5053	Descoordenado
		D9	1,0103	0,5053	
D9 – D8	R7	D12	0,9803	0,4690	Descoordenado
		R7	0,9803	0,4690	
D14 –	R8	D21	1,1066	0,5130	Descoordenado

D13		D15	1,1066	0,5130	
D20 – D19	R8	D14	1,2462	0,6812	Coordenado
		D21	1,0385	0,4542	
D21 – D20	R8	D14	0,9950	0,4168	Descoordenado
		R8	1,1940	0,6252	
D20 – D19	R9	D15	1,1070	0,5174	Descoordenado
		D21	1,1070	0,5174	
D14 – D13	R9	D20	1,3679	0,8446	Coordenado
		D15	1,1399	0,5631	
D15 – D14	R9	D20	1,0680	0,4591	Coordenado
		R9	1,2816	0,6886	

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

7.5 Considerações Finais

Todos os resultados dispostos neste capítulo a respeito de níveis de curto circuito e parâmetros de proteção foram obtidos através das simulações computacionais na plataforma do ATP e do algoritmo elaborado com o auxílio do software MATLAB.

Analisando os resultados gerais, apresentados nas Tabelas 18, 27 e 28, é possível quantificar o número de casos onde o sistema de recomposição realmente descoordena os esquemas de proteção. Dos 24 possíveis cenários de recomposição, 15 apresentavam descoordenação da proteção. Em outras palavras, em 62,5% dos diferentes casos de atuação do *self-healing*, o sistema de proteção perderia sua característica de coordenação.

Apesar de que, os resultados apresentados neste capítulo estão somente em um ambiente de simulação computacional, é possível afirmar que existe espaço no domínio de atuação das concessionárias de distribuição de energia para uma possível aplicação de um sistema semelhante, mais robusto, em uma rede real.

8 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou os estudos e a elaboração de um algoritmo heurístico para resolver um problema de descoordenação de proteção em sistemas munidos com capacidades de recomposição automática, denominadas de *Self-Healing*. O trabalho foi desenvolvido no ambiente do projeto de pesquisa e desenvolvimento, denominado Redes Subterrâneas Inteligentes, da concessionária de distribuição de energia Eletropaulo.

É possível concluir inicialmente que, a análise da aplicação do sistema *self-healing* na rede de distribuição da Eletropaulo concretizou a revisão teórica sobre o tema. Na maioria dos cenários de recomposição automática foi notado que os esquemas de proteção, operando com funções de sobrecorrente, perdem sua característica de coordenação.

Ainda é possível detectar claramente que, para esquemas de distribuição que operam com sistemas de recomposição automática, a quantidade de topologias possíveis pode atingir valores relativamente altos, dificultando o método tradicional de ajuste de grupos de proteção com conhecimento prévio total dos alimentadores, conforme apresentado nas revisões teóricas.

O algoritmo proposto neste trabalho para adaptação da proteção forneceu a solução para este problema de maneira eficaz. A agregação da função de proteção adaptativa ao sistema *self-healing* possibilitaria a redução da quantidade de trabalhos para o setor de proteção das concessionárias durante os estudos de proteção para as redes de distribuição com tal funcionalidade.

As simulações realizadas demonstraram que o método heurístico proposto foi capaz de definir novos parâmetros para uma proteção coordenada em todas as aplicações de mudanças na topologia.

Durante as revisões bibliográficas sobre o tema de proteção adaptativa, foi notado uma grande ausência de implementações reais envolvendo este tópico. Pode ser considerado, portanto, que a aplicação de tais tipos de sistemas é de característica altamente inovadora e devem ser exaustivamente testadas para proceder com uma aplicação confiável e segura.

Ainda, as concessionárias de energia podem estender o uso de uma aplicação deste algoritmo para outras manobras no sistema de energia. Existe a possibilidade da execução de manobras realizadas pelos centros de operação, não somente para recomposição de faltas, mas também para realizar alívios de carregamentos em determinados alimentadores. Nestas situações, a aplicação de um método de proteção

adaptativa, semelhante ao proposto neste trabalho, poderia ter utilidade na manutenção da coordenação da proteção.

Ressalta-se que, este trabalho foi desenvolvido através de um projeto de pesquisa e desenvolvimento no âmbito de *Smart-Grids*. Desta forma, é possível contar com os recursos tecnológicos da rede para estas simulações. É válido mencionar que, nem todos os sistemas de distribuição possuem a tecnologia necessária para implementar tal sistema de recomposição, muito menos estas técnicas de proteção adaptativa, o que pode dificultar uma ampla aplicação de sistemas de *self-healing* e proteção adaptativa.

8.1 Trabalhos Futuros

São elencadas as seguintes sugestões para trabalhos futuros:

1. Estender a utilização do algoritmo para considerar a coordenação da proteção de linha com a proteção utilizada nos fusíveis de atuação da proteção dos transformadores;
2. Analisar a viabilidade da implementação do algoritmo em relés de diferentes fabricantes utilizando protocolos de comunicação baseados na norma IEC61850;
3. Utilizar os métodos de proteção adaptativa para situações onde a mudança de topologia seja proporcionada pela presença de geração distribuída;
4. Utilizar os métodos de proteção adaptativa de sobrecorrente em redes considerando topologias de operação em anel, ou em redes de distribuição subterrâneas reticuladas;
5. Elaboração do algoritmo para execução do sistema de self-healing incrementado com este algoritmo de proteção adaptativa descrito neste trabalho.

