

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

Marco Antônio Ferreira Boaski

**METODOLOGIA PARA COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DA
PROTEÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO INCLUINDO
AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE**

Santa Maria, RS, Brasil

2018

Marco Antônio Ferreira Boaski

METODOLOGIA PARA COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO INCLUINDO AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do grau de:
Mestre em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Daniel Pinheiro Bernardon

Santa Maria, RS, Brasil

2018

Boaski, Marco Antônio Ferreira
METODOLOGIA PARA COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DA
PROTEÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO INCLUINDO AVALIAÇÃO
DE CONFIABILIDADE / Marco Antônio Ferreira Boaski.- 2018.
128 p. ; 30 cm

Orientador: Daniel Pinheiro Bernardon
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2018

1. Seletividade e Coordenação 2. Proteção 3.
Confiabilidade I. Bernardon, Daniel Pinheiro II. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

©2018

Todos os direitos autorais reservados a Marco Antônio Ferreira Boaski. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Avenida Roraima, 1000, Prédio 10, Bairro Camobi, Santa Maria, RS, 97105-900

Endereço Eletrônico: ferreirab.marco@gmail.com

Marco Antônio Ferreira Boaski

METODOLOGIA PARA COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO INCLUINDO AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do grau de:
Mestre em Engenharia Elétrica

Aprovado em 23 de fevereiro de 2018:



Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. Eng. (UFSM)
(Presidente/Orientador)



Fernando Guilherme Kaehler Guarda, Dr. Eng. (UFSM)



Ederson Pereira Madruga, Dr. Eng. (UNIVATES)

Santa Maria, RS, Brasil

2018

Dedico este trabalho, e suas horas de dedicação à:

Meus pais, Leonice e Odail.

Minha noiva, Rejane.

Ao irmão, Leonardo.

AGRADECIMENTOS

A Leonice Teresinha Ferreira e Odail Boaski, meus pais, pelo imenso incentivo e exemplo. Sou grato pelos valores que me foram transmitidos como honestidade e humildade.

A Rejane, minha noiva e companheira, por seu amor e compreensão. Agradeço pela tolerância e envolvimento direto e indireto e no desenvolvimento da vida e deste trabalho.

Ao Leonardo, meu irmão, pela amizade e suporte. Por ter acompanhado essa etapa mesmo de longe, com indicações e sugestões.

Ao professor orientador, Daniel P. Bernandon, pela confiança para o desenvolvimento das pesquisas e trabalhos. E também a RGE Sul e sua equipe, que juntamente com a Universidade Federal de Santa Maria, produziram o projeto de P&D que resultou em parte do trabalho desenvolvido e também a auxílio financeiro ao longo desse período.

Ao professor Rafael Milbradt, pelo suporte no elaboração e desenvolvimento dos algoritmos e do software. E também a Augusto Görgen, Eduardo Martins e Santos Viana, da Megatecnologia pelo auxílio no desenvolvimento do software.

Aos amigos e colegas de grupo de pesquisa do CEESP, que auxiliaram muito para a elaboração deste trabalho.

Aos secretários do PPGEE, André Ross Borniatti e Luciana Kapenlinski pela responsabilidade e auxílio nas questões do curso.

A amigos externos a universidade, como Anderson Ceccato e Rafael Fidencio, pelas conversas e apoio.

Aos alunos que tive contato durante o contrato como professor substituto da universidade, que apresentaram desafios e também estímulos para seguir carreira acadêmica, com o intuito de influenciar positivamente o futuro de pessoas.

E aos demais amigos e pessoas que no convívio contribuíram para minha formação.

Por fim para os professores membros da comissão avaliadora, pelo profissionalismo e importantes contribuições ao trabalho desenvolvido.

"Se você só tiver disposto a realizar o que é fácil, a vida será difícil. Mas se concordar em fazer o que é difícil a vida será fácil."

(T. Harv Eker)

"Saber que você precisa mudar não é suficiente. Você precisa ter a coragem de fazer essa mudança."

(Robert T. Kiyosaki)

"O homem que nunca erra nada faz."

(Bernard Shaw)

RESUMO

METODOLOGIA PARA COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO INCLUINDO AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE

AUTOR: MARCO ANTÔNIO FERREIRA BOASKI
ORIENTADOR: DANIEL PINHEIRO BERNARDON

O sistema de distribuição de energia elétrica está em constante evolução, onde inserem-se novas estratégias, métodos e tecnologias para aprimorar sua funcionalidade, exemplos claros disso são as redes elétricas inteligentes e geração distribuída. Porém essas mudanças influenciam diretamente na forma de estudo, análise, planejamento e operação de todas áreas, entre elas a de proteção, que é essencial para a operação, tanto pelas questões de segurança das pessoas e equipamentos, quanto pelos indicadores de confiabilidade. Nesse sentido, este trabalho tem como objetivo a avaliação da coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção e também sugerir ajustes na parametrização dos equipamentos quando os padrões não forem atendidos. Para a busca de ajustes é utilizado uma metodologia de busca heurística em profundidade, pois suas características atendem as necessidades do problema, encontrando uma solução de maneira mais simples e rápida, satisfazendo as condições definidas. Como diferencial na avaliação da proteção também será analisada a confiabilidade, considerando a retirada de dispositivos de proteção quando não for possível atender as regras estabelecidas ou não apresentarem grande importância, verificando seu impacto nos indicadores. Para validar a metodologia proposta são considerados estudos de casos de redes reais. Os resultados encontrados mostraram a eficácia do método, encontrando soluções para a maioria dos casos. Demonstra também que há uma variação no impacto nos indicadores de confiabilidade na retirada de diferentes equipamentos de proteção, que será influenciado por variáveis como a extensão de rede protegida e o número total de dispositivos de proteção do conjunto. Por fim, foi comprovado que o método é válido para aplicação em concessionárias, onde foram encontradas soluções para a seletividade e coordenação dos dispositivos de proteção.

Palavras-chave: Seletividade e Coordenação. Proteção. Confiabilidade.

ABSTRACT

METHODOLOGY FOR COORDINATION AND SELECTIVITY OF PROTECTION IN DISTRIBUTION SYSTEMS INCLUDING RELIABILITY ASSESSMENT

AUTHOR: MARCO ANTÔNIO FERREIRA BOASKI
ADVISOR: DANIEL PINHEIRO BERNARDON

The electric distribution system is constantly evolving, in which new strategies, methods and technologies are added to improve its functionality, examples of this are smart grids and distributed generation. But these changes directly influence the way of study, analysis, planning and operation of all areas, including protection, which is essential for the operation, both for the safety of people and equipment and for reliability indicators. In this sense, this work has as objective an evaluation of the coordination and selectivity of the protection devices and also to suggest adjustments in the parameterization of the equipment when the standards are not met. For the adjustments search is considered a methodology of depth-first heuristic search, because its characteristics meet the needs of the problem, finding a solution in a simpler and faster way, which satisfies the defined conditions. As a differential in the evaluation of protection, reliability will also be analyzed, considering the withdrawal of protection devices when it is not possible to meet the established rules, or it do not present great importance, verifying their impact on the indicators. To validate the proposed methodology case studies of real networks will be presented. The results found showed the effectiveness of the method managing to find solutions for most cases. It also shows that there is a variation in the impact on the reliability indicators in the withdrawal of different protection equipment, which will be influenced by variables such as the protected network extension and the total number of protection devices of the set. Finally, the methodology was valid for application in power utilities, where solutions were found for the selectivity and coordination of protection devices.

Keywords: Selectivity and Coordination. Protection. Reliability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Curva do elo fusível tipo 6K.....	27
Figura 2.2 – Estrutura de chaves fusíveis.....	28
Figura 2.3 – Elo fusível.....	28
Figura 2.4 – Religador.....	31
Figura 2.5 – Esquema de medição e proteção de religadores com sensor de sobrecorrente de neutro.....	32
Figura 2.6 – Esquema de conexão entre relé, TCs e disjuntor na rede.....	33
Figura 2.7 – Tipos de curvas do padrão IEC-60255.....	34
Figura 3.1 – Proteção primária e de retaguarda.....	38
Figura 3.2 – Análise de zonas de seletividade entre dois dispositivos.....	39
Figura 3.3 – Proteção de retaguarda para dois ou mais dispositivos.....	40
Figura 3.4 – Avaliação da coordenação entre dispositivos de proteção.....	44
Figura 3.5 – Curva tempo x corrente – Fusíveis 10K e 12K.....	46
Figura 3.6 – Curva tempo x corrente – Fusíveis 10K e 20K.....	47
Figura 3.7 – Curvas Kyle 101, 120 e 200 de religadores.....	48
Figura 3.8 – Curva Kyle 120 com diferentes diais de tempo.....	48
Figura 3.9 – Coordenação entre chaves fusíveis e religadores com curva de fase e de neutro.....	49
Figura 3.10 – Coordenação entre dispositivos microprocessados.....	51
Figura 4.1 – Qualidade de energia e seus principais distúrbios.....	54
Figura 4.2 – Estrutura básica de MLE.....	62
Figura 4.3 – Rede exemplo para elaboração de MLE.....	64
Figura 5.1 – Fluxograma do método de avaliação da seletividade e coordenação.....	67
Figura 5.2 – Equipamentos de proteção em série.....	72
Figura 5.3 – Equipamentos em série de uma rede de distribuição.....	73
Figura 5.4 – Sentido de avaliação da proteção em uma rede de distribuição.....	74
Figura 5.5 – Avaliação do 1º par da seletividade.....	75
Figura 5.6 – Avaliação do 2º par da seletividade.....	75
Figura 5.7 – Avaliação do 1º par da coordenação.....	76
Figura 5.8 – Avaliação do 2º par da coordenação.....	76
Figura 6.1 – Fluxograma da metodologia nos ajustes de parametrização.....	77
Figura 6.2 – Busca heurística em amplitude.....	79
Figura 6.3 – Busca heurística em profundidade.....	80
Figura 6.4 – Busca heurística pela melhor escolha.....	80

