

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA  
COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DE  
DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO DURANTE  
RECONFIGURAÇÕES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Maicon Jaderson Silveira Ramos**

**Santa Maria, RS, Brasil, 2014**

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA  
COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DE  
DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO DURANTE  
RECONFIGURAÇÕES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

**por**

**Maicon Jaderson Silveira Ramos**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção de grau de **Mestre em Engenharia Elétrica.**

**Orientador: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon**

**Santa Maria, RS, Brasil  
2014**

**Universidade Federal de Santa Maria  
Centro de Tecnologia  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a Dissertação de Mestrado

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA  
COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DE  
DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO DURANTE  
RECONFIGURAÇÕES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

elaborado por  
**Maicon Jaderson Silveira Ramos**

como requisito parcial para obtenção do grau de  
**Mestre em Engenharia Elétrica**

**Comissão Examinadora**

---

**Daniel Pinheiro Bernardon, Dr.**  
(Presidente/Orientadora)

---

**Maurício Sperandio, Dr. (UFSM)**

---

**Lorenzo Comassetto, Dr. (UNISINOS)**

Santa Maria, 28 de março de 2014.

À minha família.

*"Até que a cor da pele de um homem não tenha mais significado que a cor dos seus olhos, haverá guerra."*

*Bob Marley*

## **AGRADECIMENTOS**

Em primeiro lugar, agradeço aos meus avós, Nilton Otávio da Silveira e Nelci de Lourdes Pinto da Silveira, pelo esforço incondicional durante anos, buscando ensinar as coisas mais importantes da vida para mim, para meu irmão e para minha prima Adriana. Mais do que avós e pais, foram um exemplo de parceiros nos bons momentos e nos momentos difíceis, tenho certeza que fizeram todo esforço possível para que nos tornássemos pessoas melhores. Ao meu irmão e melhor amigo, Maikel, pelo incentivo e carinho em todos os momentos da minha vida, seremos eternos companheiros e amigos, nunca duvide disto. À Mariana, pelo apoio, carinho, companheirismo e incentivo desde o primeiro dia que nos conhecemos, tenho certeza que é a mulher da minha vida, certamente eu não estaria aqui se não fosse você.

Ao Professor Dr. Daniel Bernardon, que além de ministrar importantes disciplinas ao longo do curso de pós-graduação, me auxiliou durante a elaboração desta dissertação.

Aos colegas do Planejamento da Operação da AES Sul pela compreensão e esforços realizados para que fosse obtida a liberação para fins de pós-graduação, além do companheirismo ao longo de todos os dias que passamos juntos.

Por fim, agradeço à AES Sul pelo apoio prestado ao longo de toda minha jornada acadêmica.

## RESUMO

Dissertação de Mestrado  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica  
Universidade Federal de Santa Maria

# **METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO DURANTE RECONFIGURAÇÕES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Autor: Maicon Jaderson Silveira Ramos, Eng.  
Orientador: Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. Eng.  
Data e Local da defesa: Santa Maria, 28 de março de 2014.

Com o surgimento do conceito de *Smart Grid* (SG), os Sistemas de Distribuição de Energia vêm sofrendo grandes modificações em sua forma de operação, estudo e análise. O grande avanço tecnológico dos equipamentos de medição, automação, controle e telecomunicação, aliado à redução dos custos de aquisição e implementação, permitiu que as distribuidoras brasileiras de energia elétrica realizassem grandes investimentos em automação, controle e telecomunicação, voltados para redes de distribuição. Este avanço tecnológico aplicado nas redes permite que novos estudos e novas metodologias sejam desenvolvidos e aplicados pelas concessionárias, a fim de melhorar o seu desempenho técnico operacional. Muitos estudos estão sendo realizados com o intuito de propor reconfigurações automáticas nas redes de distribuição, recomposição automática e gerenciamento do sistema em tempo real, sempre com o objetivo de otimizar a distribuição das cargas, reduzir as perdas de energia, melhorar a confiabilidade do sistema e os indicadores de qualidade do fornecimento de energia, entre outras possíveis necessidades da respectiva distribuidora. Atualmente um ponto bastante explorado são os chaveamentos através de dispositivos automatizados, os quais possuem critérios e premissas para efetivação em campo. Dentre os critérios e premissas, destaca-se a garantia da coordenação e seletividade dos equipamentos de proteção envolvidos na reconfiguração após a realização do chaveamento e consequente mudança topológica. A necessidade de análise dos dispositivos de proteção e possível reparametrização dos mesmos justifica o desenvolvimento de uma metodologia através de solução computacional, capaz de analisar a coordenação e seletividade dos dispositivos (religadores microprocessados), após mudanças na rede. É devido a este nicho de oportunidades causadas pelo desenvolvimento tecnológico e pelas mudanças na filosofia de operação das redes de distribuição, que esta dissertação tem por objetivo principal desenvolver uma metodologia que permita validar a condição de operação dos dispositivos de proteção, garantindo a segurança e a confiabilidade do sistema e propondo novos ajustes de proteção quando necessário, o que consequentemente permitirá reconfigurações de rede.

Palavras-chave: Coordenação e seletividade, reparametrização, redes de distribuição, religadores microprocessados, reconfiguração de rede.

## **ABSTRACT**

Master's Dissertation  
Graduate Program in Electrical Engineering  
Universidade Federal de Santa Maria, RS, Brazil.

# **METHODOLOGY FOR ANALYSIS OF COORDINATION AND SELECTIVITY OF PROTECTION DEVICES DURING RECONFIGURATIONS OF DISTRIBUTION NETWORKS**

Author: Maicon Jaderson Silveira Ramos

Advisor: Daniel Pinheiro Bernardon, Dr.

Date and Local of presentation: March 28, 2014, Santa Maria.

With the emergence of the concept of Smart Grid (SG), the Power Distribution Systems are undergoing major changes in the way it is operated, studied and analyzed. The breakthrough technology of measurement, automation, control and telecommunication equipment, together with the reduction of the costs of acquisition and implementation, allowed Brazilian electric utilities to invest in automation, control and telecommunication, facing distribution networks. This technological development applied in the networks allows new studies and new methodologies to be developed and implemented by utilities in order to improve their technical and operational performance. Many studies are being conducted in order to propose automatic reconfiguration in the distribution networks, automatic restoration and distribution management system in real time, aiming to optimize the loads distribution, reduce energy losses, improve system reliability and the quality indicators of power supply, among other possible needs of the distribution company. Nowadays a fairly explored point is the switching through automatic devices, which have criteria and assumptions for execution in the network. Among the criteria and assumptions, there is the guarantee of coordination and selectivity of protective devices involved in the reconfiguration after switching and consequent topological change. The need for analysis of protective devices and possible reparameterization of them, justifies the development of a methodology through computational solution, able to analyze the coordination and selectivity of the devices (microprocessor reclosers) after network changes. It is due to this niche opportunities caused by technological development and changes in operating philosophy of distribution networks, that this dissertation has as main objective to develop a methodology to validate the operation condition of protective devices, ensuring the safety and system reliability and proposing new protection settings when needed, which consequently will allow network reconfigurations.

Keywords: selectivity and coordination, reparameterization, distribution networks, microprocessor reclosers, network reconfiguration.

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dado de corrente dos elos fusíveis tipo K e T.....	23
Tabela 2 - Parâmetros $\alpha$ e $\beta$ conforme norma IEC 255-4.....	30
Tabela 3 – Coordenação de elos tipo K para determinados valores de corrente.....	34
Tabela 4 - Pares para análise da coordenação e seletividade dos equipamentos apresentados no exemplo da Figura 27. ....	60
Tabela 5 - Parâmetros elétricos do alimentador da SE A.....	67
Tabela 6 - Dados de base do alimentador da SE A. ....	67
Tabela 7 - Parâmetros elétricos do alimentador da SE B. ....	68
Tabela 8 - Dados de base do alimentador da SE B.....	68
Tabela 9 - Dados das cargas distribuídas ao longo dos alimentadores.....	68
Tabela 10 - Barras com dispositivos de proteção na SE A.....	69
Tabela 11 - Barras com dispositivos de proteção na SE B.....	69
Tabela 12 - Possíveis combinações para alteração na topologia de rede. ....	72
Tabela 13 - Resumo dos tempos de seletividade para os ajustes de fase. ....	76
Tabela 14 - Resumo dos tempos de seletividade para os ajustes de neutro.....	76
Tabela 15 - Resumo da simulação para defeitos entre fases após 1º teste. ....	80
Tabela 16 - Resumo da simulação para defeitos envolvendo a terra após 1º teste.....	80
Tabela 17 - Resumo da simulação para defeitos entre fases após 2º teste. ....	81
Tabela 18 - Resumo da simulação para defeitos envolvendo a terra após 2º teste.....	81
Tabela 19 - Resumo da simulação para defeitos entre fases após 3º teste. ....	82
Tabela 20 - Resumo da simulação para defeitos envolvendo a terra após 3º teste.....	82
Tabela 21 - Resumo dos tempos de seletividade para os ajustes de fase no 4º teste.....	83
Tabela 22 - Resumo dos tempos de seletividade para os ajustes de neutro no 4º teste.....	83
Tabela 23 - Resumo dos tempos de seletividade para os ajustes de fase no 5º teste.....	86
Tabela 24 - Resumo dos tempos de seletividade para os ajustes de neutro no 5º teste.....	86

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Elemento ativo (elo fusível).....	21
Figura 2 - Chave fusível. ....	22
Figura 3 - Curva característica do elo fusível tipo K (15K). ....	23
Figura 4 - Vista lateral e frontal de um religador micro processado. ....	24
Figura 5 - Esquema de medição e proteção dos religadores.....	26
Figura 6 - Curvas padronizadas em religadores Cooper tipo (FXB, Form. 4, Form. 5 e Form. 6).....	27
Figura 7 - Seccionalizador instalado a jusante do religador.....	28
Figura 8 - Esquema de medição e proteção adotado para utilização de relés de sobrecorrente. ....	29
Figura 9 - Posição dos elos fusíveis protegidos e protetor. ....	33
Figura 10: Exemplo de um sistema com elos fusível tipo K, coordenado conforme critérios. ....	35
Figura 11: Exemplo de um sistema com fusível tipo K e disjuntor, coordenado conforme critérios. ....	36
Figura 12: Exemplo de um sistema com fusível tipo K, religador e disjuntor, coordenado conforme critérios.....	38
Figura 13 - (a) Situação original (sobrecarga), (b) Uso de DR (Resposta à Demanda), (c) Uso de GD (Geração Distribuída) e (d) Reconfiguração automática da rede.....	43
Figura 14 - Exemplo de um sistema de distribuição sem o uso de dispositivos automatizados. ....	48
Figura 15 - Exemplo de um sistema de distribuição com o uso de dispositivos automatizados. ....	48
Figura 16 - Coordenograma com curvas de fase da SE1 na configuração original. ....	49
Figura 17 - Coordenograma com curvas de fase da SE2 na configuração original. ....	49
Figura 18 - Rede de distribuição reconfigurada (Aberto RL1 e fechado RL5).....	50
Figura 19 - Coordenograma com curvas de fase da SE2 na configuração proposta. ....	50
Figura 20 - Exemplo de busca em amplitude. ....	54
Figura 21 - Exemplo de busca em profundidade.....	55
Figura 22 - Exemplo de busca pela melhor escolha. ....	55
Figura 23 - Diagrama de blocos para uma reconfiguração automática da rede, considerando o estudo da coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção.....	57

Figura 24 - Diagrama de blocos representado somente pelo fluxo de potência da rede de distribuição analisada. ....	58
Figura 25 - Diagrama de blocos equivalente do sistema considerado pelo algoritmo. ....	58
Figura 26 - Macro fluxograma para análise da Coordenação e Seletividade em Tempo Real. ....	59
Figura 27 - Exemplo de uma rede de distribuição radial e seus respectivos dispositivos de proteção. ....	60
Figura 28 - Fluxograma da metodologia para ajustes das proteções de fase. ....	62
Figura 29 - Fluxograma da metodologia para ajustes das proteções de neutro. ....	63
Figura 30 - Disposição das barras dos alimentadores da SE A e SE B. ....	66
Figura 31 - Fluxograma das funções executadas pelo algoritmo de forma sequencial. ....	70
Figura 32 - Dados de saída após simulação do algoritmo. ....	72
Figura 33 - Topologia dos alimentadores da SE A e SE B em regime normal de operação. ....	73
Figura 34 - Coordenograma para defeitos entre fases dos dispositivos de proteção das barras 1 e 6 da SE A. ....	73
Figura 35 - Coordenograma para defeitos envolvendo a terra entre os dispositivos de proteção das barras 1 e 6 da SE A. ....	74
Figura 36 - Coordenograma de fase entre os dispositivos das barras 6 e 10 da SE A. ....	74
Figura 37 - Coordenograma de neutro entre os dispositivos das barras 6 e 10 da SE A. ....	74
Figura 38 - Coordenograma de fase entre os dispositivos das barras 10 e 14 da SE A. ....	75
Figura 39 - Coordenograma de neutro entre os dispositivos das barras 10 e 14 da SE A. ....	75
Figura 40 - Coordenograma de fase entre os dispositivos das barras 100 e 105 da SE B. ....	75
Figura 41 - Coordenograma de neutro entre os dispositivos das barras 100 e 105 da SE B. ....	76
Figura 42 - Rede dos alimentadores da SE A e SE B após mudança na topologia da rede (1º teste). ....	77
Figura 43 - Resultado da simulação para defeitos entre fases, dispositivos das barras 100 e 105 da SE B. ....	78
Figura 44 - Resultado da simulação para defeitos envolvendo a terra, dispositivos das barras 100 e 105 da SE B. ....	78
Figura 45 - Resultado da simulação para defeitos entre fases, dispositivos das barras 105 e 18 da SE B. ....	78
Figura 46 - Resultado da simulação para defeitos envolvendo a terra, dispositivos das barras 105 e 18 da SE B. ....	79

Figura 47 - Resultado da simulação para defeitos entre fases, dispositivos das barras 18 e o FU-25K da SE B.....	79
Figura 48 - Resultado da simulação para defeitos envolvendo a terra, dispositivos das barras 18 e o FU-25K da SE B. ....	79
Figura 49 - Topologia da rede (2º teste). ....	80
Figura 50 - Topologia da rede (3º teste). ....	81
Figura 51 - Topologia da rede (4º teste). ....	82
Figura 52 - Topologia da rede (5º teste), elevação do tempo de seletividade. ....	84
Figura 53 - Resultado da simulação para defeitos entre fases, dispositivos das barras 100 e 105 da SE B, com tempo de seletividade alterado. ....	84
Figura 54 - Resultado da simulação para defeitos envolvendo a terra, dispositivos das barras 100 e 105 da SE B, com tempo de seletividade alterado.....	84
Figura 55 - Resultado da simulação para defeitos entre fases, dispositivos das barras 105 e 18 da SE B, com tempo de seletividade alterado. ....	85
Figura 56 - Resultado da simulação para defeitos envolvendo a terra, dispositivos das barras 105 e 18 da SE B, com tempo de seletividade alterado.....	85
Figura 57 - Resultado da simulação para defeitos entre fases, dispositivos das barras 18 e 14 (FU-25K) da SE B, com tempo de seletividade alterado. ....	85
Figura 58 - Resultado da simulação para defeitos envolvendo a terra, dispositivos das barras 18 e 14 (FU-25K) da SE B, com tempo de seletividade alterado.....	86

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	15
1.1.	Estado da arte .....	16
1.2.	Objetivos .....	18
1.3.	Organização dos capítulos.....	19
2	DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	20
2.1.	Chaves fusíveis.....	21
2.2.	Religadores .....	24
2.3.	Seccionalizador .....	27
2.4.	Relé de sobrecorrente .....	29
2.5.	Considerações finais.....	31
3	CRITÉRIOS PARA APLICAÇÃO E COORDENAÇÃO DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO .....	32
3.1	Critério de aplicação e coordenação de elos fusíveis .....	32
3.1.1	Coordenação entre elos fusíveis .....	33
3.1.2	Coordenação entre disjuntor e elos fusíveis .....	35
3.2	Coordenação entre disjuntor e religador.....	37
3.3	Considerações finais.....	38
4	RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	40
4.1.	Reconfiguração de redes em regime normal de operação .....	41
4.2.	Indicadores técnicos de qualidade .....	43
4.3.	Dispositivos de proteção no processo de reconfiguração.....	46
4.4.	Considerações finais.....	51
5	METODOLOGIA PROPOSTA .....	53
5.1.	Métodos heurísticos.....	53
5.2.	Estrutura do algoritmo.....	56
5.3.	Crerios técnicos .....	64

5.4. Considerações finais .....	65
6 ESTUDO DE CASO .....	66
6.1. Parâmetros elétricos do sistema estudado .....	66
6.2. Estrutura do algoritmo .....	69
6.3. Análise dos resultados .....	72
6.3.1. Resultados - Regime Normal de Operação .....	73
6.3.2. Resultados - SE A para SE B .....	76
6.3.3. Resultados - SE B para SE A .....	81
6.3.4. Resultados – Restrições encontradas pelo algoritmo .....	83
6.4. Considerações finais .....	86
7 CONCLUSÕES .....	88
7.1. Trabalhos futuros .....	89
7.2. Trabalhos publicados .....	90
REFERÊNCIAS .....	91
APÊNDICE A - Exemplos de curvas típicas disponíveis em dispositivos de proteção .....	93
APÊNDICE B – Resultados gerados nas simulações .....	97

# 1 INTRODUÇÃO

O sistema de distribuição de energia foi considerado ao longo dos anos como um sistema relativamente simples frente ao sistema de transmissão e geração de energia. Durante muito tempo as redes de distribuição apresentaram pouca ou nenhuma inteligência de automação e controle ao longo da rede. Os equipamentos de automação e controle foram até pouco tempo uma exclusividade das subestações, restando para as redes de distribuição seccionadoras manuais ou, com muito investimento, alguns religadores mecânicos, o que tornava a rede de distribuição pouco ou quase nada inteligente.

Este cenário de pouca inteligência vem sendo modificado, com o surgimento do conceito de *Smart Grid* (SG), o que tem levado o sistema de distribuição a sofrer grandes modificações em sua forma de operação, estudo e análise. Através da aplicação do conceito de SG, as redes de distribuição recebem grandes investimentos em automação e controle, permitindo assim que novos estudos sejam realizados e novas metodologias sejam propostas. É devido a esta carga de automação recebida que muitos estudos estão sendo realizados com o intuito de propor novas filosofias de operação do sistema. Alguns estudos atuais podem ser destacados, tais como: reconfigurações automáticas nas redes de distribuição, recomposição automática, gerenciamento do sistema em tempo real, alocação ótima de equipamentos, reparametrização da proteção, inserção de geração distribuída, entre outros. Estes estudos têm por objetivos otimizar o uso dos recursos disponíveis e melhorar os indicadores de qualidade do fornecimento de energia para com os clientes.

Apesar do sistema de distribuição ser normalmente operado de forma radial, estes oferecem inúmeras possibilidades de alteração da topologia da rede através de dispositivos de seccionamento. As reconfigurações podem ser feitas através de abertura e fechamento de equipamentos manuais e ou automatizados instalados ao longo do sistema. A alteração da topologia de rede deve ser feita mantendo-se sempre a radialidade, no caso de sistemas sem geração distribuída, buscando atingir objetivos como a redução das perdas de potência ativa, melhor distribuição de clientes, melhor distribuição de cargas, melhores níveis de tensão ao longo da rede, reestabelecer o fornecimento de energia elétrica em caso de defeitos que exijam manutenção corretiva e isolar um determinado trecho de rede para manutenção preventiva.

Dentro dos critérios e premissas para realização de chaveamentos automáticos através de dispositivos automatizados está a garantia da coordenação e seletividade dos equipamentos de proteção envolvidos na reconfiguração após a realização do chaveamento e consequente

mudança de topologia. A garantia da coordenação e seletividade entre os equipamentos de proteção é fundamental para uma correta operação, pois reconfiguração na rede de média tensão é algo rotineiro no dia a dia de uma distribuidora de energia elétrica. Falhas neste sistema podem levar a acidentes, operações indevidas, erro de interpretação por parte do operador do sistema, piora nos indicadores de qualidade, avaria de equipamentos, entre outros possíveis problemas.

Buscando explorar este novo cenário do sistema de distribuição brasileiro, onde grandes quantidades de dispositivos automatizados de proteção estão sendo instalados, entende-se que o desenvolvimento de uma metodologia através de solução computacional é extremamente oportuno. Visando contribuir de alguma forma com esta evolução, esta dissertação propõe o desenvolvimento de metodologia para análise da coordenação e seletividade de dispositivos de proteção automatizados (religadores microprocessados), após mudanças na topologia de rede, com implementação de algoritmo em Matlab e testes de validação.

O objetivo principal deste trabalho é desenvolver uma metodologia que permita analisar os dispositivos de proteção automatizados (religadores microprocessados), propondo novos ajustes de proteção (reparametrização) quando possível, ou sinalizando falhas na coordenação e seletividade entre dispositivos, após mudanças na topologia de rede. Para tanto, são considerados critérios pré-estabelecidos de segurança e de seletividade.

### **1.1. Estado da arte**

Esta pesquisa sobre o estado da arte, no que tange a análise da proteção durante reconfigurações automáticas da rede, busca identificar as linhas de pesquisa sobre o estudo da coordenação e seletividade, a fim de permitir uma reconfiguração automática da rede de forma segura e confiável. Grande parte dos estudos realizados trata da otimização dos métodos de reconfiguração automática da rede, sendo a redução das perdas elétricas e a melhoria dos níveis de tensão ao longo da rede de distribuição os principais fatores considerados na avaliação da função objetivo.

Os sistemas de distribuição de energia elétrica operam em sua grande maioria de forma radial, de forma a se evitar problemas com a coordenação da proteção e atenuação das correntes de curto-circuito. A operação do sistema de forma radial pode resultar em problemas do ponto de vista operacional, pois este não garante alternativas de fornecimento de energia em situações de contingências ou sobrecargas, sendo necessárias manobras para

isolamento do defeito, corte de carga temporário e provável ilhamento de barras (GUIMARÃES, 2005).

Para BLACKBURN (2006) a principal finalidade de um sistema de proteção é: garantir segurança, confiabilidade, rapidez para eliminação da falta, sensibilidade e seletividade entre os dispositivos de proteção. Para SOUZA (2003) os estudos envolvendo sistema de proteção exigem uma modelagem do sistema, de tal forma que a representatividade da rede se dê o mais fiel possível. LEDESMA (2012) complementa que para isto, deve-se considerar todas as características peculiares dos sistemas de distribuição, tais como: topologia da rede, desequilíbrio entre as cargas e entre as fases.

O trabalho desenvolvido por (LIM et al., 2006) refere-se ao desenvolvimento de uma esquema de proteção, no qual os dispositivos de proteção se auto ajustam conforme informações recebidas em um *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA). O trabalho parte da filosofia de proteção, na qual os dispositivos de proteção são ajustados em função da máxima corrente de carga e da mínima corrente de curto circuito, sendo assim, é prudente pensar que devido às mudanças existentes em uma rede de distribuição, sejam elas por mudança na topologia ou por variações de carga, tais dispositivos de proteção deveriam se adaptar ao longo destas variações.

Em COMASSETTO (2008), é apresentado o desenvolvimento de uma ferramenta computacional capaz de realizar a coordenação e seletividade de um sistema de distribuição de forma automática, mas para uma determinada configuração do SDE, não considerando reconfigurações de rede, servindo como base para as definições dos ajustes de proteção em estudos de médio e longo prazo.

Atualmente a geração distribuída (GD) é bastante e estudada por diversos meios acadêmicos. A GD pode exigir alterações profundas na operação das redes de distribuição, sendo uma delas, a operação radial do sistema. A injeção de correntes da GD em uma rede de distribuição resulta na perda da radialidade do sistema, conseqüentemente pode ocorrer perda de coordenação e seletividade entre os dispositivos de proteção, o que leva à diminuição da confiabilidade. A importância de um método que busque a otimização do sistema na presença de GD e ainda garanta eficiência do sistema de proteção, se faz necessário. Dentro desta necessidade, equipamentos de proteção necessitam de comando remoto e de *check* de sincronismo (JAVADIAN et al., 2009).

Para o problema de reconfiguração deve-se considerar como restrições não somente manter a radialidade da rede de distribuição, mas também se deve avaliar o fluxo de potência,

buscando atender as restrições operacionais referentes aos limites de tensão entregue aos consumidores e aos limites de sobrecarga nos transformadores e nos condutores (FERREIRA, 2010).

Historicamente, a rede de distribuição foi planejada para operar de forma radial. Os relés de proteção são utilizados para detectar anormalidades no sistema e executar comandos apropriados para isolar rapidamente apenas o trecho de rede com defeito. Hoje em dia, os órgãos reguladores exigem que empresas de distribuição de energia reduzam o número e a duração das interrupções do fornecimento de energia, o que as leva a adotar novas estratégias e tecnologias na operação. Neste ponto dois problemas de otimização surgem: encontrar o local ideal para instalação dos dispositivos de proteção e a coordenação entre estes. A aplicação de algoritmo genético para resolver a alocação e coordenação pode ser uma solução para este problema (PILO et al., 2011).

A presença cada vez mais comum de geradores distribuídos conectados às redes de distribuição, modifica o comportamento do sistema em condições de curto circuito, tais como: magnitude inicial da corrente de falta, variação temporal da corrente de falta e direção do fluxo da corrente de falta. Através de estudos analíticos e experimentais, usando *Matlab Simulink* e equipamentos de laboratório, foi possível realizar a coordenação da proteção de sobrecorrente com base no conceito de energia específica como uma função de tempo  $i^2.t(t)$  e não com base nas características de corrente no tempo  $i(t)$ . Os autores concluíram que usando o método específico de energia é algo mais trabalhoso, mas permite fazer o estudo de coordenação de forma precisa (GOMES; NESCI, 2013).

Conforme PFITSCHER (2013) alguns estudos recentes a respeito do problema de reconfiguração automática buscam uma melhor distribuição de clientes, cargas, diminuição da queda de tensão ao longo da rede e melhora na confiabilidade. Para que as soluções encontradas nos problemas de reconfiguração sejam executadas, é fundamental para a operação segura do sistema que após a reconfiguração sejam mantidas a coordenação e seletividade entre os equipamentos de proteção.

## **1.2. Objetivos**

Esta dissertação tem como objetivo desenvolver e propor uma metodologia para análise da coordenação e seletividade de dispositivos de proteção automatizados (religadores microprocessados) após reconfigurações na rede de distribuição, proporcionando segurança e confiabilidade ao sistema após a mudança na topologia de rede. A metodologia a ser

apresentada deve analisar todos os equipamentos de proteção existentes na rede de distribuição, entretanto somente deve intervir nos religadores microprocessados e telecomandados, na busca por uma solução que permita a execução da reconfiguração da rede de distribuição de energia. O trabalho não se propõe a integrar a metodologia a algum sistema de gerenciamento da distribuição, entretanto, é importante destacar a grande potencialidade de aplicação e integração do método.

### 1.3. Organização dos capítulos

Esta dissertação está organizada da seguinte forma:

**Capítulo 2 – Dispositivos de Proteção em Sistemas de Distribuição:** neste capítulo são apresentados os dispositivos de proteção existentes nas redes de distribuição, suas funcionalidades e principais características.

**Capítulo 3 – Critérios para Aplicação e Coordenação de Dispositivos de Proteção:** o objetivo deste capítulo é apresentar os critérios técnicos existentes na bibliografia referente à aplicação dos dispositivos de proteção nas redes de distribuição, bem como os critérios para adequação da coordenação e seletividade entre tais dispositivos.

**Capítulo 4 – Reconfiguração de Redes de Distribuição:** este capítulo apresenta pontos importantes no processo de reconfiguração da rede. Além disto, o capítulo também apresenta a relação dos estudos de proteção e a importância destes no processo de reconfiguração das redes de distribuição de energia.

**Capítulo 5 – Metodologia Proposta:** este capítulo apresenta a metodologia proposta para análise da coordenação e seletividade de equipamentos de proteção automatizados após mudanças na topologia de rede por reconfigurações automáticas.

**Capítulo 6 – Estudo de Caso:** neste capítulo são apresentados os resultados práticos da aplicação da metodologia proposta, através de um estudo de caso com a implementação de algoritmo, a fim de testar e validar o método proposto no capítulo 5.

**Capítulo 7 – Conclusões:** neste capítulo são apresentadas as conclusões e as principais contribuições deste trabalho, e são feitas algumas sugestões para o desenvolvimento de trabalhos futuros.

## 2 DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Os dispositivos de proteção são equipamentos fundamentais em um sistema elétrico de potência, pois as redes de distribuição aéreas são expostas a falhas que podem ser causadas por descargas atmosféricas, galhos de árvores tocando os condutores, falhas de isolamento, rompimento de condutores, colisões de veículos, instabilidades sistêmicas, entre outros. Estes dispositivos possuem duas funções básicas:

- proteger os equipamentos instalados ao longo do sistema elétrico, normalmente de alto custo. Além disso, a confiabilidade exigida e as consequências no caso de uma interrupção no fornecimento evidencia a importância de se manter o sistema operando o maior tempo possível;
- proteger pessoas, animais, patrimônio público e privado. Diferentemente dos equipamentos, a vida de uma pessoa ou animal possui um valor irreparável, o que também pode ocorrer com um patrimônio público e ou privado.

Conforme MAMEDE FILHO e MAMEDE (2011) existem dois dispositivos básicos empregados na proteção de sistemas elétricos: os fusíveis e os relés.

Os fusíveis são dispositivos que operam tanto para correntes de carga como para correntes de curto-circuito, estes operam pela fusão do seu elemento metálico construído com características específicas de tempo *versus* corrente. Já os relés possuem uma ampla gama de dispositivos que oferecem proteção ao SEP nas mais diversas formas: sobrecarga, curto-circuito, sobretensão, subtensão, frequência, entre outros tipos de proteção.

Os dispositivos de proteção normalmente utilizados em sistemas de distribuição de energia são: chaves fusíveis, chaves fusíveis repetidoras, religadores (eletromecânicos ou digitais) e seccionadores. Cada um destes dispositivos possuem características próprias de aplicação, operação e ajustes, sendo um correto ajuste fundamental para manter a segurança do sistema e dos equipamentos submetidos às correntes de curto-circuito. Quanto mais rápida for a atuação da proteção, menores serão os danos causados aos equipamentos do sistema. Para KUNDUR (1994) a circulação de elevada corrente de falta no sistema, por elevado tempo, pode causar sérios danos, inclusive um colapso no sistema.

Este capítulo apresenta os principais dispositivos de proteção utilizados em redes aéreas de distribuição de energia, os quais fazem parte da rede de distribuição adotada neste trabalho para testes do algoritmo desenvolvido. O dispositivo de proteção fundamental para o

sucesso do algoritmo desenvolvido neste trabalho são os religadores microprocessados, os quais possibilitam a utilização de controle remoto, permitindo comandos e alteração de ajustes de proteção direto do Centro de Controle da concessionária. No entanto, todos os dispositivos de proteção existentes nas redes de distribuição são analisados na solução, uma vez que estes também são muito importantes para o correto desempenho de todo o conjunto de proteção e influenciam diretamente nos possíveis ajustes a serem propostos para os religadores microprocessados após a alteração da topologia da rede de distribuição de energia elétrica.

## 2.1. Chaves fusíveis

Conforme COMASSETTO (2008) as chaves fusíveis são os dispositivos de proteção mais utilizados em redes aéreas de distribuição de energia, devido ao seu baixo custo em relação aos demais dispositivos e a um desempenho satisfatório. As chaves fusíveis são constituídas basicamente por três elementos: base da chave, porta fusível e elemento de fusão (elo fusível).

A queima do elo fusível não necessariamente garante que haja a interrupção da corrente elétrica, pois, nos sistemas de média tensão o arco elétrico continua fluindo entre os terminais do elo fusível devido ao ambiente fortemente ionizado. Conforme MAMEDE FILHO e MAMEDE (2011), para que seja garantida a interrupção da corrente elétrica, o elo fusível possui um tubo cobrindo o elemento ativo que, ao ser queimado pelo arco elétrico, produz uma substância que quando aquecida libera gases desionizantes, aumentando a atividade de extinção do arco. De forma resumida, quando a corrente atinge a intensidade máxima tolerável pelo elo fusível, o calor gerado derrete o elemento ativo mostrado na Figura 1, o qual libera a abertura da chave interrompendo a corrente elétrica conforme Figura 2.

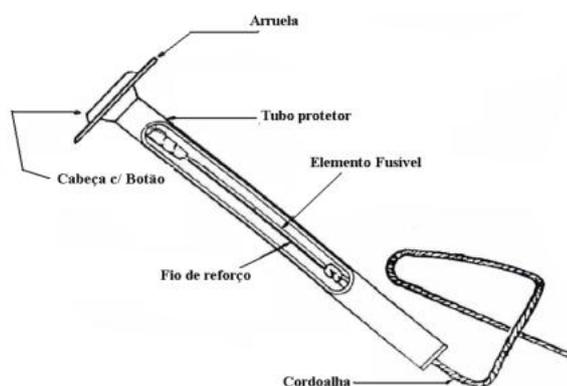


Figura 1 - Elemento ativo (elo fusível).  
Fonte: COMASSETTO (2008).

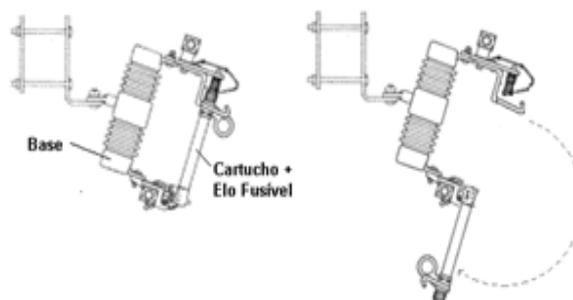


Figura 2 - Chave fusível.  
Fonte: COMASSETTO (2008).