REFERÊNCIAS

DOUGLIN, R. H.; ITUZARO, F. A.; BUTLER-PURRY, K. L.. Using smart meter data to improve the performance of overcurrent protective devices in distribution systems with DG. **2012 Ieee Power And Energy Society General Meeting**, [s.l.], p.1-8, jul. 2012. IEEE.

ABDULHADI, Ibrahim Faiek et al. Performance verification and scheme validation of adaptive protection schemes. **44th CigrÉ Session**, Paris, v. 5-117, p.1-9, ago. 2012.

APOSTOLOV, Alexander. Adaptive protection of distribution feeders. **2012 65th Annual Conference For Protective Relay Engineers**, [s.l.], p.1-7, abr. 2012. IEEE.

ALVES, Thiago A. E. et al. Experiência da Energisa Paraíba na Implantação de Sistema Self-healing Auxiliado por Monitoramento Remoto de Transformadores. **Anais do IX Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (IX Citenel)**, João Pessoa, p.1-12, ago. 2017.

BITTENCOURT, Annelise Anderson. **PROTEÇÃO ADAPTATIVA DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**. 2011. 132 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2011.

BLACKBURN, J. Lewis; DOMIN, Thomas J.. **Protective Relaying: Principles and Applications**. 3. ed. Boca Raton: Crc, 2006. 638 p.

BUSH, Stephen F.. Network Theory and Smart Grid Distribution Automation. **Ieee Journal On Selected Areas In Communications**, [s.l.], v. 32, n. 7, p.1451-1459, jul. 2014. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

CECATI, Carlo et al. An overview on the smart grid concept. **Iecon 2010 - 36th Annual Conference On Ieee Industrial Electronics Society**, [s.l.], p.3322-3327, nov. 2010. IEEE.

COSTA JÚNIOR, Raimundo Tarciso Dias; OLIVEIRA, Mauro. Estudo de soluções inteligentes para gestão das redes de eletricidade. **Vii Connepi**, Palmas, p.1-8, out. 2012.

CPFL (Brasil). **MANUAL DE CONVERSÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO AÉREAS EM SUBTERRÂNEAS EM LOCAIS URBANIZADOS**. Rio Janeiro: Publít Soluções Editoriais, 2016. 255 p.

COSTER, E.j.. **Distribution grid operation including distributed generation : impact on grid protection and the consequences of fault ride-through behavior**. Eindhoven: Technische Universiteit Eindhoven, 2010. 222 p.

ELETROBRÁS (Brasil). **Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição**. 2. ed. Rio de Janeiro: Editora Campus, 1982. 233 p.

ELETROPAULO. **NTE-G-014: Proteção de Redes de Distribuição**. 1 ed. São Paulo: Eletropaulo, 2017. 156 p.

NASCIMENTO, Helton do. **Sistemas de Energia**: Cap. 7. Disponível em: <<http://www.ebah.com.br/content/ABAAABpIIAL/sistemas-energia-cap-7-prof-helton-nascimento?part=2#>>. Acesso em: 12 maio 2018.

FILOMENA, André Darós. **Localização de defeitos em alimentadores primários subterrâneos : formulação estendida baseada na impedância aparente**. 2008. 159 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Rio Grande do Sul, 2008.

GIGUER, Sergio. **Proteção de Sistemas de Distribuição**. Santos: Sagra, 1988.

GUIMARÃES, Ademir Carnevalli. **TELEPROTEÇÃO E FUNÇÃO DE OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA**. 200?. 25 p.

GUTH, Thiago Freire. **Avaliação da Implantação de Sistemas de Recomposição Automática em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. 2013. 125 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Sergipe, São Cristóvão, 2013.

HUBBEL POWER SYSTEMS. **ELOS FUSÍVEL DE DISTRIBUIÇÃO: MODELO “H”, “K”, “T”, “EF” e “OLHAL”**. 2006. Disponível em: <<http://hubbellpowersystems.com.br/pdf/elos.pdf>>. Acesso em: 10 maio 2018.

LUPA TECNOLOGIA. **AltereV3t Religador trifásico**. Disponível em: <<http://www.lupatecnologia.com.br/distribuicaoedeenergia>>. Acesso em: 12 maio 2018.

KAGANI, Nelson; OLIVEIRA, Carlos César Barioni de; ROBBA, Ernesto João. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2. ed. São Paulo: Blucher, 2010. 328 p.

KINDERMANN, Geraldo. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência: Volume 1**. 3. ed. Florianópolis: Ufsc, 2012.

LAAKSONEN, Hannu; ISHCENKO, Dmitry; OUDALOV, Alexandre. Adaptive Protection and Microgrid Control Design for Hailuoto Island. **Ieee Transactions On Smart Grid**, [s.l.], v. 5, n. 3, p.1486-1493, maio 2014. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

LI, T.; XU, B.. The self-healing technologies of smart distribution grid. **Ciced 2010 Proceedings**, Nanjing, p.1-6, 2010.