Figura 7.1 – Rede com dispositivos - Estudo de Caso 01	86
Figura 7.2 – Tela de acionamento do algoritmo de seletividade e coordenação	87
Figura 7.3 – Tela de resultados do algoritmo de seletividade e coordenação	87
Figura 7.4 – Disposição dos dispositivos exemplo 01 – Estudo de Caso 01.....	89
Figura 7.5 – Coordenação exemplo 01 – Estudo de Caso 01 – (a) Condição inicial (b) Após os ajustes	90
Figura 7.6 – Disposição dos dispositivos exemplo 02 – Estudo de Caso 01.....	91
Figura 7.7 – Coordenação do exemplo 02 após ajustes - Estudo de Caso 01	92
Figura 7.8 – Tela de acionamento do algoritmo de confiabilidade	93
Figura 7.9 – Tela de resultados – Confiabilidade.....	93
Figura 7.10 – Rede com dispositivos – Estudo de Caso 02.....	94
Figura 7.11 – Disposição dos dispositivos exemplo 01 – Estudo de Caso 02.....	97
Figura 7.12 – Coordenação exemplo 01 – Estudo de Caso 02 – (a) Condição inicial (b) Após os ajustes	98
Figura 7.13 – Disposição dos dispositivos exemplo 02 – Estudo de Caso 02.....	98
Figura 7.14 – Coordenação do exemplo 02 após Ajustes – Estudo de Caso 02.....	100
Figura 7.15 – Rede com dispositivos - Estudo de Caso 03	101
Figura 7.16 – Disposição dos equipamentos exemplo 01 - Estudo de Caso 03	103
Figura 7.17 – Coordenação exemplo 01 – Estudo de Caso 03 - (a) Condição inicial (b) Após os ajustes	104
Figura 7.18 – Disposição dos dispositivos exemplo 02 - Estudo de Caso 03	105
Figura 7.19 – Coordenação do exemplo 02 após ajustes - Estudo de Caso 03	106
Figura A.1 – Elos Fusíveis Preferenciais - 6K, 10K, 15K, 25K, 40K e 65K.....	119
Figura A.2 – Elos Fusíveis Preferenciais - 100K, 140K e 200K.....	119
Figura A.3 – Elos Fusíveis Não-Preferenciais – 8K, 12K, 20K, 30K, 50K e 80K	120
Figura A.4 – Curvas Kyle de Religadores - 101 a 115.....	120
Figura A.5 – Curvas Kyle de Religadores - 116 a 135.....	121
Figura A.6 – Curvas Kyle de Religadores - 136 a 163.....	121
Figura A.7 – Curvas Kyle de Religadores - 164 a 202.....	121
Figura B.1 – Teorema de Fortescue	123
Figura B.2 – Diagrama de Impedâncias – Curto-Circuito Trifásico	125
Figura B.3 – Diagrama de Impedâncias – Curto-Circuito Monofásico-Terra.....	125
Figura B.4 – Diagrama de Impedâncias – Curto-Circuito Bifásico-Terra	126
Figura B.5 – Diagrama de Impedâncias – Curto-Circuito Bifásico	127

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Curvas e coeficientes padrão IEC-60255	34
Tabela 2.2 – Curvas e coeficientes padrão IEEE-C-37112	35
Tabela 3.1 – Coordenação entre elos primários e de retaguarda por valores de corrente	45
Tabela 4.1 – MLE da rede da Figura 4.3	64
Tabela 4.2 – MLE da rede da Figura 4.3 com tempos x taxa de falhas.....	65
Tabela 5.1 – Valores típicos de corrente de curto-circuito em diferentes tipos de solo	69
Tabela 7.1 – Não conformidades em coordenação - Estudo de Caso 01	87
Tabela 7.2 – Ajustes sugeridos nos dispositivos - Estudo de Caso 01	88
Tabela 7.3 – Dados do dispositivo (URU - 3) – Condição inicial.....	89
Tabela 7.4 – Dados do dispositivo (URU - 1290) – Condição inicial.....	89
Tabela 7.5 – Dados do dispositivo (URU - 1317) - Condição inicial	91
Tabela 7.6 – Dados do dispositivo (URU - 6197) - Condição inicial	91
Tabela 7.7 – Valores de DEC – Condição normal e com retirada do dispositivo – Estudo de Caso 01	94
Tabela 7.8 – Não conformidades em coordenação - Estudo de Caso 02	95
Tabela 7.9 – Ajustes sugeridos nos dispositivos - Estudo de Caso 02	96
Tabela 7.10 – Dados do dispositivo (URU - 1302) – Condição inicial.....	97
Tabela 7.11 – Dados do dispositivo (URU - 642) – Condição inicial.....	97
Tabela 7.12 – Dados do dispositivo (URU - 898) - Condição inicial	99
Tabela 7.13 – Dados do dispositivo (URU - 90027) - Condição inicial	99
Tabela 7.14 – Dados do dispositivo (URU - 8525) - Condição inicial	99
Tabela 7.15 – Dados do dispositivo (URU - 897) - Condição inicial	99
Tabela 7.16 – Dados de faltas, consumidores e tempos – Estudo de Caso 02	100
Tabela 7.17 – Valores de DEC - Condição normal e com retirada dos dispositivos – Estudo de Caso 02.....	101
Tabela 7.18 – Não conformidades em coordenação - Estudo de Caso 03.....	102
Tabela 7.19 – Ajustes sugeridos nos dispositivos - Estudo de Caso 03	102
Tabela 7.20 – Dados do dispositivo (URU-1478) – Condição inicial.....	103
Tabela 7.21 – Dados do dispositivo (URU - 1210) - Condição inicial	104
Tabela 7.22 – Dados do dispositivo (URU - 770) - Condição inicial	104
Tabela 7.23 – Dados do dispositivo (URU - 1128) - Condição inicial	105
Tabela 7.24 – Dados do dispositivo (URU – 1142) - Condição inicial.....	105

Tabela 7.25 – Dados de faltas, consumidores e tempos - Exemplo 03	106
Tabela 7.26 – Valores de DEC - Condição normal e com retirada do dispositivo – Estudo de Caso 03	107

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
ASIFI	- <i>Average System Interruption Frequency Index</i>
BDGD	- Base de Dados Geográfica da Distribuidora
CAIFI	- <i>Customer Average Interruption Frequency Index</i>
CPFL	- Companhia Paulista de Força e Luz
DEC	- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	- Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão
DICRI	- Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão
DMIC	- Duração Máxima de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão
ENS	- <i>Energy Not Supplied</i>
FEC	- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	- Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão
FU	- Chave Fusível
GD	- Geração Distribuída
IEC	- <i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	- <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MAIFI	- <i>Momentary Average Interruption Frequency Index</i>
MLE	- Matriz Lógico Estrutural
NA	- Normalmente Aberta
NF	- Normalmente Fechada
P&D	- Pesquisa e Desenvolvimento
PL	- Programação Linear
PLIM	- Programação Linear Inteira Mista
PRODIST	- Procedimentos de Distribuição
R	- Religador
RGESul	- Rio Grande Energia Sul
S	- Chave Seccionadora
SAIDI	- <i>System Average Interruption Duration Index</i>

SAIFI - *System Average Interruption Frequency Index*
SG - *Smart Grids*
TC - Transformador de Corrente
UFSM - Universidade Federal De Santa Maria

LISTA DE VARIÁVEIS

$C_{\%}$	- Taxa de crescimento anual de carga da região
DIC_p	- DIC limite na unidade consumidora
DIC_v	- DIC verificado na unidade consumidora
$DMIC_p$	- DMIC limite na unidade consumidora
$DMIC_v$	- DMIC verificado na unidade consumidora
dt	- Dial de tempo
EDEC	- Valor da duração equivalente de interrupção esperado
EENS	- Valor da energia não suprida esperada
EFEC	- Valor da frequência equivalente de interrupção esperada
$EUSD_{médio}$	- Média aritmética dos encargos do uso do sistema de distribuição
F_{ass}	- Fator de assimetria
FIC_p	- FIC limite na unidade consumidora
FIC_v	- FIC verificado na unidade consumidora
I	- Corrente medida no sistema
$I_{cc+Zf\min}$	- Corrente de curto-circuito com impedância de falta e influência de terra no final do trecho protegido
$I_{cc2\phi}$	- Corrente de curto-circuito bifásico no final do trecho protegido
$I_{cc3\phi_{ass}}$	- Corrente de curto-circuito trifásico assimétrico
$I_{cc3\phi_{sim}}$	- Corrente de curto-circuito trifásico simétrico
I_{ccmin}	- Corrente de curto-circuito mínimo no final do trecho protegido
I_e	- Valor nominal do elo fusível
I_L	- Corrente de carga do circuito
I_{magTR}	- Corrente de magnetização do transformador
I_{nomTR}	- Corrente nominal do transformador
$I_{pick-up-fase}$	- Corrente de pick-up de fase do religador
I_{pk}	- Corrente de pick-up ou corrente inicial para atuação
K_1	- Fator de crescimento de carga
K_2	- Fator de sobrecarga
K_3	- Fator de desequilíbrio
kei	- Coeficiente de majoração
L	- Carga ativa

L_i	- Carga não suprida durante uma interrupção sustentada (i)
m	- Número de colunas
$M^*_{i,j}$	- Elemento da MLE linha (i) e coluna (j), somente considerando apenas taxa de falhas
N	- Número de consumidores
n	- Número de linhas
na	- Número de anos previsto até o próximo estudo
N_C	- Número total de unidades consumidoras atendidas no conjunto
N_i	- Número de consumidores afetados por interrupções sustentadas durante o período de tempo
N_i	- Número de consumidores da linha (i)
n_{int}	- Número de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão
N_T	- Número de consumidores da área determinada
r_i	- Duração da interrupção sustentada (i)
$t(i)$	- Tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora ou por ponto de conexão
$t(i)_{max}$	- Valor corresponde ao tempo na máxima duração de interrupção contínua (i)
$t_{crítico}$	- Valor corresponde ao tempo de duração de interrupção ocorrida em dia crítico
TD	- Tempo de Deslocamento
$t_d(I)$	- Tempo de atuação conforme corrente (I)
TI	- Tempo de isolamento
$T_{máx1°}$	- Tempo máximo de fusão do elo fusível primário
$T_{mín2°}$	- Tempo mínimo de fusão do elo fusível de retaguarda
TR	- Tempo de restauração do suprimento de energia
TT	- Tempo de Transferência
$Valor_{DIC}$	- Valor da compensação por violação de DIC
$Valor_{DMIC}$	- Valor da compensação por violação de DMIC
$Valor_{FIC}$	- Valor da compensação por violação de FIC
$\Delta t_{mín}$	- Diferença de tempo mínimo
λ	- Taxa anual de falhas

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	19
1.1 ESTADO DA ARTE.....	20
1.2 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA.....	22
1.3 OBJETIVO.....	23
1.4 DELIMITAÇÕES DO TRABALHO.....	23
1.5 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS	24
2. DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO	25
2.1 CONCEITOS BÁSICOS	25
2.2 CHAVES FUSÍVEIS	26
2.3 RELIGADORES	29
2.4 RELÉS	32
3. SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO	37
3.1 DEFINIÇÃO	37
3.2 SELETIVIDADE	38
3.2.1 Seletividade em chaves fusíveis.....	40
3.2.2 Seletividade em religadores.....	41
3.3 COORDENAÇÃO	42
3.3.1 Coordenação entre chaves fusíveis	44
3.3.2 Coordenação entre chaves fusíveis e dispositivos microprocessados.....	47
3.3.3 Coordenação entre dispositivos microprocessados.....	50
3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	52
4. CONFIABILIDADE	53
4.1 DEFINIÇÃO	53
4.2 CONFIABILIDADE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	54
4.2.1 Indicadores de Continuidade Individuais.....	56
4.2.2 Indicadores de Continuidade Coletivos	57
4.2.3 Limites dos indicadores e compensações financeiras.....	58
4.3 MODELAGEM DA CONFIABILIDADE	60
4.4 MATRIZ LÓGICA ESTRUTURAL	61
4.4.1 Modelagem da Matriz Lógica Estrutural	62
4.4.2 Cálculo dos indicadores através de MLE	65
5. MÉTODO DE AVALIAÇÃO DA SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO	67
5.1 MODELAGEM DA REDE.....	68