Os elos fusíveis são fabricados e utilizados conforme suas características tempo *versus* corrente, e podem ser classificados em diferentes tipos de acordo com suas características (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011):

- Tipo H: chamados fusíveis de alto surto apresentam tempo de atuação lento e são utilizados somente na proteção de transformadores de distribuição. A característica de atuação lenta faz-se necessária devido à corrente de surto ou corrente de *inrush*, que ocorre durante a energização do transformador de distribuição.
- Tipo K: estes elos fusíveis apresentam tempo de atuação rápido, sendo utilizados normalmente na proteção de ramais de alimentadores em redes aéreas de distribuição de energia. Dentro do grupo K, existem os chamados elos fusíveis preferenciais e os elos fusíveis não preferenciais, estes indicam ao usuário que somente há coordenação entre os elos fusíveis dentro de um mesmo grupo. Os elos fusíveis chamados preferenciais possuem as seguintes correntes nominais: 6 – 10 – 15 – 25 – 40 – 65 – 100 – 140 – 200 A. Os elos fusíveis chamados de não preferenciais possuem as seguintes correntes nominais: 8 – 12 – 20 – 30 – 50 – 80 A.
- Tipo T: os elos fusíveis tipo T apresentam tempo de atuação lento, sendo os valores nominais de corrente de atuação iguais ao tipo K. O fusível tipo T também é destinado à proteção de ramais de alimentadores em redes aéreas de distribuição de energia.

As chaves fusíveis não são recomendadas quanto a sua utilização, dentro de zonas protegidas pela unidade instantânea do relé de sobrecorrente, sendo que nestes casos deve-se evitar o uso de elos fusíveis, pois para defeitos transitórios, ocorrerá a queima do elo fusível e também a abertura do disjuntor da subestação. (LEDESMA, 2012).

Conforme COMASSETTO (2008) no estado do Rio Grande do Sul são empregados os elos fusíveis tipo K, os quais apresentam características de atuação rápida, admitem carregamento de 150% de sua capacidade nominal sem que haja danos nas características de

operação (tempo *versus* corrente) do elemento fusível, além de terem sua fusão somente com 200% do carregamento de sua capacidade nominal.

A Figura 3 apresenta as curvas de atuação para diferentes valores de corrente de curto-circuito, onde a curva inferior apresenta o limite mínimo de fusão e a curva superior apresenta o limite máximo de fusão. A garantia de atuação do elemento fusível só se dará caso o limite superior de corrente seja superado.

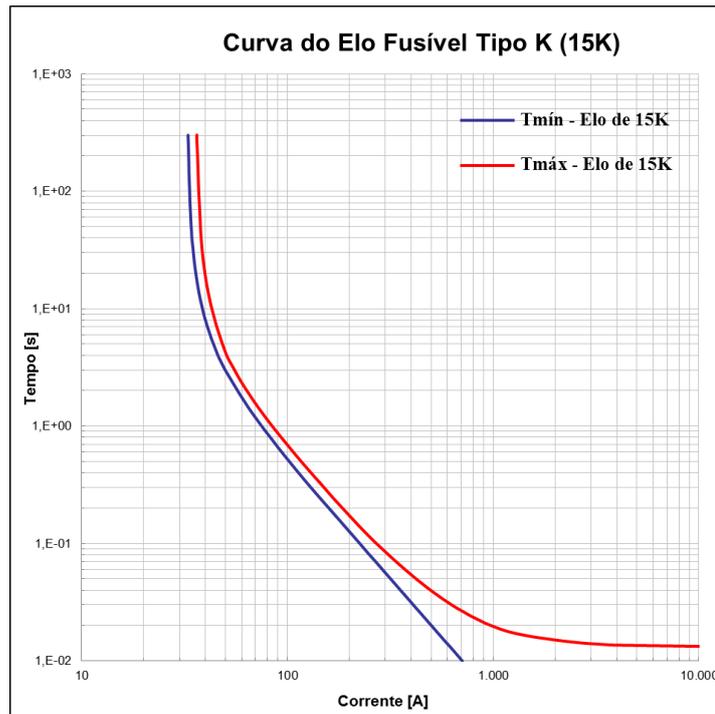


Figura 3 - Curva característica do elo fusível tipo K (15K).

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Tabela 1 apresenta dados de corrente nominal dos elos fusíveis tipo K e T.

Tabela 1 - Dado de corrente dos elos fusíveis tipo K e T.

Elo Fusível Tipos (K ou T)	Corrente Nominal [A]	Corrente Admissível [A]	Corrente Fusão [A]
6	6	9	12
8	8	12	16
10	10	15	20
12	12	18	24
15	15	22,5	30
20	20	30	40
25	25	37,5	50
30	30	45	60
40	40	60	80
50	50	75	100

Elo Fusível Tipos (K ou T)	Corrente Nominal [A]	Corrente Admissível [A]	Corrente Fusão [A]
65	65	97,5	130
80	80	120	160
100	100	150	200
140	140	210	280
200	200	300	400

Fonte: Adaptada de CODI (1982).

## 2.2. Religadores

Os religadores são dispositivos sofisticados e com significativo custo frente às chaves fusíveis. Atualmente os religadores estão cada vez mais sendo instalados pelas distribuidoras de energia elétrica no Brasil, pois, estes oferecem amplos recursos de proteção, medição, automação e controle, sendo um dispositivo de extrema importância na evolução de sistemas com *Smart Grid*. Nas últimas décadas os religadores sofreram uma grande evolução do ponto de vista de medição, telecomunicação, automação e controle, sendo atualmente o controle destes equipamentos totalmente microprocessado.

O uso de religadores permite minimizar as interrupções de energia elétrica por causa de defeitos transitórios, uma que o equipamento possui três religamentos automáticos, sendo possível parametrizar o intervalo de tempo entre os ciclos de religamento de forma que o religador permaneça ligado após o defeito transitório. O fato da energia não permanecer interrompida após a ocorrência de defeitos transitórios é de extrema importância para as concessionárias de energia elétrica e principalmente para os clientes que cada vez mais exigem um fornecimento de energia elétrica ininterrupto.

Para COMASSETTO (2008) os religadores minimizam defeitos transitórios não só nas redes protegidas diretamente por eles, mas também nas redes protegidas pelas chaves fusíveis a jusante dos religadores. A Figura 4 apresenta a vista lateral e frontal de um religador microprocessado.

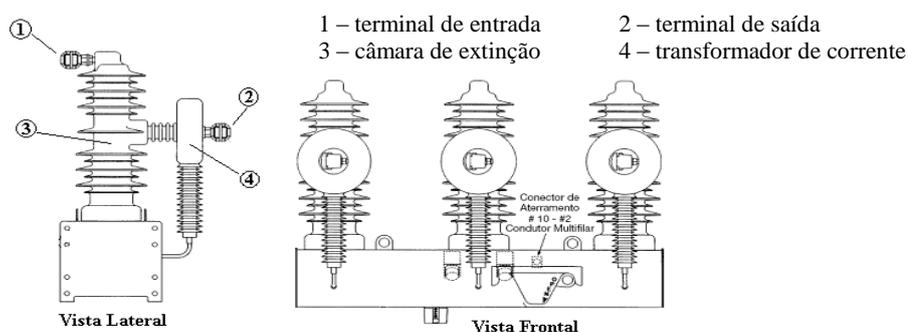


Figura 4 - Vista lateral e frontal de um religador micro processado.

Fonte: Adaptado de COMASSETTO (2008).

Ainda segundo descrito por COMASSETTO (2008), a corrente elétrica que flui entre os terminais 1 e 2 é medida pelo transformador de corrente, sendo processada pelo controle do religador. Quando a corrente medida pelo transformador de corrente (4) atinge o valor do ajuste pré-definido, o religador abre seus contatos e interrompe o fluxo de corrente entre os terminais 1 e 2, através da câmara de extinção de arco elétrico (3).

Os religadores microprocessados são atualmente dispositivos com alta tecnologia agregada e com sofisticados recursos de proteção, controle, medição e telecomunicação. Uma definição simples e objetiva sobre o religador é que este é um dispositivo de proteção para sobrecorrentes que opera quando detecta uma corrente de curto-circuito, desligando e religando automaticamente. Independentemente dos princípios construtivos ou do sistema de controle, o funcionamento dos religadores é diretamente relacionado com a corrente de falta, tendo seu comportamento de atuação descrito pelas curvas de atuação do religador, as quais são plotadas em um gráfico “tempo *versus* corrente”. Normalmente quanto maior for a corrente de falta, menor será o tempo de atuação do religador.

O religador possui um sistema de temporização, o qual pode ser ajustado em operações rápidas e operações lentas:

- operações rápidas: reduzem a possibilidade de danos ao sistema protegido e ao mesmo tempo evitam a queima de elos fusíveis das chaves a jusante;
- operações lentas: proporcionam maior tempo para eliminar defeitos permanentes queimando os elos fusíveis entre o local do defeito e o religador.

Normalmente os religadores possuem três religamentos automáticos, sendo possível então realizar várias tentativas de recomposição do sistema elétrico, a fim de evitar interrupção de energia para os consumidores.

As operações de um religador podem ser combinadas da seguinte forma:

- a) utilizando 4 operações:
  - 1 atuação rápida e 3 atuações lentas;
  - 2 atuações rápidas e 2 atuações lentas;
  - 3 atuações rápidas e 1 atuação lenta;
  - todas atuações rápidas;
  - todas atuações lentas.
- b) quando for utilizado número menor de operações, deve-se combinar ou não, as operações rápidas e lentas de acordo com a quantidade de operações a serem adotadas.

Os religadores possuem curvas de atuação e ajustes de proteção individualizados para defeitos entre fases (proteção de fase) e para os defeitos envolvendo retorno por terra (proteção de neutro). Devido às configurações construtivas do religador, as proteções de fase são sensibilizadas por qualquer tipo de defeito, na qual a corrente de falta seja superior a sua corrente de ajuste (defeitos trifásicos, bifásicos, fase-terra e bifásicos-terra). Já a proteção de neutro somente é sensibilizada pela corrente de falta com retorno por terra, na qual a corrente de falta seja superior a sua corrente de ajuste de neutro (defeitos fase-terra e bifásicos-terra).

A Figura 5 apresenta o esquema de ligação para medição e proteção usado em religadores, sendo os sensores ABC (para correntes de fase) e o sensor N (para corrente de neutro).

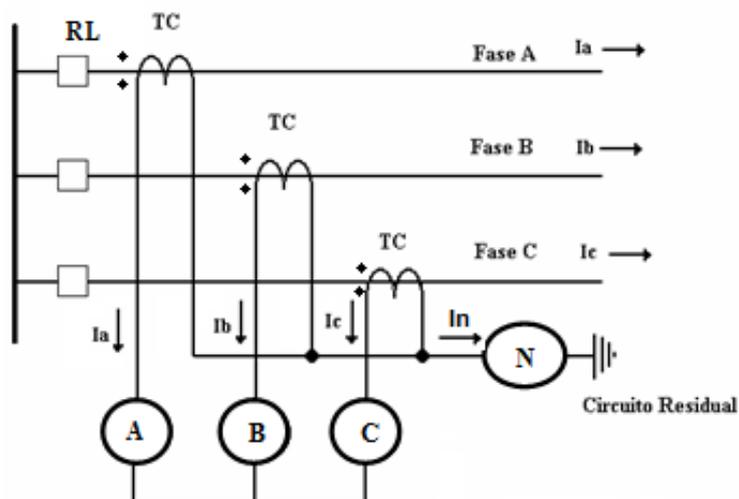


Figura 5 - Esquema de medição e proteção dos religadores.  
Fonte: COMASSETTO (2008).

Os religadores também apresentam diferentes curvas padronizadas de operação “tempo *versus* corrente”, escolhidas conforme critérios técnicos adotados para coordenação e seletividade entre o religador e os demais dispositivos de proteção. A Figura 6 apresenta algumas curvas padronizadas em religadores microprocessados Cooper tipo (FXB, Form. 4, Form. 5 e Form. 6, sendo que estas curvas também são encontradas em religadores microprocessados Siemens). Os religadores microprocessados possuem uma gama maior de curvas disponíveis, além disto, alguns religadores permitem a edição de curvas de acordo com a necessidade do usuário. No APÊNDICE A são apresentadas outras curvas disponíveis em religadores.

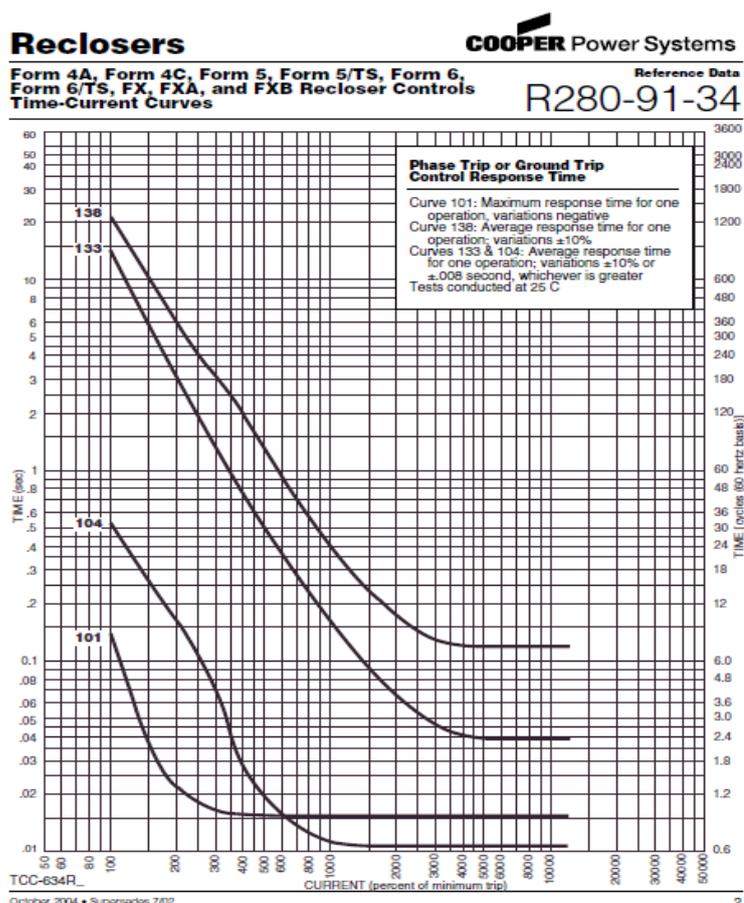


Figura 6 - Curvas padronizadas em religadores Cooper tipo (FXB, Form. 4, Form. 5 e Form. 6).  
 Fonte: Manual do Religador Cooper.

### 2.3. Seccionalizador

Os seccionalizadores automáticos são equipamentos utilizados para interrupção automática de circuitos quando da ocorrência de defeitos após os mesmos. O seccionizador não interrompe corrente de curto-circuito, mas abre seus contatos durante os ciclos de religamentos de religadores e ou disjuntores, por esta limitação é importante que o mesmo sempre seja instalado após equipamentos que contenham religamento automático.

O seccionizador é constituído basicamente de um elemento sensor de sobrecorrente e de um mecanismo para contagem de desligamentos do equipamento de retaguarda. Quando ocorre um defeito à frente do seccionizador o sensor de sobrecorrente é sensibilizado, ficando preparado para contagem de religamentos do equipamento de retaguarda, sendo que a abertura do seccionizador para isolamento do trecho defeituoso, somente irá ocorrer caso o equipamento de retaguarda atue. (CODI, 1982).

A Figura 7 apresenta a topologia de uma rede de distribuição onde o seccionizador é instalado a jusante do religador, sendo que na ocorrência de uma falta conforme mostra a

figura, após a realização da contagem de aberturas feitas pelo religador, o seccionador irá abrir seus contatos antes do penúltimo religamentos, abrindo seus contatos sem tensão e isolando o trecho defeituoso.

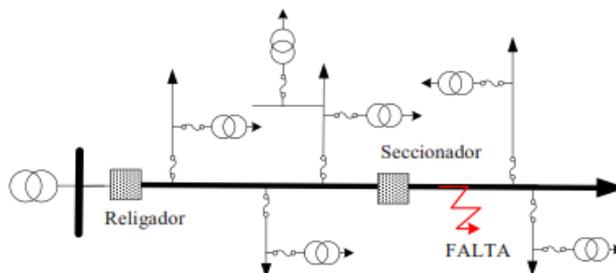


Figura 7 - Seccionador instalado a jusante do religador.  
Fonte: LEDESMA (2012).

Conforme LEDESMA (2012) a principal vantagem dos seccionadores é a facilidade de alocação nas seguintes necessidades:

- ponto na rede onde a corrente é elevada para a utilização de elos fusíveis;
- ponto onde a coordenação da proteção não é suficiente com elos fusíveis;
- ramais longos e com elevado número de faltas;
- para consumidores que podem suportar as interrupções geradas pelos religadores mas que não suportam longas interrupções de energia.

Para o correto funcionamento dos seccionadores, alguns critérios são adotados para um melhor funcionamento:

- corrente de acionamento de fase: o ajuste da corrente de fase do seccionador é normalmente parametrizado para 80% do valor de corrente parametrizado no equipamento de retaguarda (religador e ou disjuntor);
- corrente de acionamento de neutro: o ajuste da corrente de acionamento de neutro segue os mesmos critérios adotados para o ajuste da corrente de fase, pode-se parametrizar em 80% do valor de corrente da proteção de terra do equipamento de retaguarda (religador e ou disjuntor);
- tempo de memória: este tempo é importante pois deve registrar a quantidade de contagens relativa a falta de tensão, devido ao equipamento de retaguarda. O ajuste do tempo de memória deve considerar o ciclo de religamentos do equipamento de retaguarda para que o mesmo possa isolar o trecho defeituoso em caso de defeitos após o mesmo.

## 2.4. Relé de sobrecorrente

Os relés de sobrecorrente são aqueles que respondem a uma corrente acima de seu ajuste. Da mesma forma que os religadores, os relés de sobrecorrente também possuem funções individualizadas para proteção do sistema, sendo para defeitos entre fases (funções 50/51) e para defeitos envolvendo fase-terra (funções 50N/51N).

Segundo MAMEDE FILHO e MAMEDE (2011), todos os segmentos dos sistemas de potência são normalmente protegidos por relés de sobrecorrente, sendo esta uma proteção mínima a ser usada no sistema. Atualmente existe uma grande variedade de relés que desempenham essa função de proteção. A proteção com relé de sobrecorrente é a mais econômica dentre todas as proteções usadas nos sistemas elétricos, sendo esta também a que mais necessita de reajustes ao longo do tempo, pois, a configuração da rede de distribuição sofre constantes alterações de topologia.

Este tipo de proteção pode ser utilizado em redes de média tensão (alimentadores), linhas de transmissão, geradores, motores, reatores e capacitores. A característica clássica do relé de sobrecorrente é relacionada aos tempos de operação inversamente proporcionais às correntes de curto-circuito. Atualmente os relés utilizados são em sua grande maioria relés digitais, sendo a corrente nominal de operação igual a 5 A, fazendo assim com que seja necessária a utilização de transformadores de corrente para a correta leitura dos valores primários de corrente. A Figura 8 apresenta o esquema de ligação para medição e proteção usada em disjuntores com proteção por relé de sobrecorrente. Percebe-se a existência de TC's nas fases ABC e relés nas fases ABC e no neutro, permitindo assim a implementação de proteções de fase e de neutro.

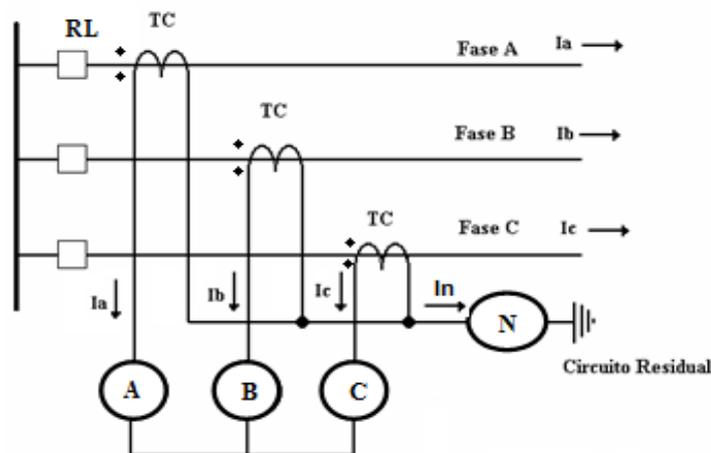


Figura 8 - Esquema de medição e proteção adotado para utilização de relés de sobrecorrente. Fonte: COMASSETTO (2008).

A função temporizada dos relés de sobrecorrente possuem características inversas de atuação, ou seja, quanto maior for a corrente, menor será o tempo de atuação do relé. As curvas características de tempo inverso podem ser normalmente classificadas em 5 tipos:

- normal inversa;
- muito inversa;
- extremamente inversa;
- inversa longa;
- inversa curta.

A equação (1) descreve a relação existente entre o tempo e a corrente. Esta relação é estabelecida por normas internacionais, tais como a IEC 255-4:

$$t(i) = [\beta / (I_{ma} / I_{ac})^\alpha] \times T_{ms} \quad (1)$$

onde:

$t(i)$  tempo de operação do relé [s];

$I_{ma}$  sobrecorrente máxima admitida [A];

$I_{ac}$  corrente de acionamento [A];

$T_{ms}$  multiplicador de tempo [adimensional];

$\beta$  constante específica para cada tipo de curva [adimensional];

$\alpha$  constante específica para cada tipo de curva [adimensional].

Os parâmetros  $\alpha$  e  $\beta$  que determinam a característica da curva “tempo *versus* corrente” podem ser verificados na Tabela 2.

Tabela 2 - Parâmetros  $\alpha$  e  $\beta$  conforme norma IEC 255-4.

Tipo de Curva	Constante [ $\alpha$ ]	Constante [ $\beta$ ]
Normalmente inversa	0,02	0,14
Muito inversa	1	13,5
Extremamente inversa	2	80
Inversa Longa	1	120
Inversa Curta	0,04	0,05

Fonte: IEC 255-4.

No APÊNDICE A são apresentadas algumas curvas clássicas usadas em relés de proteção de sobrecorrente. As curvas foram geradas a partir da equação (1).

Os relés de sobrecorrente temporizados (51 e 51N) podem ter seus tempos de operação alterados através do dial de ajuste (D), que normalmente varia entre 0,05 e 1. Além das curvas temporizadas (51 e 51N), os relés de sobrecorrente podem apresentar elementos de operação instantâneos (50 e 50N), os quais são normalmente ajustados para uma rápida operação para elevados valores de corrente de curto-circuito.

## **2.5. Considerações finais**

Neste capítulo foram apresentados alguns aspectos importantes sobre dispositivos de proteção instalados em redes de distribuição de energia e a sua relação dentro do trabalho proposto. Foram caracterizados alguns dos principais elementos encontrados atualmente nas distribuidoras de energia elétrica brasileiras. É importante ressaltar que existe uma gama grande de novos equipamentos, diferentes fabricantes, filosofias diferentes de proteção e de operação.

No próximo capítulo serão apresentados conceitos relacionados à reconfiguração de redes de distribuição, bem como os impactos das manobras nos dispositivos de proteção existentes nos alimentadores.

### **3 CRITÉRIOS PARA APLICAÇÃO E COORDENAÇÃO DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO**

Como mencionado no capítulo 2, os dispositivos de proteção são equipamentos de extrema importância na operação dos sistemas de distribuição de energia, uma vez que estes garantem a segurança do sistema e da sociedade. Apesar desta importância real dos dispositivos, os critérios de aplicação e de coordenação são fundamentais para uma correta e confiável operação destes, integrados aos sistemas de distribuição. Sem critérios de proteção bem definidos e coerentes, de nada adiantam os dispositivos de proteção.

Os critérios de aplicação e coordenação dos dispositivos de proteção se diferem de acordo com cada equipamento, sendo apresentados nesta dissertação os critérios relacionados a chaves fusíveis, religadores e relés de sobrecorrente. Neste trabalho são utilizados os critérios recomendados pela bibliografia, tanto nos ajustes iniciais como nos ajustes de reparametrização da proteção, após mudança de topologia da rede.

Apesar de serem utilizados os critérios técnicos sugeridos em bibliografias, é importante destacar que muitos destes critérios podem ser adaptados a realidade de cada sistema e a tecnologia disponível em cada sistema.

#### **3.1 Critério de aplicação e coordenação de elos fusíveis**

A aplicação de chaves fusíveis em média tensão para proteção de ramais em redes de distribuição é algo comum nas distribuidoras brasileiras, pois este dispositivo possui baixo custo de aplicação e fácil operação quando necessário. Alguns critérios técnicos básicos e aceitos para aplicação de elos fusíveis podem ser encontrados em (MAMEDE FILHO e MAMEDE, 2011) e (CODI, 1986), conforme descritos abaixo:

- dimensionar o elo fusível prevendo o crescimento da carga no horizonte de pelo menos 5 anos;
- se possível, prever o elo fusível para suportar transferências de cargas, para os casos onde a rede de distribuição não é radial;
- a corrente nominal do elo fusível deve ser igual ou superior a 150% da corrente máxima de carga no ponto de instalação da chave, conforme a equação (2);
- a corrente nominal da chave fusível deve ser igual a pelo menos 150% da corrente nominal do elo fusível que será utilizado na proteção do ramal de média tensão;

- conhecer as correntes de curto-circuito trifásica, bifásica e fase-terra ao longo do ramal estudado;
- a corrente nominal do elo fusível deve ser igual ou inferior a 25% da corrente de curto-circuito fase-terra mínima possível no final do trecho para um impedância de contato de pelo menos 40  $\Omega$ , conforme a equação (3);
- conhecer a corrente de carga ao longo dos trechos de média tensão.

$$I_{elo} \geq 1,5 \times I_{carga} \quad (2)$$

onde:

$I_{elo}$  corrente nominal do elo fusível [A];

$I_{carga}$  corrente máxima no ponto do elo [A].

$$I_{elo} \leq 0,25 \times I_{ft\min} \quad (3)$$

onde:

$I_{elo}$  corrente nominal do elo fusível [A];

$I_{ft\min}$  corrente de curto-circuito fase-terra mínima [A].

### 3.1.1 Coordenação entre elos fusíveis

Os elos fusíveis são encontrados em grandes quantidades ao longo das redes aéreas de distribuição, por este motivo, é fundamental o emprego de critérios mínimos de coordenação e seletividade, a fim de garantir a interrupção do menor número de clientes possível. Para um melhor entendimento quanto à disposição dos elos fusíveis, é importante entender os conceitos de elo protegido e elo protetor. A Figura 9 apresenta a posição do elo fusível protegido e protetor, sendo possível perceber que a função do elo protetor é proteger o elo protegido de possíveis falhas na rede de média tensão a jusante deste.

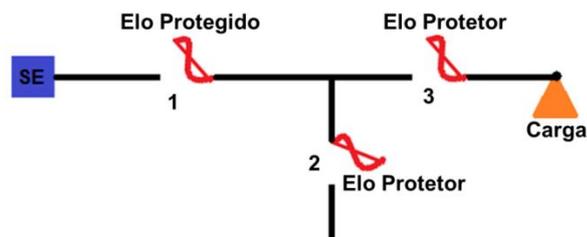


Figura 9 - Posição dos elos fusíveis protegidos e protetor.  
Fonte: Adaptada de MAMEDE FILHO e MAMEDE (2011).

Abaixo são apresentados alguns critérios básicos adotados para coordenação entre elos fusíveis:

- para garantir a coordenação entre dois elos fusíveis em série, o tempo de interrupção do elo fusível protetor deve ser no máximo 75% do menor tempo de fusão do elo protegido, conforme apresentado na equação (4);
- na existência de inúmeras chaves fusíveis em série, a coordenação entre os elos torna-se bastante complicada, sendo recomendado não mais que três elos fusíveis em série.
- o elo fusível protegido deve coordenar com o elo protetor para o maior valor da corrente de curto-circuito no ponto de instalação do elo protetor;
- não utilizar elos fusíveis tipo H na proteção de ramais de média tensão;
- a fim de ampliar a faixa de coordenação entre os elos fusíveis e reduzir a variedade de elos na rede de distribuição, recomenda-se optar por elos preferenciais ou não preferenciais:
  - elos preferenciais: 6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140 e 200 K;
  - elos não preferenciais: 8, 12, 20, 30, 50 e 80 K.

$$T_{máxpt} \leq 0,75 \times T_{mínpg} \quad (4)$$

onde:

$T_{máxpt}$  tempo máximo de fusão do elo protetor [s];

$T_{mínpg}$  tempo mínimo corrente de curto-circuito fase-terra mínima [A].

Algumas tabelas podem ser encontradas em bibliografias, as quais auxiliam no dia a dia de quem realiza os estudos de coordenação e seletividade. A Tabela 3 apresenta um exemplo, contendo os valores de corrente de curto-circuito para uma correta coordenação entre os elos tipo K.

Tabela 3 – Coordenação de elos tipo K para determinados valores de corrente.

Elo Fusível Protetor Tipo K	Elo Fusível Protegido Tipo K							
	10	15	25	40	65	100	140	200
6	190	510	840	1.340	2.200	3.900	5.800	9.200
10		300	840	1.340	2.200	3.900	5.800	9.200
15			430	1.340	2.200	3.900	5.800	9.200
25				660	2.200	3.900	5.800	9.200
40					1.100	3.900	5.800	9.200
65						2.400	5.800	9.200
100							2.000	9.200
140								4.000

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

A Figura 10 apresenta o coordenograma de um sistema com fusíveis tipo K, coordenado conforme os critérios técnicos. Percebe-se que existe uma faixa de descoordenação entre os elementos fusíveis, pois os níveis de curto-circuito são elevados ao ponto de fundir os dois elos fusíveis. Esta situação faz parte do dia a dia de uma distribuidora de energia, sendo muitas vezes esperado alguma descoordenação para defeitos entre fases.

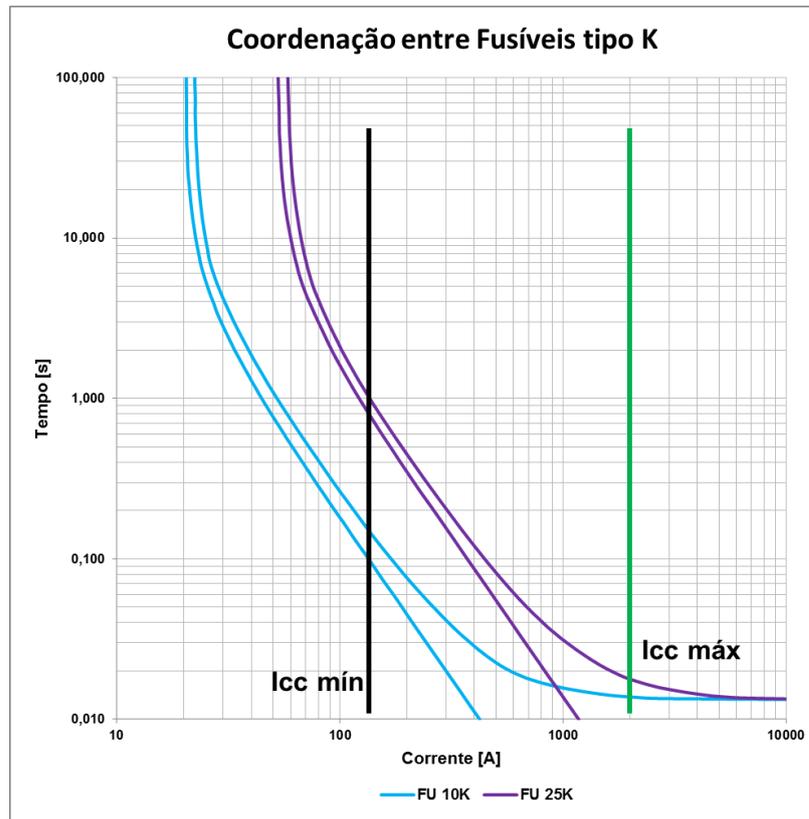


Figura 10: Exemplo de um sistema com elos fusível tipo K, coordenado conforme critérios. Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

### 3.1.2 Coordenação entre disjuntor e elos fusíveis

Para que exista coordenação entre o disjuntor do alimentador de média tensão e os elos fusíveis instalados ao longo das redes de distribuição, alguns critérios são adotados, conforme sugere (MAMEDE FILHO e MAMEDE, 2011):

- ajustar a unidade de sobrecorrente de fase para atuar com a menor corrente de curto-circuito no trecho protegido pelo alimentador;
- a curva (tempo versus corrente) da unidade de sobrecorrente de fase e de neutro não deve cortar a curva do elo fusível em todo o trecho protegido pelo disjuntor;
- a curva (tempo versus corrente) da unidade de sobrecorrente de fase e de neutro deve estar acima da curva do elo fusível em todo o trecho protegido pelo disjuntor;

- garantir um tempo mínimo de 200 ms entre as curvas do disjuntor e as curvas do elos fusível para todo o trecho protegido pelo disjuntor, a fim de garantir a coordenação entre ambos.

A Figura 11 apresenta o coordenograma com as curvas de um fusível tipo 15K coordenado com as curvas de fase e neutro do disjuntor. Ressalta-se que para defeitos com altos valores de curto-circuito, não haverá seletividade entre o elo fusível e o disjuntor, nos casos onde ajustes instantâneos são habilitados. Este comportamento é esperado, ficando o sistema coordenado pelo religamento do alimentador.