MA, Jing et al. An adaptive protection scheme for distributed systems with distributed generation. **2011 Ieee Power And Energy Society General Meeting**, [s.l.], p.1-6, jul. 2011. IEEE.

MARDEGAN, Cláudio. Dispositivos de proteção: Parte 1. In: O SETOR ELÉTRICO. **Proteção e seletividade**. São Paulo. 2010. Cap. 3. p. 28-39.

MORETO, Miguel. **Localização de faltas de alta impedância em sistemas de distribuição de energia : uma metodologia baseada em redes neurais artificiais**. 2005. 126 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2005.

NASCIMENTO, Jamile Pinheiro; BRITO, Nubia Silva Dantas; SOUZA, Benemar Alencar de. An adaptive protection algorithm for distribution systems with distributed generation. **2015 Ieee Pes Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT Latam)**, [s.l.], p.165-170, out. 2015. IEEE.

OJAGHI, Mansour; SUDI, Zeinab; FAIZ, Jawad. Implementation of Full Adaptive Technique to Optimal Coordination of Overcurrent Relays. **Ieee Transactions On Power Delivery**, [s.l.], v. 28, n. 1, p.235-244, jan. 2013. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

PATIL, Vijay Y.; SAUNSHI, Girish B.. An Overview on Adaptive Protection in Power System. **International Journal Of Emerging Technology And Advanced Engineering**, v. 4, n. 4, p.396-400, abr. 2014.

PURWAR, E.; CHOUDHARY, M. M.. Novel adaptive algorithm for optimal relay setting with improved coordination. **Students conference on engineering and systems**, Allahabad, p. 1-6, 201. undefined.

RAMOS, Maicon Janderson Silveira Ramos. **Metodologia para análise da coordenação e seletividade de dispositivos de proteção durante reconfigurações de redes de distribuição**. 2014. 105 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Santa Maria, 2014.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. **Modern Solutions for Protection, Control, and Monitoring of Electric Power Systems**. Pullman: Quality Books, 2010. 361 p.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. **SEL-451: Relay Protection, Automation, and Control System: Instruction Manual**. Pullman: Schweitzer Engineering Laboratories, 2012 1178 p.

SHORT, T. A.. **Electric Power Distribution: handbook**. Boca Raton: Crc Press, 2004. 762 p.

SOTOMAYOR, A. Alvarez de et al. IEC 61850-based adaptive protection system for the MV distribution smart grid. **Sustainable Energy, Grids And Networks**, Italy, p.1-8, out. 2017.

SOUZA, F. C. Souza And B. A.. Adaptive overcurrent adjustment settings: a case study using rtds. **013 IEEE pes conference on innovative smart grid technologies (ISGT Latin America)**, São Paulo, p. 1-5, 2013.

SOUZA, F. C. et al. Adaptive instantaneous overcurrent powered by frequency estimation: a case study using a real brazilian system. **Transmission and distribution conference and exposition (t&d)**, Dallas, p. 1-5, jul. 2016.

SOUZA, Thiago Gonçalves de. **Comunicação entre relés para proteção anti-ilhamento de geradores distribuídos**. Florianópolis: Ufsc, 2011. 50 p.

SUNG, Byung Chul et al. Adaptive Protection Algorithm for Overcurrent Relay in Distribution System with DG. **Electrical Engineering Technologies**, v. 8, p.805-814, maio 2013.

TRUJILLO, Kelyn R. Botina; TRINDADE, Fernanda C. L.. CARACTERÍSTICAS DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO DAS PRINCIPAIS TECNOLOGIAS MODERNAS DE GERAÇÃO. **Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Curitiba, p.1-9, out. 2017.

VIJETA, K.; SARMA, D.v.s.s Siva. Protection of distributed generation connected distribution system. **2012 International Conference On Advances In Power Conversion And Energy Technologies**, Mylavaram, p.1-6, set. 2012.

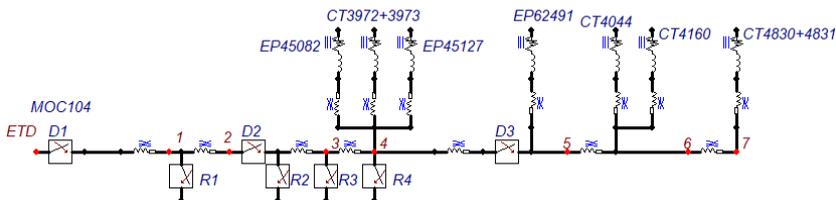
ZIDAN, A. et al. Fault Detection, Isolation, and Service Restoration in Distribution Systems: State-of-the-Art and Future Trends. **IEEE Transactions On Smart Grid**.

SALVADOR, Valter. **O que é Matlab** 2016. Disponível em: <<https://www.portalgsti.com.br/2016/08/o-que-e-o-matlab.html>>. Acesso em: 12 maio 2018.

EUROPEAN EMTP-ATP USERS GROUP. **Alternative Transient Program (ATP)**. 2018. Disponível em: <<http://eeug-test.hostingkunde.de/index.php/about-eeug/about-atp>>. Acesso em: 12 maio 2018.