5.2	CURTO-CIRCUITO	68
5.2.1	Cálculo de Curto-Circuito.....	69
5.3	DEFINIÇÃO DOS PADRÕES DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE.....	71
5.4	AVALIAÇÃO DA SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO	72
5.4.1	Varredura da rede.....	72
5.4.2	Análise dos dispositivos	74
5.4.3	Resultado da Análise.....	76
6.	MÉTODO DE AJUSTE NA PARAMETRIZAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO.....	77
6.1	MÉTODO DE BUSCA DE AJUSTES	78
6.1.1	Métodos de busca heurística	79
6.2	AJUSTES PARA NÃO CONFORMIDADES EM SELETIVIDADE.....	81
6.3	AJUSTES PARA NÃO CONFORMIDADES EM COORDENAÇÃO.....	82
6.4	AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE	83
6.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	84
7.	IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL E ESTUDOS DE CASOS.....	85
7.1	A PLATAFORMA E OS ALGORITMOS	85
7.2	ESTUDO DE CASO 01	86
7.2.1	Seletividade e Coordenação.....	86
7.2.2	Confiabilidade	92
7.3	ESTUDO DE CASO 02	94
7.3.1	Seletividade e Coordenação.....	94
7.3.2	Confiabilidade	100
7.4	ESTUDO DE CASO 03	101
7.4.1	Seletividade e Coordenação.....	101
7.4.2	Confiabilidade	106
7.5	RESULTADOS E CONSIDERAÇÕES	107
8.	CONCLUSÃO.....	109
8.1	TRABALHOS FUTUROS	110
8.2	TRABALHOS PUBLICADOS.....	111
	REFERÊNCIAS	113
	APÊNDICE A CURVAS DOS ELOS FUSÍVEIS E RELIGADORES	119
	APÊNDICE B TEOREMA DE FORTESCUE.....	123

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica também é um indicador de desenvolvimento humano e econômico, o seu fornecimento com qualidade e confiabilidade influencia diretamente a sociedade (ABAIDE, 2005). Apenas a disponibilidade da energia elétrica não garante um alto índice de desenvolvimento, para tal depende-se também da sua eficiência na geração, no transporte e no seu consumo. O sistema elétrico de potência brasileiro tem passado por mudanças com o objetivo de que o fornecimento de energia aos consumidores tenha um desempenho satisfatório tanto nas questões técnicas, quanto econômicas.

Há transformações surgindo em todo o setor elétrico por questões de demandas, estratégias e por tecnologias. Alguns conceitos não são novos, mas estão aparecendo com maior força, como são os exemplos de Geração Distribuída (GD) e de *Smart Grids* (SG). A geração distribuída, refere-se à produção de energia mais próxima ou inserida na área de consumo, o que vem a mudar o modelo de grandes fontes muitas vezes distantes dos centros de carga. Esse conceito influencia desde a geração, por questões de variação da demanda, quanto das redes de distribuição de energia, pois podem mudar o seu padrão radial de fluxo de energia. Já o conceito *smart grid* diz a respeito à operação das redes de distribuição, onde antes se tinha uma visão de uma rede fortemente estática, mas com a utilização de tecnologias e metodologias, insere-se uma versatilidade na estrutura de operação (BROWN, 2008), que podem ser utilizadas para diversos fins como reconfiguração, controle de nível de tensão, *self-healing*, entre outros.

Todos esses conceitos e tecnologias inseridas no setor de distribuição de energia elétrica tem como objetivo flexibilizar e incrementar a capacidade de gerenciamento da rede, assim melhorando o desempenho para a prestação de serviço no transporte da energia até o consumidor final. Porém isso reflete em modificações gerais nos quesitos de estudo, análise, operação e planejamento (BERNARDON et al., 2014). Com esses desenvolvimentos, acabam-se por inserir novas complexidades na rede que podem ter tanto impactos positivos quanto negativos, caso seu funcionamento não seja adequado. Devido a isso, há diversos campos que precisam ser reavaliados para atender esse progresso.

Frente às demandas que surgem, uma das áreas que carece de atenção especial é a de proteção, no sistema elétrico é essencial ter meios para proteger os equipamentos e os seres vivos nos casos de falhas ou faltas na rede. Apesar disso, ao mesmo tempo é necessário ter

preocupação em relação a operações indevidas, as quais causam a desenergização desnecessária de consumidores e também a redução nos indicadores de confiabilidade da concessionária. No Brasil, em sua maioria as redes de distribuição de energia elétrica são aéreas e com cabos nus, o que ocasiona uma maior exposição a fatores externos que podem vir a causar falhas por descargas atmosféricas, contato com galhos de arvores, colisões com veículos, entre outros (RAMOS, 2014).

Na distribuição de energia, a maior parte da proteção se baseia em equipamentos eletromecânicos que são as chaves fusíveis, também há a existência de dispositivos microprocessados, que são os religadores, porém em número muito inferior. Para uma proteção adequada das redes é indispensável que os equipamentos tenham capacidade de interrupção dos níveis de curto-circuito característicos, apesar disso um ponto fundamental é referente as parametrizações dos dispositivos, para que estes operem quando for realmente necessário (COMASSETTO et al., 2008a). Na proteção contra sobrecorrentes é um ponto importante, e para isso são realizados de estudos de seletividade e coordenação, visando a sensibilidade ao nível de corrente e a correta sequência de operação destes dispositivos.

A proteção das redes busca garantir o contínuo fornecimento de energia e também a minimização da área afetada por faltas, sendo assim também tem efeito sobre a confiabilidade do sistema. Os indicadores de confiabilidade são muito significantes para as concessionárias, por questões estratégicas para maiores investimentos nas áreas em que há maior número de interrupções, como também pela existência de penalidades financeiras quando não há cumprimento das metas estipuladas (SIIRTO et al., 2015; XU et al., 2016).

1.1 ESTADO DA ARTE

A proteção das redes de distribuição tem grande importância e devido a isso são extensas as pesquisas sobre esse tema. Estes trabalhos podem ser direcionados exclusivamente para a questão de proteção, como seletividade e coordenação, ou também se relacionado com outras questões, como reconfiguração de redes, GDs e entre outras. Do estado da arte os trabalhos que envolvem a proteção destacam-se os citados abaixo.

O autor SOUZA em 2003 trata a questão da modelagem das redes como um ponto essencial para os estudos envolvendo sistemas de proteção. LEDESMA (2012) segue nesse sentido com as considerações acerca de características próprias de operação e estrutura das redes de distribuição, como topologia de rede e desequilíbrio de cargas.

Voltado diretamente nas parametrizações de dispositivos há a pesquisa de COMASSETTO (2008), que traz contribuições diretas para a proteção, através de uma ferramenta computacional para realizar a seletividade e coordenação de sistemas de distribuição de energia elétrica para determinadas configurações. Já RAMOS (2014), apresenta uma metodologia para a seletividade e coordenação de dispositivos, porém com a análise do comportamento dessas para as reconfigurações de rede.

Em 1998, a proteção já era estudada atentamente, TOMSOVIC e SOUDI, propuseram a otimização da proteção em sistemas de distribuição através de uma programação binária. Para isso, o problema foi modelado através de uma programação linear inteira, e tinha como objetivo a alocação dos dispositivos de proteção buscando a minimização dos indicadores de frequência de faltas sustentadas no sistema. Similar a isso, os autores FERREIRA; BRETAS e CARDOSO (2010), realizaram estudos quanto a alocação dos dispositivos de proteção, buscando a otimização tanto de índices de faltas sustentadas quanto das momentâneas, para isso utilizaram-se de modelagem não linear e algoritmos genéticos para solução do problema.

Há estudos que também entram temas como o das gerações distribuídas, um trabalho referente a esse tema inserido na proteção de sistema é o de LUIZ, (2012) em que há inserção de GDs, uma vez que irá aumentar a complexidade do sistema e causar mudanças de fluxo de potência, e através disso propriamente propor uma avaliação na condição de proteção do sistema. Nesse contexto há diversos trabalhos que trazem uma revisão da proteção na distribuição frente as GDs, como é o caso de MANDITEREZA e BANSAL, (2016), onde discute-se questões como a mudança da operação radial da rede, o comportamento do curto-circuito com os diferentes tipos de fontes, a estabilidade do sistema, a possibilidade de isolamento de partes do sistema e as estratégias de proteção para o futuro das redes de distribuição.

Um tema relativamente atual nas redes de distribuição é referente a proteção adaptativa devido a possibilidade de variações que na configuração da mesma através de manobras ou inserção de fontes. A proteção adaptativa pode ser aplicada de diferentes formas na rede, devido a isso os autores PIESCIOVSKY e SCHULZ (2017), realizaram um estudo comparativo entre duas técnicas, a primeira onde há diferentes ajustes de proteção pré-configurados nos dispositivos de proteção e a escolha acontece através da condição da rede, e a segunda técnica onde se utiliza um programa lógico-matemático externo que ajusta as parametrizações dos dispositivos conforme as condições do sistema. Nesse assunto ainda há o trabalho de IBRAHIM et al., (2016), promove um esquema de coordenação entre equipamentos de maneira adaptativa para dispositivos de sobrecorrente direcionais através de um algoritmo de colônia de abelha (ABC).

Também há pesquisas quanto aos esquemas de proteção em si, a pesquisa de PATHIRANA, RAJAPAKSE e PERERA (2017), apresenta um esquema de proteção que se utiliza das correntes do regime transitório e sua polaridade para ter maior agilidade na percepção de faltas. Isso auxilia a questão da proteção, uma vez que, com maior velocidade de operação do sistema diminui-se a possibilidade de problemas com a estabilidade da fontes conectadas na rede de distribuição.

Outra questão importante é quanto a comunicação das *smart-grids*, nesse contexto os autores JAMALI e BORHANI-BAHABADI, (2017) apresentam um método para a proteção das redes de distribuição com a presença de GDs, onde há ausência de comunicação. Esse método considera tanto condições de operações normais quanto em operação ilhada. Busca-se a parametrização dos dispositivos com características que atendam as questões de correntes e tensões locais.

1.2 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

A evolução nas redes de distribuição é notável, tanto em questões de receptibilidade as novas tecnologias e conceitos, como para melhor atender o consumidor final em questões de qualidade e segurança de fornecimento de energia elétrica. Para que seja possível acompanhar esse desenvolvimento, mas ao mesmo tempo tenha-se redes seguras para operação é necessário que a proteção participe ativamente desse progresso para não inviabilizar nenhuma das ações que poderiam ser tomadas através das *smart grids*.

Diante da relevância da proteção no sistema de distribuição de energia, tanto por questões de segurança dos equipamentos e pessoas, como por questões de operação do sistema, torna-se importante a aplicação de técnicas de otimização para que, com isso, indique-se ajustes que atendam a necessidade do sistema ou a alteração do tipo de dispositivo. Nesse sentido, sempre há espaço para aperfeiçoamento das técnicas que podem ser utilizadas por empresas concessionárias de energia.

Dessa forma, surge a possibilidade de reavaliar a proteção do sistema, verificando questões das características e funcionalidades da proteção mas ao mesmo tempo trazer uma visão mais geral da operação da rede, como por exemplo incluir a confiabilidade do sistema. Através dessas questões idealizou-se esse trabalho, onde é proposta uma avaliação e busca de ajustes para a seletividade e coordenação dos dispositivos de proteção e também a avaliação quanto aos indicadores de continuidade por variação do número de dispositivos.

1.3 OBJETIVO

Essa dissertação tem como objetivo a avaliação geral dos sistemas de proteção em redes de distribuição, considerando a seletividade e coordenação e a possibilidade de ajuste quando necessário. Também busca uma visão mais abrangente da operação da rede que considere quesitos de confiabilidade. Considerando isso, tem-se os seguintes objetivos específicos ao longo desse trabalho.