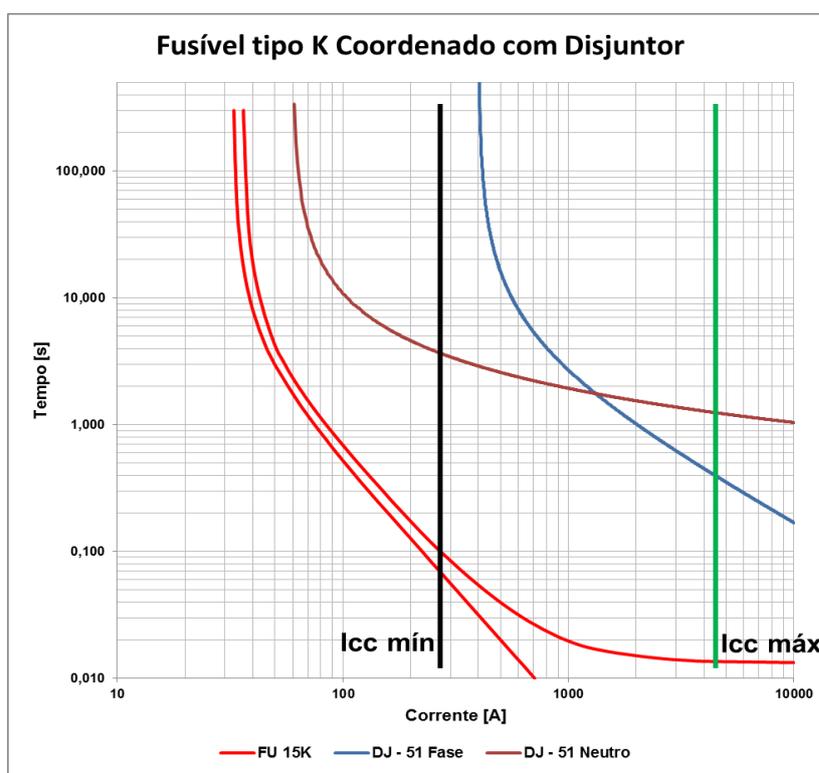


Figura 11: Exemplo de um sistema com fusível tipo K e disjuntor, coordenado conforme critérios.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Os critérios utilizados para coordenação entre religadores e elos fusíveis são basicamente similares aos critérios adotados para coordenação entre disjuntor e elo fusível. Atualmente os religadores possuem tantos recursos disponíveis, que as filosofias de proteção se fundem, quase que inexistindo uma diferença hierárquica entre o religador e o disjuntor. Com o grande crescimento de religadores instalados nos sistema de distribuição, estes basicamente operam ajustados com curvas instantâneas, muitos coordenados por religamento, tentando também sempre manter um tempo mínimo de seletividade de 200 ms entre curvas.

### 3.2 Coordenação entre disjuntor e religador

Para que exista coordenação entre o disjuntor do alimentador de média tensão e os religadores instalados ao longo das redes de distribuição, alguns critérios são adotados, conforme sugere (MAMEDE FILHO e MAMEDE, 2011):

- ajustar a unidade de sobrecorrente de fase do religador para atuar com valores inferiores ao ajustes de sobrecorrente de fase do disjuntor do alimentador, para defeito trifásicos e ou bifásicos a jusante do religador;
- ajustar a unidade de sobrecorrente de neutro do religador para atuar com valores inferiores ao ajustes de sobrecorrente de neutro do disjuntor do alimentador, para defeito fase-terra a jusante do religador;
- o ajuste da unidade instantânea de fase do disjuntor deve ser superior à corrente de curto-circuito assimétrica trifásica no local de instalação do religador;
- o ajuste da unidade instantânea de neutro do disjuntor deve ser superior à corrente de curto-circuito fase-terra no local de instalação do religador;
- o tempo mínimo de seletividade recomendado dentro da faixa esperada de curto-circuito é de 300 ms entre as curvas do disjuntor e do religador. Cabe salientar que este tempo é sugestivo, podendo ser maior ou menor conforme critérios adotados por cada especialista de proteção;
- não se deve em nenhuma hipótese obter 100% de coordenação entre os dispositivos de proteção, em detrimento da proteção de qualquer componente do sistema;
- a capacidade de interrupção simétrica do disjuntor do alimentador deve ser igual ou superior à corrente de curto-circuito simétrica no barramento de média tensão;
- a capacidade de interrupção simétrica do religador deve ser igual ou superior à corrente de curto-circuito simétrica no ponto de instalação do equipamento;
- a corrente de atuação das unidades instantâneas tanto do disjuntor como do religador devem ser superiores à corrente de magnetização dos transformadores de distribuição espalhados ao longo da rede, conforme equação (5);
- os transformadores de correntes (TC's) do disjuntor e ou do religador não devem ser submetidos a correntes de corrente de curto-circuito superiores a 20 vezes a corrente nominal do TC.

$$I_{mTR} > 8 \times \sum I_{nTR} \quad (5)$$

onde:

$I_{mTR}$  corrente de magnetização dos transformadores de distribuição instalados ao longo da rede de média tensão [A];

$I_{nTR}$  corrente nominal do transformador de distribuição [A].

A Figura 12 apresenta o exemplo de um sistema contendo fusível tipo K, religador e disjuntor, sendo todos coordenados conforme critérios técnicos. Percebe-se que as curvas do religador e do disjuntor possuem ajustes instantâneos para fase e para neutro. Caso a modelagem da rede estudada não esteja corretamente ajustada, é possível que ocorra descoordenação entre o religador e o disjuntor por atuação indevida das proteções instantâneas. Por este motivo, o correto ajuste do caso base de estudo é fundamental para o sucesso da operação do sistema.

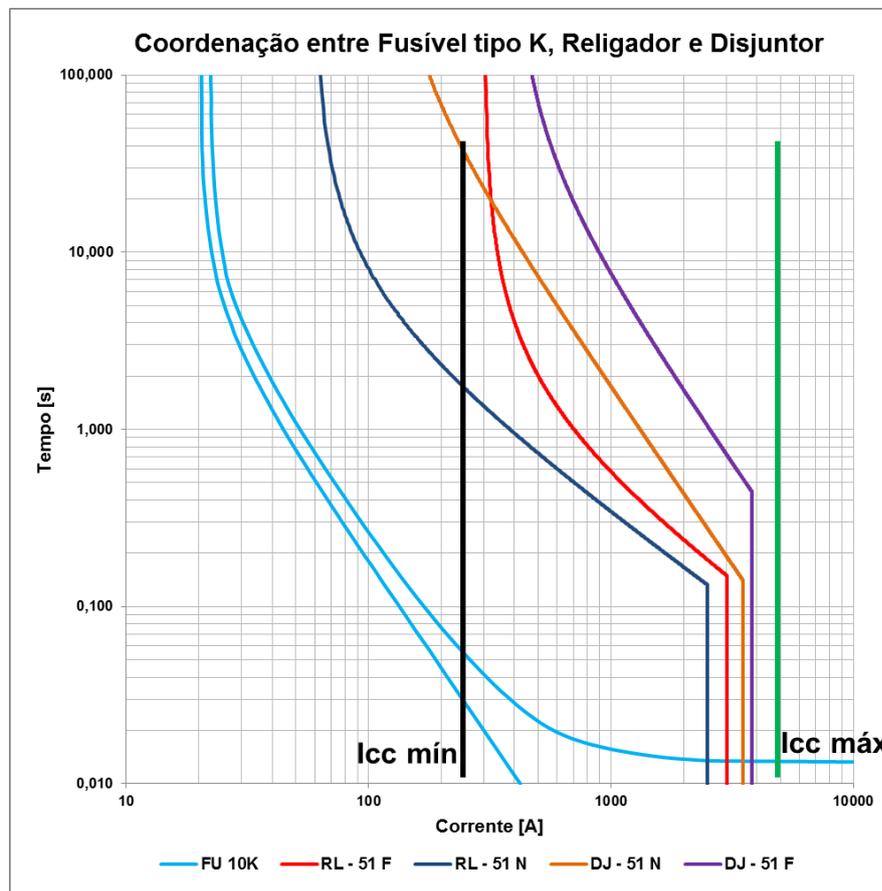


Figura 12: Exemplo de um sistema com fusível tipo K, religador e disjuntor, coordenado conforme critérios.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

### 3.3 Considerações finais

Neste capítulo foram apresentados alguns aspectos importantes sobre os critérios técnicos dos dispositivos de proteção instalados em redes de distribuição de energia e a sua

relação dentro do trabalho proposto. Foram caracterizados alguns dos principais elementos encontrados atualmente nas distribuidoras de energia elétrica brasileiras. É importante ressaltar que existe uma gama grande de novos equipamentos, diferentes fabricantes, filosofias diferentes de proteção e de operação.

No próximo capítulo serão apresentados conceitos relacionados à reconfiguração de redes de distribuição, bem como os impactos das manobras nos dispositivos de proteção existentes nos alimentadores.

## **4 RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

A reconfiguração de uma rede de distribuição é feita normalmente através de chaveamentos de equipamentos de manobra, tais como: seccionadoras unipolares, chaves a óleo sob carga, chaves a vácuo sob carga, religadores, entre outros possíveis equipamentos. Os estudos para novas configurações de rede de distribuição são usualmente feitos com antecedência e geralmente não são executados com frequência, uma vez que o tempo despendido nas análises é elevado.

O objetivo a ser atingido com a reconfiguração da rede pode variar de acordo com o especialista que está realizando a análise e com a filosofia de operação da concessionária distribuidora de energia. Usualmente busca-se o balanceamento das cargas, redução nas perdas técnicas ou até mesmo o restabelecimento do fornecimento de energia para os consumidores, em casos de manutenções corretivas ou preventivas. (FERREIRA, 2010).

Atualmente, devido à grande dinâmica da rede de distribuição e devido aos inúmeros indicadores técnicos que são impostos às concessionárias de energia elétrica, novos objetivos para a realização de reconfigurações de rede ganham força. Diferentemente dos critérios clássicos existentes, onde se buscava reduzir perdas técnicas, melhor balanceamento de cargas, melhores níveis de tensão, atualmente novos critérios são considerados, tais como: melhor distribuição de clientes por alimentadores, redução dos indicadores técnicos, otimização de geração distribuição (GD's) e necessidades sistêmicas específicas (sobrecarga em alimentadores, linhas de transmissão e ou subestações) em determinados patamares de carga.

Dentro do contexto de busca contínua pela melhoria no atendimento aos clientes, sendo isto fundamental para atingir as metas impostas pelo órgão regulador e também para uma melhor satisfação dos clientes, as concessionárias de distribuição de energia elétrica têm continuamente empregado esforços no sentido de melhorar a continuidade e a qualidade de energia elétrica fornecida aos seus clientes, explorando cada vez mais as novas tendências tecnológicas. Uma destas soluções é a utilização de equipamentos automatizados ao longo das redes de distribuição de energia elétrica, sendo estes equipamentos operados de forma remota, disponibilizando medições em tempo real.

A aplicação de equipamentos automatizados em redes de distribuição têm se mostrado economicamente viável, devido ao surgimento de novos fornecedores de equipamentos para automação e de novas tecnologias de comunicação, conseqüentemente baixando os custos de aquisição de tais tecnologias. Um conceito importante e que tem ganhado força devido aos

avanços tecnológicos dos equipamentos e dos sistemas de comunicação, além da viabilidade econômica, é o chamado “*Smart Grid*”. Este conceito explora a rede de distribuição no futuro, definindo basicamente que a rede de distribuição deve se comportar de forma inteligente. Entre as características de uma rede *Smart Grid* estão a capacidade de realizar manobras de maneira automatizada (auto regeneração ou *self healing*) e a alta confiabilidade, tudo isto com um baixo custo de operação e manutenção (BERNARDON et al., 2012).

Dentro do contexto de reconfiguração das redes de distribuição, este trabalho propõe o desenvolvimento de uma metodologia para análise dos equipamentos de proteção para realização da reconfiguração da rede, uma vez que as mudanças de topologia da rede impactam diretamente nos estudos de coordenação e seletividade. Assim, este trabalho atua diretamente dos religadores microprocessados instalados ao longo das redes, pois se entende que estes são fundamentais para operação do sistema, além de permitir intervenção de forma remota.

#### **4.1. Reconfiguração de redes em regime normal de operação**

A reconfiguração das redes de distribuição de energia elétrica é um processo rotineiro dentro das concessionárias de energia elétrica. A alteração na topologia da rede é uma alternativa para mitigar inúmeros problemas, tais como a sobrecarga em condutores, transformadores de força e problemas relacionados aos níveis de tensão. Ainda, é possível melhorar a distribuição dos clientes ao longo dos alimentadores e das cargas, reduzir as perdas técnicas e criar alternativas de atendimento durante as manutenções programadas e ou manutenções emergenciais nas redes de distribuição. Basicamente, pode-se dividir o processo de reconfiguração de redes em dois tipos:

- **Reconfiguração em Regime Normal:** a reconfiguração de rede em regime normal é geralmente estudada com antecedência pelos engenheiros responsáveis e visa solucionar e ou reduzir possíveis problemas que poderão surgir no curto/médio prazo. Estes estudos abrangem todas as possibilidades de chaveamento existentes na rede estudada, sendo possível o engenheiro responsável, tomar a melhor decisão possível para este sistema. Devido a estes estudos serem realizados com antecedência, também é possível que os estudos de coordenação e seletividade da proteção também sejam feitos com calma e precisão, sendo possível realizar as adequações necessárias em campo para se obter o melhor desempenho dos equipamentos instalados.

- **Reconfiguração Automática:** a reconfiguração automática da rede é uma abordagem nova que ganha força devido ao conceito de *Smart Grid*. Com o crescente desenvolvimento de equipamentos automatizados e seu custo mais acessível, muitas concessionárias de energia elétrica estão investindo na aquisição e instalação destes equipamentos em suas redes de distribuição. Estes equipamentos podem ser chaves seccionadoras automatizadas ou religadores microprocessados automatizados. Com a existência destes equipamentos, os Centros de Operações podem chavear as redes com muito mais frequência e com muito mais agilidade, no momento de sanar problemas no sistema elétrico. A velocidade e a frequência com que estas mudanças na topologia de rede ocorrem inviabilizam o estudo de coordenação e seletividade por parte do especialista em proteção nos moldes tradicionais, sendo necessária uma análise da coordenação e seletividade em tempo real, com métodos otimizados para tal problema.

A reconfiguração automática de uma rede de distribuição possui potenciais de aplicação ainda inéditos no cotidiano das concessionárias de energia elétrica, entretanto, muitos estudos vêm sendo desenvolvidos no âmbito acadêmico e certamente se tornarão realidade em um futuro próximo. O exemplo apresentado abaixo demonstra que a reconfiguração automática pode melhorar o desempenho da rede e otimizar o uso dos recursos de operação.

A Figura 13 ilustra as curvas de carga de dois alimentadores em três cenários distintos de uma rede *Smart Grid*. Pode-se observar que os alimentadores possuem picos de consumo em horários diferentes. A linha mais grossa representa a curva típica de carga original, sem a intervenção da concessionária.

Os cenários apresentados por PFITSCHER (2013) e ilustrados na Figura 13 sugerem diferentes soluções para controle das curvas de demanda, sendo estes:

- Uso de dispositivos de Resposta à Demanda, o que faz com que o consumidor modifique seus hábitos, deslocando a utilização de energia para horários de menor consumo;
- Suprimento de parte da demanda por elementos de armazenamento ou geração distribuída na rede, como painéis fotovoltaicos, geradores eólicos e baterias de veículos elétricos, entre outros;
- Reconfiguração automática da rede para deslocar parte da carga de um alimentador para outro, nos horários em que cada alimentador encontra-se com seu maior carregamento.

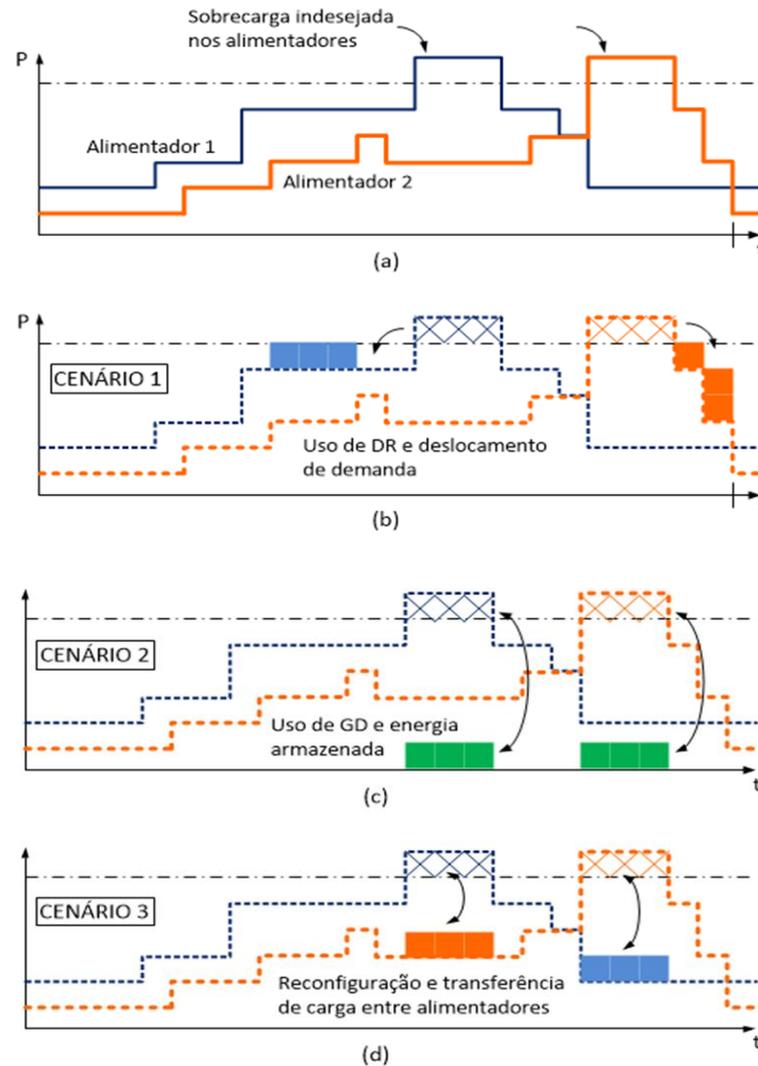


Figura 13 - (a) Situação original (sobrecarga), (b) Uso de DR (Resposta à Demanda), (c) Uso de GD (Geração Distribuída) e (d) Reconfiguração automática da rede.  
Fonte: PFITSCHER (2013).

A possibilidade de efetuar chaveamentos rápidos das redes de distribuição permite mitigar problemas diários enfrentados pelas distribuidoras de energia elétrica, obtendo assim benefícios como, por exemplo, a melhoria da qualidade de energia, principalmente em relação a níveis de tensão, e a melhoria da confiabilidade, reduzindo o impacto de faltas. Ressalta-se que todas estas soluções podem mudar os conceitos tradicionais de operação das redes de distribuição de energia elétrica por parte das distribuidoras, sendo parte fundamental neste processo, o estudo dos dispositivos de proteção, foco deste trabalho.

#### 4.2. Indicadores técnicos de qualidade

Os indicadores técnicos de qualidade são fatores importantes para a tomada de decisões nos sistemas de distribuição. Atualmente é cada vez maior e mais constante a

cobrança por parte da sociedade para que o fornecimento de energia seja confiável e de qualidade. Alguns indicadores direcionam as para medição da qualidade no fornecimento de energia, sendo estes indicadores elaborados e fiscalizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Os indicadores técnicos mais percebidos pelos clientes são os relacionados aos níveis de tensão e os relacionados às interrupções de energia. Os indicadores relacionados aos níveis de tensão são segmentados em três classificações e os limites de operação são diferenciados para cada classe de tensão, podendo ser verificados no Módulo 8 do PRODIST.

Além dos indicadores de qualidade para tensão, também há os indicadores técnicos de qualidade no fornecimento de energia, que buscam avaliar a duração da interrupção de energia e a frequência com que ocorrem as interrupções de energia. Estes indicadores são de extrema importância para as concessionárias, pois podem gerar compensações financeiras para os clientes, sendo possível verificar de forma detalhada como são calculadas tais compensações no Módulo 8 do PRODIST. Estes indicadores podem ser utilizados pelas concessionárias para direcionar ações de melhorias nas redes de distribuição, uma vez que estes indicadores são o termômetro dos problemas sentidos pelos clientes.

Os indicadores de qualidade no fornecimento de energia são divididos em indicadores por conjunto de unidades consumidoras e individuais. Os indicadores por conjuntos de unidades consumidoras são os seguintes:

- **DEC:** representa o intervalo de tempo que, em média, cada consumidor do conjunto avaliado privou-se do fornecimento de energia elétrica, no período de observação, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a três minutos. A equação (6) descreve o modelo matemático adotado pelo órgão regulador para contabilização deste indicador.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i) \times t(i)}{C(s)} \quad (6)$$

onde:

*DEC* duração equivalente de interrupção por unidade consumidora [horas];

*Ca(i)* número de consumidores atingidos na interrupção *i*;

*t(i)* tempo de duração da interrupção *i* [horas];

*i* número da interrupção considerada, variando de 1 a *n*, sendo *n* o número de interrupções ocorridas;

$C(s)$  número total de consumidores do conjunto dos consumidores atingidos na interrupção  $i$ .

- **FEC:** representa o número de interrupções que, em média, cada consumidor do conjunto considerado sofreu no período de observação, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a três minutos. A equação (7) descreve o modelo matemático adotado pelo órgão regulador para contabilização deste indicador.

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{C(s)} \quad (7)$$

onde:

$FEC$  frequência equivalente de interrupções por consumidor;

$Ca(i)$  número de consumidores atingidos na interrupção  $i$ ;

$i$  número da interrupção considerada, variando de 1 a  $n$ , sendo  $n$  o número de interrupções ocorridas;

$C(s)$  número total de consumidores do conjunto dos consumidores atingidos na interrupção  $i$ .

A transgressão dos indicadores individuais são atualmente aqueles que geram compensações financeiras a serem pagas pelas concessionárias de energia elétrica para os clientes. Estes indicadores são:

- **DIC:** representa a duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, e pode ser calculado pela equação (8):

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (8)$$

onde:

$DIC$  duração da interrupção da individual por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

$t(i)$  tempo de duração da interrupção ( $i$ ) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração;

$i$  índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, variando de 1 a  $n$ ;

$n$  número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração.

- **FIC:** representa o número de interrupções por unidade consumidora ou ponto de conexão, e pode ser expressa pela equação (9):

$$FIC = n \quad (9)$$

onde:

*FIC* frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão;

*n* número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração.

- **DMIC:** representa a máxima duração de uma interrupção contínua por cada unidade consumidora ou por ponto de conexão, sendo expressão pela equação (10):

$$DMIC = t(i) \max \quad (10)$$

onde:

*DMIC* duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

*t(i)max* valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas.

- **DICRI:** este indicador apura a duração da interrupção individual ocorrida em um dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, sendo representado pela equação (11):

$$DICRI = t_{crítico} \quad (11)$$

onde:

*DICRI* duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

*t<sub>crítico</sub>* duração da interrupção ocorrida em dia crítico.

O dia crítico por definição da ANEEL (2012) é o dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, supera a média, acrescida de três desvios padrões dos valores diários. A média e o desvio padrão a serem usados serão os relativos aos vinte e quatro meses anteriores ao ano em curso, incluindo os dias críticos já identificados.

#### 4.3. Dispositivos de proteção no processo de reconfiguração

Os dispositivos de proteção são equipamentos fundamentais na operação de um sistema elétrico de potência, sendo estes responsáveis por garantir a segurança do sistema e da sociedade. Através de dispositivos de proteção bem ajustados, interrompe-se o menor número

de clientes possível, garantindo o fornecimento contínuo de energia para os clientes não afetados por possíveis perturbações, reduzindo também os impactos nos indicadores técnicos (DEC, FEC, DIC, FIC).

As mudanças na topologia das redes de distribuição é um recurso frequentemente usado pelas distribuidoras de energia para reestabelecer o fornecimento aos seus clientes, para execução de manutenções programadas, ou ainda distribuir as cargas e ou os clientes, entre outros fatores que podem levar a uma mudança na topologia da rede. Até o surgimento dos dispositivos automatizados, os quais permitem comandos remotos, as mudanças na topologia de rede demandavam certo esforço para com sua execução, uma vez que os dispositivos de manobra em campo eram totalmente manuais, exigindo assim a presença de uma equipe no local para operação do mesmo.

A redução dos custos ao longo dos últimos anos fez com que as distribuidoras de energia no Brasil investissem pesado nestes equipamentos, estes trazem a tona uma nova realidade na operação do sistema elétrico de distribuição, pois além de representarem um número maior de equipamentos de manobra ao longo das redes, os mesmos podem atuar como dispositivos de proteção. Os dispositivos de proteção automatizados requerem um sistema de comunicação a fim de permitir o comando remoto do dispositivo e a aquisição de medições. Atualmente no Brasil existem diferentes possibilidades de telecomandar os dispositivos, tais como: rádio, fibra ótica, satélite e ou GPRS.

No estado o Rio Grande do Sul o uso de sistema GPRS é amplamente adotado devido à viabilidade financeira deste tipo de comunicação. Quando comparado a outros sistemas, este apresenta baixo custo de aplicação e operação. Apesar disto, devido a grande quantidade de equipamentos existentes na rede, muitas distribuidoras vêm desenvolvendo projetos que buscam rever este sistema de comunicação. Com o crescimento do conceito de *Smart Grid* e a necessidade de sistemas robustos e confiáveis de telecomunicação, distribuidoras de grande porte já investem em redes de comunicação próprias, sendo estas via rádio (sistema *mash*) ou fibra ótica.

Os dispositivos automatizados permitem estudos que visam acelerar o reestabelecimento do fornecimento de energia através de recomposições automáticas da rede, como também a melhora na confiabilidade e na qualidade do fornecimento de energia através de reconfigurações automáticas da rede. Estes estudos têm sido cada vez mais comuns dentro das universidades e dentro das empresas, pois apresentam inúmeras possibilidades de ganhos e de solução do problema. As mudanças de topologia feitas de forma manual são processos

rotineiros dentro de uma concessionária de energia, sendo inviável analisar a coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção após execução das manobras em campo utilizando as ferramentas computacionais mais comuns no mercado.

Fazendo uma comparação entre as características atuais com as características antigas, percebe-se claramente uma mudança radical na topologia da rede devido à inserção dos dispositivos automatizados. A Figura 14 apresenta um sistema simples com seccionadoras manuais (CH), as quais não permitem uma rápida recomposição, nem a possibilidade de uma reconfiguração rápida e dinâmica.



Figura 14 - Exemplo de um sistema de distribuição sem o uso de dispositivos automatizados.  
Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 15 apresenta um sistema simples com equipamentos automatizados (RL), os quais permitem uma rápida recomposição, e a possibilidade de uma reconfiguração rápida e dinâmica. Além disto, estes equipamentos podem operar com filosofias de proteção, o que muda completamente a dinâmica de operação da rede de distribuição.



Figura 15 - Exemplo de um sistema de distribuição com o uso de dispositivos automatizados.  
Fonte: Elaborada pelo autor.

Considerando as mudanças na filosofia de operação dos sistemas de distribuição devido aos dispositivos automatizados, este trabalho tem por objetivo avaliar a coordenação e seletividade após um processo de reconfiguração automática da rede. Essa avaliação é de extrema importância dentro dos estudos que buscam automatizar as reconfigurações das redes de distribuição, aumentando a confiabilidade do sistema e otimizando o uso de equipamentos caros e com alta tecnologia embarcada.

A fim de ilustrar de forma mais clara o problema de proteção durante o processo de alteração na topologia das redes de distribuição, as Figuras 16 e 17 ilustram os coordenogramas de fase para os dispositivos de proteção apresentados na Figura 15. As curvas apresentadas são meramente ilustrativas, sendo este caso hipotético, somente com o intuito de demonstrar a importância de reavaliação da proteção de forma rápida após mudanças na topologia de rede. A Figura 16 apresenta as curvas de fase para os dispositivos de proteção da SE1, sendo possível perceber que estes estão seletivos com um tempo mínimo de 300 ms.

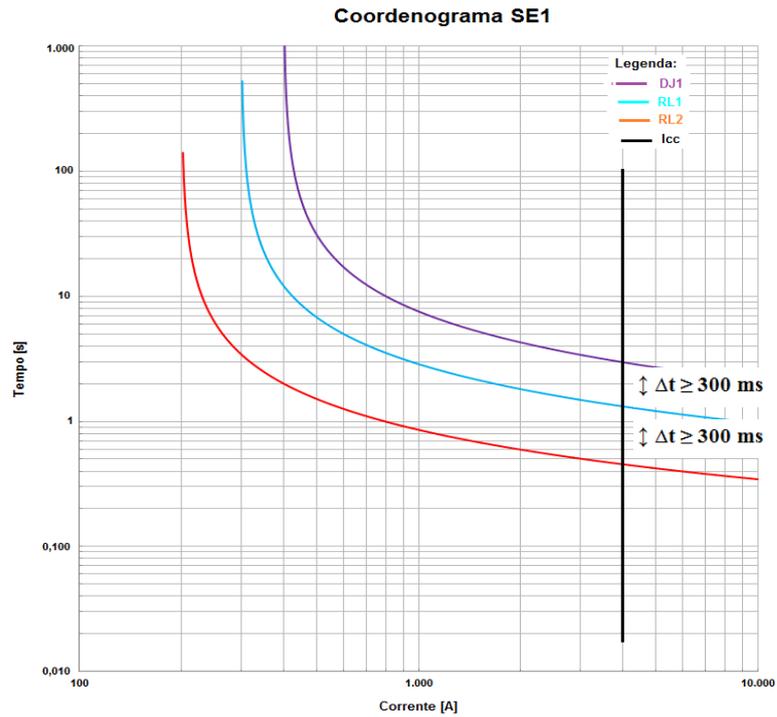


Figura 16 - Coordenograma com curvas de fase da SE1 na configuração original.  
 Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 17 apresenta as curvas de fase para os dispositivos de proteção da SE2, sendo possível perceber que estes estão seletivos com um tempo mínimo de 300 ms.

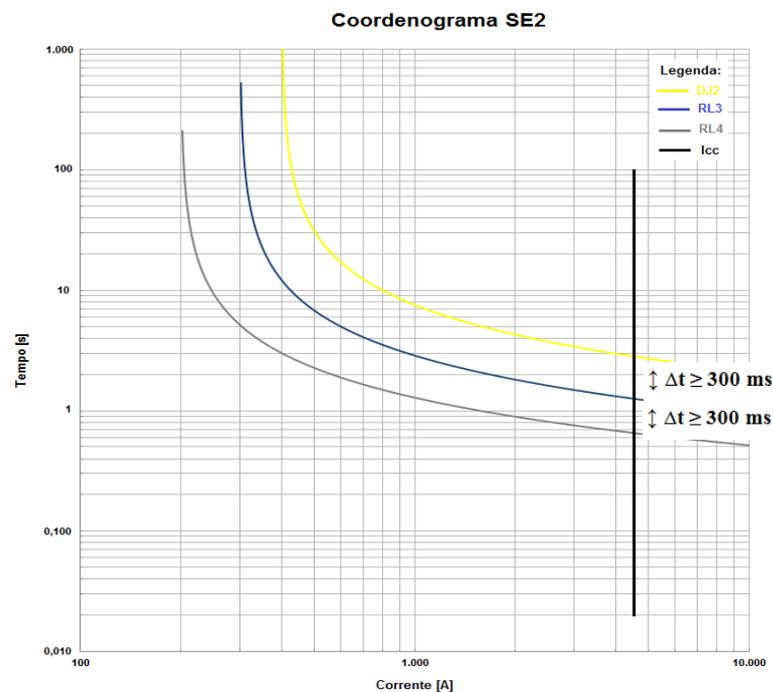


Figura 17 - Coordenograma com curvas de fase da SE2 na configuração original.  
 Fonte: Elaborada pelo autor.

Ao ser realizada reconfiguração da rede de distribuição através dos dispositivos de proteção automatizados, percebe-se através da Figura 18 que o RL2 passou a ser atendido pela

SE2. O coordenograma resultante desta reconfiguração é apresentado na Figura 19 onde é possível visualizar que as curvas de fase dos RL2 e RL4 não são mais seletivas, sendo neste ponto necessária intervenção para reparametrização dos dispositivos. Ressalta-se ainda que neste exemplo não se adotou curva de proteção no religador de interligação, o que poderia ser implementado, tornando a solução mais complexa. Também se destaca que este exemplo aplica-se para as curvas de neutro utilizadas para realização das proteções envolvendo defeitos a terra.



Figura 18 - Rede de distribuição reconfigurada (Aberto RL1 e fechado RL5).  
Fonte: Elaborada pelo autor.

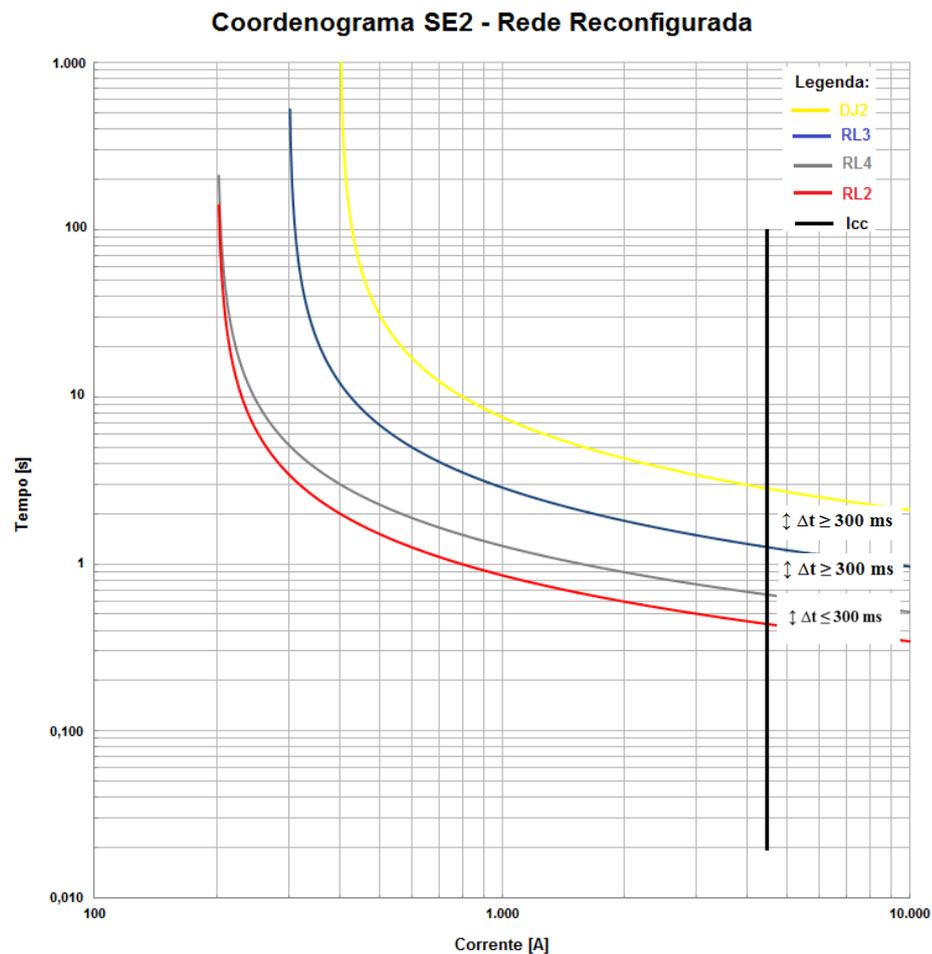


Figura 19 - Coordenograma com curvas de fase da SE2 na configuração proposta.  
Fonte: Elaborada pelo autor.