APÊNDICE A – Diagramas unifilares e dados técnicos dos alimentadores

Figura 44 - Diagrama unifilar alimentador MOC104



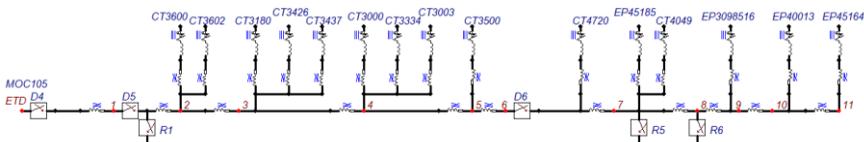
Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Tabela 19 - Características técnicas do alimentador MOC104

Barra	Comprimento [km]	R_{linha} [Ω/km]	X_{linha} [Ω/km]	$R0_{linha}$ [Ω/km]	$X0_{linha}$ [Ω/km]	$S_{instalad}$ [kVA]	
ETD	1	0,576	0,0478	0,1114	1,327	1,3777	0
1	2	0,5564	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	0
2	3	0,0325	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	0
3	4	0,235	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	1112,5
4	5	0,0728	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	750
5	6	0,1537	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	1000
6	7	0,0782	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	2000

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Figura 45 – Diagrama unifilar alimentador MOC105



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

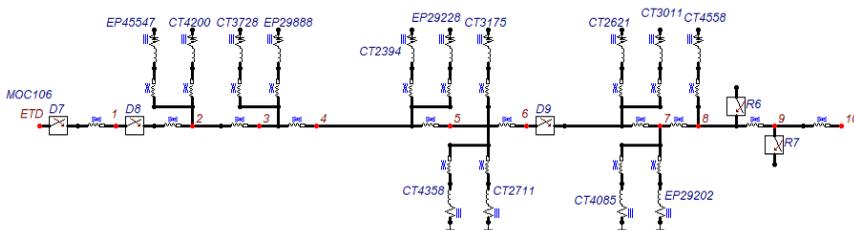
Tabela 20 - Características técnicas alimentador MOC105

Barra	Comprimento [km]	R_{linha} [Ω/km]	X_{linha} [Ω/km]	$R0_{linha}$ [Ω/km]	$X0_{linha}$ [Ω/km]	$S_{instalad}$ [kVA]	
ETD	1	0,8804	0,0478	0,1114	1,327	1,3777	0
1	2	0,0504	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	1000

2	3	0,0681	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	2500
3	4	0,1075	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	2000
4	5	0,0988	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	500
5	6	0,0818	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	2000
6	7	0,1085	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	612,5
7	8	0,0742	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	0
8	9	0,1749	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	2000
9	10	0,2799	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	112,5
10	11	0,0789	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	225

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Figura 46 – Diagrama unifilar alimentador MOC106



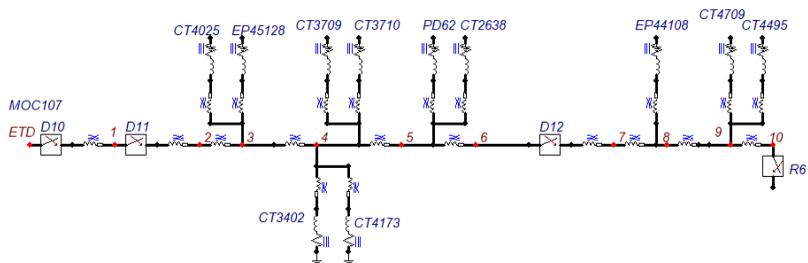
Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Tabela 21 - Características técnicas alimentador MOC106

Barra		Comprimento [km]	R_{linha} [Ω/km]	X_{linha} [Ω/km]	$R0_{\text{linha}}$ [Ω/km]	$X0_{\text{linha}}$ [Ω/km]	S_{Instalad} [kVA]
ETD	1	0,5164	0,0478	0,1114	1,327	1,3777	0
1	2	0,0545	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	2225
2	3	0,0498	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	1112,5
3	4	0,0835	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	1750
4	5	0,0868	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	3000
5	6	0,0867	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	1500
6	7	0,0870	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	1000
7	8	0,1090	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	500
8	9	0,0362	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	0
9	10	0,3058	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	0

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Figura 47 - Diagrama unifilar alimentador MOC107



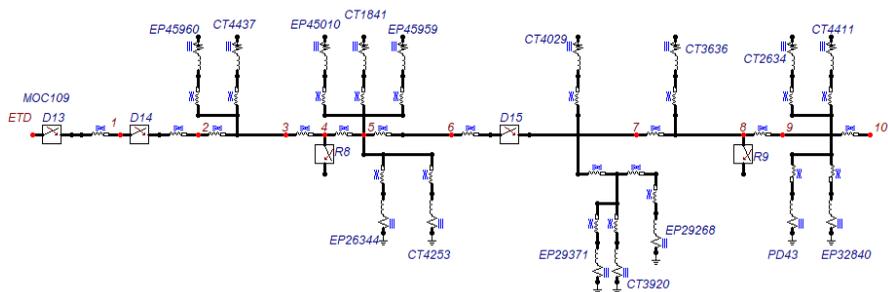
Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Tabela 22 - Características técnicas alimentador MOC107