- Modelar questões pertinentes para atender o objetivo geral, como as redes para fluxo de potência e curto-circuito, para a proteção e também para a confiabilidade, considerando as características da rede, os tipos de dispositivos, possibilidades de curvas e elos de proteção dos sistemas de distribuição e valores para os indicadores de continuidade.
- Utilizar-se de técnicas como somatório de potência para cálculos de correntes de carga e de teorema de Fortescue para curto-circuito, para que esses dados representem valores reais e não precisem ser inseridos externamente para a avaliação.
- Desenvolver uma metodologia de avaliação para seletividade e coordenação de dispositivos de proteção em sistemas de distribuição, que atenda às necessidades e siga padrões estabelecidos.
- Propor alterações nas parametrizações dos religadores e elos fusíveis para o atendimento dos critérios de seletividade e coordenação.
- Quantificar e avaliar os indicadores de confiabilidade, no cenário atual e nos cenários em que algum dispositivo de proteção for desconsiderado da rede devido as condições operacionais.
- Considerar dados reais para a composição de cenários em alimentadores para melhor comprovar a efetividade do método proposto.

1.4 DELIMITAÇÕES DO TRABALHO

Este trabalho tem como propósito principal a avaliação dos quesitos de proteção de sobrecorrente em redes de distribuição frente as faltas sustentadas, sendo assim, as descrições dos conceitos de seletividade e coordenação estão direcionadas para esse fim. Dessa forma, o conceito de seletividade vem no sentido de sensibilidade do dispositivos aos níveis de curto-circuito delimitando as zonas de proteção. A coordenação será avaliada como a questão de sequência de operação dos dispositivos frente as faltas. A questão de faltas transitórias não

será abordada neste trabalho, logo não serão consideradas as curvas rápidas dos equipamentos microprocessados e esquemas de proteção como o *fuse-saving*. Os conceitos citados, serão melhor descritos ao longo do trabalho.

1.5 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

A dissertação está apresentada e condicionada na seguinte forma:

Capítulo 2 – Dispositivos de proteção: No capítulo inicial a intenção é apresentar os principais dispositivos utilizados para a proteção de sobrecorrentes em sistemas de distribuição, com suas características de funcionamento e peculiaridades em aplicações.

Capítulo 3 – Seletividade e Coordenação: Este parte do trabalho visa apresentar a forma de atuação dos dispositivos frente às faltas, quais são os ajustes que podem ser realizados e também as principais regras que regem essa operação.

Capítulo 4 – Confiabilidade: Como deseja-se quantificar e avaliar a confiabilidade considerando em determinados momentos a retirada de equipamentos de proteção, é importante ter um modelo em que isso possa ser realizado.

Capítulo 5 – Método de Avaliação da Seletividade e Coordenação: Nesta etapa inicia-se a metodologia proposta, demonstrando tanto questões de modelagem da rede e também como é avaliado a proteção, uma vez que há muitos dispositivos em um único alimentador.

Capítulo 6 – Método de Ajuste na Parametrização dos Dispositivos de Proteção: Quando são encontrados problemas com a seletividade e ou coordenação dos dispositivos, necessita-se de um método para busca de soluções, sendo este capítulo referente as ações devem ser tomadas e sua ordem.

Capítulo 7 – Estudo de casos: Neste capítulo são apresentados resultados que foram encontrados com a metodologia proposta.

Capítulo 8 – Conclusão: Por fim serão apresentadas as conclusões e principais contribuições desse trabalho, bem como as sugestões para trabalhos futuros.

E nos Apêndices, estão dados e modelos que foram utilizados na metodologia proposta.

2. DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Iniciando nos conceitos de proteção, nesse capítulo serão apresentados os principais dispositivos de proteção utilizados em sistemas de distribuição de energia, direcionados a sobrecorrentes. Serão apresentados os princípios de funcionamentos, características e sua aplicação.

2.1 CONCEITOS BÁSICOS

Os sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica são compostos por longas redes, que em sua maioria são aéreas e constituídas de cabos nus. Devido a extensão e a exposição é possível ocorrer falhas ou faltas de diversas naturezas. Sendo assim, tornam-se essenciais meios para a proteção desses sistemas. Para isso, utilizam-se os dispositivos de proteção. Uma característica importante da distribuição de energia, é a radialidade das redes em sua operação, e com isso, tem-se esquemas específicos na sua proteção (SUPANNON; JIRAPONG, 2016).

Diante de falhas ou faltas sobre as redes, podem ocorrer sobrecorrentes, sobretensões e causar falhas de isolamento. Além disso, podem ser ocasionados danos nos componentes da rede, com redução gradual ou total da vida útil dos mesmos, e também colocar em risco a vida de pessoas próximas a esses problemas. As causas de falhas em redes de distribuição podem ser diversas como por exemplo: descargas atmosféricas, rompimento de condutores, instabilidades sistêmicas, contato de vegetação nos cabos, colisões de veículos, entre outros (RAMOS, 2014).

Existem vários tipos de dispositivos com diferentes funcionalidades e aplicações, sendo que a proteção completa do sistema depende da composição dos dispositivos. A proteção tem duas principais funções:

- Proteger pessoas, animais e o patrimônio público e privado. Esta função refere-se a proteção do meio ao redor das redes elétricas, evitando danos e protegendo a vida de pessoas indiferente se está atuando na rede ou não.

- Proteger os equipamentos instalados ao longo do sistema elétrico. Além do meio, é importante a proteção da própria rede e os equipamentos nela conectados.

Segundo (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011), pode-se dividir os dispositivos empregados na proteção de sistemas elétricos em dois principais tipos:

- Fusíveis: Operam pela fusão de um elemento metálico desenvolvido com características específicas de tempo versus corrente.
- Relés: Representam uma gama de dispositivos que podem ter diferentes funções, podendo monitorar diversos parâmetros elétricos (corrente, tensão, frequência e etc.) e com isso promover proteção não apenas baseado na corrente como são os fusíveis.

Quanto aos dispositivos utilizados, nos últimos anos não houve nenhuma mudança expressiva quanto ao seus princípios de funcionamento. As principais evoluções foram quanto a tecnologia digital, o que permitiu a parametrização de valores mais refinados e muitas vezes um mesmo dispositivo (relé) englobar diferentes funções. Nesse sentido, os dispositivos de proteção utilizados nas redes de distribuição são: chaves fusíveis, chaves fusíveis repetidoras, religadores e relés.

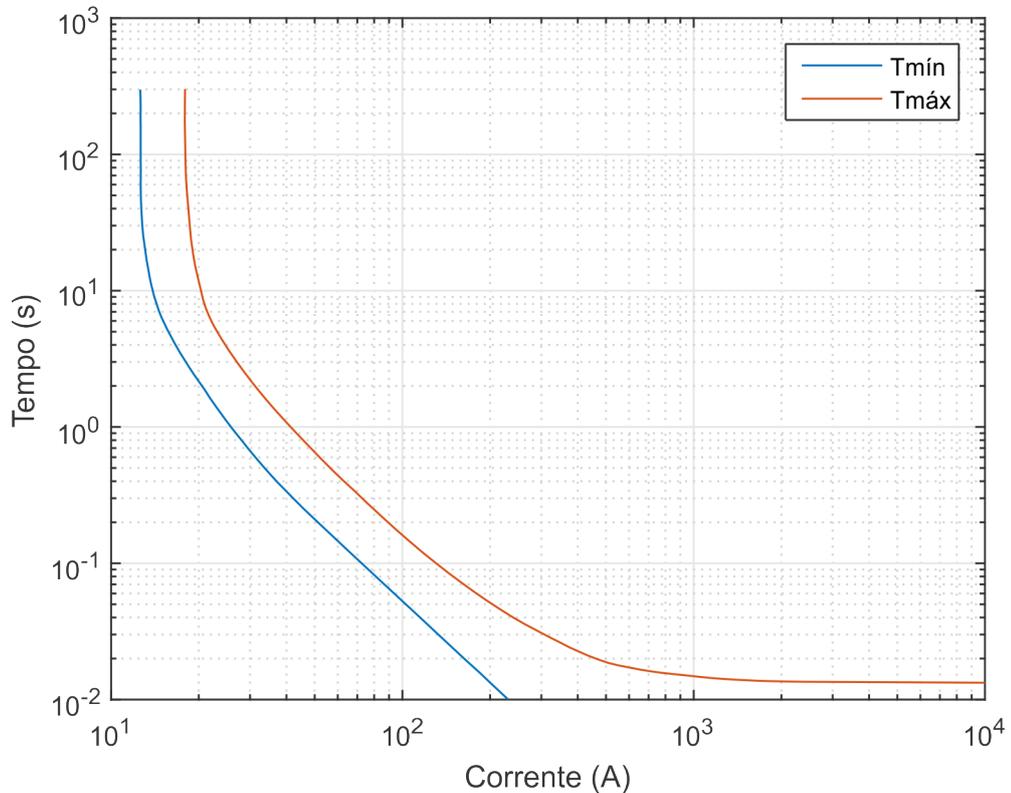
2.2 CHAVES FUSÍVEIS

Os dispositivos de proteção que estão presente em maior quantidade nas redes aéreas de distribuição de energia são as chaves fusíveis. Isso deve-se ao seu baixo custo quando comparado a outros dispositivos de proteção, e por atender um dos maiores problemas das redes de distribuição, as sobrecorrentes oriundas de curtos-circuitos por contato dos cabos entre si, a vegetação ou ao solo, e entre outros.

Sendo um equipamento de proteção do tipo fusível, este baseia seu funcionamento em um elo metálico com características específicas de tempo versus corrente, isto é, quando se atinge a máxima corrente tolerável o calor produzido funde o elemento ativo e libera a abertura da chave (KHORSHID-GHAZANI et al., 2017). Para exemplificação dessas curvas de tempo versus corrente temos a Figura 2.1 em que está apresentada a curva de um elo fusível 6K. Nesta figura ainda pode-se notar que os fabricantes garantem a atuação dos elos em uma determinada área, ficando limitados entre a curvas de tempo mínimo e de tempo

máximo ou também chamadas respectivamente de curvas de fusão mínima e de recuperação total.

Figura 2.1 – Curva do elo fusível tipo 6K.

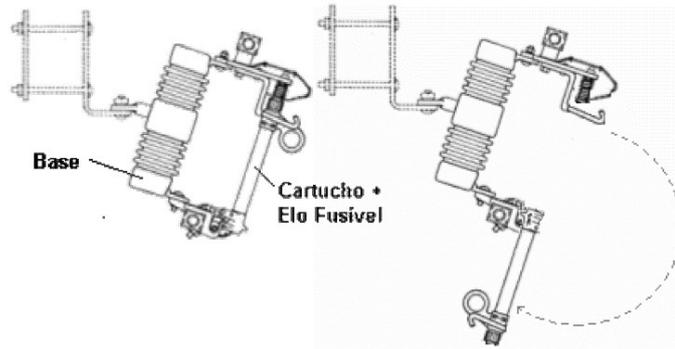


Fonte: Elaborada pelo autor, dados de (S&C ELETRIC COMPANY).