O problema de descoordenação da proteção entre os religadores (RL2 e RL4) resultará em interrupções indevidas para uma quantidade “X” de clientes, o que consequentemente irá gerar a contabilização de indicadores técnicos (DEC, FEC, DIC, FIC). Supondo que existam

1.000 clientes em cada trecho, na topologia proposta, o religador RL4 atende 3.000 clientes, sendo que devido à descoordenação da proteção causada pela não reparametrização dos religadores, 2.000 clientes (66%) seriam interrompidos indevidamente em uma eventual abertura do RL4. Além do problema de contabilização de indicadores técnicos, o problema de descoordenação pode gerar confusão para o Operador do Centro de Operação, uma vez que este ao operar o sistema, acredita que todos os equipamentos estão perfeitamente ajustados.

O estudo de caso que será apresentado no capítulo 6 trabalha diretamente nos ajustes dos religadores microprocessados instalados ao longo dos alimentadores, sendo estes religadores operados remotamente, com possibilidade de alteração de ajustes. Esta necessidade é cada vez mais evidente dentro das concessionárias de energia elétrica, pois a utilização de equipamentos de proteção automatizados em grande escala ao longo das redes de distribuição levou a uma nova filosofia de proteção, sendo esta totalmente dependente da própria filosofia de operação deste sistema.

Com o grande número de dispositivos automatizados a possibilidade de alterações dinâmicas na rede de distribuição e principalmente a velocidade com que estas alterações podem ser executadas, entende-se que uma análise rápida e em tempo real dos dispositivos de proteção automatizados deve ser feita, a fim de manter a confiabilidade do sistema e manter o desempenho esperado pela concessionária.

#### **4.4. Considerações finais**

Neste capítulo foram apresentados alguns aspectos importantes sobre os sistemas de distribuição, e como a reconfiguração automática da rede pode influenciar na operação destes. Também foram apresentados alguns indicadores técnicos de qualidade, que influenciam diretamente na tomada de decisão durante o processo de alteração de topologia das redes de distribuição. Ressalta-se que com os constantes avanços tecnológicos, tanto na parte de automação como na parte de telecomunicação, a implantação de sistemas inteligentes nas redes de distribuição exige estudos por parte de pesquisadores e engenheiros, na busca pelas melhores condições operacionais e técnicas destas redes. Salienta-se também que, junto com o processo de reconfigurações automáticas da rede, vem o processo de estudo da coordenação e seletividade em tempo real, permitindo que as reconfigurações possam ocorrer de forma segura e confiável, confirmando a importância do estudo desenvolvido neste trabalho.

No próximo capítulo apresenta-se a metodologia proposta para a análise da coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção automatizados, bem como os critérios adotados para o desenvolvimento da metodologia.

## 5 METODOLOGIA PROPOSTA

A reparametrização dos dispositivos de proteção após reconfigurações na rede pode ser modelada como um problema de programação linear mista (PLM), na qual se busca otimizar os ajustes de proteção capazes de satisfazer as funções objetivo pré-estabelecidas. Na prática não é necessário otimizar os ajustes do problema através de solução da PLM, o que se espera dos dispositivos de proteção é que estes garantam uma coordenação e seletividade entre os dispositivos de proteção, independentemente destes estarem ou não otimizados.

Dentro deste contexto, entende-se que a solução que melhor se adapta para este trabalho é a busca pelo Método Heurístico, pois esta busca identifica os ajustes de proteção que garantam atender os critérios mínimos de proteção, a fim de manter o sistema coordenado após mudança na topologia de rede. Na prática os dispositivos de proteção não necessitam operar com seus ajustes ótimos devido a estes possuírem grande capacidade de recursos, sendo essencial no dia a dia, a garantia de coordenação e seletividade, além da segurança do sistema.

A metodologia proposta nesta dissertação busca exclusivamente garantir que os dispositivos de proteção (religadores microprocessados) estejam coordenados após reconfiguração da rede, independente de ser ou não o melhor ajuste possível. O importante na solução do problema é garantir uma operação correta do sistema, intervindo somente quando necessário nos dispositivos de proteção, alterando o mínimo possível os ajustes.

### 5.1. Métodos heurísticos

Os métodos heurísticos são ferramentas que direcionam a busca da solução, reduzindo o espaço de procura dentro de um conjunto possível de combinações. Conforme KAGAN *et al* (2009), não existe uma técnica de busca que seja sempre melhor que as demais, sendo as técnicas distintas pela habilidade de encontrar um caminho em direção à solução do problema, através do caminho mais curto. Quando se trata de problemas de otimização para obtenção da solução ótima, a técnica ideal seria a de busca exaustiva, onde através da busca em profundidade e ou da busca em amplitude, todos os nós da árvore de busca são avaliados. Ainda segundo KAGAN *et al* (2009), quando se trata de problemas reais, como o exemplo da reconfiguração de redes de distribuição, o uso destas técnicas pode resultar em uma explosão combinatória e, conseqüentemente, os tempos computacionais podem inviabilizar a pesquisa operacional.

Existem diferentes métodos de busca heurística, com diferentes finalidades de aplicação. Os problemas onde se necessita aplicar a técnica de busca podem ser divididos em duas categorias: problemas onde se almeja soluções viáveis, e problemas onde se busca minimizar ou maximizar uma ou mais funções objetivo. As técnicas de busca também podem ser divididas em diferentes tipos, tais como: busca em amplitude, busca em profundidade, busca pela melhor escolha, escalada da montanha (*hill climbing*) e busca por gradiente, entre outros (PFITCHER, 2013). Neste trabalho a busca por soluções viáveis através de busca heurística em profundidade se adapta perfeitamente com a proposta desta dissertação. Como já mencionado, espera-se garantir a operação do sistema de forma correta e segura, não sendo levado em consideração se os ajustes adotados são ótimos ou não.

Uma breve explicação sobre cada um dos métodos de busca mencionados é apresentada conforme segue:

- Busca em amplitude (*breadth-first search*): a busca em amplitude parte do nó raiz da árvore de busca, que representa o estado inicial do problema, gerando a partir desta todos os seus nós sucessores. O processo se repete para todos os nós sucessores, até que a aplicação de algum critério de parada seja satisfeito. A Figura 20 apresenta um exemplo da árvore de busca em amplitude.

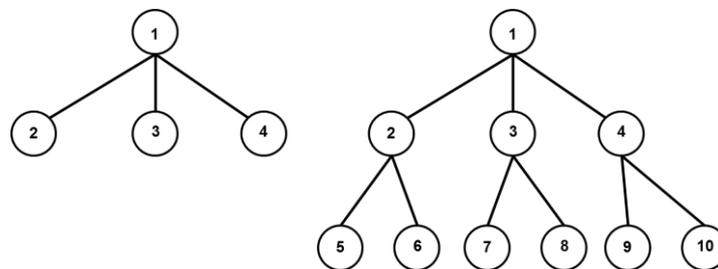


Figura 20 - Exemplo de busca em amplitude.

Fonte: Adaptada de KAGAN (2009).

- Busca em profundidade (*depth-first search*): a busca em profundidade parte do nó raiz da árvore de busca, que representa o estado inicial do problema, gerando a partir deste nó somente um nó sucessor. A pesquisa é feita percorrendo a árvore de busca através de um único caminho, até que a aplicação de algum critério de parada seja satisfeito. O critério de parada pode ser a solução do problema ou a interrupção da busca no referido caminho, de acordo com os critérios estabelecidos. A Figura 21 apresenta um exemplo da árvore de busca em profundidade.

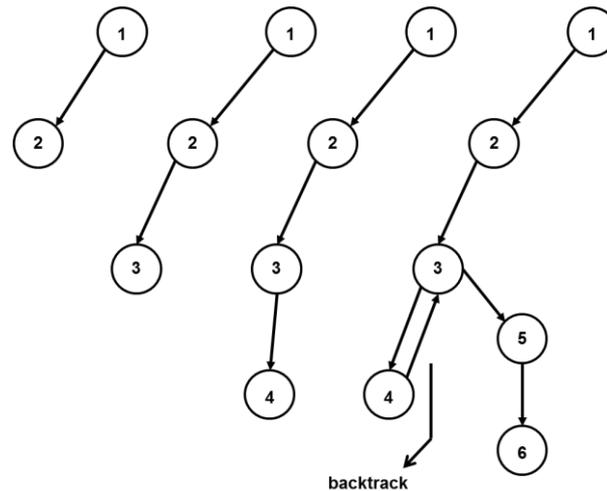


Figura 21 - Exemplo de busca em profundidade.

Fonte: Adaptada de KAGAN (2009).

- Busca pela melhor escolha (*best-first search*): a busca pela melhor escolha combina a técnica da busca em amplitude e a busca em profundidade. Em cada etapa do processo são avaliados todos os possíveis nós a serem expandidos, utilizando uma função de heurística de avaliação específica para o determinado problema. Segundo KAGAN (2009), a busca segue a partir do nó que apresentar o caminho mais promissor. A Figura 22 apresenta um exemplo da árvore de busca pela melhor escolha.

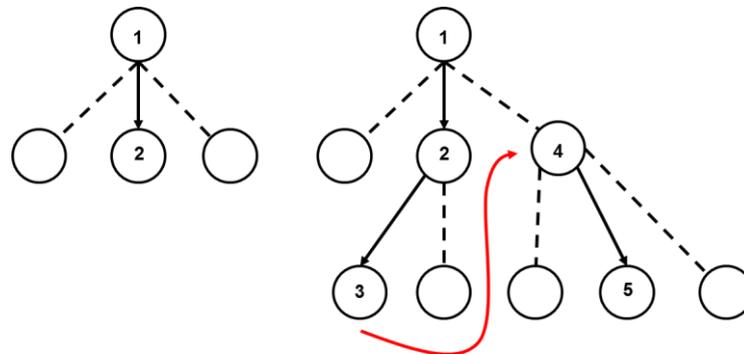


Figura 22 - Exemplo de busca pela melhor escolha.

Fonte: Adaptada de KAGAN (2009).

- Escalada da montanha (*hill climbing*): é uma variante da técnica de busca em profundidade, onde se utiliza alguma função heurística para direcionar o processo de busca. Nesta técnica, para cada nó da árvore de busca utiliza-se uma função para avaliar o quanto o estado atual está distante do estado esperado. A partir do nó inicial obtém-se um sucessor, se o nó sucessor representar um estado melhor que o

estado atual, avança-se no caminho, caso contrário, busca-se um nó mais promissor, e assim por diante (KAGAN, 2009).

- Gradiente (*gradient search*): esta técnica é uma variante da técnica *hill climbing*, onde em cada nível da árvore de busca avalia-se todos os possíveis nós sucessores, sendo o melhor escolhido para ser expandido.

O algoritmo apresentado nesta dissertação trabalha com a busca em profundidade, sendo apresentada a estrutura do algoritmo no item 5.2 deste capítulo. A opção pela busca em profundidade se dá pelo fato da metodologia não buscar otimizar os ajustes e sim garantir a operação do sistema, neste caso espera-se uma solução mais rápida e simples por parte do algoritmo. Considerando a realidade de operação dos sistemas de distribuição, é esperado muitas vezes que alterações somente no dial de tempo já solucionem o problema de descoordenação, neste caso, a busca em profundidade permite alterar o mínimo possível dos ajustes atuais. Evidentemente é possível adotar outros métodos, de acordo com a filosofia de operação e atuação sobre o sistema adotada por cada especialista.

## **5.2. Estrutura do algoritmo**

O algoritmo desenvolvido nesta dissertação trabalha basicamente com o método de busca em profundidade. O algoritmo em questão tem a finalidade de buscar ajustes dos equipamentos de proteção (religadores telecomandados) após uma mudança de topologia da rede de distribuição de energia elétrica, considerando os critérios apresentados na seção 5.3.

Para um melhor entendimento sobre a finalidade do algoritmo proposto neste trabalho, é importante entender o contexto envolvendo reconfigurações automáticas da rede de distribuição. O diagrama de blocos da Figura 23 apresenta uma adaptação da estrutura desenvolvida e apresentada por PFITSCHER *et al* (2012) para análise do sistema de distribuição de energia elétrica em regime permanente e transitório, adotando multicritérios para tomada de decisão, sendo gerada na saída do diagrama de blocos uma proposta para reconfiguração automática da rede de distribuição analisada, usando equipamentos automatizados. Dentro deste processo de decisão, este trabalho tem por objetivo contribuir com uma parcela desta complexa análise, neste caso, a análise da coordenação e seletividade dos dispositivos automatizados (religadores microprocessados) instalados ao longo das redes de distribuição, com os demais dispositivos de proteção quando é modificada a topologia da rede.

Dentro de uma solução integrada, a área hachurada da Figura 23 representa o estudo da coordenação e seletividade para cada proposta de reconfiguração da rede de distribuição, que é o foco deste trabalho. A proposta é que a solução deste algoritmo seja uma restrição para a execução da reconfiguração automática da rede de distribuição.

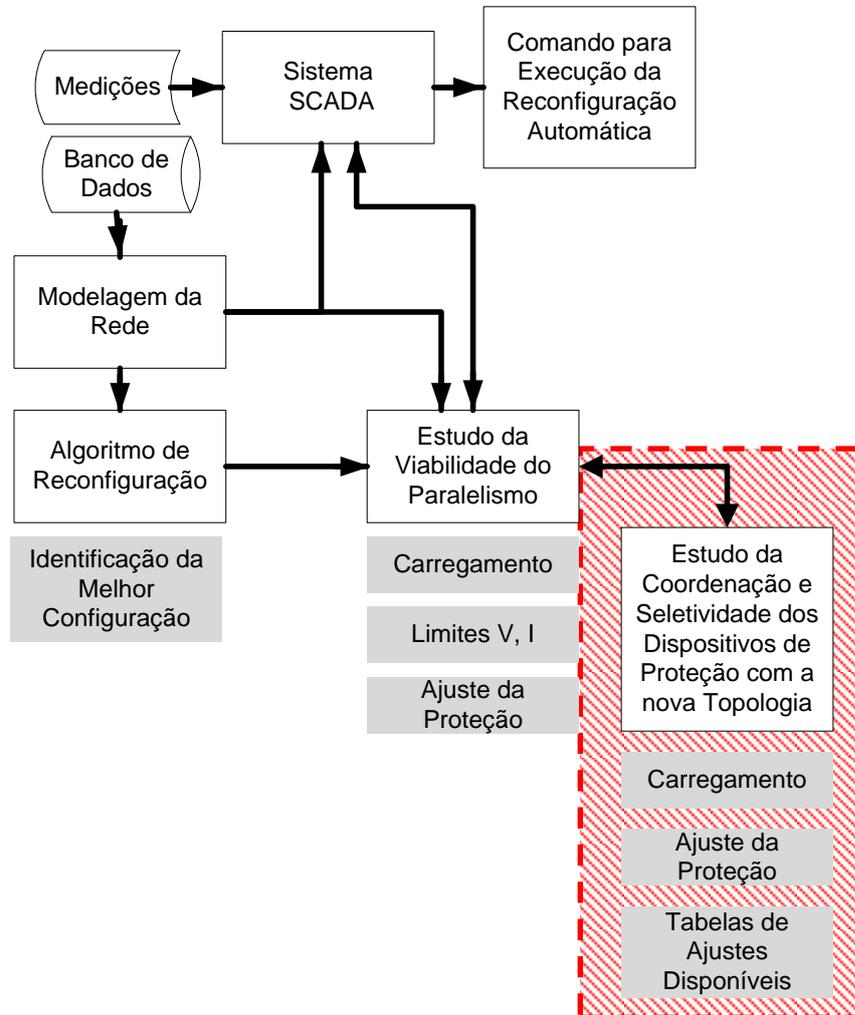


Figura 23 - Diagrama de blocos para uma reconfiguração automática da rede, considerando o estudo da coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção.

Fonte: Adaptada de PFITSCHER *et al* (2012).

A fim de compactar o diagrama de blocos da Figura 23, a estrutura da Figura 24 apresenta a simplificação dos blocos para o desenvolvimento da metodologia. Na Figura 25 percebe-se que a entrada do algoritmo de estudo da coordenação e seletividade é o fluxo de potência de um sistema qualquer. Este artifício representa o mesmo efeito apresentado pelo diagrama de blocos da Figura 23, uma vez que para a tomada de decisão somente são necessárias as variáveis do fluxo de potência e o estado da rede de distribuição.

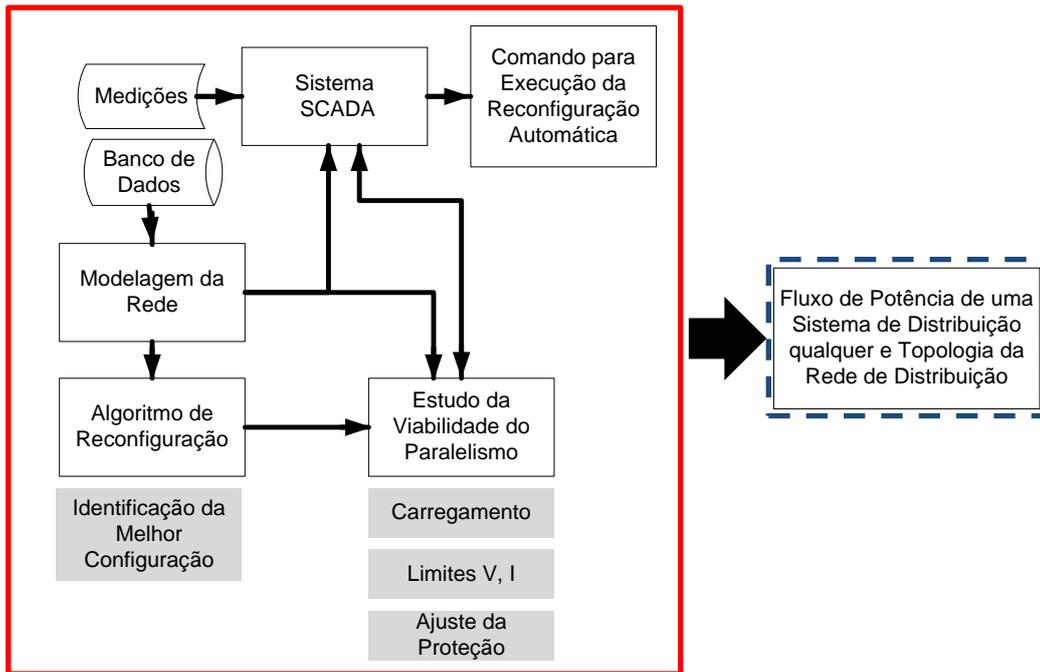


Figura 24 - Diagrama de blocos representado somente pelo fluxo de potência da rede de distribuição analisada.

Fonte: Adaptada de PFITSCHER *et al* (2012).

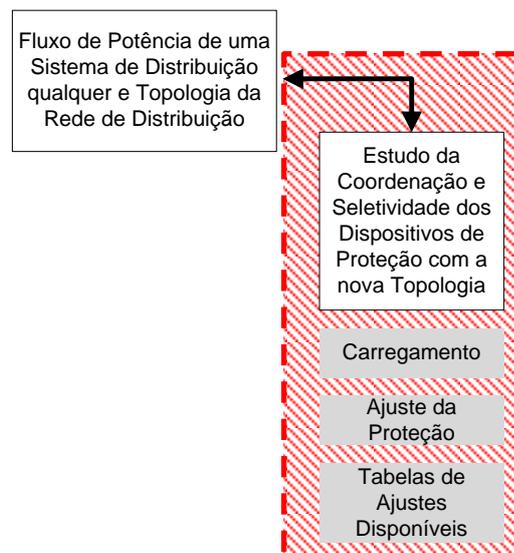


Figura 25 - Diagrama de blocos equivalente do sistema considerado pelo algoritmo.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O algoritmo para solução da coordenação e seletividade em tempo real pode ser visto de diferentes ângulos, para que seja possível um melhor entendimento dos processos envolvidos. A Figura 26 apresenta o fluxograma de forma macro, sendo possível visualizar de forma resumida como se dá a lógica de solução do problema, assim como a sequência das ações necessárias para esta solução.

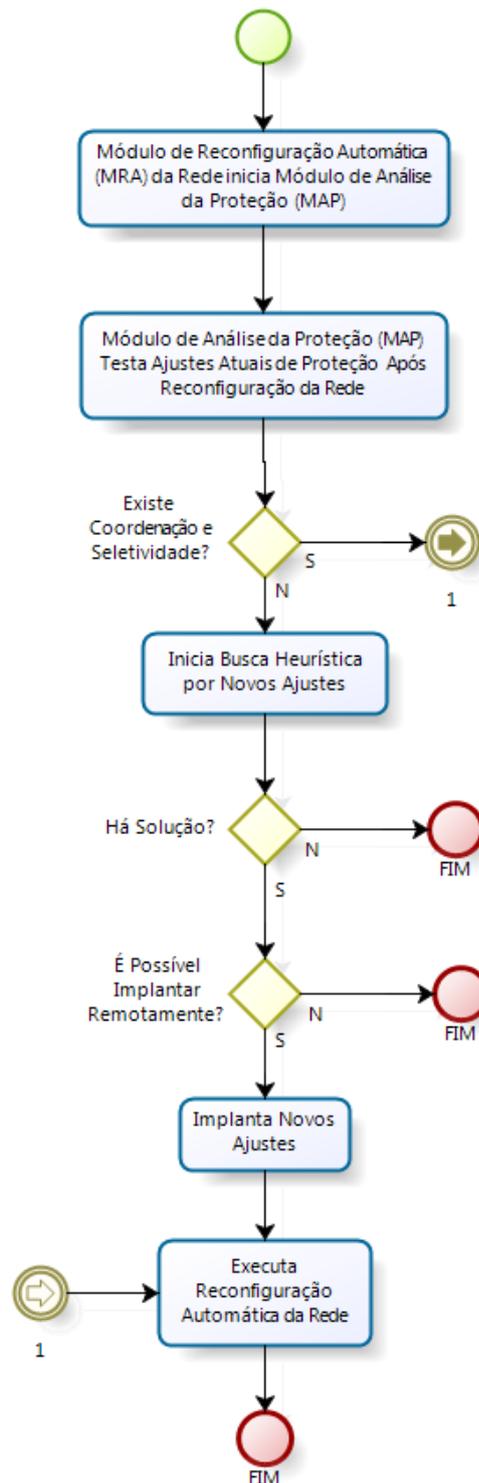


Figura 26 - Macro fluxograma para análise da Coordenação e Seletividade em Tempo Real.  
Fonte: Elaborada pelo autor.

A heurística implementada para identificar os novos ajustes dos equipamentos de proteção (religadores automatizados), após mudanças automáticas na topologia da rede permite explorar toda a faixa das variáveis ajustáveis no religador, tais como: corrente de pick-up, multiplicador de tempo (dial) e tipo de curva. A heurística consiste na busca em

profundidade, sendo válida tanto para os ajustes envolvendo a fase, como para os ajustes envolvendo o neutro. Na prática, as tentativas de ajustes normalmente seguem uma heurística manual de busca em profundidade desordenada, pois o especialista realiza variações de dial, corrente de pick-up e tipos de curva simultaneamente. Esta simultaneidade é geralmente aplicada devido à experiência adquirida pelo especialista ao longo dos anos, o que permite ao mesmo fazer variações maiores entre uma tentativa e outra na busca por ajustes corretos.

A solução computacional permite um passo de solução mais preciso, uma vez que é possível testar pequenas variações nos parâmetros de ajustes, com tempos muito rápidos de processamento. Do ponto de vista prático, seria muito difícil que um Especialista realizasse esta análise utilizando pequenas variações nos parâmetros, pois isto demandaria um enorme tempo para encontrar a solução necessária.

A heurística proposta nesta dissertação atua sempre nos religadores automatizados instalados ao longo da rede de distribuição, dessa forma, os testes de coordenação e seletividade avaliados pelo algoritmo sempre envolvem pelo menos um religador. A Figura 27 apresenta um exemplo de uma rede de distribuição com equipamentos instalados ao longo da mesma, sendo disjuntor (DJ), religador (RL), fusível (FU) e transformador de baixa tensão (TR-BT).



Figura 27 - Exemplo de uma rede de distribuição radial e seus respectivos dispositivos de proteção.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Tabela 4 apresenta os respectivos pares de análise feitos pelo algoritmo para o exemplo da rede de distribuição da Figura 27, sendo estes pares montados dentro do próprio algoritmo, através de uma função desenvolvida para identificação dos caminhos de proteção.

Tabela 4 - Pares para análise da coordenação e seletividade dos equipamentos apresentados no exemplo da Figura 27.

Pares	Equip. 1	Equip. 2
1	FU-1	RL2
2	RL2	RL1
3	RL1	DJ1

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os pares apresentados na Tabela 4 para realização do estudo de coordenação e seletividade são feitos do final da rede para o início, com base na topologia de rede analisada.

Os pares são montados através de uma função chamada “Matriz\_Caminhos”, que varre a rede identificando os equipamentos de proteção instalados ao longo da rede de distribuição. O algoritmo inicia os testes verificando a coordenação e seletividade da rede de distribuição após a mudança de topologia, devido à reconfiguração automática da rede. Nos casos onde há coordenação e seletividade entre os dispositivos de proteção, mesmo com a topologia da rede alterada, o sistema é liberado para execução das manobras propostas.

Para os casos onde o algoritmo identifica falha na coordenação e seletividade para as redes reconfiguradas, inicia-se a busca heurística por ajustes que permitam tal reconfiguração, adotando-se os critérios desenvolvidos pela metodologia de coordenação e seletividade em tempo real. O ponto chave da solução é a busca por um ajuste simples e que garanta a correta operação do sistema, sendo proposto pelo algoritmo o teste das diferentes curvas, do dial e dos valores das correntes de *pick-up*.

Após iniciar a heurística de busca da solução, o algoritmo realiza uma busca em profundidade, iniciando pelo dial. É testada toda a faixa de valores do dial, sendo parada a busca no momento em que for identificado o ajuste que soluciona o problema de descoordenação da proteção do par analisado pelo algoritmo, conforme critério estabelecido. Para os casos onde a solução é encontrada, é liberado para a reconfiguração automática ser executada. Não havendo solução através da variação do dial, o algoritmo segue a busca em profundidade, propondo um novo valor de partida para a corrente de *pick-up*, não devendo nunca ser menor que a máxima corrente de carga (ajuste de fase), nem maior que a menor corrente de curto-circuito fase-terra (ajuste de neutro). Após cada variação no valor da corrente de *pick-up* de fase e ou neutro, o *dial* retorna para posição inicial.

Os limites de variação permitidos para a corrente de *pick-up*, assim como os limites do *dial*, devem ser ajustados de acordo com a limitação de cada dispositivo de proteção. Ao atingir o limite da corrente de *pick-up*, o algoritmo propõe um novo tipo de curva até que a solução seja encontrada ou não haja mais curvas disponíveis. Para cada tipo de curva testada, inicia-se novamente o *dial* e a corrente de *pick-up* de fase e ou neutro, de acordo com os critérios pré-estabelecidos.

Durante as combinações entre curvas, corrente de *pick-up* e dial, o algoritmo busca a solução conforme critérios para cada combinação. Nos casos onde é identificada uma solução, a reconfiguração automática da rede é liberada, finalizando assim o processo de busca. Para os casos onde não é encontrada uma solução, a reconfiguração automática da rede não pode ser

liberada uma vez que não é possível garantir a coordenação e seletividade entre os dispositivos de proteção.

A Figura 28 apresenta o fluxograma da metodologia proposta para o ajuste da proteção de fase.

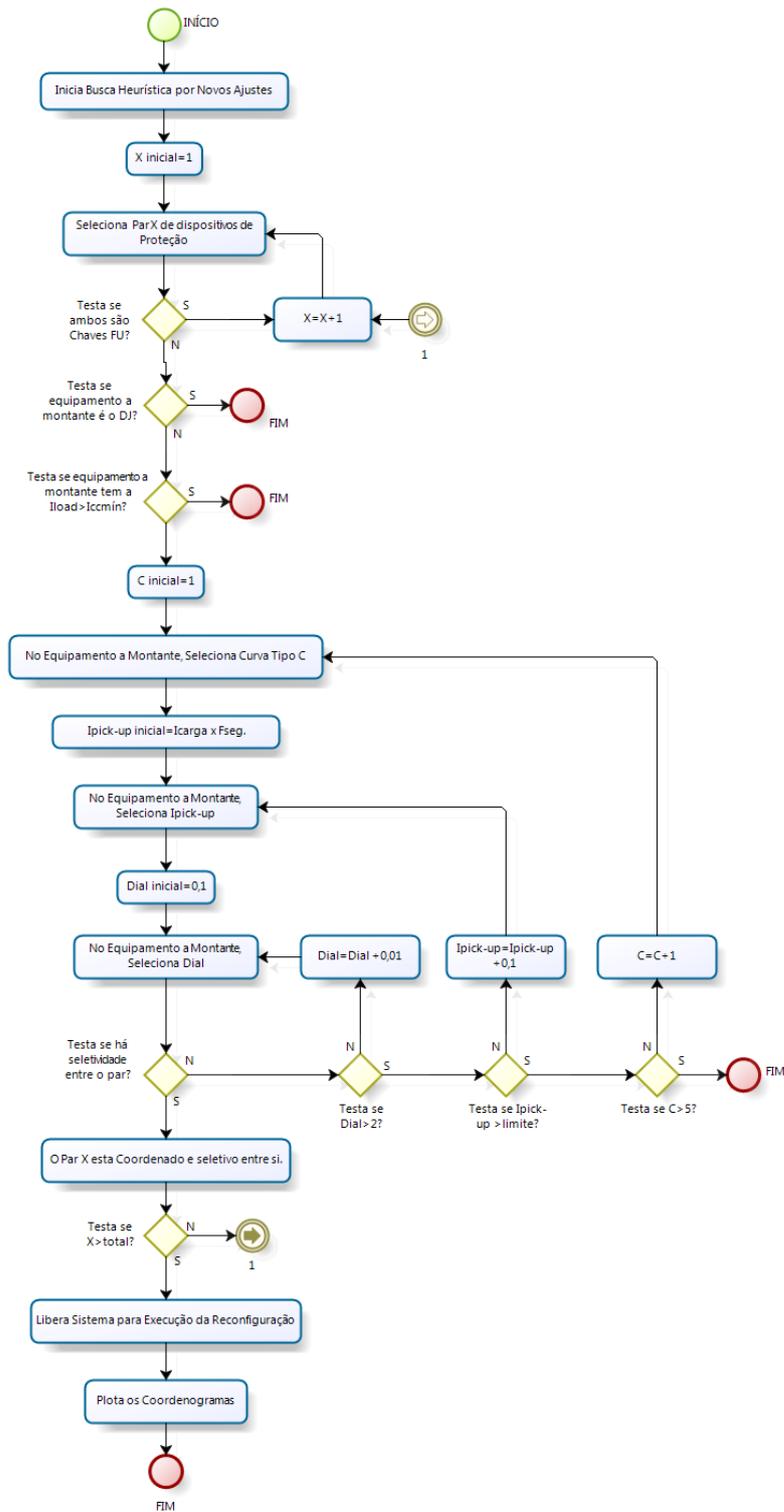


Figura 28 - Fluxograma da metodologia para ajustes das proteções de fase.

Fonte: Elaborada pelo autor.

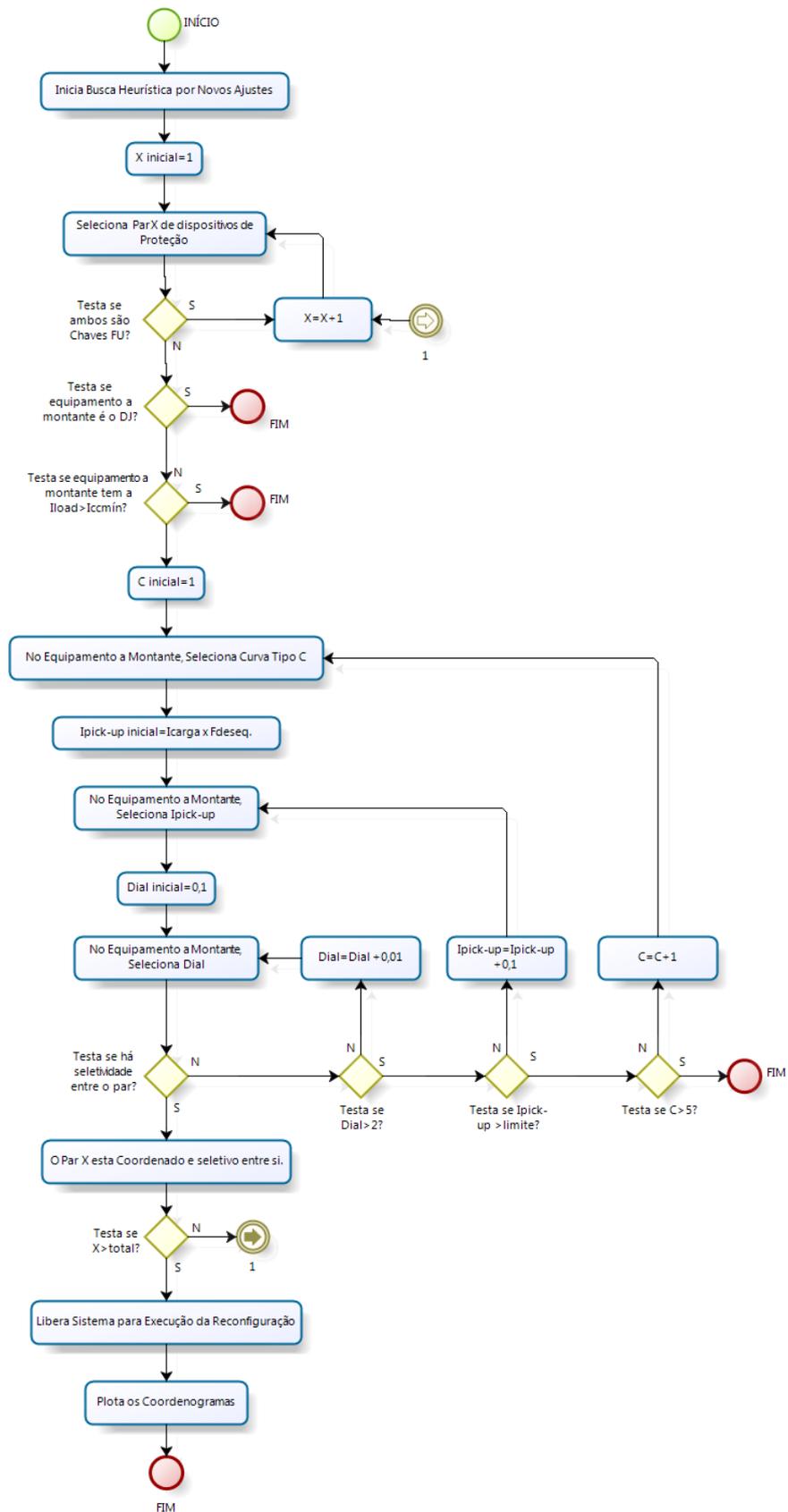


Figura 29 - Fluxograma da metodologia para ajustes das proteções de neutro.  
 Fonte: Elaborada pelo autor.