Barra		Comprimento [km]	R_{linha} [Ω/km]	X_{linha} [Ω/km]	$R0_{\text{linha}}$ [Ω/km]	$X0_{\text{linha}}$ [Ω/km]	S_{instalad} [kVA]
ETD	1	0,5572	0,0478	0,1114	1,327	1,3777	0
1	2	0,0718	0,0478	0,1114	1,327	1,3777	0
2	3	0,1056	0,0478	0,1114	1,327	1,3777	1112,5
3	4	0,1746	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	2500
4	5	0,0939	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	1000
5	6	0,0943	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	0
6	7	0,0407	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	0
7	8	0,1013	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	675
8	9	0,0923	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	3500
9	10	0,1003	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	0

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Figura 48 - Diagrama unifilar alimentador MOC109



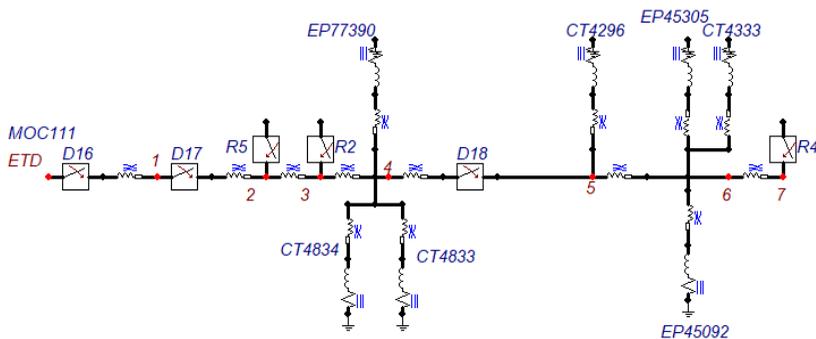
Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Tabela 23 - Características técnicas alimentador MOC109

Barra		Comprimento [km]	R_{linha} [Ω/km]	X_{linha} [Ω/km]	$R0_{linha}$ [Ω/km]	$X0_{linha}$ [Ω/km]	$S_{Instalad}$ [kVA]
ETD	1	0,4548	0,0478	0,1114	1,327	1,3777	0
1	2	0,2314	0,0478	0,1114	1,327	1,3777	0
2	3	0,0491	0,0478	0,1114	1,327	1,3777	1500
3	4	0,1112	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	0
4	5	0,1085	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	2912,5
5	6	0,1148	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	0
6	7	0,0803	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	1950
7	8	0,1321	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	500
8	9	0,0903	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	1800
9	10	0,0916	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	0

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Figura 49 - Diagrama unifilar alimentador MOC111



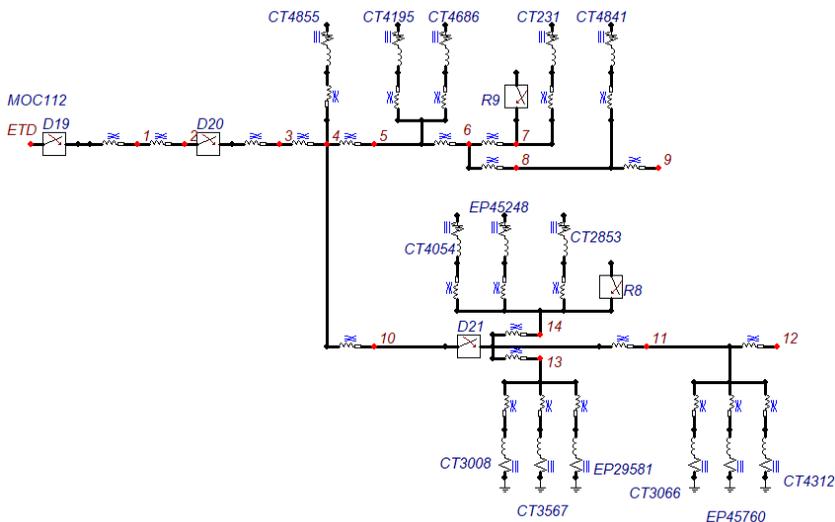
Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Tabela 24 - Características técnicas alimentador MOC111

Barra		Comprimento [km]	R_{linha} [Ω/km]	X_{linha} [Ω/km]	$R0_{linha}$ [Ω/km]	$X0_{linha}$ [Ω/km]	$S_{Instalad}$ [kVA]
ETD	1	1,3039	0,0478	0,1114	1,327	1,3777	0
1	2	0,7970	0,0478	0,1114	1,327	1,3777	0
2	3	0,0369	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	0
3	4	0,0742	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	3000
4	5	0,0595	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	2000
5	6	0,0819	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	2225
6	7	0,0352	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	0

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Figura 50 - Diagrama unifilar alimentador MOC112



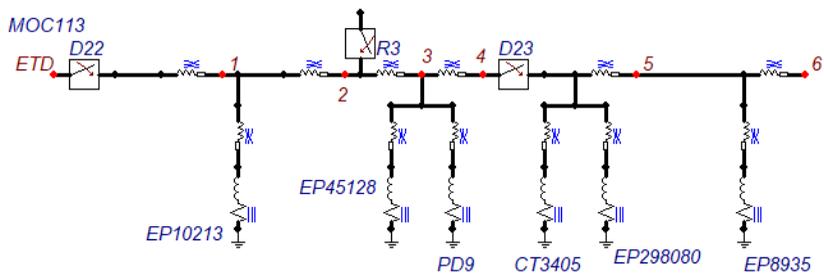
Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Tabela 25 - Características técnicas alimentador MOC112