A constituição de uma chave fusível divide-se em 3 principais elementos, conforme pode ser visualizado na Figura 2.2 e Figura 2.3. Esses elementos estão descritos abaixo:

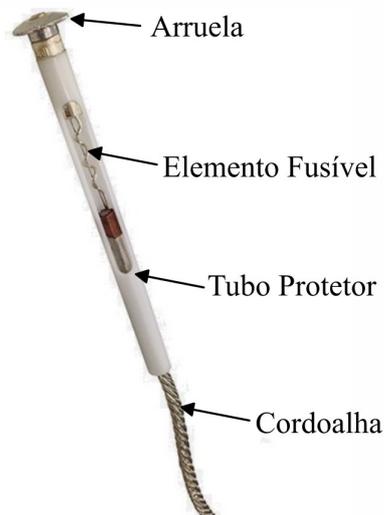
- Base: Constituída por um material isolante (geralmente cerâmico) e serve como interligação entre os elementos móveis e a estrutura de suporte da chave.
- Porta-Fusível ou Cartucho: Constituído de um material isolante, serve como suporte para o elo fusível e é a parte móvel que promove a abertura entre os terminais quando da fusão do elo.
- Elo-Fusível: Constituído de ligas metálicas com características específicas de temperatura de fusão, é o elemento ativo de proteção do equipamento.

Figura 2.2 – Estrutura de chaves fusíveis



Fonte: (COMASSETTO, 2008)

Figura 2.3 – Elo fusível



Fonte: (S&C ELETRIC COMPANY), modificada pelo autor.

Outra característica construtiva das chaves fusíveis é referente a materiais presentes no porta-fusível que ocasionam liberação de gases desionizantes quando aquecidos. A necessidade disso, é que a fusão do elo não garante a interrupção da corrente elétrica, já que pode existir arco elétrico entre os terminais devido ao ambiente ionizado. Sendo assim, com a liberação de gases desionizantes pelo tubo aumenta a garantia de abertura do circuito, já que facilita a extinção do arco elétrico.

Devido a necessidade de diferentes condições de funcionamento, são fabricados diferentes tipos de elos fusíveis, os três principais tipos de elos são:

- Tipo H: Tempo de atuação lento, utilizados na proteção de transformadores.
- Tipo K: Tempo de atuação rápido, utilizados nos ramais de alimentadores.
- Tipo T: Tempo de atuação lento, utilizados nos ramais de alimentadores.

Os fusíveis mais utilizados nas distribuidoras de energia elétrica do estado do Rio Grande do Sul, são do tipo K, devido suas características e funcionalidade, trazendo facilidade de coordenação. Esse tipo de elo suporta carregamentos de 150% da sua capacidade nominal, e a fusão ocorre somente acima de 200% do carregamento, levando em conta a dinâmica da curva de tempo versus corrente do mesmo, que já foi exemplificada na Figura 2.1.

Quanto aos valores dos elos, estes são separados em duas faixas, chamados de preferenciais e não preferenciais, a utilização dos não preferenciais depende diretamente da filosofia de empresa de distribuição:

- Elos preferenciais: 6K, 10K, 15K, 25K, 40K, 65K, 100K, 140K e 200K;
- Elos não-preferenciais: 8K, 12K, 20K, 30K, 50K e 80K.

Os dados dos elos utilizados estão apresentados no Apêndice A.

2.3 RELIGADORES

Comparado as chaves fusíveis, os religadores apresentam um custo relativamente elevado, porém, são dispositivos mais sofisticados e oferecem recursos mais amplos de proteção, medição, automação e controle (RAMOS et al., 2013). Os religadores tem sido cada vez mais utilizados pelas distribuidoras de energia elétrica no Brasil. Isso acontece devido a possibilidade de controle e telecomunicação deste dispositivo. Através dessas características pode-se ter gerenciamento em tempo real da rede, possibilitando uma proteção mais completa e ainda podendo proporcionar manobras para diversos fins, contribuindo para a evolução das *Smart Grids* e Geração Distribuída (VELÁSQUEZ; QUIJANO; CADENA, 2016).

O funcionamento dos religadores tem o mesmo princípio, curvas de corrente versus tempo, porém por se tratarem de equipamentos microprocessados, estes possuem uma gama de curvas que podem ser definidas através dos ajustes do religador. Alguns modelos comerciais desse dispositivo também podem apresentar a operação instantânea, conhecida como função 50 – Sobrecorrente Instantânea da tabela de funções que foi padronizada pela *American National Standards Institute* – ANSI. O funcionamento característico normal através da curva tempo x corrente é conhecido pela função 51 – Sobrecorrente Temporizada (SEL, 2017). Como adicional da funcionalidade da proteção de sobrecorrente, alguns dispositivos comerciais contam com transformadores de potencial ou ainda frequencímetro, o que possibilita esse equipamento a outras funções de proteção, como no caso de variações de tensões ou frequências.

Além das funcionalidades citadas, os religadores possuem temporizador, o qual possibilita a parametrização de religamentos automáticos, sem influência do operador da rede. Na maioria dos dispositivos, o tempo entre novos acionamentos é variável, podendo ter religamentos rápidos ou lentos, dependendo da necessidade do sistema. O principal benefício desta aplicação é a minimização das interrupções de energia elétrica por defeitos transitórios (JAMALI; BORHANI-BAHABADI, 2016), que se referem a defeitos onde há uma falta com extinção natural após um desligamento do circuito. Na ocorrência de faltas transitórias e utilização de religadores, o tempo de reconstituição da rede é somente o tempo entre religamentos, não sendo necessário que uma equipe de manutenção se desloque até o local e reative o equipamento, como ocorreria com chaves fusíveis.

Esses religamentos, que também são chamados de operações do religador, juntamente com o sistema temporizador, criam diferentes possibilidades de operação, podendo estas serem rápidas ou lentas.

- Operações Rápidas: Este tipo de operação é utilizada principalmente para religamento sistema no caso das faltas transitórias, assim reduzindo a possibilidade de danos e em alguns casos pode ser utilizada como “*fuse-saving*”, buscando evitar a fusão de elos fusíveis de chaves a jusante;
- Operações Lentas: Esse tipo de operação proporciona maior tempo para a eliminação da falta no sistema, porém como consequência poderá ocorrer a queima de elos fusíveis das chaves e com isso, confirmando que se trata de uma falta com característica permanente que faz com que se necessite de manutenção no local.

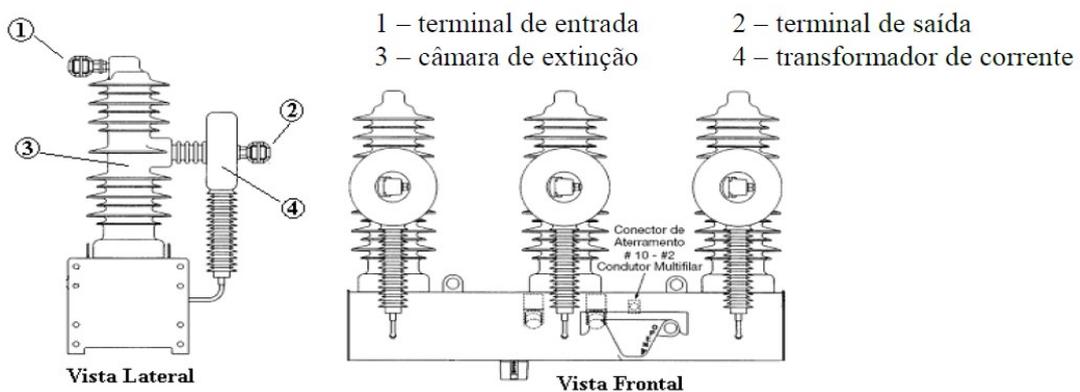
Segundo o autor Ramos (2014), os principais modelos comerciais de religadores contam com quatro operações automáticas, sem influência do operador, desta forma pode-se realizar várias tentativas de recomposição da rede de energia, buscando-se evitar a interrupção de energia para os consumidores por longos períodos de tempo. Ainda, segundo o autor, as operações podem ser realizadas com combinações e que podem ser da seguinte forma:

- a) Em religadores com 4 operações:
 - 1 operação rápida e 3 operações lentas;
 - 2 operações rápidas e 2 operações lentas;
 - 3 operações rápidas e 1 operação lenta;
 - Todas operações rápidas;
 - Todas operações lentas.

b) Em religadores com menor número de operações, deve-se combinar ou não, as operações rápidas e lentas de acordo com a quantidade de operações a serem adotadas, ou conforme os procedimentos de cada uma das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Em relação as características construtivas, os religadores tem basicamente 04 partes principais, conforme representado na Figura 2.4. Existem os terminais de entrada e de saída, que são as conexões que o equipamento tem com a rede elétrica. O transformador de corrente (TC) que é responsável pela medição dos parâmetros das correntes, pode ser externo, conforme a Figura 2.4, mas alguns fabricantes tem este acoplado aos terminais. E por fim, existe a câmara de extinção, em que tem-se os contatos móveis que promovem a abertura e fechamento do circuito. Além disso a câmara possui um ambiente que favorece a interrupção do arco elétrico, o que pode ser através de vácuo, óleo, gás (podendo ser o mais comum o hexafluoreto de enxofre -SF₆-), entre outros. Outra classificação dos religadores é quanto ao seu mecanismo de acionamento, que pode ser elétrico ou hidráulico.

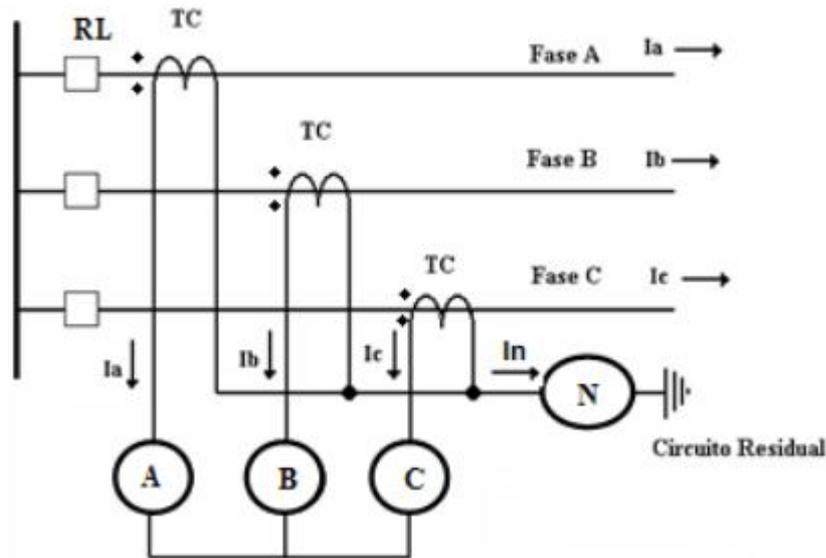
Figura 2.4 – Religador



Fonte: (RAMOS, 2014)

Outra vantagem dos religadores, é também possuir proteção de neutro além da de fase, isto é, o dispositivo pode ser sensibilizado também pelos defeitos que envolvem o retorno por terra, como são os curtos-circuitos monofásico-terra e bifásico-terra. A maior parte dos dispositivos conta com diferentes ajustes para as proteções de fases e a proteção de neutro. Na Figura 2.5 está apresentado o esquema de ligação para medição e proteção de um religador que conta com transformadores de corrente para cada uma das fases, sensores para as três fases e também para o neutro que possibilita a atuação dos defeitos que envolvem a terra.