### 5.3. Critérios técnicos

O algoritmo desenvolvido neste trabalho utiliza critérios técnicos importantes que são considerados na solução do problema, possíveis de serem alterados de acordo com a filosofia adotada por cada Especialista e ou por cada Concessionária de Energia Elétrica. O entendimento destes critérios permite uma melhor compreensão quanto aos resultados obtidos, pois não necessariamente uma solução negativa indica que a segurança do sistema estaria vulnerável caso fosse executada a reconfiguração proposta, uma vez que a solução depende do quão conservador estão sendo os critérios adotados como premissas para solução. Os critérios adotados são descritos conforme segue:

- **Análise dos Pares:** os pares de dispositivos de proteção gerados pela função (*Matriz\_Caminhos*) somente são analisados pelo algoritmo quando não se tratar de duas chaves fusíveis ou o dispositivo a montante for o disjuntor da subestação. Esse critério é adotado devido ao fato de não ser possível tomar ações rápidas para adequar as proteções de chaves fusíveis em série, no caso de análises em tempo real. Também se entende que na prática não faz sentido a existência de elos fusíveis em redes tronco de alimentadores, quando existem religadores automatizados. O relé do disjuntor da subestação não é analisado na solução do ponto de vista de alteração de parâmetros, pois a análise é mais complexa devido aos ajustes dos transformadores de potência, sendo os ajustes do relé do disjuntor um balizador limite para as curvas dos religadores;
- **Tempo de Seletividade:** o tempo de seletividade entre as curvas, adotado no algoritmo é de 300 ms. Este tempo pode ser ajustado dentro da função (*Parâmetros\_Entrada*). O critério para este tempo é relativo à percepção de cada Especialista de Proteção, sendo que ao longo dos últimos anos este tempo tem caído devido ao avanço dos relés digitais, os quais possuem processamento de alta velocidade. Conforme apresenta MAMEDE FILHO e MAMEDE (2011), muitos especialistas já adotam tempos da ordem de 200 ms entre as curvas;
- **Fator de carga:** o fator de carga é utilizado no ajuste inicial da corrente de *pick-up* de fase dos religadores, sendo adotado um fator de multiplicação de 1,2 vezes a corrente de carga no trecho do equipamento. Esse parâmetro também pode ser ajustado de acordo com a necessidade de cada estudo ou a filosofia de operação de cada distribuidora;

- Fator Térmico dos Transformares de Corrente (TC's): o fator térmico adotado para os TC's foi de 1,2 vezes a corrente nominal dos equipamentos;
- Não solução: os critérios para não solução podem ocorrer durante o início dos testes da coordenação e seletividade, ou após execução de toda a função heurística. Durante o teste da coordenação e seletividade do sistema após mudança na topologia, o algoritmo executa a comparação entre a corrente de carga nos religadores e o menor curto-circuito entre fases que cada equipamento deve proteger. Para os casos onde a corrente de carga é superior à corrente de curto-circuito, o sistema é dito não seletivo, uma vez que não é possível garantir a proteção para valores de corrente abaixo da corrente de carga utilizando a proteção de fase. Para os casos onde é executada a função *Heurística* e mesmo assim não for possível encontrar ajustes que satisfaçam os critérios pré-estabelecidos, o sistema é dito não seletivo;
- Impedância de Contato: a impedância de contato adotada para os cálculos do curto-circuito fase-terra mínimo é de  $40\Omega$ . Este valor vem sendo adotado pelos Especialistas de Proteção, sendo também adotado em muitas bibliografias, tais como: (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011) e (CODI, 1982).

#### 5.4. Considerações finais

Neste capítulo foram apresentados alguns aspectos importantes sobre a metodologia desenvolvida para análise da coordenação e seletividade de dispositivos automatizados devido a reconfigurações automáticas da rede. Foi apresentado um fluxograma macro da metodologia, e descrito de forma mais detalhada o método heurístico para solução do problema. Também foram apresentados os critérios técnicos previstos pela metodologia para análise da coordenação e seletividade, tais como: tempo de seletividade, fator de carga, impedância de contato, pares analisados e fator térmico dos TC's.

No próximo capítulo apresenta-se o sistema utilizado como estudo de caso, bem como os resultados obtidos aplicando-se o método proposto neste trabalho.



A Tabela 5 apresenta os parâmetros elétricos do alimentador da SE A. Os dados apresentados são compostos pelas impedâncias de sequência positiva, negativa e zero, dados todos em por unidade (pu). A Tabela 6 apresenta os dados de base do alimentador da SE A.

Tabela 5 - Parâmetros elétricos do alimentador da SE A.

PARÂMETROS ELÉTRICOS DO ALIMENTADOR 1 (SE A)					
Descrição	Barra DE	Barra PARA	Z+ [pu]	Z- [pu]	Z0 [pu]
Z equiv.	1	2	0,0254+0,3649i	0,0262+0,3645i	0,00198+0,08741i
Trecho 1	2	3	0,02855+0,04004i	0,02855+0,04004i	0,04535+0,17834i
	3	4	0,02855+0,04004i	0,02855+0,04004i	0,04535+0,17834i
	4	5	0,02855+0,04004i	0,02855+0,04004i	0,04535+0,17834i
	5	6	0,02855+0,04004i	0,02855+0,04004i	0,04535+0,17834i
	6	7	0,02855+0,04004i	0,02855+0,04004i	0,04535+0,17834i
Trecho 2	7	8	0,02855+0,04004i	0,02855+0,04004i	0,04535+0,17834i
	8	9	0,02855+0,04004i	0,02855+0,04004i	0,04535+0,17834i
Trecho 3	7	10	0,02855+0,04004i	0,02855+0,04004i	0,04535+0,17834i
	10	11	0,02855+0,04004i	0,02855+0,04004i	0,04535+0,17834i
	11	12	0,02855+0,04004i	0,02855+0,04004i	0,04535+0,17834i
	12	13	0,02855+0,04004i	0,02855+0,04004i	0,04535+0,17834i
	13	14	0,02855+0,04004i	0,02855+0,04004i	0,04535+0,17834i
	14	15	0,02855+0,04004i	0,02855+0,04004i	0,04535+0,17834i
	15	16	0,02855+0,04004i	0,02855+0,04004i	0,04535+0,17834i
	16	17	0,02855+0,04004i	0,02855+0,04004i	0,04535+0,17834i
	17	18	0,02855+0,04004i	0,02855+0,04004i	0,04535+0,17834i

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 6 - Dados de base do alimentador da SE A.

VALORES BASE	
Vbase AT [kV]	69,0
Vbase BT [kV]	23,0
Zbase AT [ $\Omega$ ]	47,6
Zbase BT [ $\Omega$ ]	5,3
Ibase AT [A]	836,7
Ibase BT [A]	2510,2
Sbase [MVA]	100,0

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Tabela 7 apresenta os parâmetros elétricos do alimentador da SE B. Os dados apresentados são compostos pelas impedâncias de sequência positiva, negativa e zero, também em pu. A Tabela 8 apresenta os dados de base do alimentador da SE B.

Tabela 7 - Parâmetros elétricos do alimentador da SE B.

PARÂMETROS ELÉTRICOS DO ALIMENTADOR 1 (SE A)					
Descrição	Barra DE	Barra PARA	Z+ [pu]	Z- [pu]	Z0 [pu]
Z equiv.	100	101	0,0129+0,36737i	0,0129+0,36747i	0,00048+0,17574i
Trecho 1	101	102	0,03426+0,04805i	0,03426+0,04805i	0,05442+0,214i
	102	103	0,02855+0,04004i	0,02855+0,04004i	0,04535+0,17834i
	103	104	0,02855+0,04004i	0,02855+0,04004i	0,04535+0,17834i
	104	105	0,02855+0,04004i	0,02855+0,04004i	0,04535+0,17834i
	105	106	0,02855+0,04004i	0,02855+0,04004i	0,04535+0,17834i
Trecho 2	106	9	0,02855+0,04004i	0,02855+0,04004i	0,04535+0,17834i
Trecho 3	106	108	0,02855+0,04004i	0,02855+0,04004i	0,04535+0,17834i
	108	18	0,02855+0,04004i	0,02855+0,04004i	0,04535+0,17834i

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 8 - Dados de base do alimentador da SE B.

VALORES BASE	
Vbase AT [kV]	138,0
Vbase BT [kV]	23,0
Zbase AT [ $\Omega$ ]	190,4
Zbase BT [ $\Omega$ ]	5,3
Ibase AT [A]	418,4
Ibase BT [A]	2510,2
Sbase [MVA]	100,0

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os dados referentes às cargas existentes em cada barra foram obtidos a partir de medições reais dos respectivos alimentadores, entretanto a fim de simplificar a representação as cargas foram distribuídas uniformemente ao longo dos alimentadores. Ressalta-se que as cargas foram modeladas como potência constante na execução do fluxo de carga, apenas como opção, não interferindo na solução do algoritmo. A Tabela 9 apresenta os dados das cargas utilizados para realização das simulações.

Tabela 9 - Dados das cargas distribuídas ao longo dos alimentadores.

CARGA DISTRIBUIDA AO LONGO DOS ALIMENTADORES ( P + j Q )				
SE	P 3 $\Phi$ [MW] por barra	Q 3 $\Phi$ [Mvar] por barra	P 3 $\Phi$ [MW] total	Q 3 $\Phi$ [Mvar] total
SE A	0,547	0,200	9,846	3,600
SE B	0,750	0,300	6,000	2,400

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os dispositivos de proteção modelados no algoritmo através das curvas de proteção são os disjuntores de cada alimentador, os religadores fechados e abertos, além de um ponto com chave fusível. O ponto com chave fusível é inserido para que seja possível realizar os testes de coordenação e seletividade entre os religadores e as chaves fusíveis, pois apesar de o foco deste trabalho ser os religadores, o algoritmo contempla a existência de chave fusível no caminho elétrico. As Tabelas 9 e 10 apresentam as barras onde existem dispositivos de proteção nos alimentadores da SE A e SE B.

Os dados de entrada no algoritmo para os disjuntores e para os religadores são: relação de transformação de corrente (RTC), corrente de partida de fase/neutro, dial de fase/neutro e curva de fase/neutro. Para o elo fusível somente é informado o tipo e a capacidade do elo.

Tabela 10 - Barras com dispositivos de proteção na SE A.

PROTEÇÃO SE A		
BARRA	EQUIP.	ESTADO
1	DJ	NF
6	RL	NF
8	RL	NF
10	RL	NF
14	FU	NF
9	RL	NA
18	RL	NA

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 11 - Barras com dispositivos de proteção na SE B.

PROTEÇÃO SE B		
BARRA	EQUIP.	ESTADO
101	DJ	NF
105	RL	NF
9	RL	NA
18	RL	NA

Fonte: Elaborada pelo autor.

## 6.2. Estrutura do algoritmo

A metodologia desenvolvida e programada via *software* Matlab, é aplicada na solução do problema de reparametrização dos dispositivos de proteção automatizados, devido a reconfigurações automáticas na rede de distribuição. O algoritmo trabalha com método de busca heurística, com critérios de restrições que garantem a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico analisado, avaliando a coordenação e seletividade do sistema estudado, após cada reconfiguração da rede de distribuição.

O algoritmo desenvolvido é estruturado através de funções, sendo que estas funções contemplam desde o fluxo de potência até a plotagem dos coordenogramas com os estudos de proteção sugeridos pelo algoritmo. As funções são executadas de forma sequencial, sendo algumas dependentes umas das outras.

A Figura 31 apresenta o fluxograma das funções executadas pelo algoritmo.

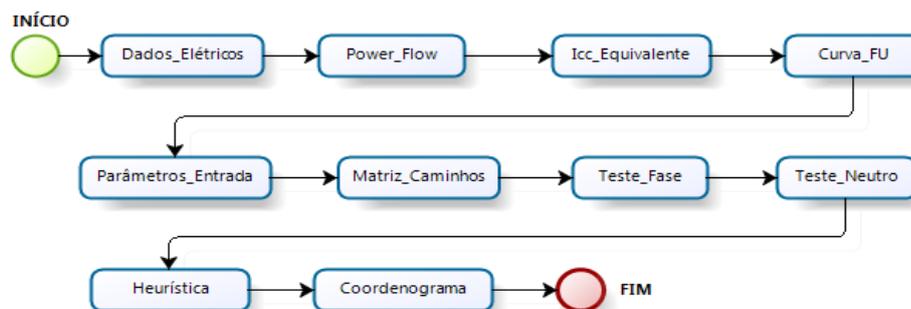


Figura 31 - Fluxograma das funções executadas pelo algoritmo de forma sequencial.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Basicamente as funções possuem as seguintes descrições e as seguintes finalidades:

- *Dados\_Elétricos*: carrega os dados elétricos da rede a ser analisada a coordenação e seletividade. A matriz carrega a topologia da rede, os dados de impedâncias de sequência positiva e sequência zero da rede de distribuição, distribuição das cargas ao longo das barras e o tipo de carga;
- *Power\_Flow*: executa o fluxo de potência para a determinada rede de distribuição, tendo como saída da função os parâmetros de tensão e corrente ao longo dos trechos e das barras;
- *Icc\_Equivalente*: executa o cálculo das correntes de curto-circuito ao longo de todas as barras carregadas pela função *Dados\_Elétricos*. São calculados os níveis de curto-circuito trifásicos, bifásicos, monofásico e monofásico com alta impedância. O valor *default* da impedância de contato é  $40\Omega$ , podendo ser alterado dentro da função;
- *Curva\_FU*: carrega os dados das curvas típicas dos elos fusíveis tipo K, sendo as curvas de características (tempo versus corrente). No algoritmo desenvolvido adotaram-se somente elos fusíveis tipo K entre 6K e 40K, por entender que estes elos fusíveis são os mais usuais e de mais fácil coordenação e seletividade. O uso de elos fusíveis de maior capacidade e ou do tipo T não é impeditivo;
- *Parâmetros\_Entrada*: carrega os parâmetros de entrada para os estudos de coordenação e seletividade. A matriz desta função contém os ajustes de proteção

atuais dos dispositivos de proteção que existem na rede de distribuição, bem como os critérios técnicos a serem adotados (tempo de seletividade, fator de segurança, fator de carga, entre outros);

- *Matriz\_Caminhos*: gera matrizes contendo os caminhos através das barras. Os caminhos podem ser no sentido da fonte para a carga ou no sentido da carga para a fonte. Também é gerada uma matriz com o caminho dos dispositivos de proteção, sendo esta matriz usada para os testes de coordenação e seletividade;
- *Teste\_Fase*: testa os ajustes das proteções de fase para a topologia proposta, sendo este teste fundamental para iniciar a função *Heurística*. Caso a função *Teste\_Fase* identifique falha na coordenação e seletividade, esta inicia a função *Heurística*;
- *Teste\_Neutro*: testa os ajustes das proteções de neutro para a topologia proposta, sendo este teste fundamental para iniciar a função *Heurística*. O princípio desta função é o mesmo da função *Teste\_Fase*;
- *Heurística*: executa a busca heurística em profundidade, seguida pela busca em amplitude. Os testes das funções de fase e de neutro iniciam o processo de busca heurística toda vez que identificarem falha na coordenação e seletividade na topologia de rede proposta. A solução da função *Heurística* pode ser a proposta de novos ajustes para os religadores microprocessados e automatizados, ou a informação de que não há possibilidade de realizar a coordenação e seletividade de tal sistema. É importante ressaltar que a solução da função *Heurística* não contempla troca de elos fusíveis nem troca de ajustes na subestação, desta forma, deve-se considerar que um estudo profundo com inúmeras intervenções nos equipamentos não automatizados pode tornar o sistema coordenado e seletivo;
- *Coordenograma*: plota os coordenogramas dos pares de dispositivos de proteção analisados pelo algoritmo, considerando os ajustes propostos. Para os casos onde não há coordenação e seletividade entre os pares, somente é exibida mensagem de sistema não seletivo.

Os dados de saída da simulação se dão através dos coordenogramas gerados para cada par de equipamentos analisados, e também por saídas numéricas na tela principal. Os dados numéricos não permitem uma análise visual, sendo usados para confirmação de convergência da solução do problema e ou não convergência. A Figura 32 apresenta a tela principal com os dados de saída e os coordenogramas gerados após execução do algoritmo.

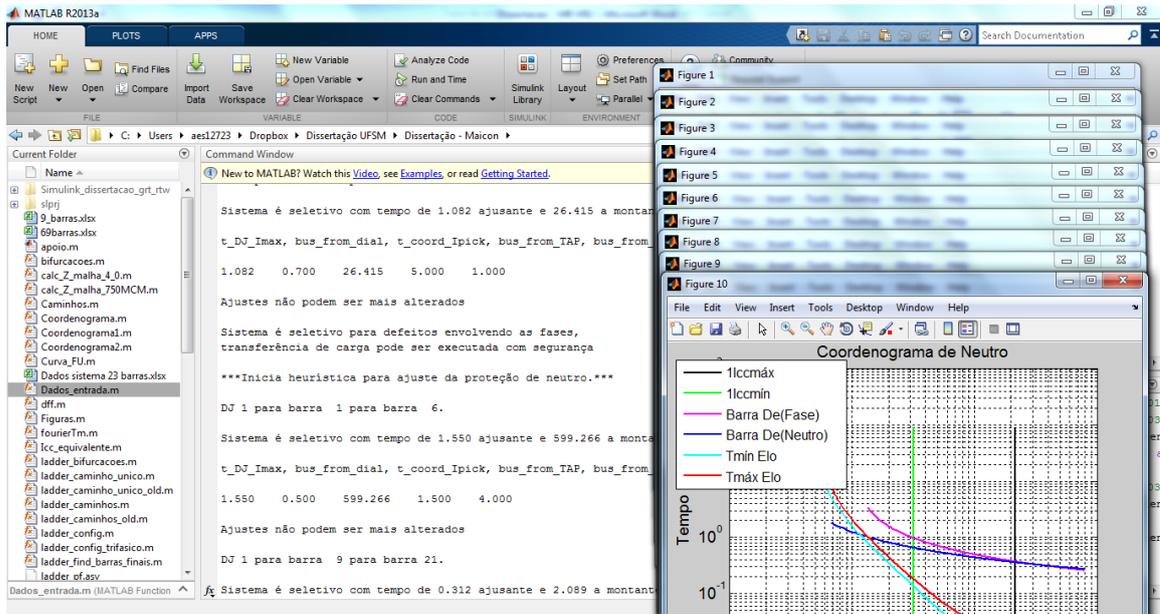


Figura 32 - Dados de saída após simulação do algoritmo.  
Fonte: Elaborada pelo autor.

### 6.3. Análise dos resultados

O estudo de caso proposto neste trabalho busca analisar de forma automática a coordenação e seletividade de um sistema de distribuição após ter sua topologia de rede alterada. Os testes são feitos em dois alimentadores de subestações diferentes, os quais permitem combinações de alteração na topologia da rede, através de dispositivos automatizados, neste caso religadores microprocessados.

Conforme a topologia de cada alimentador, apresentadas no item 6.1 deste capítulo, é possível alterar a topologia de rede destes alimentadores seja em regime permanente e/ou reconfigurações automáticas de curta duração. As combinações possíveis para alteração da topologia de rede são apresentadas na Tabela 12.

Tabela 12 - Possíveis combinações para alteração na topologia de rede.

POSSIBILIDADE DE MUDANÇA NA TOPOLOGIA					
SE A para SE B	<b>Opção</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
	Abrir	10	6	8	6
	Fechar	18	18	9	9
SE B para SE A	<b>Opção</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
	Abrir	105	105	***	***
	Fechar	18	9	***	***

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para fins de validação do método proposto, são realizadas avaliações referentes à coordenação e seletividade dos pares de equipamentos depois de alterada a topologia de rede. Os resultados estão divididos em duas partes, a primeira delas refere-se à transferência de carga da SE A para SE B. A segunda parte consiste no inverso, ou seja, é alterada a topologia de rede da SE B para SE A. O tempo mínimo de seletividade adotado é de 300 ms entre as curvas, sendo considerada inadequada a solução para os casos onde esta condição não é atendida.

### 6.3.1. Resultados - Regime Normal de Operação

Neste item são apresentados os coordenogramas e os tempos de seletividade entre os dispositivos de proteção, para condição normal de operação da rede de distribuição apresentada na Figura 33.

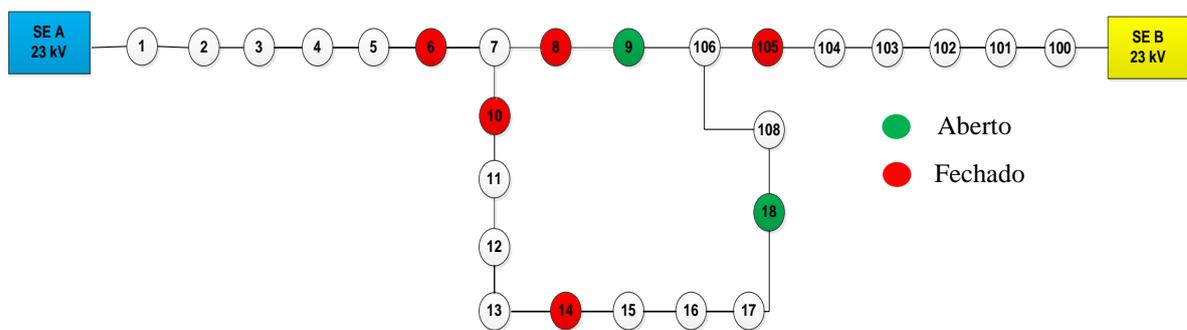


Figura 33 - Topologia dos alimentadores da SE A e SE B em regime normal de operação.  
Fonte: Elaborada pelo autor.

As Figuras 40 a 47 apresentam os coordenogramas entre os dispositivos de proteção da SE A e da SE B considerando a topologia de regime normal.

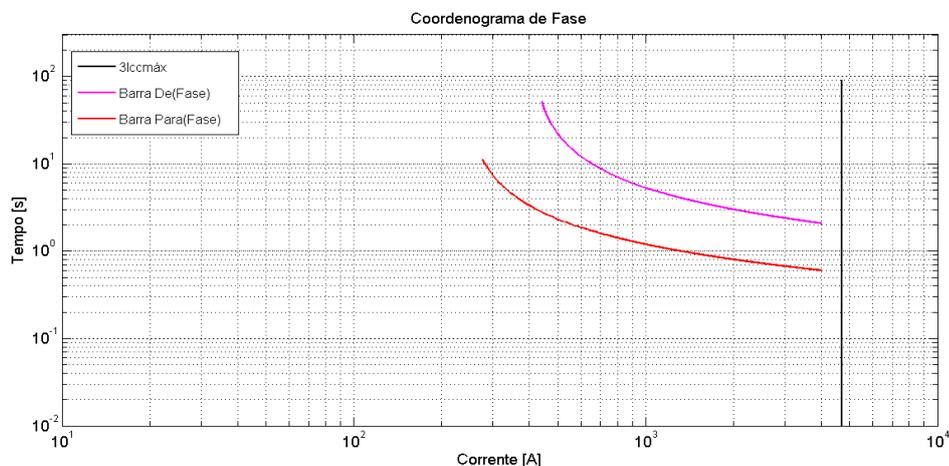


Figura 34 - Coordenograma para defeitos entre fases dos dispositivos de proteção das barras 1 e 6 da SE A.

Fonte: Elaborada pelo autor.

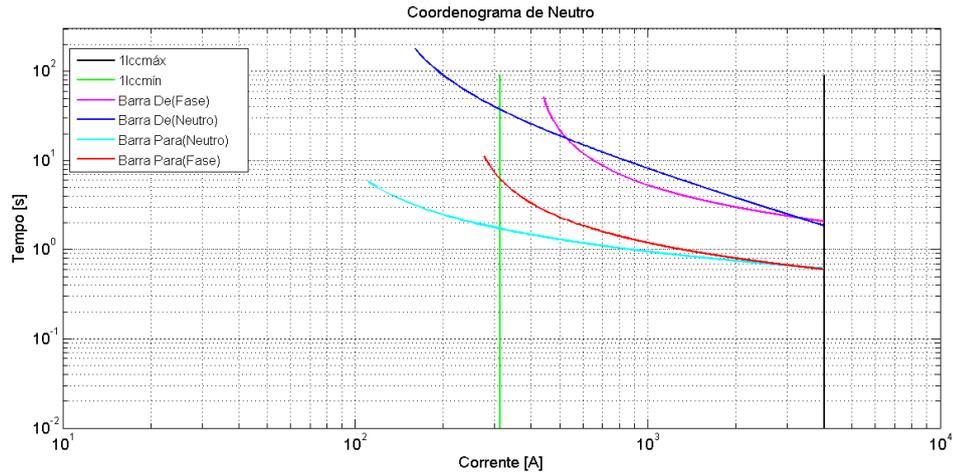


Figura 35 - Coordenograma para defeitos envolvendo a terra entre os dispositivos de proteção das barras 1 e 6 da SE A.

Fonte: Elaborada pelo autor.

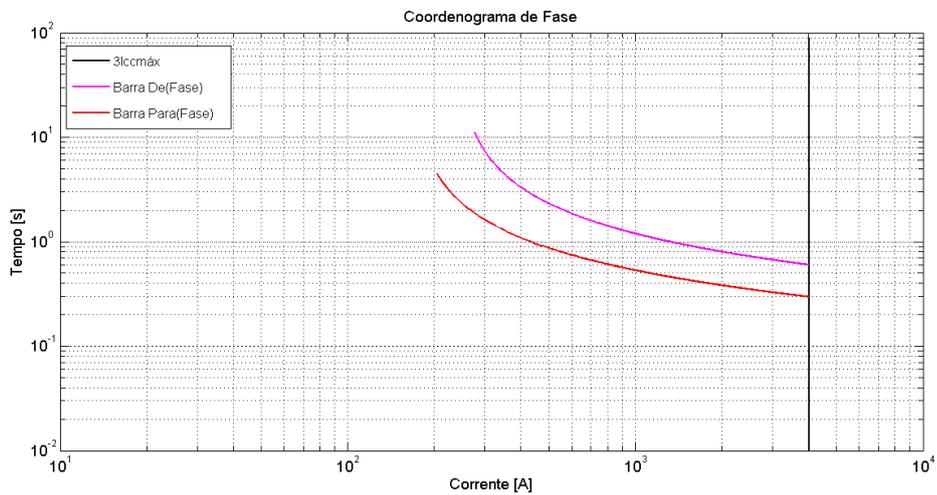


Figura 36 - Coordenograma de fase entre os dispositivos das barras 6 e 10 da SE A.

Fonte: Elaborada pelo autor.

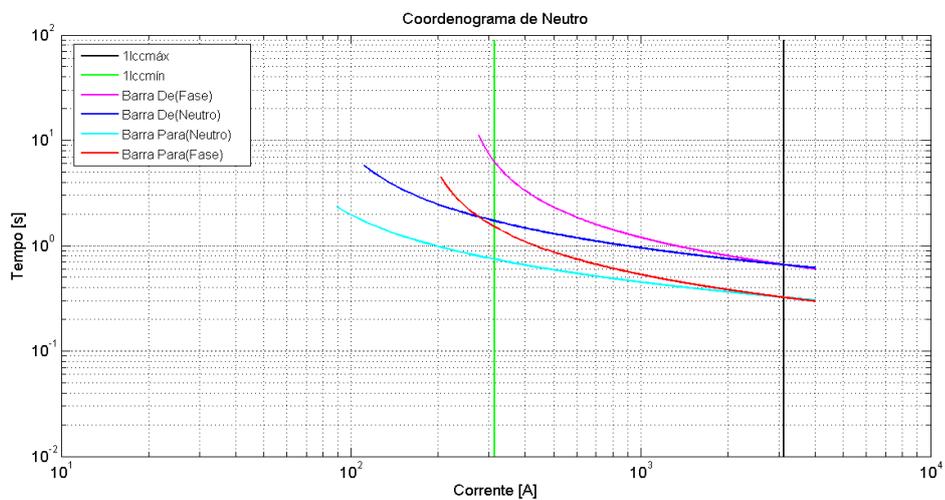


Figura 37 - Coordenograma de neutro entre os dispositivos das barras 6 e 10 da SE A.

Fonte: Elaborada pelo autor.

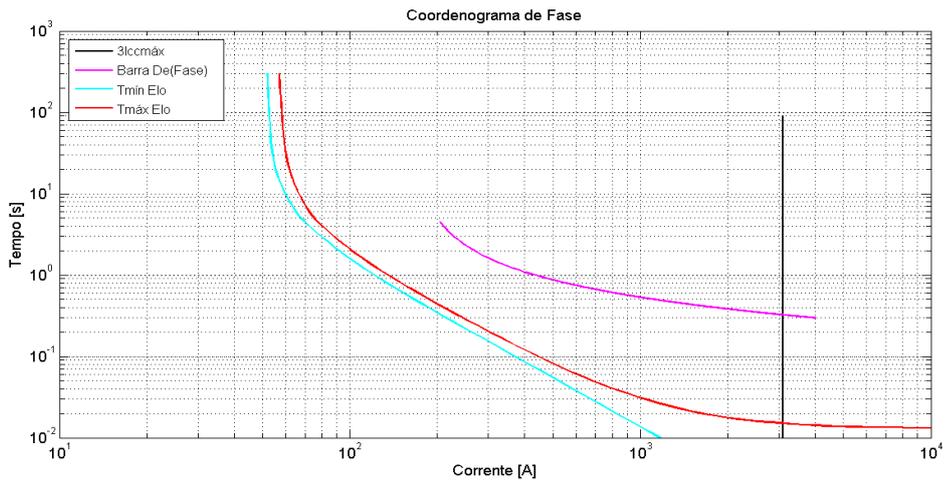


Figura 38 - Coordenograma de fase entre os dispositivos das barras 10 e 14 da SE A.  
 Fonte: Elaborada pelo autor.

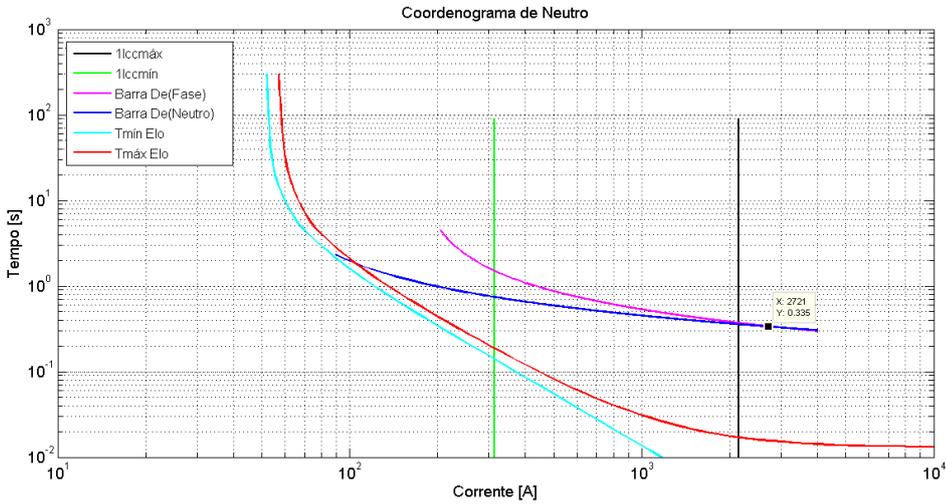


Figura 39 - Coordenograma de neutro entre os dispositivos das barras 10 e 14 da SE A.  
 Fonte: Elaborada pelo autor.

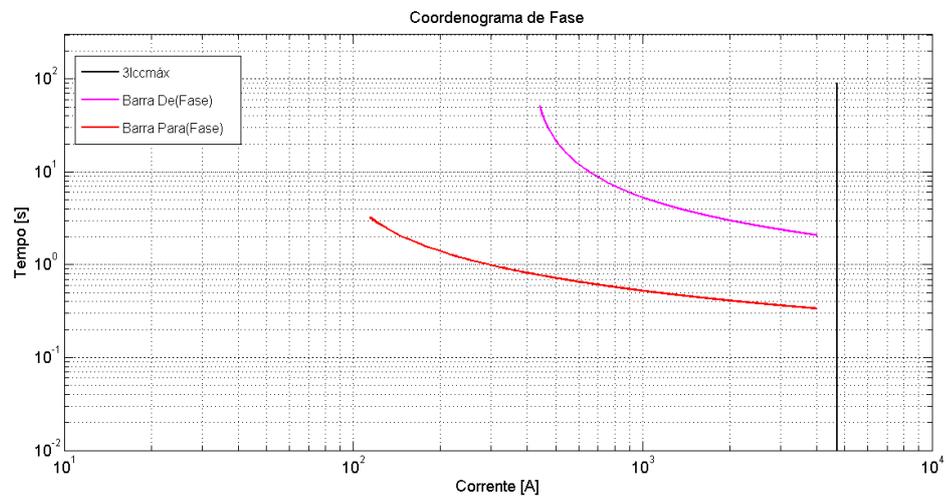


Figura 40 - Coordenograma de fase entre os dispositivos das barras 100 e 105 da SE B.  
 Fonte: Elaborada pelo autor.