Barra	Comprimento [km]	R_{linha} [Ω/km]	X_{linha} [Ω/km]	$R0_{\text{linha}}$ [Ω/km]	$X0_{\text{linha}}$ [Ω/km]	S_{Instalad} [kVA]	
ETD	1	0,0871	0,0478	0,1114	1,327	1,3777	0
1	2	0,6857	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	0
2	3	0,1787	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	0
3	4	0,1001	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	2000
4	5	0,0809	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	3000
5	6	0,0972	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	0
6	7	0,0639	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	1000
6	8	0,1118	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	500
8	9	0,1090	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	0
4	10	0,1115	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	0
10	11	0,1123	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	1375
11	12	0,1227	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	0
10	13	0,0851	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	2500
10	14	0,0491	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	1612,5

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Figura 51 - Diagrama unifilar alimentador MOC113



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Tabela 26 - Características técnicas alimentador MOC113

Barra		Comprimento [km]	R_{linha} [Ω/km]	X_{linha} [Ω/km]	$R0_{\text{linha}}$ [Ω/km]	$X0_{\text{linha}}$ [Ω/km]	S_{instalad} [kVA]
ETD	1	0,9405	0,0478	0,1114	1,327	1,3777	750
1	2	0,2317	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	0
2	3	0,0195	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	612,5
3	4	0,0729	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	2950
4	5	0,1835	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	3500
5	6	0,1538	0,0934	0,1147	1,382	1,3817	0

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

APÊNDICE B – Tabelas de parâmetros de proteção de fase e neutro após adaptação

Tabela 27 – Parâmetros de proteção para sobrecorrente de fase após adaptação

Trecho Isolado	Recurso utilizado	Chave Disjuntora	Ajuste 50 (A)	Ajuste 51 (A)	Time Dial	ti (s)	tij (s)
D4 – D5	R1	D6	4591,6	600	0,5	1,0146	1,0146
		R1	4920	600	0,6	1,125	1,2176
		D1	5118,4	600	0,75	1,3445	1,4863
D1 – D2	R2	D3	4258,4	600	0,5	1,107	1,107
		R2	4346,4	600	0,6	1,2972	1,3284
		D17	4414,4	600	0,7	1,4865	1,5135
		D16	4791,2	600	0,8	1,5461	1,6988
D17 – D16	R2	D18	4738,4	600	0,5	0,9786	0,9786
		R2	4792,8	600	0,65	1,2557	1,2722
		D2	4687,2	600	0,8	1,5283	1,5455
		D1	4840,8	600	0,95	1,703	1,8149
D1 – D2	R3	D3	4336,8	600	0,5	1,0838	1,0838
		R3	4433,6	600	0,6	1,2677	1,3006
		D22	4528,8	600	0,7	1,4432	1,479
D1 – D2	R4	D3	4266,4	600	0,5	1,1046	1,1046
		R4	4354,4	600	0,6	1,2945	1,3256
		D18	4368	600	0,7	1,5048	1,5102
		D17	4414,4	600	0,8	1,6988	1,7197

		D16	4791, 2	600	0,9	1,739 4	1,911 2
D16 - D17	R4	D18	4312, 8	600	0,5	1,090 8	1,090 8
		R4	4684	600	0,6	1,19	1,309
		D2	4687, 2	600	0,75	1,486 3	1,487 5
		D1	4840, 8	600	0,9	1,719	1,783 6
D18 - D17	R4	R4	4676	600	0,5	0,993 6	0,993 6
		D2	4687, 2	600	0,6	1,189 1	1,219 1
		D1	4840, 8	600	0,75	1,432 5	1,486 3
D17 - D16	R5	D18	4582, 4	600	0,5	1,017	1,017
		R5	4633, 6	600	0,6	1,204 9	1,220 4
		D6	4750, 4	600	0,7	1,366 1	1,405 7
		D5	4787, 2	600	0,85	1,644 3	1,685 9
		D4	4975, 2	600	1	1,851 3	1,934 5
D4 - D5	R5	D6	4264	600	0,5	1,105 3	1,105 3
		R5	4420, 8	600	0,6	1,272	1,326 4
		D17	4464, 8	600	0,7	1,467 1	1,484
		D16	4791, 2	600	0,8	1,546 1	1,676 7
D5 - D6	R5	R5	4219, 2	600	0,5	1,119	1,119
		D17	4464, 8	600	0,6	1,257 5	1,342 8
		D16	4791, 2	600	0,7	1,352 8	1,467 1
D7 - D8	R6	D9	4457, 6	600	0,5	1,049 9	1,049 9
		R6	4613, 6	600	0,6	1,210 9	1,259 9
		D6	4694,	600	0,7	1,384	1,412