Figura 2.5 – Esquema de medição e proteção de religadores com sensor de sobrecorrente de neutro



Fonte: (COMASSETTO, 2008)

2.4 RELÉS

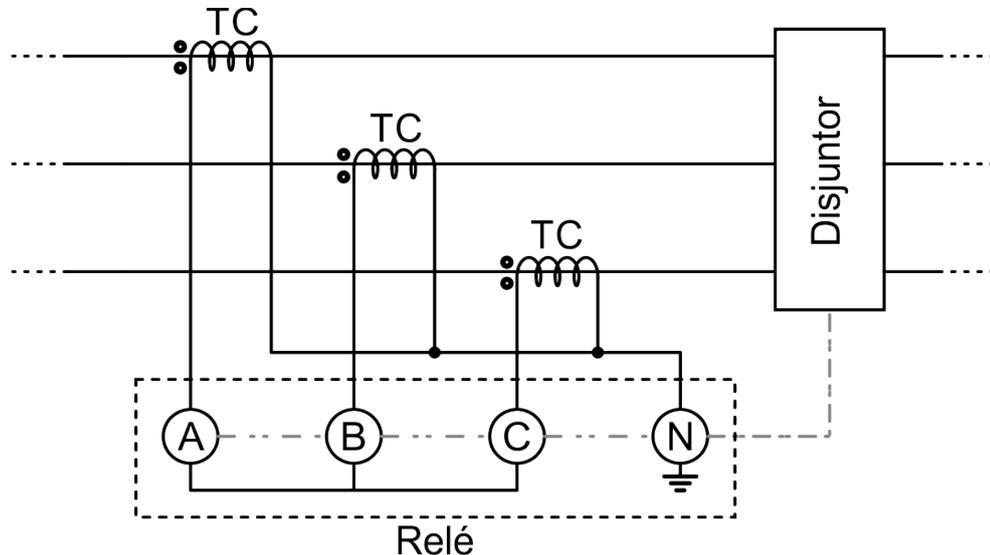
Os relés de proteção são dispositivos que também pertencem a família dos microprocessados. Porém, sua utilização não se dá de maneira individualizada na rede, onde estão conectados a disjuntores, ficando o relé responsável pela detecção de falha ou defeito e o disjuntor como agente seccionador da rede. A utilização de relés de proteção ocorre em todos os níveis de tensão do sistema elétrico, desde motores de baixa tensão, geradores e redes de média tensão e também em linhas de transmissão de alta tensão.

Os relés além da função de sobrecorrente, podendo essa ser subdividida em temporizada (função 51 tabela ANSI) ou instantânea (função 50 tabela ANSI), pode conter funções de sub ou sobre tensões, sub ou sobre frequências, proteção diferencial entre barras, localizador de faltas (relé de distância), relé de pressão do gás (Buchholz), entre outras. Os relés são adquiridos com funções individuais, podendo apresentar apenas uma ou mais funções, ficando a cargo da necessidade da empresa que o utilizará.

Como citado, os relés de sobrecorrentes são responsáveis pela detecção da falta, porém esses não são diretamente conectados ao sistema ou a rede. Em sua maioria os relés tem uma corrente nominal máxima de 5A, existindo também alguns modelos com níveis de corrente próximos a esse valor, por exemplo 1A, mas não existem relés que estejam conectados diretamente na rede. Dessa forma existe a necessidade de TCs para a transformação da

corrente para os níveis adequados do relé de proteção, logo a conexão ao sistema está representada na Figura 2.6.

Figura 2.6 – Esquema de conexão entre relé, TCs e disjuntor na rede



Fonte: Próprio Autor

A função temporizada dos relés de proteção, baseia-se em equações específicas, os tipos exatos de curva de cada equipamento depende do fabricante e modelo utilizado. Para exemplificar temos a Equação (2.1) referente as curvas da *International Electrotechnical Commission* (IEC), norma IEC 60255-3 (IEC, 1989).

$$t_d(I) = \frac{\sigma_1}{\left(\frac{I}{I_{pk}}\right)^{\alpha_1} - 1} \cdot \frac{dt}{\beta_1} \quad (2.1)$$

Onde:

$t_d(I)$ – Tempo de atuação conforme corrente (I).

I – Corrente medida no sistema.

I_{pk} – Corrente de pick-up ou corrente inicial para atuação.

dt – Dial de tempo.

$\alpha_1, \beta_1, \sigma_1$ – Coeficientes da equação.

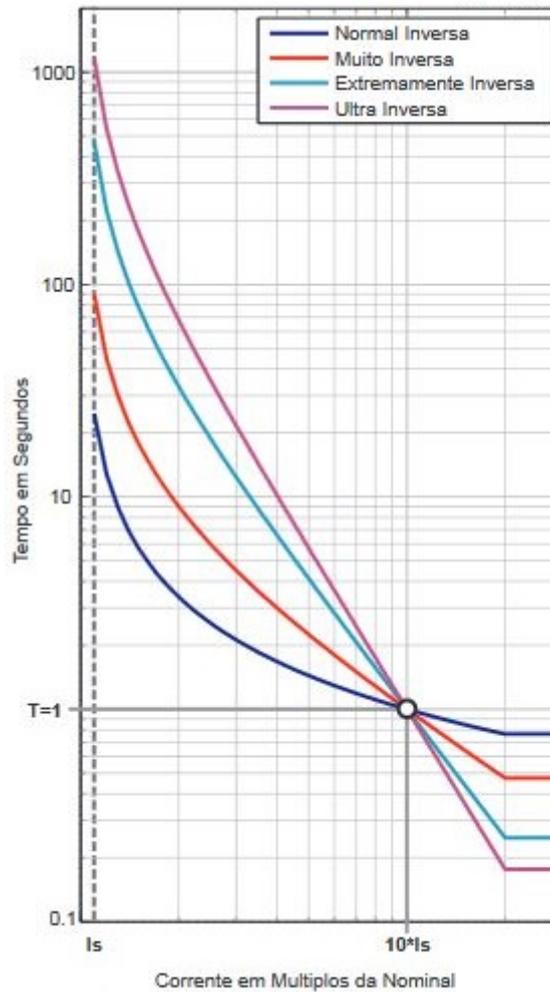
Os coeficientes ($\alpha_1, \beta_1, \sigma_1$) dependem da inclinação da curva desejada. Pelo padrão dessa norma as curvas e os respectivos coeficientes estão apresentados na Tabela 2.1, e é possível analisar a variação do comportamento das curvas na Figura 2.7.

Tabela 2.1 – Curvas e coeficientes padrão IEC-60255

<i>Tipo de Curva</i>	<i>Valor dos Coeficientes</i>		
	σ_1	α_1	β_1
Tempo Inverso	0,14	0,02	2,97
Tempo Muito Inverso	13,5	1	1,50
Tempo Longo Inverso	120	1	13,33
Tempo Extremamente Inverso	80	2	0,808
Tempo Ultra Inverso	31,2	2,5	1

Fonte: (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008)

Figura 2.7 – Tipos de curvas do padrão IEC-60255



Fonte: (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008)

Outro exemplo de padrão existente é o do Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), através do padrão IEEE C-37112 (IEEE, 1996), em que a equação característica e o comportamento das curvas são diferentes do IEC-60255. Este padrão está

apresentado através da Equação (2.2) e os tipos de curvas e valores dos coeficientes na Tabela 2.2.

$$t_d(I) = \left(\frac{\sigma_2}{\left(\frac{I}{I_{pk}} \right)^{\alpha_2} - 1} + p_2 \right) \cdot \frac{dt}{\beta_2} \quad (2.2)$$

Onde:

$t_d(I)$ – Tempo de atuação conforme corrente (I).

I – Corrente medida no sistema.

I_{pk} – Corrente de pick-up ou corrente inicial para atuação.

dt – Dial de tempo.

$\alpha_2, \beta_2, \sigma_2, p_2$ – Coeficientes da equação.

Tabela 2.2 – Curvas e coeficientes padrão IEEE-C-37112

<i>Tipo de Curva</i>	<i>Valor dos coeficientes</i>			
	σ_2	p_2	α_2	β_2
Tempo Moderadamente Inverso	0,010	0,023	0,02	0,241
Tempo Muito Inverso	3,922	0,098	2	0,138
Tempo Extremamente Inverso	5,64	0,0243	2	0,081

Fonte: (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008)

3. SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO

Nesse capítulo serão apresentados os principais conceitos, características e critérios sobre a coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção, expondo a atuação dos equipamentos frente as faltas e falhas, e como se relacionam a rede de distribuição e com os demais dispositivos.

3.1 DEFINIÇÃO

Sabendo da importância da proteção dentro de um sistema elétrico, em um mesmo alimentador, há um grande número de dispositivos, em partes pela necessidade de proteção de retaguarda, mas também com o objetivo de diminuir a área afetada por determinada falta. Para uma aplicação correta desses dispositivos há dependência das características físicas dos mesmos, como por exemplo, a capacidade de interrupção, tempo de atuação, comunicação e entre outros. Outro fator fundamental são os ajustes e parametrizações desses equipamentos, os quais irão buscar a rápida eliminação curtos-circuitos e minimização de danos (IEEE, 2001).

Os ajustes e parametrizações dos equipamentos se relacionam basicamente com a sensibilidade ao nível de corrente e a sequência de operação desses dispositivos. Porém, para realizar os ajustes e parametrizações desses dispositivos no sistema de distribuição não é uma tarefa simples, devido ao grande número de fatores que devem ser considerados, exemplos disso são: corrente de carga, níveis de corrente de curtos-circuitos mínimos e máximos, tipos de dispositivos, ajustes desses dispositivos tanto a jusante e a montante, restrições operacionais, entre outras. Esses quesitos são muito importantes, pois há um amplo número de dispositivos de proteção nas redes de distribuição e muitos deles estão em série, de modo que com a operação indevida de um equipamento, ocorre a desenergização de consumidores, os quais não deveriam ser afetados por esta falta, influenciando assim diretamente os indicadores de continuidade da concessionária (COMASSETTO et al., 2008b).

Nesse sentido há dois conceitos que se referem a parametrização dos dispositivos de proteção, o de seletividade e o de coordenação entre dispositivos, ambos serão apresentados separadamente para melhor compreensão. Muitos dos critérios ou padrões apresentados

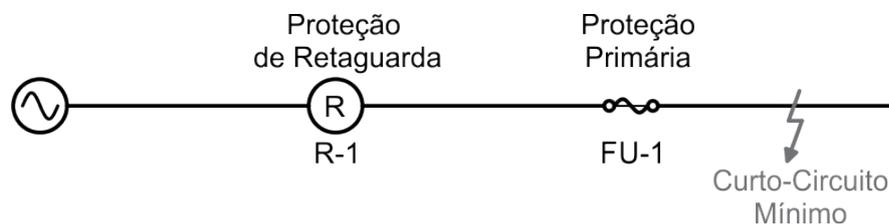
podem ter variações conforme a concessionária, estas dependem da empresa e do engenheiro de proteção encarregado.

3.2 SELETIVIDADE

O primeiro conceito da proteção de sistemas de elétricos de potência é o de seletividade, isto é, refere-se a sensibilidade do nível de corrente para sua atuação. Nas chaves fusíveis a seletividade refere-se a corrente nominal do elo fusível, já para os dispositivos microprocessados, como os religadores, refere-se a corrente de pick-up ($I_{pick-up}$) a qual pode ser ajustada conforme a necessidade do especialista em proteção, levando em consideração o tipo, modelo e o fabricante desse equipamento.