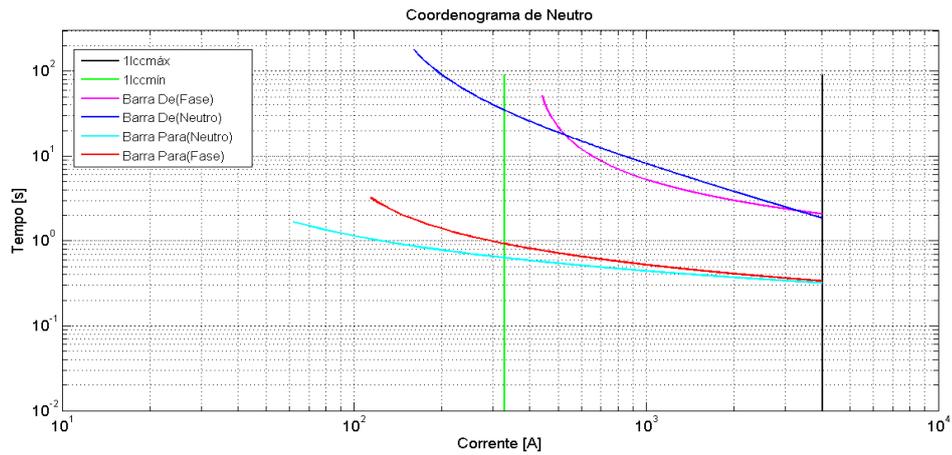


Figura 41 - Coordenograma de neutro entre os dispositivos das barras 100 e 105 da SE B.  
Fonte: Elaborada pelo autor.

Todos os coordenogramas apresentados nas Figuras 34 a 41 possuem um tempo mínimo de 300 ms para seletividade entre as curvas, sendo apresentado o resumo nas Tabelas 13 e 14.

Tabela 13 - Resumo dos tempos de seletividade para os ajustes de fase.

TEMPOS DE SELETIVIDADE - AJUSTE DE FASE				
SE	Barra De	Barra Para	$\Delta t$ [ms]	Seletivo
A	1	6	1.371	Sim
A	6	8	322	Sim
A	6	10	303	Sim
A	10	14 (FU-25K)	308	Sim
B	100	105	1.615	Sim

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 14 - Resumo dos tempos de seletividade para os ajustes de neutro.

TEMPOS DE SELETIVIDADE - AJUSTE DE NEUTRO				
SE	Barra De	Barra Para	$\Delta t$ [ms]	Seletivo
A	1	6	976	Sim
A	6	8	307	Sim
A	6	10	312	Sim
A	10	14 (FU-25K)	301	Sim
B	100	105	1.258	Sim

Fonte: Elaborada pelo autor.

### 6.3.2. Resultados - SE A para SE B

O primeiro conjunto de testes consiste em alterar a topologia de rede conforme algumas das combinações apresentadas na Tabela 12, sendo transferidos trechos de rede da



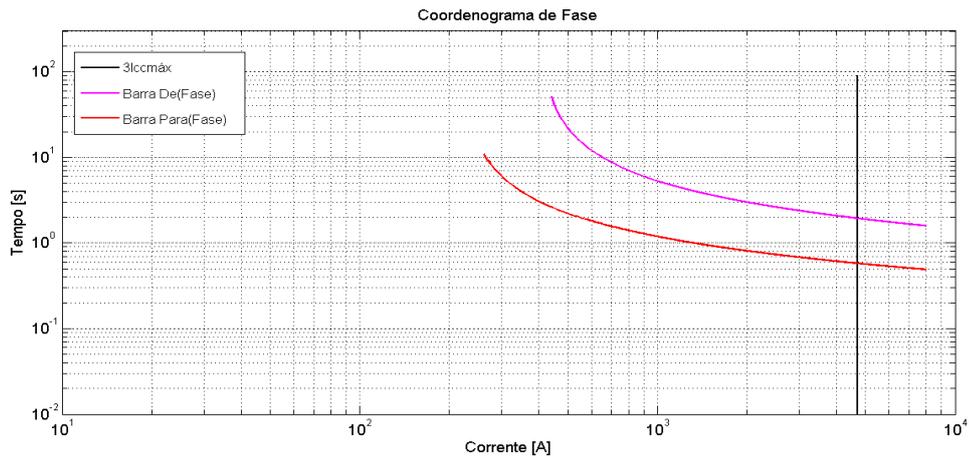


Figura 43 - Resultado da simulação para defeitos entre fases, dispositivos das barras 100 e 105 da SE B.

Fonte: Elaborada pelo autor.

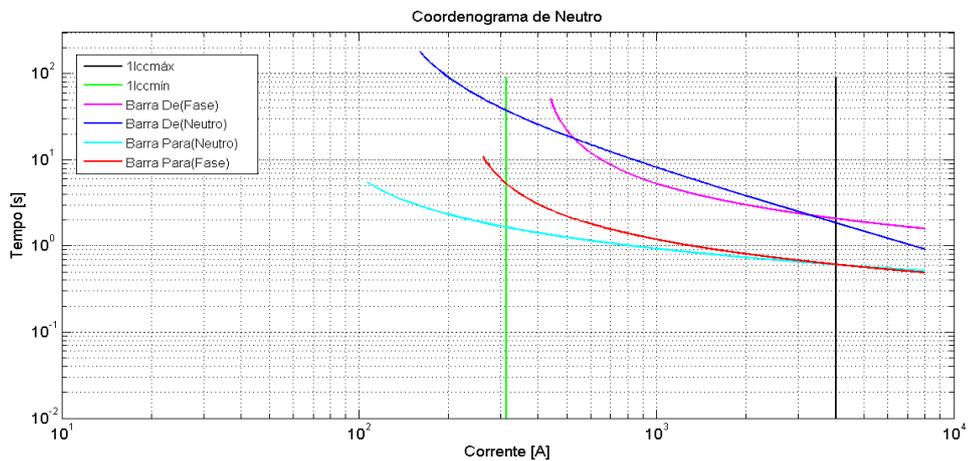


Figura 44 - Resultado da simulação para defeitos envolvendo a terra, dispositivos das barras 100 e 105 da SE B.

Fonte: Elaborada pelo autor.

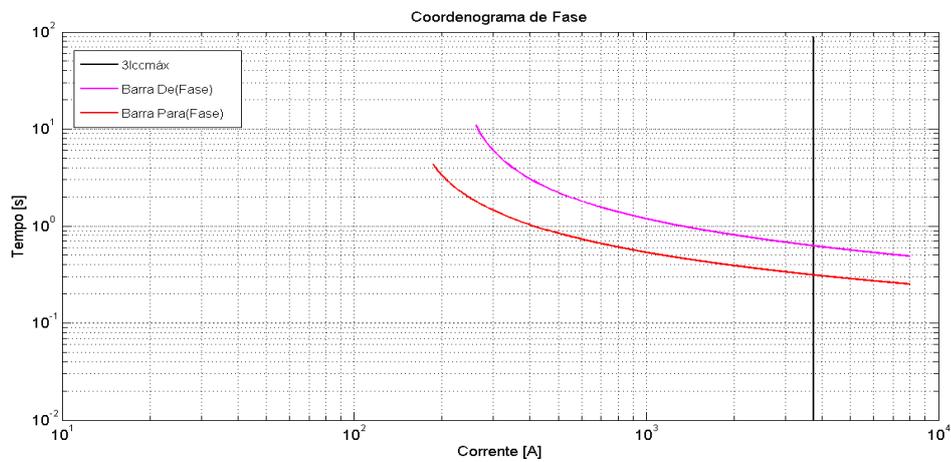


Figura 45 - Resultado da simulação para defeitos entre fases, dispositivos das barras 105 e 18 da SE B.

Fonte: Elaborada pelo autor.

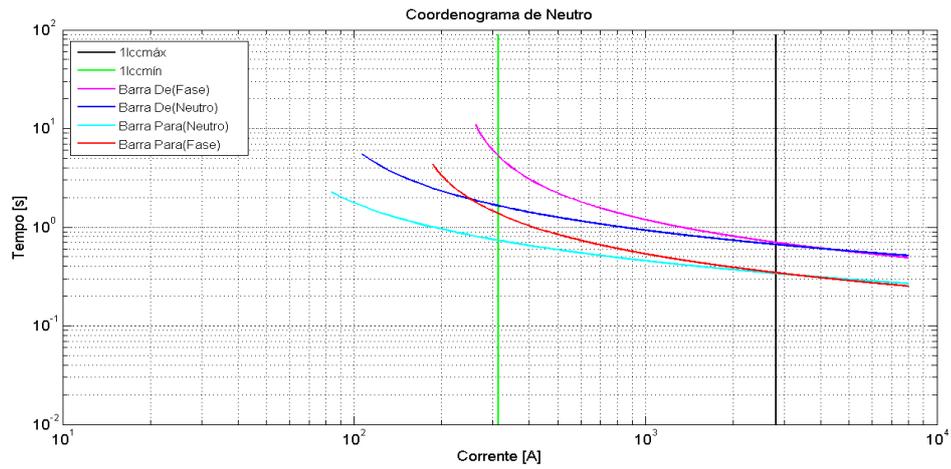


Figura 46 - Resultado da simulação para defeitos envolvendo a terra, dispositivos das barras 105 e 18 da SE B.

Fonte: Elaborada pelo autor.

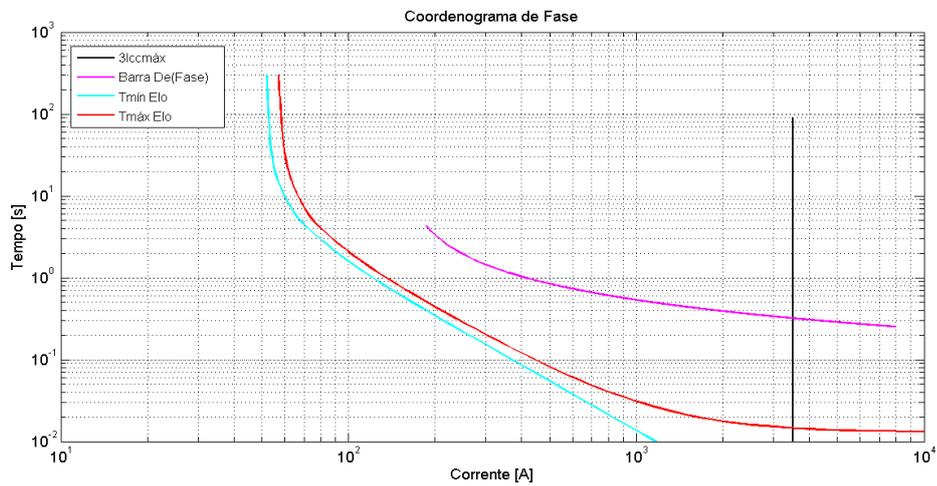


Figura 47 - Resultado da simulação para defeitos entre fases, dispositivos das barras 18 e o FU-25K da SE B.

Fonte: Elaborada pelo autor.

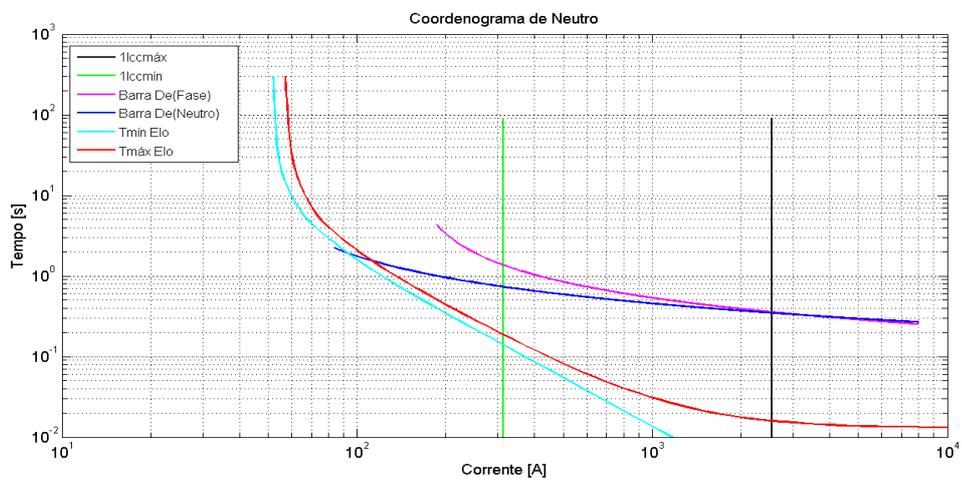


Figura 48 - Resultado da simulação para defeitos envolvendo a terra, dispositivos das barras 18 e o FU-25K da SE B.

Fonte: Elaborada pelo autor.



As Tabelas 16 e 17 apresentam o resumo das simulações.

Tabela 17 - Resumo da simulação para defeitos entre fases após 2º teste.

RESUMO DA SIMULAÇÃO 2º TESTE - AJUSTE DE FASE							
SE	Barra De	Barra Para	$\Delta t$ [ms]	Seletivo	Dial	TAP	Curva
B	100	105	925	Sim	Não alterado	Não alterado	Não alterado
B	105	18	311	Sim	Alterado	Alterado	Não alterado
B	18	10	326	Sim	Alterado	Alterado	Alterado
B	10	8	310	Sim	Alterado	Alterado	Não alterado
B	8	8 (FU-25K)	316	Sim	Alterado	Alterado	Não alterado

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 18 - Resumo da simulação para defeitos envolvendo a terra após 2º teste.

RESUMO DA SIMULAÇÃO 2º TESTE - AJUSTE DE NEUTRO							
SE	Barra De	Barra Para	$\Delta t$ [ms]	Seletivo	Dial	TAP	Curva
B	100	105	498	Sim	Não alterado	Não alterado	Não alterado
B	105	18	311	Sim	Alterado	Alterado	Não alterado
B	18	10	326	Sim	Alterado	Alterado	Alterado
B	10	8	310	Sim	Alterado	Alterado	Não alterado
B	8	8 (FU-25K)	316	Sim	Alterado	Alterado	Não alterado

Fonte: Elaborada pelo autor.

### 6.3.3. Resultados - SE B para SE A

Neste item são apresentados os resultados obtidos alterando a topologia de rede da SE B para SE A. O terceiro teste a ser feito transferindo a rede da SE B para SE A, conforme apresentado na Figura 50, é a abertura do dispositivo de proteção da barra 105 SE B e o fechamento do dispositivo de proteção da barra 18, interligação entre a SE A e SE B. Os resultados dos coordenogramas gerados pelas simulações após o terceiro teste estão apresentados no APÊNDICE B. Neste ponto cabe ressaltar que os ajustes de proteção dos dispositivos retornam para posição original, conforme Figura 33, e o fusível instalado no ponto 14 é deslocado para o ponto 106.

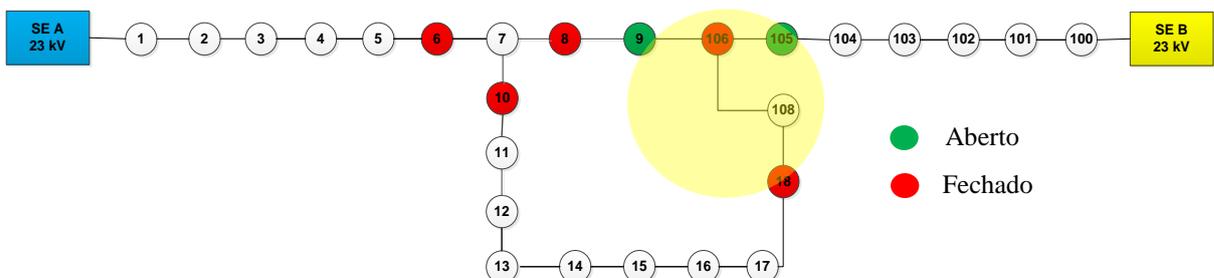


Figura 50 - Topologia da rede (3º teste).

Fonte: Elaborada pelo autor.

As Tabelas 18 e 19 apresentam o resumo das simulações onde é possível perceber que todos os dispositivos estão seletivos entre si.

Tabela 19 - Resumo da simulação para defeitos entre fases após 3º teste.

RESUMO DA SIMULAÇÃO 3º TESTE - AJUSTE DE FASE							
SE	Barra De	Barra Para	$\Delta t$ [ms]	Seletivo	Dial	TAP	Curva
A	1	6	1.155	Sim	Não alterado	Não alterado	Não alterado
A	6	10	326	Sim	Alterado	Alterado	Não alterado
A	10	18	310	Sim	Alterado	Alterado	Não alterado
A	18	106 (FU-25K)	316	Sim	Alterado	Alterado	Alterado

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 20 - Resumo da simulação para defeitos envolvendo a terra após 3º teste.

RESUMO DA SIMULAÇÃO 3º TESTE - AJUSTE DE NEUTRO							
SE	Barra De	Barra Para	$\Delta t$ [ms]	Seletivo	Dial	TAP	Curva
A	1	6	740	Sim	Não alterado	Não alterado	Não alterado
A	6	10	310	Sim	Alterado	Alterado	Não alterado
A	10	18	316	Sim	Alterado	Alterado	Não alterado
A	18	106 (FU-25K)	308	Sim	Alterado	Alterado	Alterado

Fonte: Elaborada pelo autor.

O quarto teste a ser feito transferindo a rede da SE B para SE A, conforme apresentado na Figura 50, é a abertura do dispositivo de proteção da barra 105 SE B e o fechamento do dispositivo de proteção da barra 9, interligação entre a SE A e SE B. Os resultados dos coordenogramas gerados pelas simulações após o terceiro teste estão apresentados no APÊNDICE B.

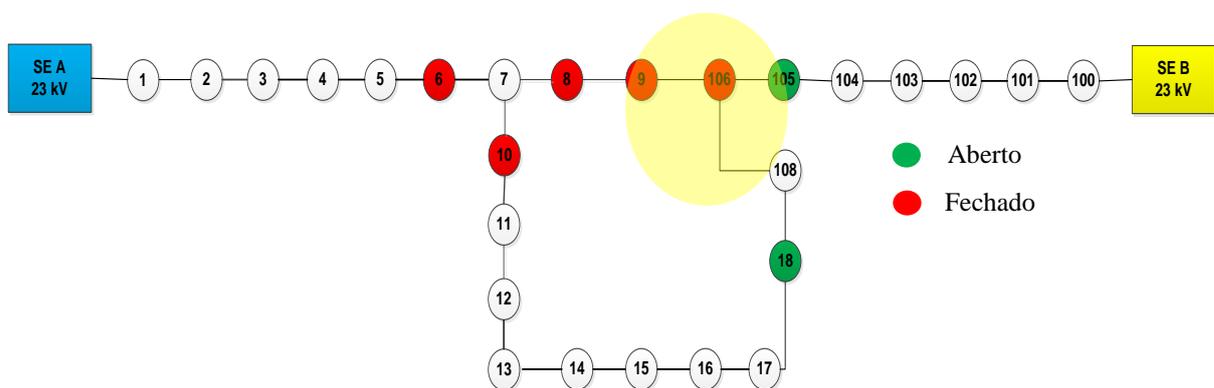


Figura 51 - Topologia da rede (4º teste).

Fonte: Elaborada pelo autor.

As Tabelas 20 e 21 apresentam o resumo das simulações onde é possível perceber que todos os dispositivos estão seletivos entre si.

Tabela 21 - Resumo dos tempos de seletividade para os ajustes de fase no 4º teste.

RESUMO DA SIMULAÇÃO 4º TESTE - AJUSTE DE FASE							
SE	Barra De	Barra Para	$\Delta t$ [ms]	Seletivo	Dial	TAP	Curva
A	1	6	1.082	Sim	Não alterado	Não alterado	Não alterado
A	6	8	306	Sim	Alterado	Alterado	Não alterado
A	6	10	300	Sim	Alterado	Alterado	Não alterado
A	10	14	308	Sim	Não alterado	não alterado	Não alterado
A	8	9	306	Sim	Alterado	Alterado	Não alterado
A	9	106 (FU-25K)	314	Sim	Alterado	Alterado	Alterado

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 22 - Resumo dos tempos de seletividade para os ajustes de neutro no 4º teste.

RESUMO DA SIMULAÇÃO 4º TESTE - AJUSTE DE NEUTRO							
SE	Barra De	Barra Para	$\Delta t$ [ms]	Seletivo	Dial	TAP	Curva
A	1	6	690	Sim	Não alterado	Não alterado	Não alterado
A	6	8	302	Sim	Alterado	Alterado	Não alterado
A	6	10	365	Sim	Alterado	Alterado	Não alterado
A	10	14	301	Sim	Não alterado	Não alterado	Não alterado
A	8	9	310	Sim	Alterado	Alterado	Não alterado
A	9	106 (FU-25K)	312	Sim	Alterado	Alterado	Alterado

Fonte: Elaborada pelo autor.

#### 6.3.4. Resultados – Restrições encontradas pelo algoritmo

Apesar das simulações considerando um tempo de seletividade de 300 ms apresentaram resultados positivos para todos os testes realizados, é importante validar se o algoritmo identifica sistemas não seletivos. Com este intuito, o 1º teste foi realizado novamente considerando um tempo maior de seletividade entre as curvas, isto torna a solução mais difícil por parte do algoritmo, pois existe uma faixa menor de tempo para acomodar as todas as curvas. O tempo de seletividade mínimo adotado foi de 750 ms, pois este foi o tempo onde o algoritmo passou a não identificar mais solução.

O quinto teste a ser feito transferindo a rede da SE A para SE B, conforme apresentado na Figura 52, é a abertura do dispositivo de proteção da barra 10 SE A e o fechamento do dispositivo de proteção da barra 18, interligação entre a SE A e SE B. Este sistema com o tempo de seletividade mínimo alterado para 750 ms não apresentou seletividade entre os dispositivos de proteção.

As Figuras 49 a 54 apresentam os coordenogramas entre os dispositivos de proteção da SE B considerando a rede alterada, conforme o diagrama da Figura 52 Figura 42, após a intervenção da função da heurística.

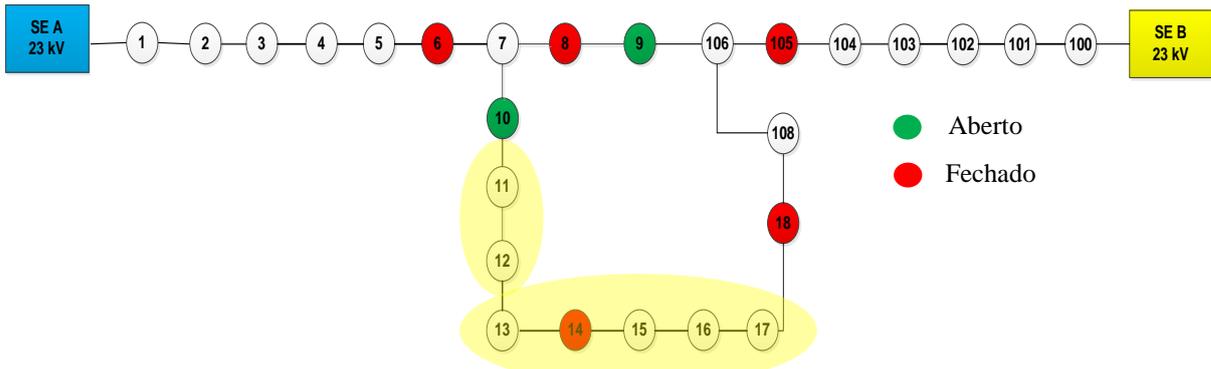


Figura 52 - Topologia da rede (5º teste), elevação do tempo de seletividade.  
Fonte: Elaborada pelo autor.

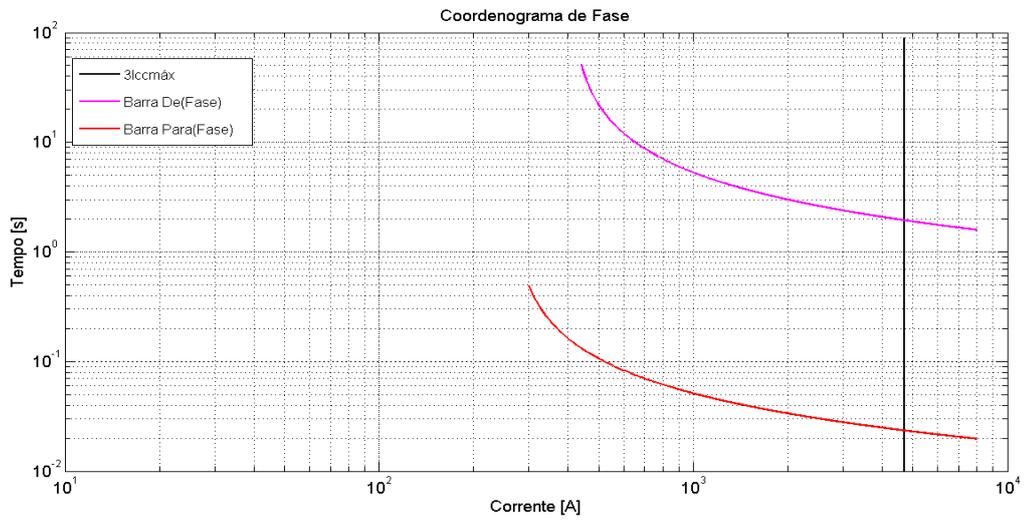


Figura 53 - Resultado da simulação para defeitos entre fases, dispositivos das barras 100 e 105 da SE B, com tempo de seletividade alterado.  
Fonte: Elaborada pelo autor.

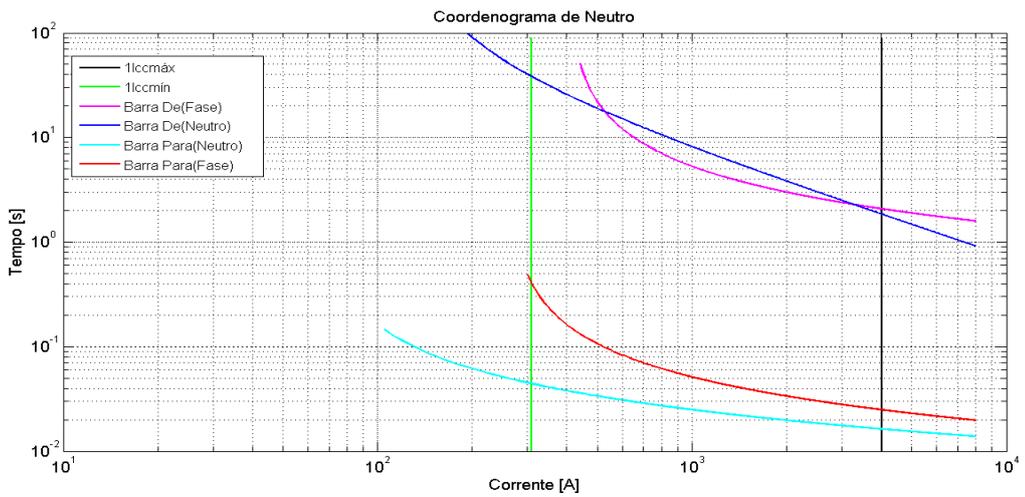


Figura 54 - Resultado da simulação para defeitos envolvendo a terra, dispositivos das barras 100 e 105 da SE B, com tempo de seletividade alterado.  
Fonte: Elaborada pelo autor.

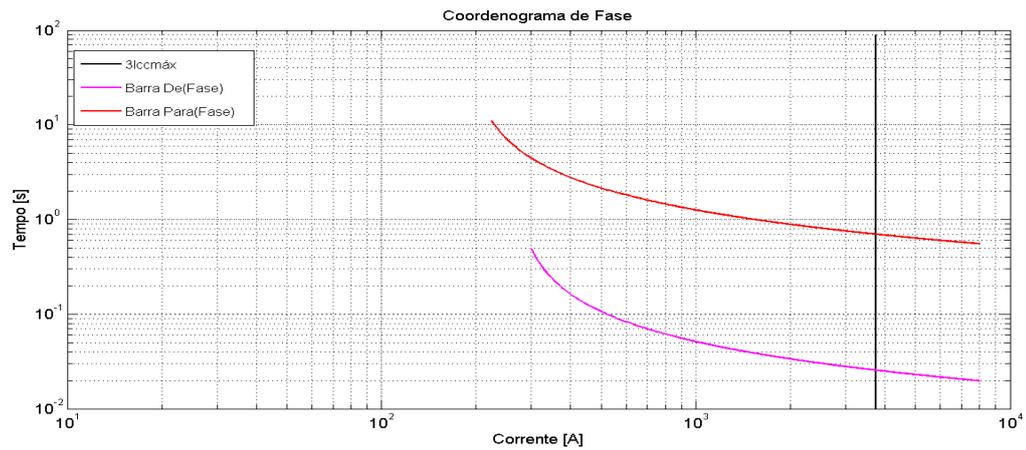


Figura 55 - Resultado da simulação para defeitos entre fases, dispositivos das barras 105 e 18 da SE B, com tempo de seletividade alterado.

Fonte: Elaborada pelo autor.

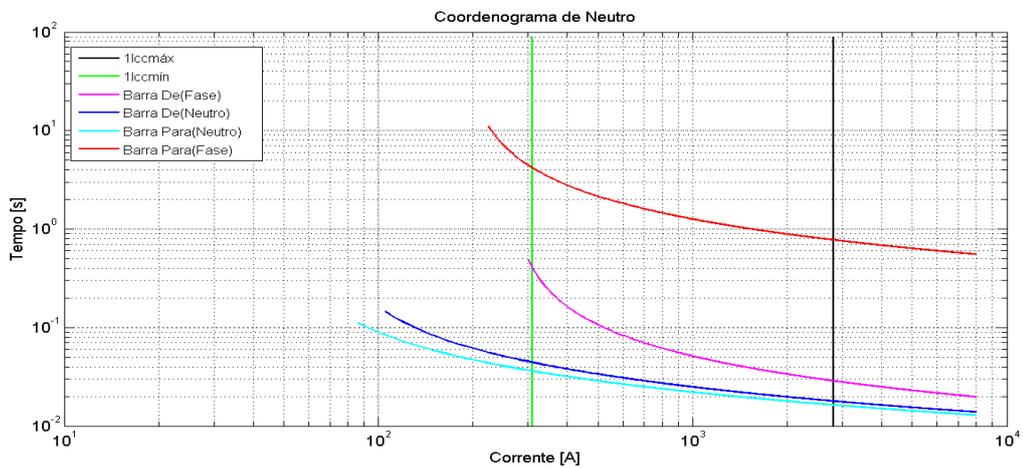


Figura 56 - Resultado da simulação para defeitos envolvendo a terra, dispositivos das barras 105 e 18 da SE B, com tempo de seletividade alterado.

Fonte: Elaborada pelo autor.

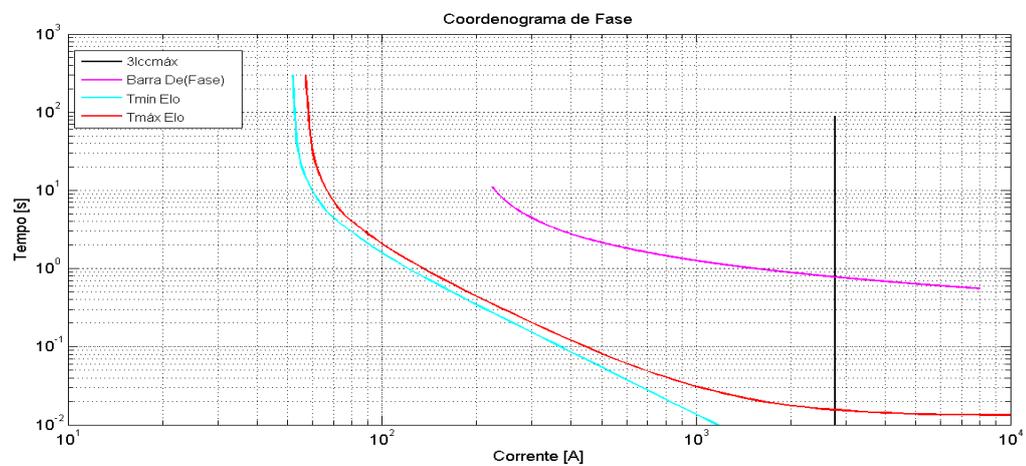


Figura 57 - Resultado da simulação para defeitos entre fases, dispositivos das barras 18 e 14 (FU-25K) da SE B, com tempo de seletividade alterado.

Fonte: Elaborada pelo autor.

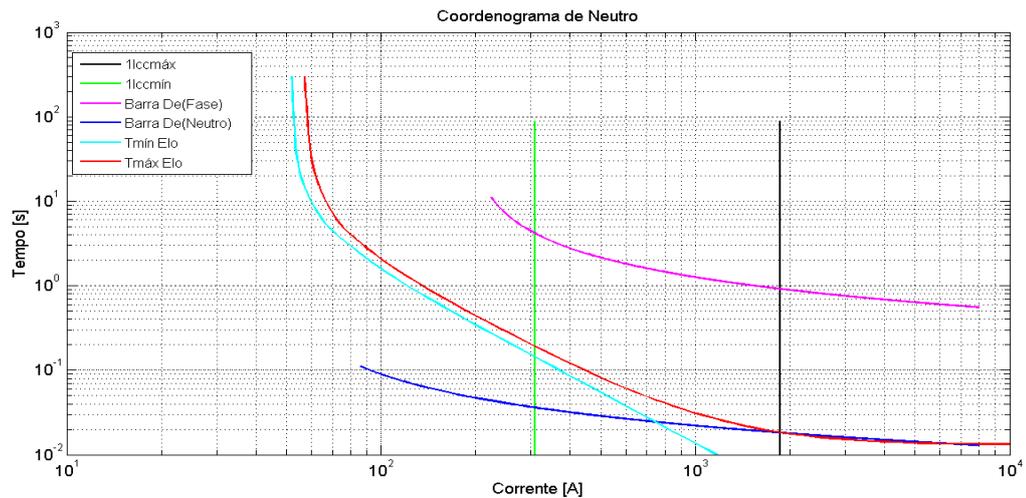


Figura 58 - Resultado da simulação para defeitos envolvendo a terra, dispositivos das barras 18 e 14 (FU-25K) da SE B, com tempo de seletividade alterado.