			4			8	7
		D5	4787, 2	600	0,85	1,644 3	1,681 6
		D4	4975, 2	600	1	1,851 3	1,934 5
D9 – D8	R6	R6	4613, 6	600	0,5	1,009 1	1,009 1
		D6	4694, 4	600	0,6	1,187	1,210 9
		D5	4787, 2	600	0,75	1,450 9	1,483 7
		D4	4975, 2	600	0,9	1,666 2	1,741
D5 – D4	R6	D6	4338, 4	600	0,5	1,083 4	1,083 4
		R6	4514, 4	600	0,6	1,241 6	1,3
		D9	4612	600	0,7	1,413 3	1,448 5
		D8	4689, 6	600	0,8	1,584 5	1,615 2
		D7	4857, 6	600	0,95	1,807 4	1,881 6
D6 – D5	R6	R6	4514, 4	600	0,5	1,034 6	1,034 6
		D9	4612	600	0,6	1,211 4	1,241 6
		D8	4689, 6	600	0,7	1,386 4	1,413 3
		D7	4857, 6	600	0,85	1,617 1	1,683 5
D11 – D10	R7	D12	4328	600	0,5	1,086 4	1,086 4
		R7	4410, 4	600	0,6	1,275 5	1,303 6
		D9	4448	600	0,7	1,473 5	1,488
		D8	4689, 6	600	0,8	1,584 5	1,684
		D7	4857, 6	600	0,95	1,807 4	1,881 6
D12 – D11	R7	R7	4410, 4	600	0,5	1,062 9	1,062 9
		D9	4448	600	0,6	1,263	1,275

							5
		D8	4689, 6	600	0,7	1,386 4	1,473 5
		D7	4857, 6	600	0,85	1,617 1	1,683 5
D8 – D7	R7	D9	4608, 8	600	0,5	1,010 3	1,010 3
		R7	4731, 2	600	0,6	1,176 4	1,212 3
		D12	4737, 6	600	0,75	1,468 2	1,470 5
		D11	4866, 4	600	0,9	1,708 7	1,761 9
		D10	5123, 2	600	1,05	1,880 3	1,993 5
D9 – D8	R7	R7	4731, 2	600	0,5	0,980 3	0,980 3
		D12	4737, 6	600	0,65	1,272 5	1,274 4
		D11	4866, 4	600	0,8	1,518 8	1,566 1
		D10	5123, 2	600	0,95	1,701 2	1,803 6
D14 – D13	R8	D15	4260	600	0,5	1,106 6	1,106 6
		R8	4390, 4	600	0,6	1,282 2	1,327 9
		D21	4444, 8	600	0,7	1,474 7	1,495 9
		D20	4547, 2	600	0,8	1,641 7	1,685 4
		D19	4722, 4	600	0,9	1,768 4	1,846 9
D20 – D19	R8	D21	4500	600	0,5	1,038 5	1,038 5
		R8	4670, 4	600	0,6	1,194	1,246 2
		D14	4704, 8	600	0,75	1,48	1,492 5
		D13	4884, 8	600	0,9	1,701 4	1,776
D21 – D20	R8	4670,4	600	0,5	0,995	0,995	4670, 4
		4704,8	600	0,6	1,184	1,266	4704,

		4884,8	600	0,75	1,417 8	4 1,48	8 4884, 8
D20 – D19	R9	D21	4258, 4	600	0,5	1,107	1,107
		R9	4355, 2	600	0,6	1,294 2	1,328 4
		D15	4437, 6	600	0,7	1,477 5	1,509 9
		D14	4575, 2	600	0,8	1,630 1	1,688 6
		D13	4884, 8	600	0,9	1,701 4	1,833 9
D14 – D13	R9	D15	4152, 8	600	0,5	1,139 9	1,139 9
		R9	4403, 2	600	0,6	1,277 9	1,397 9
		D20	4547, 2	600	0,7	1,436 5	1,490 8
		D19	4722, 4	600	0,8	1,571 9	1,641 7
D15 – D14	R9	R9	4392	600	0,5	1,068	1,068
		D20	4547, 2	600	0,6	1,231 3	1,281 6
		D19	4722, 4	600	0,7	1,375 4	1,436 5

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Tabela 28 – Parâmetros de proteção para sobrecorrente de neutro após adaptação

Trecho Isolado	Recurso utilizado	Chave Disjuntora	Ajuste 50N (A)	Ajuste 51N (A)	Time Dial	tiN (s)	tijN (s)
D4 – D5	R1	D6	1805	120	0,5	0,4807	0,4807
		R1	2330,5	120	0,75	0,5496	0,7211
		D1	2701,5	120	1	0,6275	0,8731
D1 – D2	R2	D3	1517,5	120	0,5	0,5796	0,5796
		R2	1612,5	120	0,7	0,7598	0,8114
		D17	1629	120	0,9	0,9662	0,9769
		D16	2089	120	1,1	0,905	1,1809
D17 – D16	R2	D18	2063,5	120	0,5	0,4168	0,4168
		R2	2153,5	120	0,75	0,5975	0,6252
		D2	2176	120	1,05	0,8273	0,8365