Muitos dos dispositivos terão o comportamento de ligação em série e com isso serão aplicados os conceitos de proteção primária e de retaguarda. A primária se refere a linha de frente quanto a falta ou operação anormal da rede, sendo que estes dispositivos deverão atuar rapidamente e desligar somente a real área afetada. A proteção de retaguarda é acionada quando a primária falha na abertura da situação anormal no sistema, porém, este terá sua atuação atrasada em relação a primária, o que acarretará o desligamento de uma área maior. A proteção de retaguarda pode ser apenas um ou mais dispositivos. Nesse contexto, ambos os equipamentos (primário e de retaguarda) deverão ser seletivos para o curto-circuito. A exemplificação desse processo temos a Figura 3.1, onde tanto a chave fusível FU-1 quanto a FU-2 deverão ser sensibilizadas para os curtos-circuitos na rede a jusante da chave FU-1.

Figura 3.1 – Proteção primária e de retaguarda

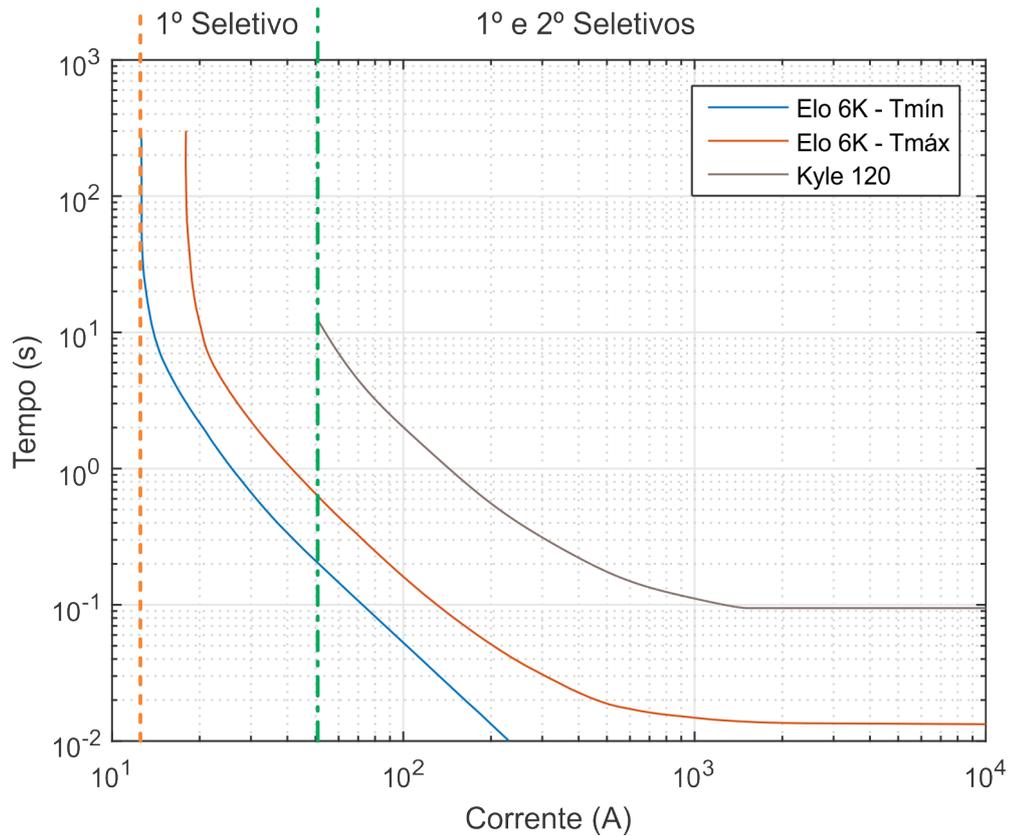


Fonte: Próprio autor.

Para ilustrar a questão da sensibilidade ao nível de curto circuito temos o coordenograma de um elo fusível de 6K e uma curva característica de um religador chamada Kyle 120 na Figura 3.2. Para os fins de seletividade pode se notar que há 3 zonas, a esquerda da primeira linha vertical (tracejado - laranja) nenhum dos dispositivos está sensibilizado para correntes menores que esse nível. Para valores de corrente que estão entre as linhas verticais

(tracejado - laranja e traço-ponto - verde), somente a chave fusível com elo de 6K (dispositivo primário) será sensibilizado para esses valores de corrente. E por fim, para valores de corrente superiores a segunda linha (traço-ponto - verde) ambos os dispositivos (primário e de retaguarda) serão sensibilizados. Sendo assim torna-se importante conhecer a curva característica dos dispositivos e o nível de curto circuito

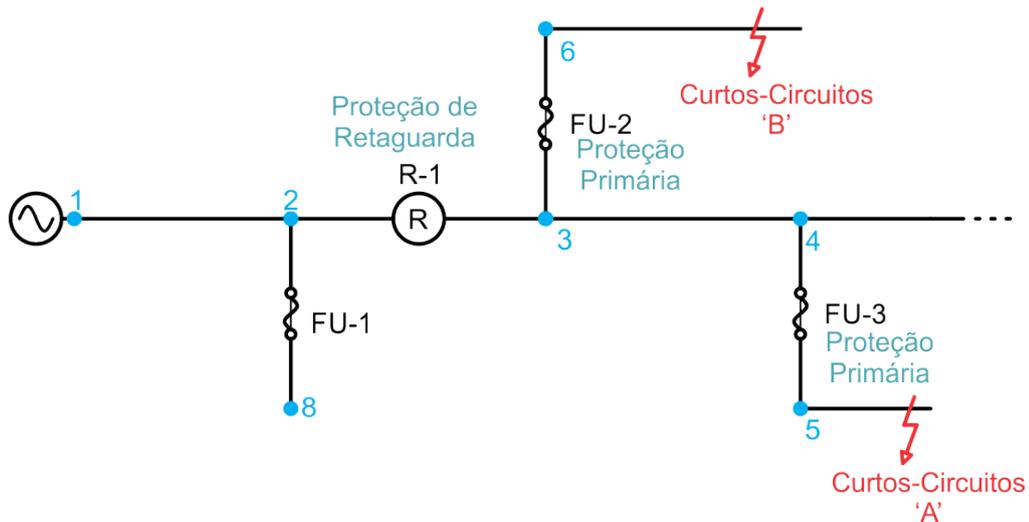
Figura 3.2 – Análise de zonas de seletividade entre dois dispositivos



Fonte: Próprio autor.

Outro ponto que necessita precaução, são os casos em que pode existir uma derivação de rede, logo pode existir um dispositivo que seja proteção de retaguarda para dois ou mais equipamentos primários, assim este dispositivo de retaguarda deverá considerar as características dos dois ou mais equipamentos a jusante, o que está exemplificado na Figura 3.3. Na figura o Religador R-1, será o dispositivo de retaguarda tanto do fusível FU-2 quanto do FU-3, logo o religador terá que ser seletivo para os curtos-circuitos “A”, e os “B”. Isso torna os processos de parametrização de proteção mais complexos, pois podem existir diferenças substanciais entre os valores de diferentes regiões.

Figura 3.3 – Proteção de retaguarda para dois ou mais dispositivos.



Fonte: Próprio autor.

Para simplificação dos conceitos e regras em cada um dos equipamentos, serão apresentados separadamente cada uma das regras de seletividade.

3.2.1 Seletividade em chaves fusíveis

As chaves fusíveis como já citadas anteriormente, tem funcionamento baseado na fusão do elemento metálico (elo fusível) para o seccionamento do circuito. Para iniciar o processo de abertura desse equipamento, a corrente inicial necessária é aproximadamente de 1,5 vezes a corrente nominal do seu respectivo elo, para os fusíveis do tipo K, os quais são mais comuns ao longo da rede.

A seletividade em chaves fusíveis possui dois pontos, deve ocorrer o rompimento do elo fusível para correntes de curto-circuito, mas ao mesmo tempo deve permitir a passagem da corrente de carga. Sendo assim pode-se expressar isso, através da Equação (3.1).

$$I_L \cdot K_1 < I_e < I_{cc\min} \quad (3.1)$$

Onde:

I_L – Corrente de carga do circuito;

K_1 – Fator de crescimento de carga;

I_e – Valor nominal do elo fusível;

$I_{cc\min}$ – Corrente de curto-circuito mínimo no final do trecho protegido.

A existência desse fator de crescimento (K_1) é para ter uma avaliação comparando com o crescimento anual de forma natural de carga, o quantidade de tempo que essa configuração será válida aproximadamente sem quaisquer alterações. Porém, se houverem modificações na rede será necessário reavaliar o estudo completo. O fator de crescimento é encontrado através da Equação (3.2):

$$K_1 = \left(1 + \frac{C_{\%}}{100}\right)^{na} \quad (3.2)$$

Onde:

$C_{\%}$ - Taxa de crescimento anual de carga da região.

na - número de anos previsto até o próximo estudo.

3.2.2 Seletividade em religadores

Os ajustes de corrente de *pick-up* são mais simples, quando comparados as chaves fusíveis. Isso ocorre, pois trata-se de equipamentos microprocessados com os quais, a parametrização não fica dependente dos valores unitários dos elos fusíveis. Pode-se ajustar essa corrente para quaisquer valores possíveis, conforme os passos de ajustes do equipamento.

Outra característica destes dispositivos, é que além de verificar o comportamento de cada uma das fases, o mesmo analisa também a corrente de neutro, a conexão de religadores com a rede está apresentada na Figura 2.5. O sensoriamento da corrente de neutro facilita a detecção de faltas que tem influência da terra, ainda mais em casos com impedância de falta em que a variação de corrente na fase não é tão grande se comparado aos curtos-circuitos francos. Apesar disso, no neutro essa variação é percentualmente maior, já que a corrente circulando no neutro é menor que as das fases, tornando mais simples o processo de detecção.

Dessa forma haverá duas correntes de *pick-up* que deverão ser parametrizadas nesse tipo de equipamento, a de fase e a de neutro. A seletividade no ajuste de fase é similar ao das chaves fusíveis, onde este terá que permitir a passagem de corrente de carga normal e também considerar uma folga para evitar que pequenas variações de carga causem operação do religador. Em relação ao limite mínimo para proteção dos curtos-circuitos pode se considerar o menor deles sem relação com a terra, dessa forma temos o de menor amplitude sendo o bifásico, logo podemos representar esses critérios com a Equação (3.3).

$$I_L \cdot K_2 < I_{pick-up-fase} < I_{cc2\phi} \quad (3.3)$$

Onde:

K_2 – Fator de sobrecarga (Geralmente são considerados valores entre 50 a 100%);

$I_{pick-up-fase}$ – Corrente de pick-up de fase do religador.

$I_{cc2\phi}$ – Corrente de curto-circuito bifásico no final do trecho protegido.

Já para a seletividade da corrente de neutro os critérios serão diferentes, devido ao comportamento do sistema. Para evitar o acionamento indevido da proteção, deve se considerar que nos sistemas de distribuição pode ocorrer contínuos desequilíbrio entre fases decorrente das diferentes cargas, dessa forma é necessário considerar que pode haver uma corrente de neutro durante o funcionamento normal do sistema, considerando assim um fator de desequilíbrio sobre a corrente carga. O limite mínimo para proteção de curtos-circuitos nesse caso, serão os com participação da terra (monofásico e bifásico-terra), considerando ainda a possibilidade destes terem a participação de uma impedância de falta, que influencia drasticamente no valor final do curto-circuito. O ajuste, pode ser resumido na Equação (3.4).

$$I_L \cdot K_3 < I_{pick-up-neutro} < I_{cc+Zf \min} \quad (3.4)$$

Onde:

K_3 – Fator de desequilíbrio (Geralmente são considerados valores entre 10 e 30%);

$I_{pick-up-neutro}$ – Corrente de pick-up de neutro do religador.