Fonte: Elaborada pelo autor.

As Tabelas 23 e 24 apresentam o resumo das simulações onde é possível perceber que existem dispositivos de proteção que não estão seletivos entre si, tanto para defeitos entre fases como para defeitos envolvendo a terra. Também se percebe pelos resultados que o algoritmo tentou alterar o dial, o pick-up e a curva, para ambos os ajustes, fase e neutro.

Tabela 23 - Resumo dos tempos de seletividade para os ajustes de fase no 5º teste.

RESUMO DA SIMULAÇÃO 5º TESTE - AJUSTE DE FASE							
SE	Barra De	Barra Para	$\Delta t$ [ms]	Seletivo	Dial	TAP	Curva
B	100	105	1.361	Sim	Não alterado	Não alterado	Não alterado
B	105	18	-670	Não	Alterado	Alterado	Alterado
B	18	FU-25K	765	Sim	Alterado	Alterado	Alterado

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 24 - Resumo dos tempos de seletividade para os ajustes de neutro no 5º teste.

RESUMO DA SIMULAÇÃO 5º TESTE - AJUSTE DE NEUTRO							
SE	Barra De	Barra Para	$\Delta t$ [ms]	Seletivo	Dial	TAP	Curva
B	100	105	1.850	Sim	Não alterado	Não alterado	Não alterado
B	105	18	10	Não	Alterado	Alterado	Alterado
B	18	FU-25K	-103	Não	Alterado	Alterado	Alterado

Fonte: Elaborada pelo autor.

#### 6.4. Considerações finais

Neste capítulo foi apresentado o estudo de caso adotado nesta dissertação e os resultados obtidos com a implementação da metodologia para análise da coordenação e seletividade de dispositivos automatizados, através de simulações utilizando o algoritmo

implementado no *software* Matlab. Os resultados obtidos foram satisfatórios e verificou-se a necessidade de alterações nos ajustes dos equipamentos envolvidos no sistema reconfigurado. Dessa forma, destaca-se o grande potencial da metodologia para aplicação em tempo real, através de ferramentas para gerenciamento do sistema de distribuição.

As crescentes pesquisas sobre *Smart Grid* e o desenvolvimento de ferramentas computacionais capazes de gerenciar as redes de distribuição, demonstram que avaliar os dispositivos de proteção em tempo real, frente à coordenação e seletividade destes é factível e de suma importância no avanço da operação do sistema de distribuição. Ressalta-se também que o potencial de aplicação e implementação está diretamente ligado à capacidade e à tecnologia disponível do sistema de telecomunicação utilizado.

É possível destacar também o resultado satisfatório para os casos propostos neste estudo, sendo obtida pelo algoritmo uma solução para todos os testes realizados, com tempos de processamento na ordem de milissegundos. Foram também realizados testes considerando um tempo mínimo de seletividade igual a 750 ms, sendo neste caso identificado pelo algoritmo restrições na seletividade entre os dispositivos, conforme apresentado no item 6.3.4.

Apesar de entender que os resultados de simulação foram satisfatórios e que a metodologia correspondeu como esperado, é sabido que existem muitas oportunidades de evolução para uma aplicação em tempo real de forma segura e robusta. Estas oportunidades se dão principalmente pela dinâmica das redes de distribuição e pelas restrições nos sistemas de telecomunicação adotados atualmente pelas distribuidoras brasileiras.

## 7 CONCLUSÕES

O desenvolvimento tecnológico e a redução dos custos dos equipamentos para medição, controle, automação e telecomunicação permitem modificações na filosofia de operação do sistema de distribuição, o que foi a proposta desta dissertação, ao procurar uma metodologia para manter o sistema seletivo e coordenado mesmo após mudanças na topologia de rede, sem que haja necessidade de intervenção em campo. As simulações realizadas a fim de validar a metodologia proposta indicam que a avaliação dos dispositivos de proteção no processo de reconfiguração de rede é factível e de suma importância no avanço da operação do sistema de distribuição.

As simulações mostra a atuação do algoritmo sobre os parâmetros de ajustes dos dispositivos de proteção automatizados instalados ao longo da rede de distribuição, o que evidencia a necessidade de se avaliar a proteção do sistema após mudanças na topologia de rede. Esta necessidade de análise dos ajustes e possível reparametrização da proteção, valida o propósito deste trabalho e reforça a boa linha de pesquisa proposta. Os testes realizados a fim de validar o método demonstraram que é possível obter os parâmetros para manter a coordenação e seletividade dos dispositivos através de solução computacional, sendo possível obter novos ajustes para reparametrização dos religadores automatizados de forma rápida e confiável.

Também é importante destacar que apesar do resultado ser satisfatório quanto à solução matemática encontrada pelo algoritmo, a implementação desta metodologia em tempo real não é algo trivial de se operacionalizar, pois esta exige um sistema de telecomunicação confiável e uma integração segura com um sistema *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA), bem como um sistema de gerenciamento da distribuição integrado.

Do ponto de vista de operação do sistema de distribuição o método proposto se mostra como uma novidade, uma vez que grande parte das distribuidoras brasileiras realizam transferências de cargas emergenciais sem analisar questões referentes a coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção. Com isso, o sistema pode ficar vulnerável a atuações indevidas. A metodologia proposta nesta dissertação não somente aplica-se a reconfigurações automáticas na rede de distribuição, podendo ser expandida para situações emergenciais onde há manobras manuais realizadas pelo Centro de Operação.

Destaca-se o resultado satisfatório para os casos propostos neste estudo, sendo obtida pelo algoritmo uma proposta de ajustes para todos os testes realizados com tempo de seletividade em 300 ms. Para tempo igual ou superior a 750 ms, algumas combinações de

chaveamentos apresentaram descoordenação entre os religadores, validando a atuação e os testes feitos pelo algoritmo no sistema estudado. Os resultados positivos permitem avançar nos estudos de reconfigurações automáticas da rede através de dispositivos automatizados, uma vez que ao se garantir a análise da coordenação e seletividade após mudanças na topologia de rede, esta nova proposta de filosofia operacional pode ser testada na prática.

Para finalizar, entende-se que muitas oportunidades podem surgir no campo da pesquisa e no dia a dia das concessionárias de energia, a fim de proporcionar cada vez mais confiabilidade e agilidade para operação das redes de distribuição, através de uma integração em tempo real com sistema computacional inteligente, capaz de monitorar a rede de distribuição, reconfigurar a rede e ou regenerar a rede quando necessário, e ainda assim garantir a coordenação e seletividade, sem que haja necessidade de intervenção física.

### **7.1. Trabalhos futuros**

Como mencionado nas conclusões, existe um grande caminho a ser trilhado para uma integração de soluções inteligentes, capazes de gerenciar o sistema de distribuição nas suas mais diversas necessidades e nas suas possíveis combinações. Este trabalho pode auxiliar de alguma forma em futuros estudos para o desenvolvimento de uma metodologia que seja capaz de abranger toda a cadeia de operação da rede de distribuição dentro de uma distribuidora de energia elétrica.

Percebe-se que existem muitos trabalhos fragmentados, porém quando agrupados para compor uma solução macro, de forma integrada e inteligente, o esforço torna-se muito grande devido aos percalços que surgem na prática. Uma visão macro dos processos de operação do sistema de distribuição em tempo real é de extrema importância para o sucesso na operação das redes de distribuição devido a grande carga de automação, podendo trabalhos futuros serem elaborados com os seguintes propósitos:

- Reparametrização da proteção de GD's após mudanças na topologia de rede;
- Estudo da coordenação e seletividade de sistemas de distribuição, após reconfigurações automáticas na rede, na presença de GD's;
- Recomposição automática de sistemas de distribuição através de dispositivos automatizados, após identificação e localização da falta;
- Reparametrização da proteção em sistemas de distribuição considerando análise estatística de dados e critérios de confiabilidade;

- Reparametrização da proteção em sistemas de distribuição após mudanças na topologia de rede, considerando ajustes instantâneos e bloqueio de dispositivos de proteção;
- Algoritmo para reestabelecimento automático da rede de distribuição após identificação e localização da falta, através de solução computacional.

## **7.2. Trabalhos publicados**

Ao longo deste trabalho de dissertação foram aprovados 2 artigos científicos:

- CBQEE'13 - X Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica.

Título do trabalho: *“Análise da Coordenação e Seletividade de Sistemas de Proteção em Tempo Real durante Reconfigurações de Redes de Distribuição de Energia Elétrica”*.

- ISGT – LA'13 - II IEEE Power Energy Society Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America.

Título do trabalho: *“Analysis of Coordination and Seletivity of Protection Systems during Reconfigurations of Distribution Energy Systems in Real Time”*.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)**. Brasília, 2012. Rev. 4. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso em: 9 mar. 2014.

BERNARDON, D. P.; PFITSCHER, L. L.; CANHA, L. N.; GARCIA, V. J.; SPERANDIO, M.; COMASSETTO, L.; RAMOS, M. J. da S. **Desenvolvimento de Sistemas Inteligentes para Reconfiguração Automática de Redes de Distribuição**. In: SEPOPE 2012, Rio de Janeiro. XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, 2012.

BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. **Protective Relaying: Principles and Applications**, Third Edition (Power Engineering. 3<sup>o</sup> ed. CRC Press, 2006.

COOPER Power Systems. **Manual de Religadores Microprocessados**. Reference data: R289-91-34.

CODI. **Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição**. 2.vol. Rio de Janeiro, RJ: Campus/Eletróbrás, 1982. 232p.

COMASSETTO, L. **Algoritmos Heurísticos de Otimização da Proteção e Manobra em Redes de Distribuição de Energia**. Tese de Doutorado – Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2008.

FERREIRA, F. A. L. **Metodologia para Reconfiguração de Redes de Distribuição Trifásicas Assimétricas e não Balanceadas com Geração Distribuída**. Dissertação de Mestrado – Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

GOMEZ, J. C; NESCI, S. M. **Effect of the Presence of Distributed Generation on the Studies of Overcurrent Protection Coordination**. In: CIRED Stockholm 22<sup>nd</sup> International Conference on Electricity Distribution 2013, Stockholm.

GUIMARÃES, M. A. de N. **Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica utilizando algoritmos de Busca Tabu**. Dissertação de Mestrado – Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2005.

JAVANADIAN, S. A. M; TAMIZKAR, R; HAGHIFAM, M. R. **A Protection and Reconfiguration Scheme for Distribution Networks with DG**. In: IEEE Bucharest Power Tech Conference 2009, Bucharest.

KAGAN, N.; SCHMIDT, H. P.; OLIVEIRA, C. C. B.; KAGAN, H. **Métodos de Otimização Aplicados a Sistemas Elétricos de Potência**. São Paulo, SP: Edgard Blücher Ltda, 2009. 216p.

KUNDUR, P. **Power system stability and control**. New York, NY: McGraw-Hill, 1994. 1176 p.

LEDESMA, J. J. G. **Uma Metodologia para Análise da Coordenação e Seletividade da Proteção de Sistemas de Distribuição**. Dissertação de Mestrado – Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2012.

LIM, S. I; CHOI, M. S; LEE, S. J. **Adaptive Protection Setting and Coordination for Power Distribution Systems**. In: The Eleventh International Middle East Power Systems Conference, 2006.

MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D. R. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro, RJ: LTC, 2011. 605p.

PFITSCHER, L. L.; BERNARDON, D. P.; CANHA, L. N.; MONTAGNER, V. F.; COMASSETTO, L.; RAMOS, M. J. da S. **Intelligent System for Automatic reconfiguration of Distribution Networks**. In: IEEE EAIS 2012, Madri. 2012 IEEE Conference on Evolving and Adaptive Intelligent Systems, 2012.

PFITSCHER, L. L.; BERNARDON, D. P.; CANHA, L. N.; MONTAGNER, V. F.; COMASSETTO, L.; RAMOS, M. J. da S. **Estudos de Paralelismo de Alimentados para Reconfiguração Automática de Redes de Distribuição**. In: IV SBSE 2012, Goiânia. 2012 IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2012.

PFITSCHER, L. L. **Reconfiguração Automática das Redes de Distribuição de Energia Elétrica em Tempo Real**. Tese de Doutorado – Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2013.

PILO, F; SOMA, G. G; RUGGERI, S; CELLI, G. **Optimal Protection Devices Allocation and Coordination in MV Distribution Networks**. In: University of Cagliari, Italy.

SOUZA, M. de S. **Análise Trifásica de Defeitos Utilizando-se Fluxo de Potência Continuado Baseado no Método de Injeção de Correntes Trifásico – MICT**. M Sc. UFJF, Juiz de Fora, MG, 2003.

## APÊNDICE A - EXEMPLOS DE CURVAS TÍPICAS DISPONÍVEIS F<sup>M</sup> DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Este apêndice apresenta algumas curvas disponíveis em religadores microprocessados e em relés digitais. Estas foram adotadas dentro do algoritmo elaborado para testar e validar a metodologia proposta nesta dissertação.

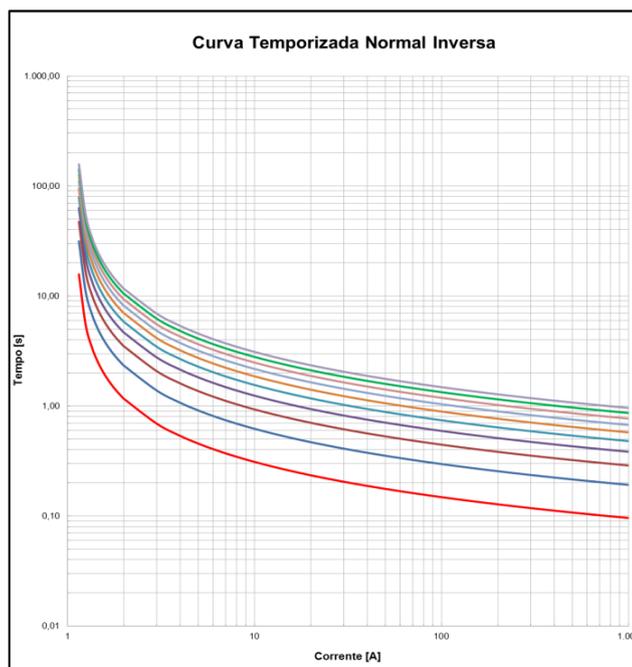


Figura A.1 - Exemplo de curva temporizada normal inversa.  
Fonte: Elaborada pelo autor.

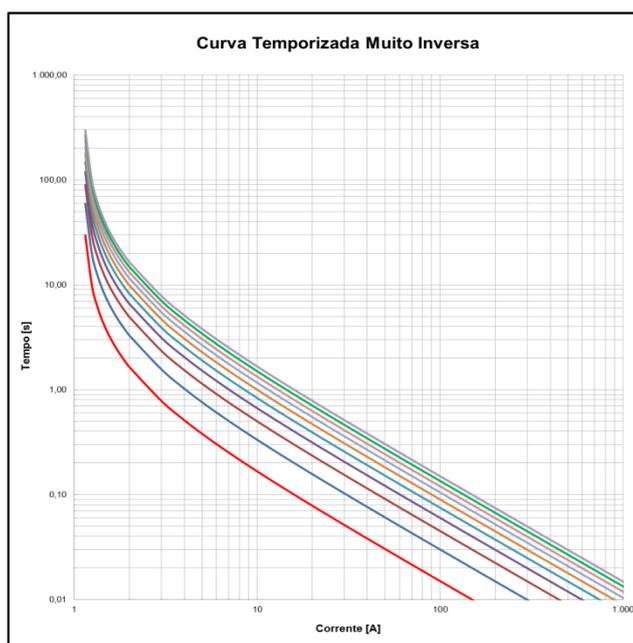


Figura A.2 - Exemplo de curva temporizada muito inversa.  
Fonte: Elaborada pelo autor.

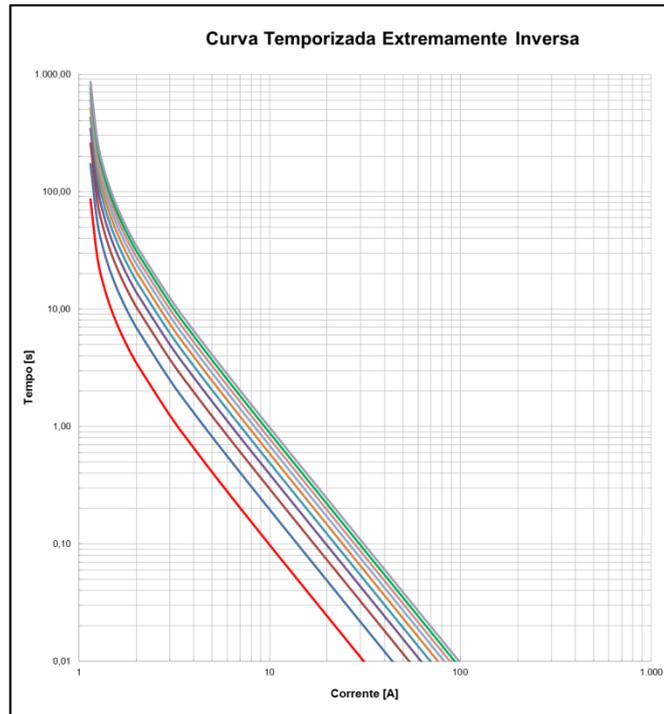


Figura A.3 - Exemplo de curva temporizada extremamente inversa.  
Fonte: Elaborada pelo autor.

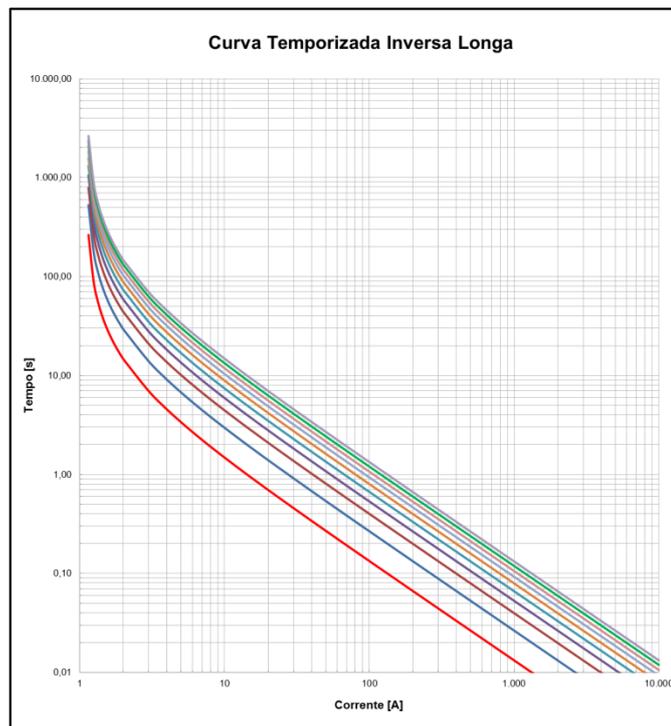


Figura A.4 - Exemplo de curva temporizada inversa longa.  
Fonte: Elaborada pelo autor.

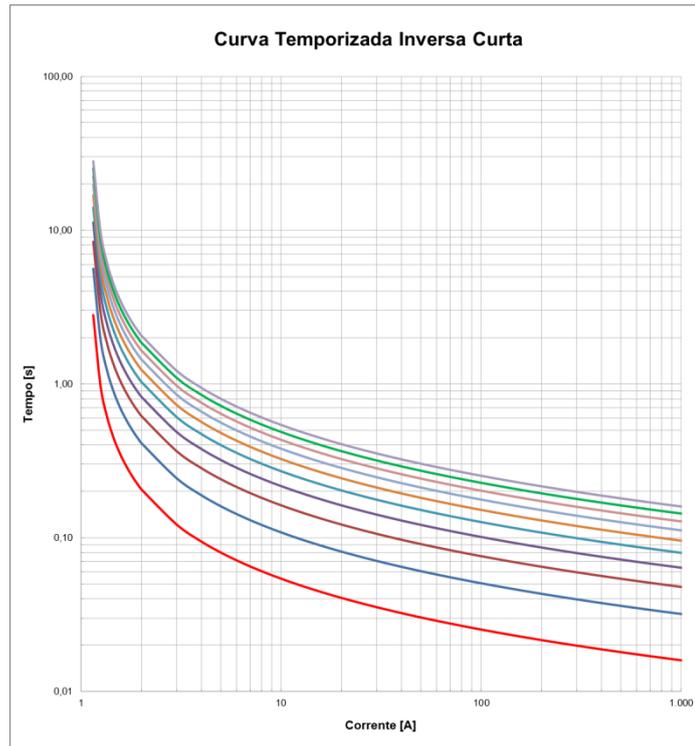


Figura A.5 - Exemplo de curva temporizada inversa curta.  
 Fonte: Elaborada pelo autor.

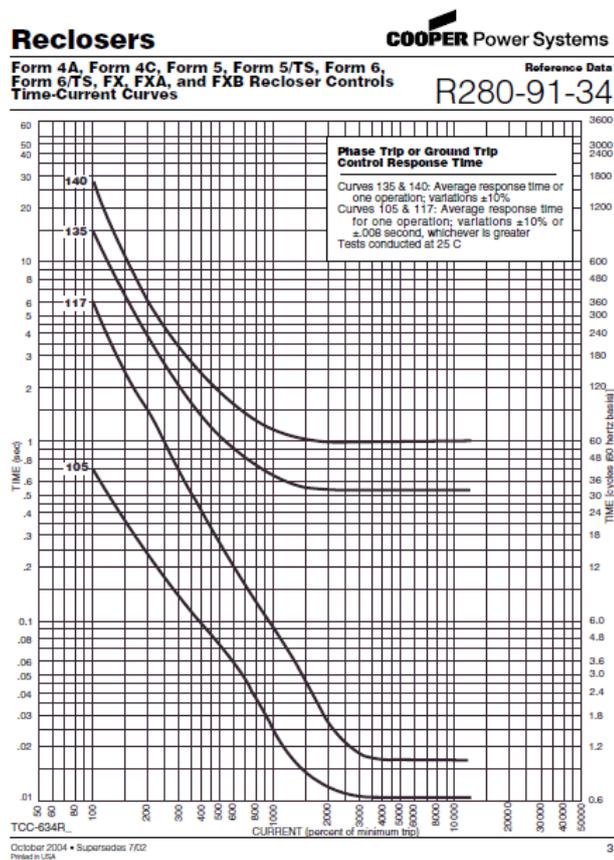


Figura A.6 - Curvas padronizadas em religadores Cooper tipo (FXB, Form. 4, Form. 5 e Form. 6).  
 Fonte: Manual do Religador Cooper.

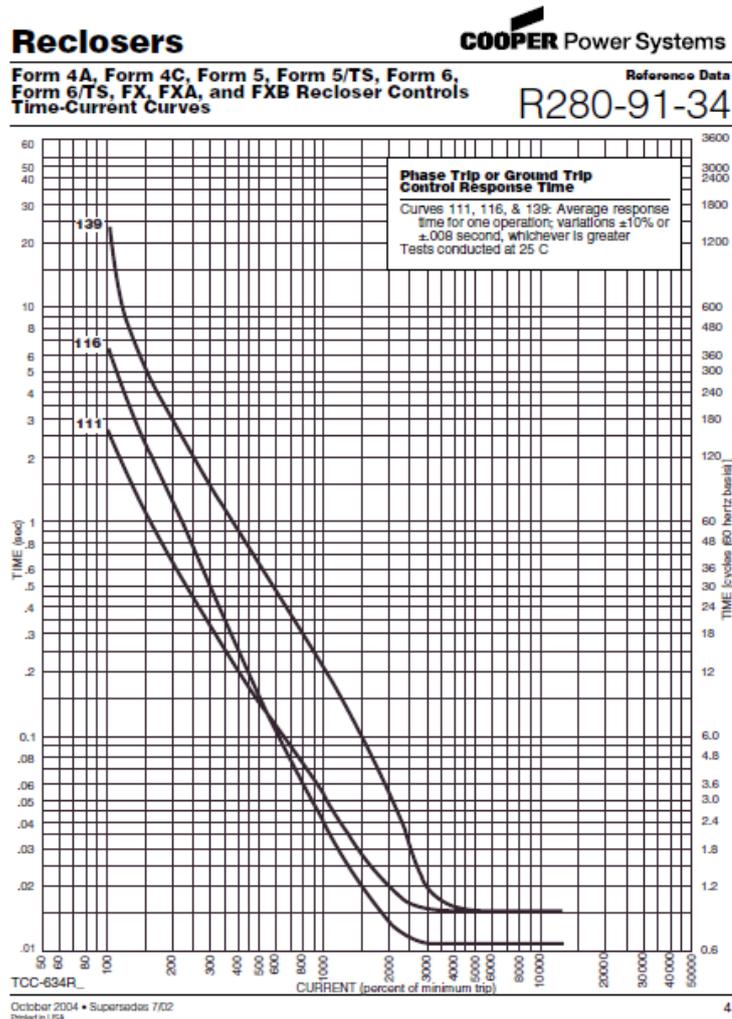


Figura A. 7 - Curvas padronizadas em religadores Cooper tipo (FXB, Form. 4, Form. 5 e Form. 6).  
 Fonte: Manual do Religador Cooper.

## APÊNDICE B – RESULTADOS GERADOS NAS SIMULAÇÕES

Simulação (2º teste):

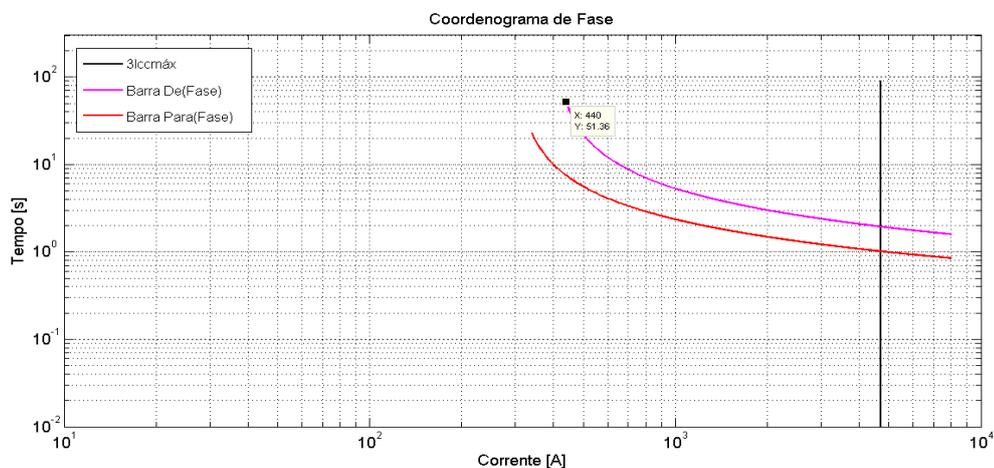


Figura A.6 - Resultado defeitos entre fases, dispositivos 100 e 105 (2º teste).

Fonte: Elaborada pelo autor.

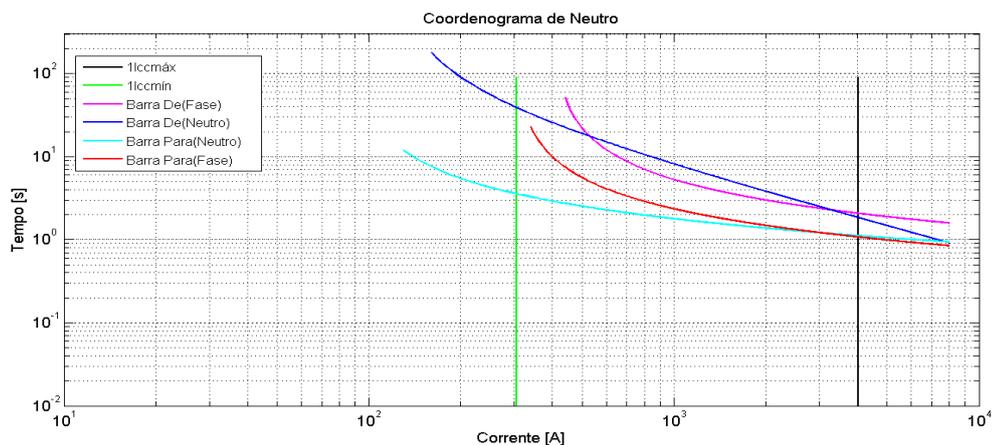


Figura A.7 - Resultado defeitos a terra, dispositivos 100 e 105 (2º teste).

Fonte: Elaborada pelo autor.

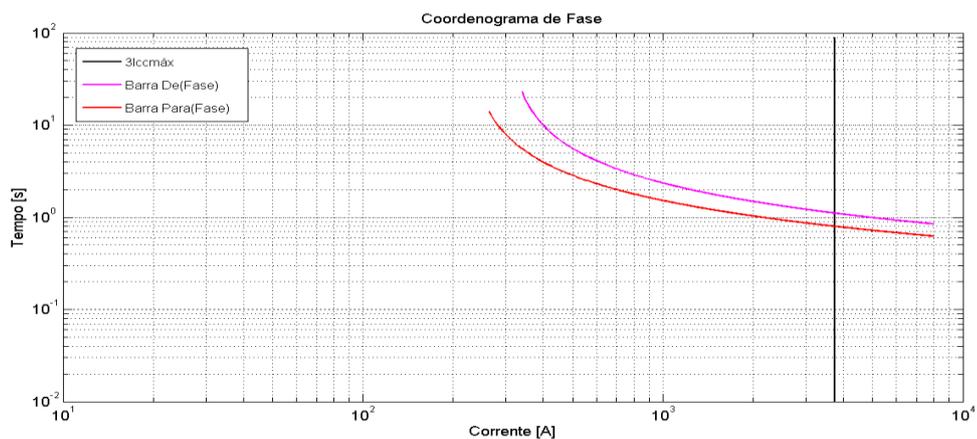


Figura A.8 - Resultado defeitos entre fases, dispositivos 105 e 18 (2º teste).

Fonte: Elaborada pelo autor.

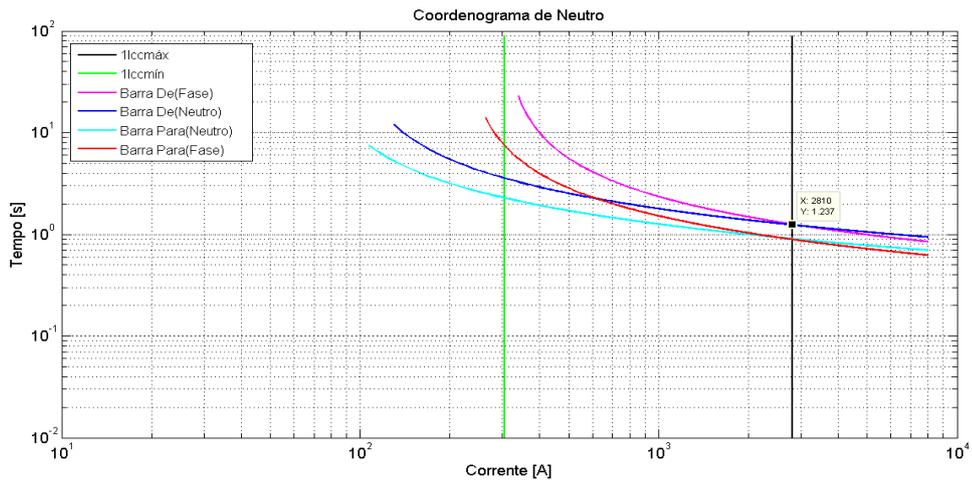


Figura A.9 - Resultado defeitos a terra, dispositivos 105 e 18 (2º teste).  
 Fonte: Elaborada pelo autor.

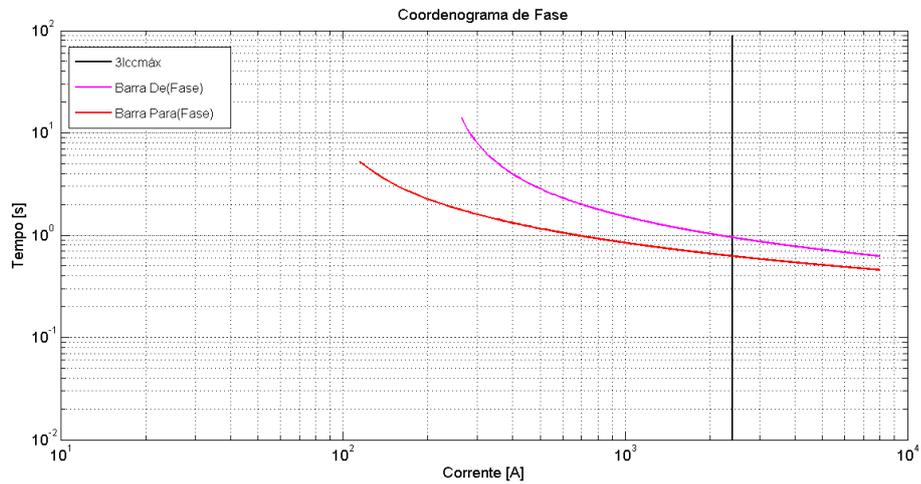


Figura A.10 - Resultado defeitos entre fases, dispositivos 18 e 10 (2º teste).  
 Fonte: Elaborada pelo autor.