		D1	2210	120	1,35	1,0464	1,0637
D1 – D2	R3	D3	1755,5	120	0,5	0,4953	0,4953
		R3	1891	120	0,75	0,6861	0,7429
		D22	1986	120	1	0,8682	0,9147
		D3	1533,5	120	0,5	0,573	0,573
D1 – D2	R4	R4	1630,5	120	0,7	0,7507	0,8023
		D18	1663,5	120	0,9	0,9446	0,9652
		D17	1711,5	120	1,1	1,1197	1,1545
		D16	2089	120	1,3	1,0696	1,3233
		D18	1495,5	120	0,5	0,5889	0,5889
D16 – D17	R4	R4	2008,5	120	0,7	0,6005	0,8244
		D2	2086,5	120	0,95	0,7826	0,8149
		D1	2210	120	1,2	0,9301	0,9886
		R4	1953	120	0,5	0,4419	0,4419
D18 – D17	R4	D2	1975,5	120	0,75	0,6548	0,7085
		D1	2210	120	1	0,7751	0,8731
		D18	1864	120	0,5	0,4644	0,4644
D17 – D16	R5	R5	1938	120	0,75	0,6683	0,6967
		D6	2106	120	1	0,8157	0,8911
		D5	2178	120	1,25	0,984	1,0196
		D4	2427	120	1,55	1,0884	1,2201
		D6	1510	120	0,5	0,5827	0,5827
D4 – D5	R5	R5	1683,5	120	0,7	0,753	0,8158
		D17	1776	120	0,9	0,8804	0,9325
		D16	2089	120	1,15	0,9462	1,125
		R5	1436	120	0,5	0,6155	0,6155
D5 – D6	R5	D17	1776	120	0,7	0,6848	0,8617
		D16	2089	120	0,95	0,7816	0,9293
		D9	1712	120	0,5	0,5088	0,5088
D7 – D8	R6	R6	1917	120	0,7	0,6311	0,7123
		D6	2034,5	120	0,95	0,8039	0,8564
		D5	2106	120	1,2	0,9789	1,0154
		D4	2427	120	1,45	1,0182	1,1828
		R6	1917	120	0,5	0,4508	0,4508
D9 – D8	R6	D6	2034,5	120	0,75	0,6346	0,6761
		D5	2106	120	1	0,8157	0,8462
		D4	2427	120	1,25	0,8778	1,0196
		D6	1743	120	0,5	0,4991	0,4991
D5 – D4	R6	R6	2004	120	0,75	0,6449	0,7486
		D9	2150	120	1	0,798	0,8599
		D8	2258,5	120	1,3	0,9848	1,0374
		D7	2610	120	1,6	1,041	1,2121
		R6	1737,5	120	0,5	0,5008	0,5008
D6 –	R6	R6	1737,5	120	0,5	0,5008	0,5008

D5		D9	2150	120	0,7	0,5586	0,7011
		D8	2258,5	120	1	0,7575	0,798
		D7	2610	120	1,3	0,8458	0,9848
D11 – D10	R7	D12	1838	120	0,5	0,4715	0,4715
		R7	2076	120	0,75	0,6212	0,7072
		D9	2169	120	1	0,7906	0,8282
		D8	2258,5	120	1,3	0,9848	1,0278
		D7	2610	120	1,6	1,041	1,2121
D12 – D11	R7	R7	2076	120	0,5	0,4141	0,4141
		D9	2169	120	0,75	0,593	0,6212
		D8	2258,5	120	1,05	0,7954	0,8302
		D7	2610	120	1,35	0,8783	1,0227
D8 – D7	R7	D9	1723	120	0,5	0,5053	0,5053
		R7	1847	120	0,7	0,6566	0,7074
		D12	1978,5	120	0,95	0,8281	0,8911
		D11	2225	120	1,2	0,9235	1,046
		D10	2719,5	120	1,5	0,9348	1,1544
D9 – D8	R7	R7	1847	120	0,5	0,469	0,469
		D12	1978,5	120	0,75	0,6538	0,7035
		D11	2225	120	1	0,7696	0,8717
		D10	2719,5	120	1,3	0,8102	1,0005
D14 – D13	R8	D15	1699	120	0,5	0,513	0,513
		R8	1883	120	0,7	0,6432	0,7182
		D21	1903	120	0,95	0,8632	0,8729
		D20	2070,5	120	1,2	0,9967	1,0903
		D19	2372	120	1,45	1,0431	1,2043
D20 – D19	R8	D21	1903,5	120	0,5	0,4542	0,4542
		R8	2300	120	0,75	0,5573	0,6812
		D14	2342	120	1,05	0,7655	0,7803
		D13	2693,5	120	1,35	0,8498	0,9842
D21 – D20	R8	4670,4	2063,5	120	0,5	0,4168	0,4168
		4704,8	2342	120	0,75	0,5468	0,6949
		4884,8	2693,5	120	1	0,661	0,7655
D20 – D19	R9	D21	1685,5	120	0,5	0,5174	0,5174
		R9	1820,5	120	0,7	0,6669	0,7244
		D15	1868,5	120	0,95	0,8802	0,905
		D14	2091,5	120	1,2	0,9861	1,1118
		D13	2693,5	120	1,45	0,9128	1,1915
D14 – D13	R9	D15	1558,5	120	0,5	0,5631	0,5631
		R9	1884,5	120	0,7	0,6427	0,7883
		D20	2070,5	120	0,95	0,789	0,8722
		D19	2372	120	1,2	0,8632	0,9967
D15 –	R9	R9	1884,5	120	0,5	0,4591	0,4591

D14		D20	2070,5	120	0,75	0,6229	0,6886
		D19	2372	120	1	0,7194	0,8306

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)