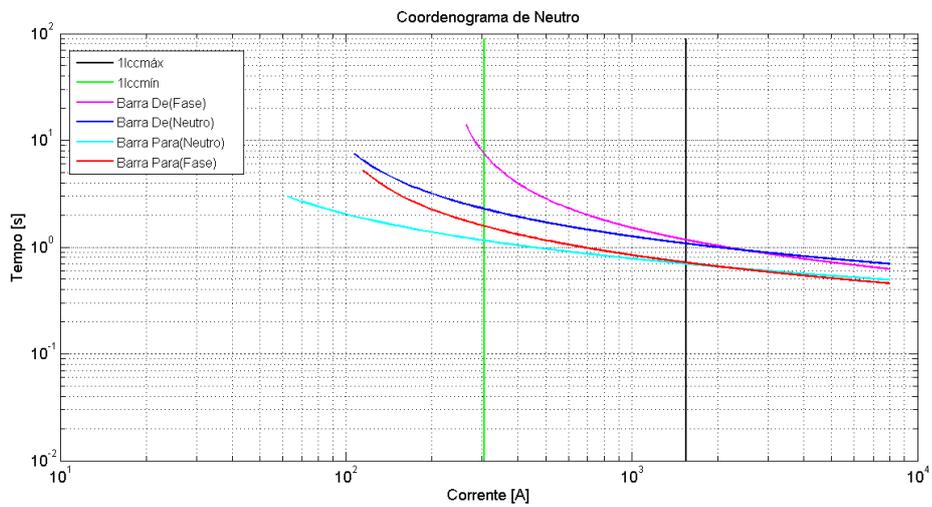


Figura A.11 - Resultado defeitos a terra, dispositivos 18 e 10 (2º teste).  
 Fonte: Elaborada pelo autor.

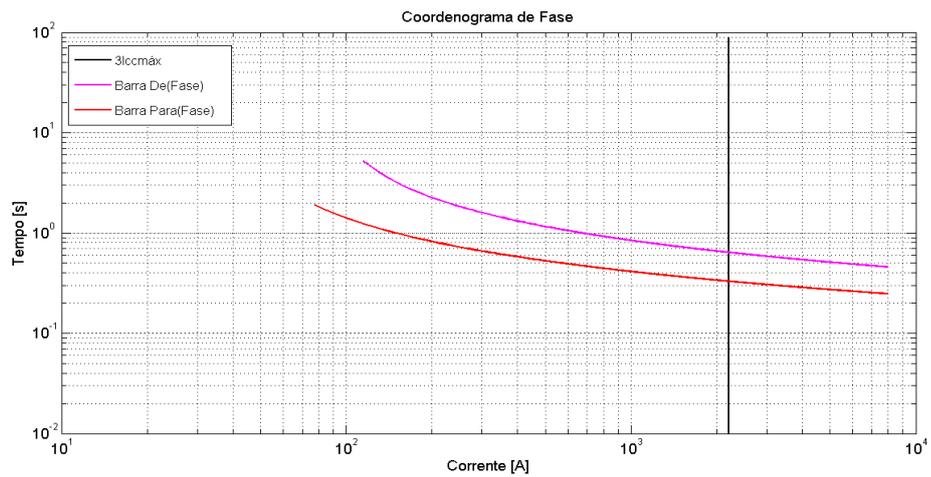


Figura A.12 - Resultado defeitos entre fases, dispositivos 10 e 8 (2º teste).  
Fonte: Elaborada pelo autor.

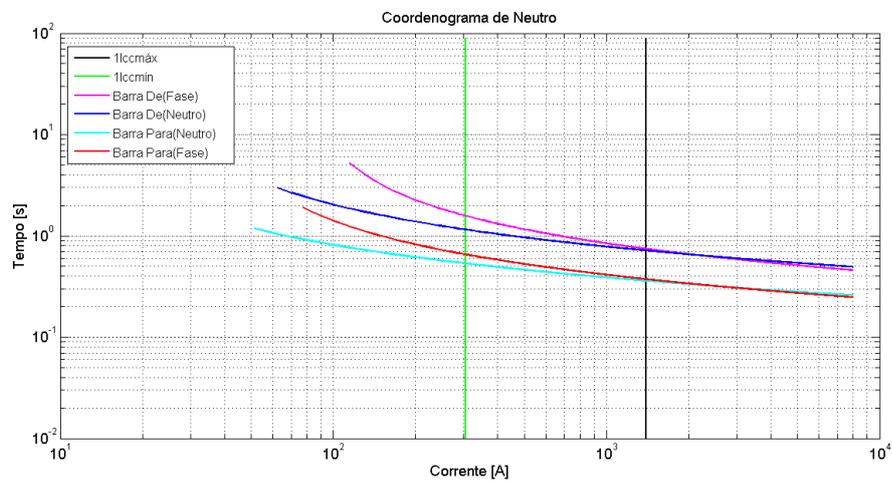


Figura A.13 - Resultado defeitos a terra, dispositivos 10 e 8 (2º teste).  
Fonte: Elaborada pelo autor.

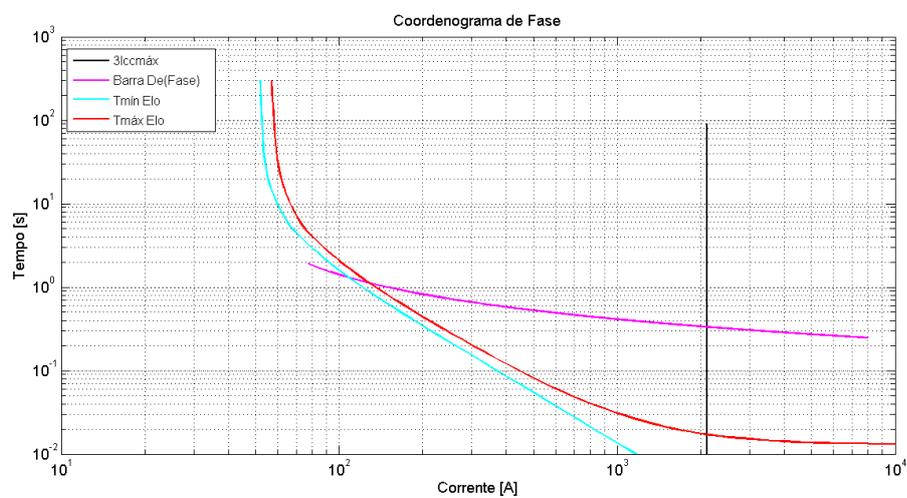


Figura A.14 - Resultado defeitos entre fases, dispositivos 8 e FU-25K (2º teste).  
Fonte: Elaborada pelo autor.

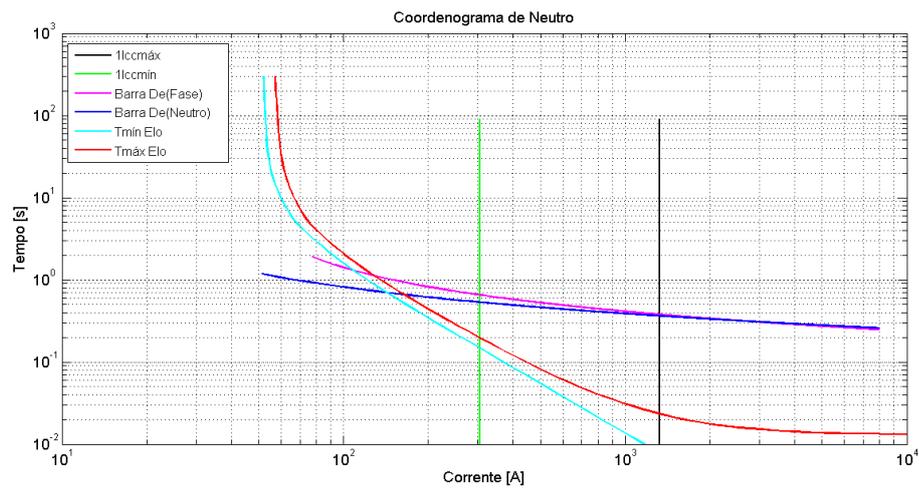


Figura A.15 - Resultado defeitos a terra, dispositivos 8 e FU-25K (2º teste).  
Fonte: Elaborada pelo autor.

Simulação (3º teste):

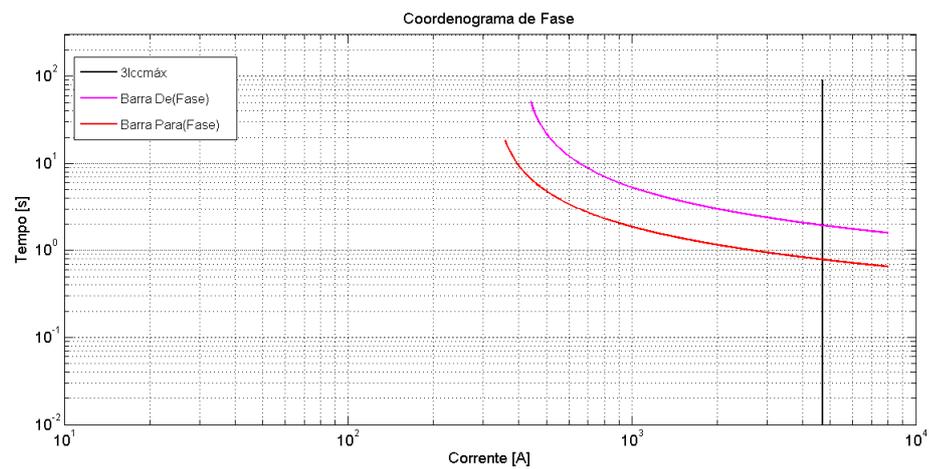


Figura A.16 - Resultado defeitos entre fases, dispositivos 1 e 6 (3º teste).  
Fonte: Elaborada pelo autor.

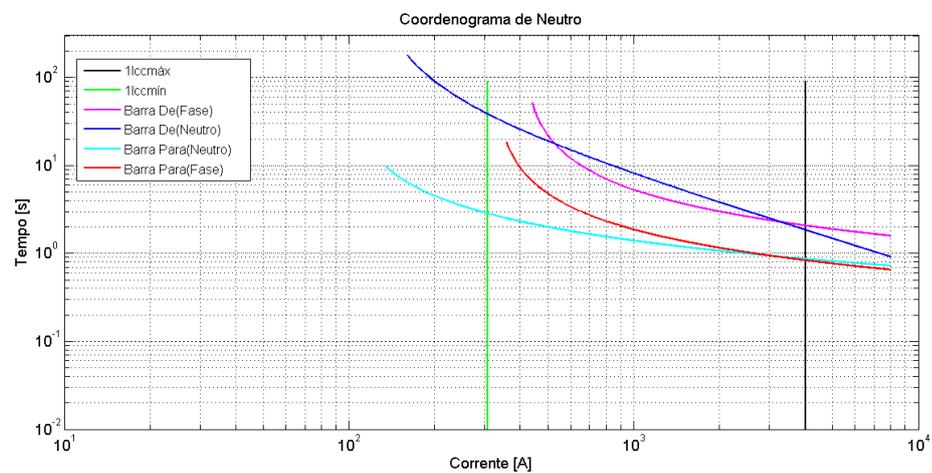


Figura A.17 - Resultado defeitos a terra, dispositivos 1 e 6 (3º teste).  
Fonte: Elaborada pelo autor.

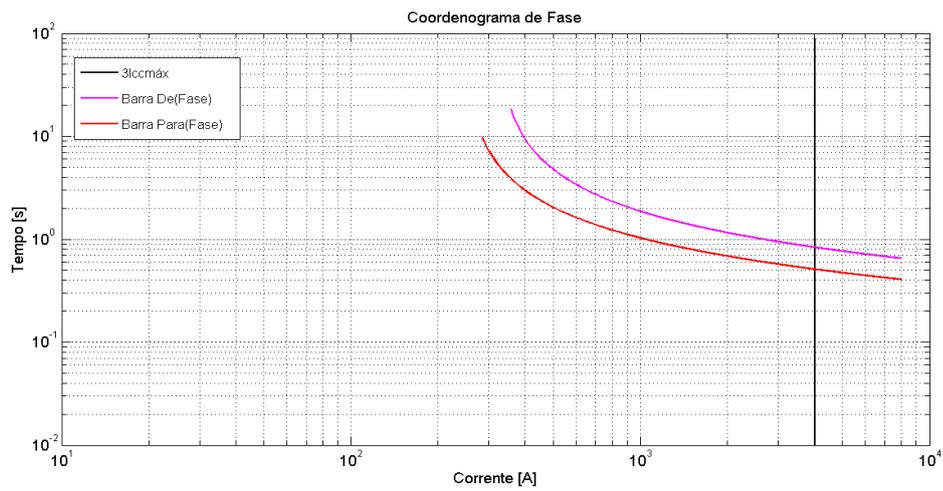


Figura A.18 - Resultado defeitos entre fases, dispositivos 6 e 10 (3º teste).  
Fonte: Elaborada pelo autor.

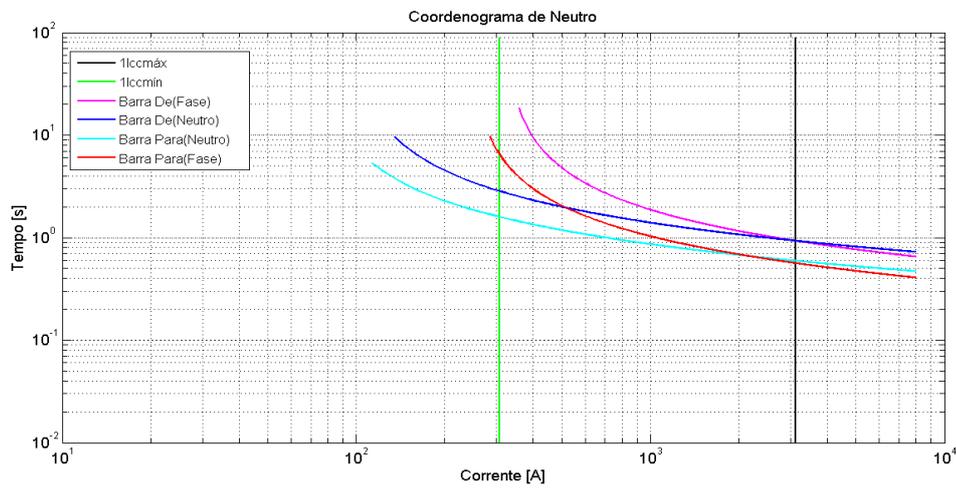


Figura A.19 - Resultado defeitos a terra, dispositivos 6 e 10 (3º teste).  
Fonte: Elaborada pelo autor.

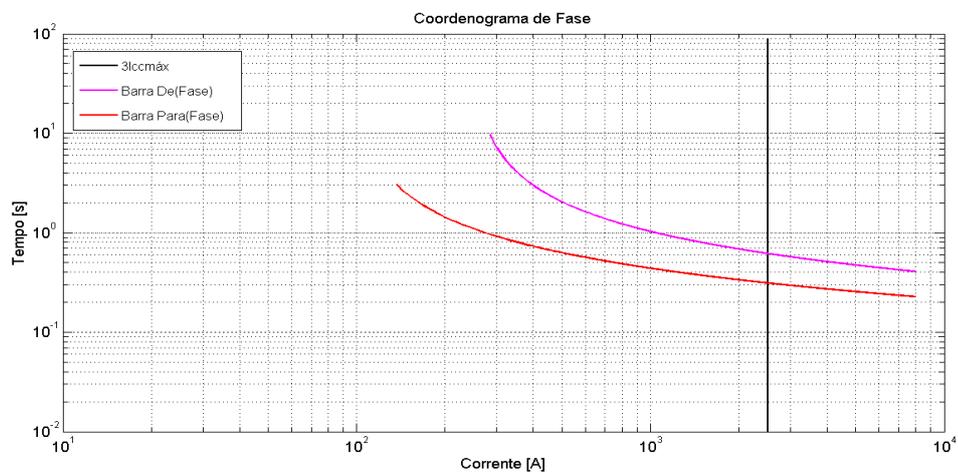


Figura A.20 - Resultado defeitos entre fases, dispositivos 10 e 18 (3º teste).  
Fonte: Elaborada pelo autor.

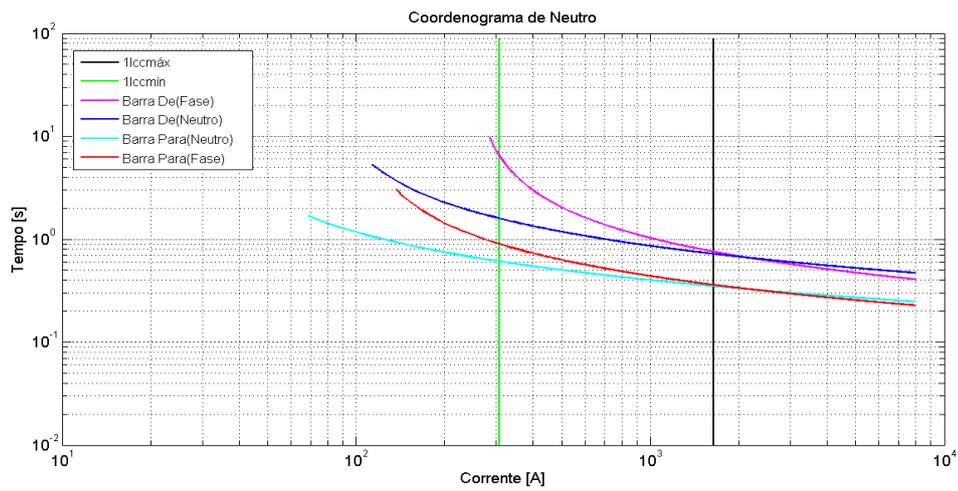


Figura A.21 - Resultado defeitos a terra, dispositivos 10 e 18 (3º teste).  
Fonte: Elaborada pelo autor.

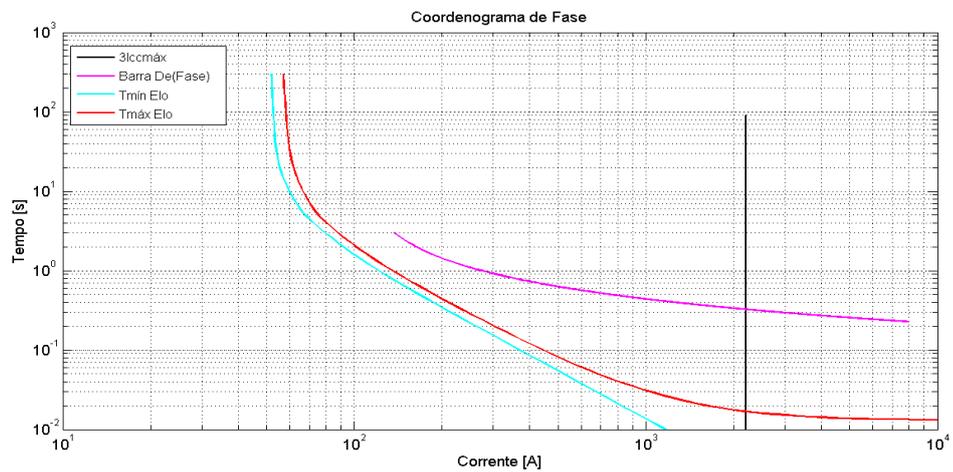


Figura A.22 - Resultado defeitos entre fases, dispositivos 18 e FU-25K (3º teste).  
Fonte: Elaborada pelo autor.

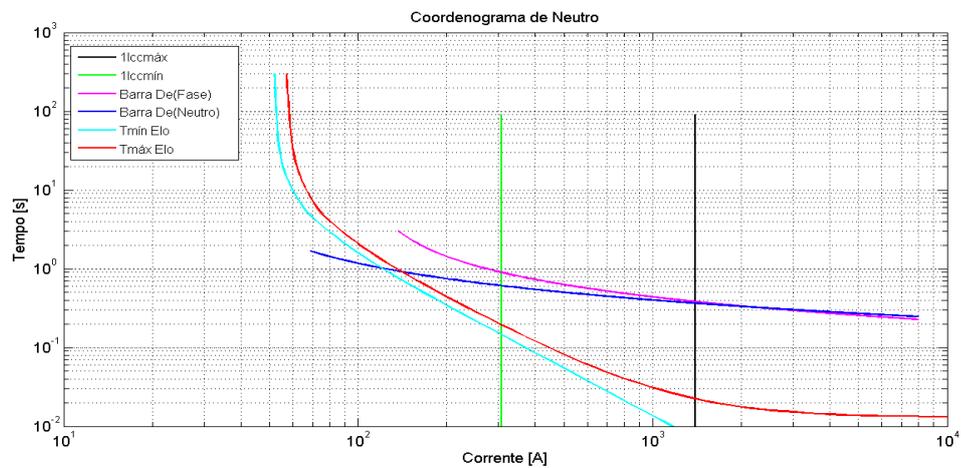


Figura A.23 - Resultado defeitos a terra, dispositivos 18 e FU-25K (3º teste).  
Fonte: Elaborada pelo autor.

Simulação (4º teste):

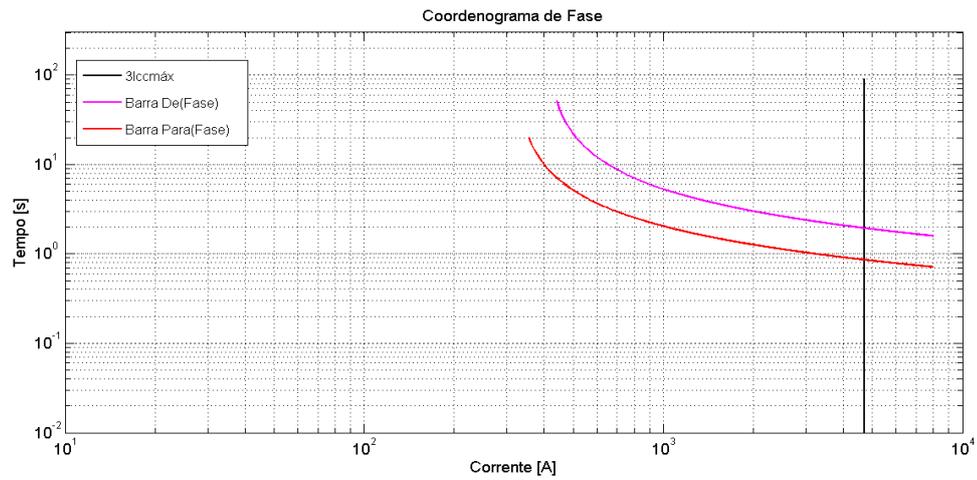


Figura A.24 - Resultado defeitos entre fases, dispositivos 1 e 6 (4º teste).  
Fonte: Elaborada pelo autor.

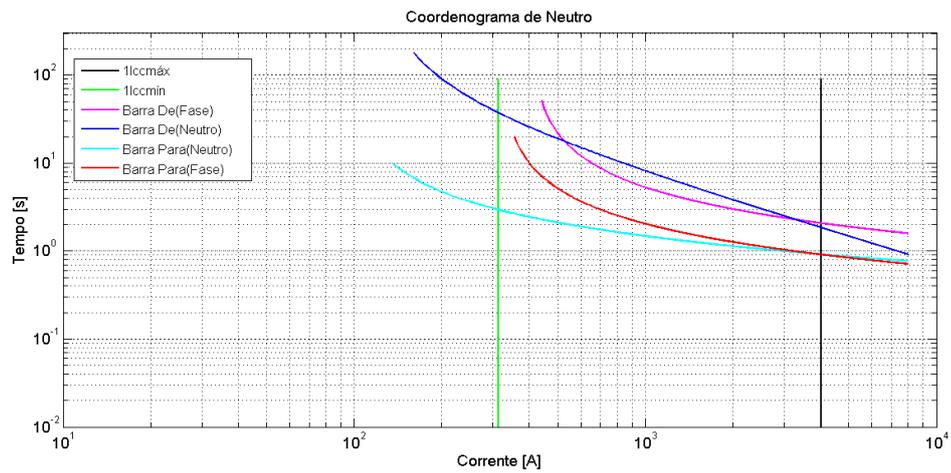


Figura A.25 - Resultado defeitos a terra, dispositivos 1 e 6 (4º teste).  
Fonte: Elaborada pelo autor.

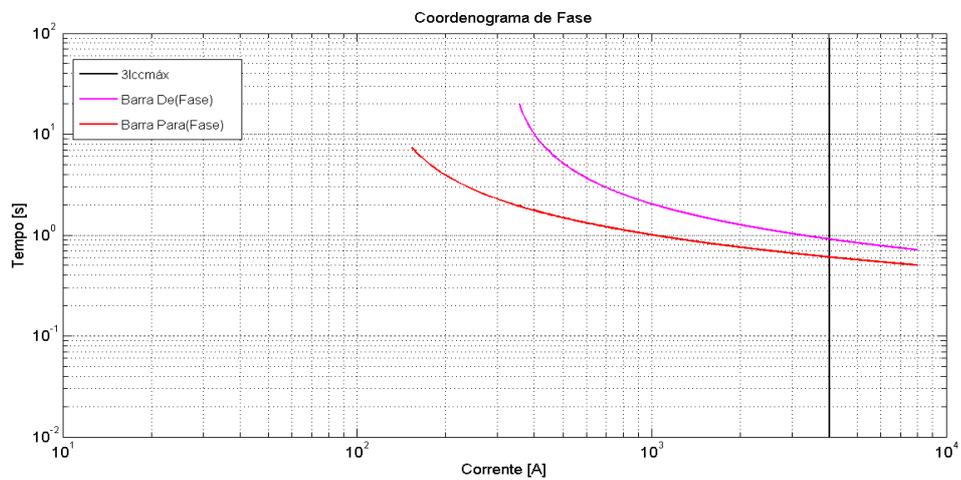


Figura A.26 - Resultado defeitos entre fases, dispositivos 6 e 8 (4º teste).  
Fonte: Elaborada pelo autor.

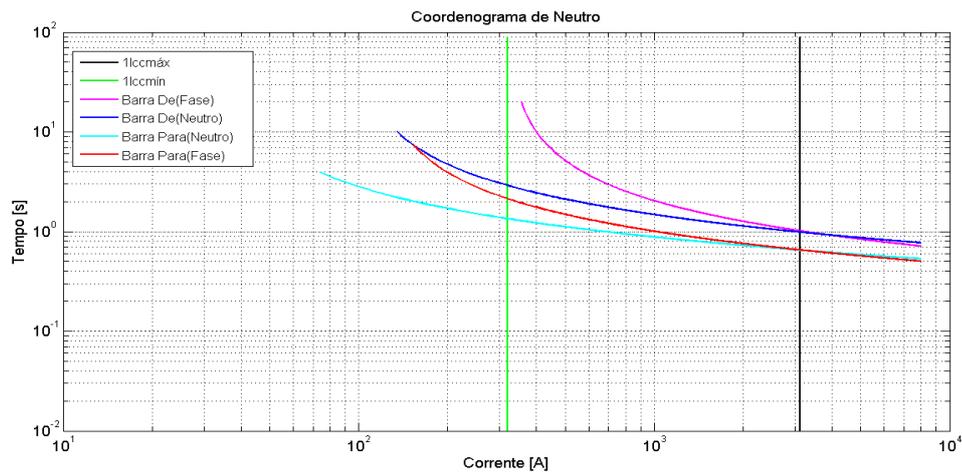


Figura A.27 - Resultado defeitos a terra, dispositivos 6 e 8 (4° teste).  
Fonte: Elaborada pelo autor.

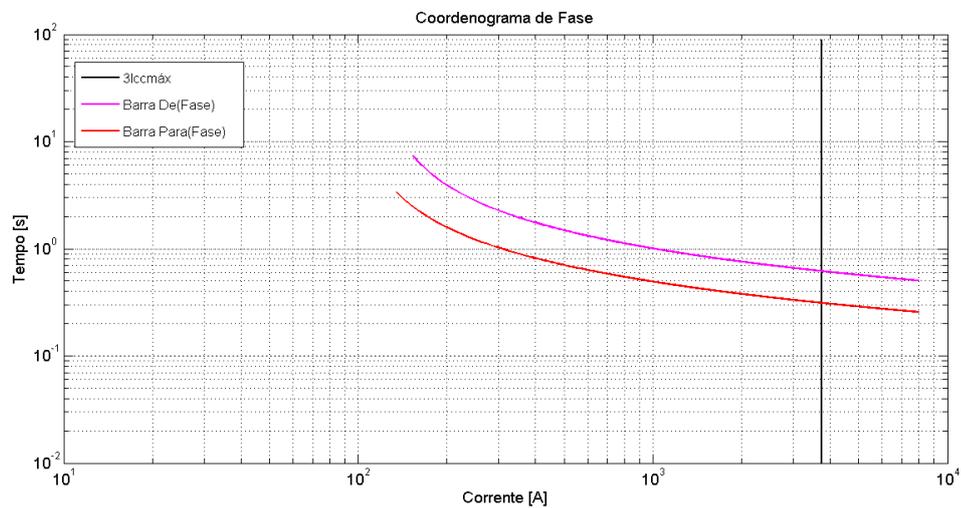


Figura A.28 - Resultado defeitos entre fases, dispositivos 8 e 9 (4° teste).  
Fonte: Elaborada pelo autor.

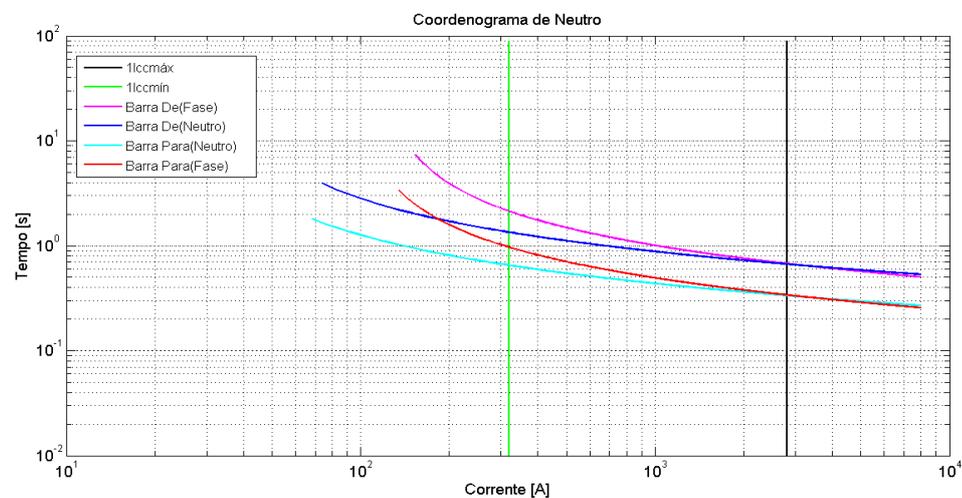


Figura A.29 - Resultado defeitos a terra, dispositivos 8 e 9 (4° teste).  
Fonte: Elaborada pelo autor.

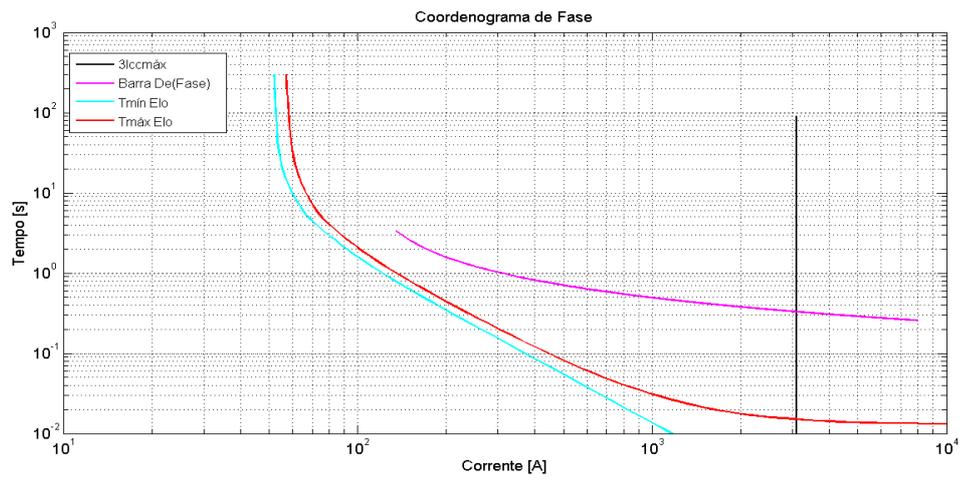


Figura A.30 - Resultado defeitos entre fases, dispositivos 9 e FU-25K (4º teste).  
Fonte: Elaborada pelo autor.

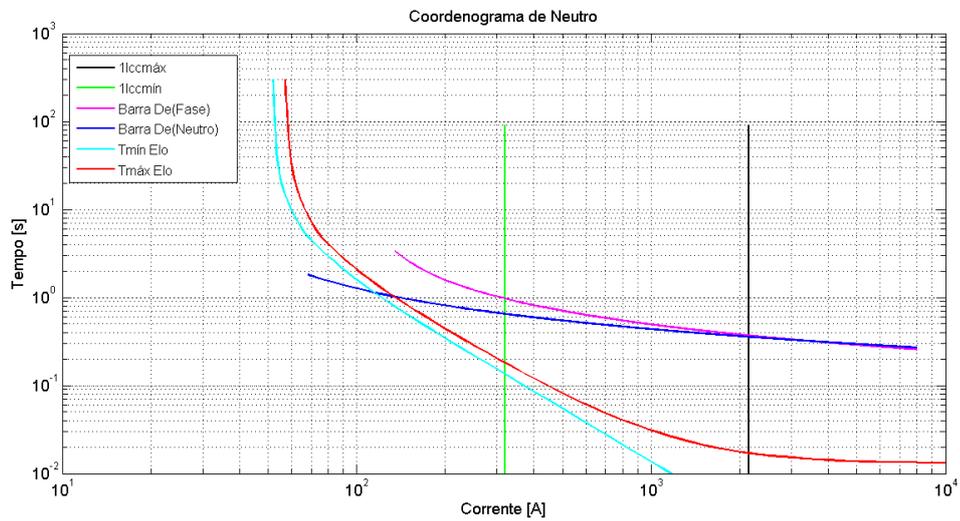


Figura A.31 - Resultado defeitos a terra, dispositivos 9 e FU-25K (4º teste).  
Fonte: Elaborada pelo autor.