$I_{cc+Zf \min}$ – Corrente de curto-circuito com impedância de falta e influência de terra no final do trecho protegido.

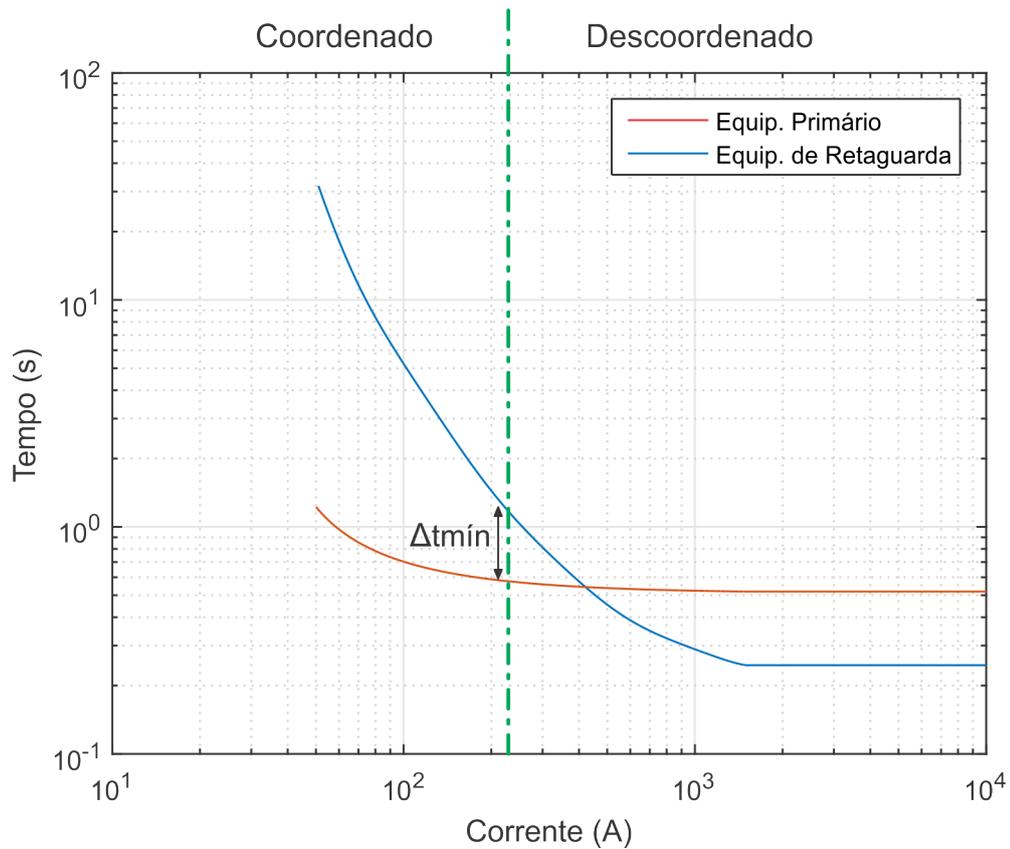
3.3 COORDENAÇÃO

Para o bom desempenho da proteção nos sistemas de distribuição o passo inicial é a sensibilização dos dispositivos frente aos níveis de corrente que estes devem atuar ou não, este é compreendido na etapa de seletividade, porém há uma preocupação quanto a sequência de operação desses equipamentos, dividindo eles em primários e os de retaguarda. Para buscar que a questão de sequência de atuação seja atendida, existe a coordenação destes dispositivos. Basicamente essa etapa tem como objetivo avaliar as parametrizações das curvas dos equipamentos de proteção em relação aos tempos de atuação frente as faltas, verificando se há um espaço de tempo mínimo para garantir a correta sequência de operação.

Este processo é complexo por dois principais motivos: os diferentes equipamentos e suas relações entre equipamento primário e de retaguarda. O primeiro reflete a diversidade de tipos e fabricantes dos dispositivos de proteção, as coordenações irão envolver, por exemplo, chaves fusíveis e religadores ou também religadores de diferentes fabricantes, com isso as curvas características dos equipamentos podem ser diferentes, assim pode ocorrer áreas em que as curvas se cruzam ou não garantam o tempo mínimo, desta forma não garantindo a coordenação. O segundo motivo refere-se aos casos de ramificação de rede, em que pode existir um equipamento de retaguarda para dois ou mais equipamentos primários, que já foi apresentada no campo de seletividade e exemplificada na Figura 3.3.

De modo geral, a coordenação visa o comportamento ao longo curvas de atuação entre os dispositivos de proteção. O processo está exemplificado na Figura 3.4, para que garanta-se a correta sequência de operação, o tempo de atuação do dispositivo de retaguarda deve ser maior, atendendo uma diferença de tempo mínimo ($\Delta t_{mín}$) com o tempo do equipamento primário. Assim há a certeza que o dispositivo de retaguarda só atuará depois da proteção primária e no caso da falha desta. Desta forma é possível visualizar na figura, que para valores de corrente menores que o valor destacado (linha vertical traço-ponto – verde) o $\Delta t_{mín}$ é atendido, assegurando a sequência de operação, já para valores de corrente acima essa sequência não é garantida, há uma área em que isso é visível uma vez que a curva do dispositivo de retaguarda está abaixo mostrando que este atuará antes que o primário e também há uma área que a curva de retaguarda ainda é superior. Apesar disso, o $\Delta t_{mín}$ não é atendido e nesta região não há a certeza da correta sequência de operação.

Figura 3.4 – Avaliação da coordenação entre dispositivos de proteção



Fonte: Próprio Autor.

Sendo assim, serão apresentadas as principais combinações de dispositivos de proteção e como se dá a coordenação entre eles.

3.3.1 Coordenação entre chaves fusíveis

A combinação entre chaves fusíveis com o viés da coordenação, é de certa maneira simples por possuir um número limitado de combinações, pois as curvas de atuação são estáticas e depende exclusivamente do tipo e valor do elo. Apesar disso, ao mesmo tempo há complicações devido a existência de muitas chaves fusíveis em série, para que seja atendido o tempo mínimo entre atuações devido a essa limitação (RAMOS, 2014). Além disso, para proteção da rede de distribuição, na maioria dos casos utilizam-se o mesmo tipo de elos fusíveis (Tipo K) por suas características de atuação.

Para atender o tempo mínimo entre atuação dos dispositivos primário e de retaguarda, o conceito utilizado está representado na Equação (3.5). O princípio da equação centra-se na existência do delta tempo entre atuações se o tempo de atuação máximo da proteção primária

for igual ou inferior pelo menos 75% do tempo mínimo de atuação da chave fusível que está na retaguarda dessa falta.

$$T_{máx1°} \leq 0,75 \cdot T_{mín2°} \quad (3.5)$$

Onde:

$T_{máx1°}$ – Tempo máximo de fusão do elo fusível primário (tempo comparado do valor de curto-circuito na curva de recuperação total do elo primário);

$T_{mín2°}$ – Tempo mínimo de fusão do elo fusível de retaguarda (tempo comparado do valor de curto-circuito na curva de fusão mínima do elo de retaguarda).

Em algumas bibliografias é possível encontrar tabelas que relacionam elos fusíveis primários e de retaguarda, uma vez que há um número limitados de combinações. Dessa forma, é possível determinar a combinação entre elos comparado com níveis de corrente de curto-circuito, um exemplo disso está na Tabela 3.1 que traz as relações entre os elos preferenciais.

Tabela 3.1 – Coordenação entre elos primários e de retaguarda por valores de corrente

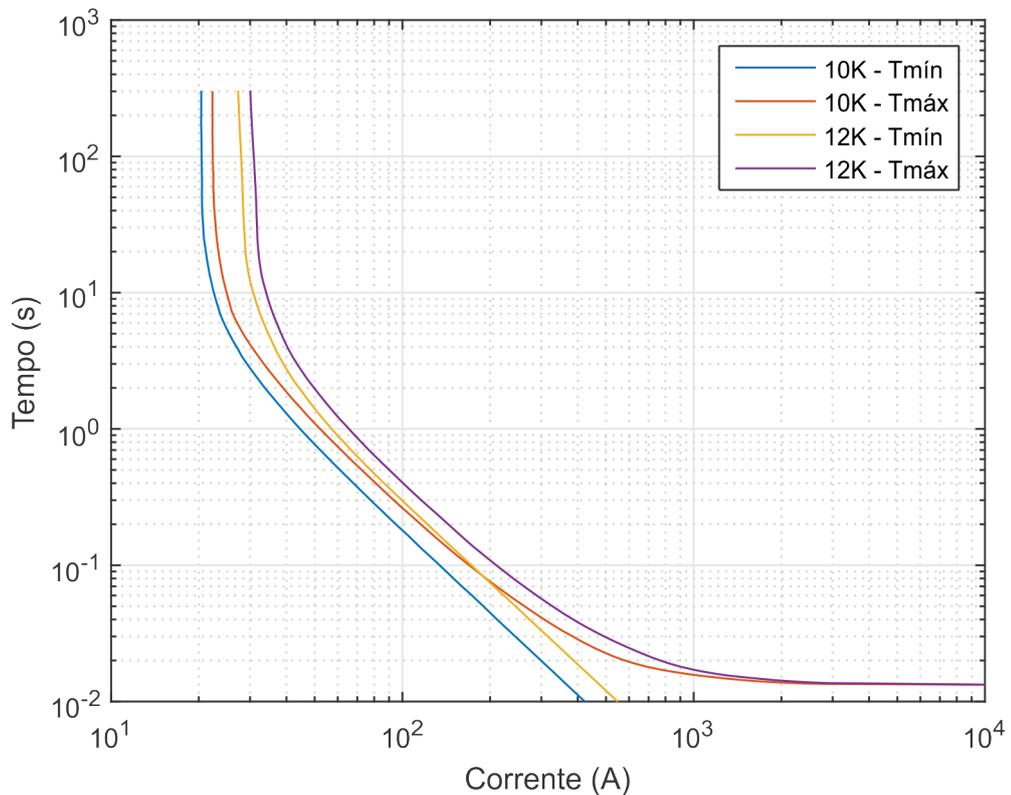
<i>Elo Fusível Primário</i>	<i>Elo Fusível de Retaguarda</i>							
	10 K	15 K	25 K	40 K	65 K	100 K	140 K	200 K
6 K	190	510	840	1.340	2.200	3.900	5.800	9.200
10 K		300	840	1.340	2.200	3.900	5.800	9.200
15 K			430	1.340	2.200	3.900	5.800	9.200
25 K				660	2.200	3.900	5.800	9.200
40K					1.100	3.900	5.800	9.200
65 K						2.400	5.800	9.200
100 K							2.000	9.200
140 K								4.000

Fonte: (RAMOS, 2014)

Observando a Tabela 3.1 é possível verificar a dificuldade de se coordenar quando há mais de 03 chaves em série, pois conforme sobe o valor do elo, a variação de corrente para que ambos estejam coordenados torna-se muito grande, o que tende a causar áreas de descoordenação entre os equipamentos.

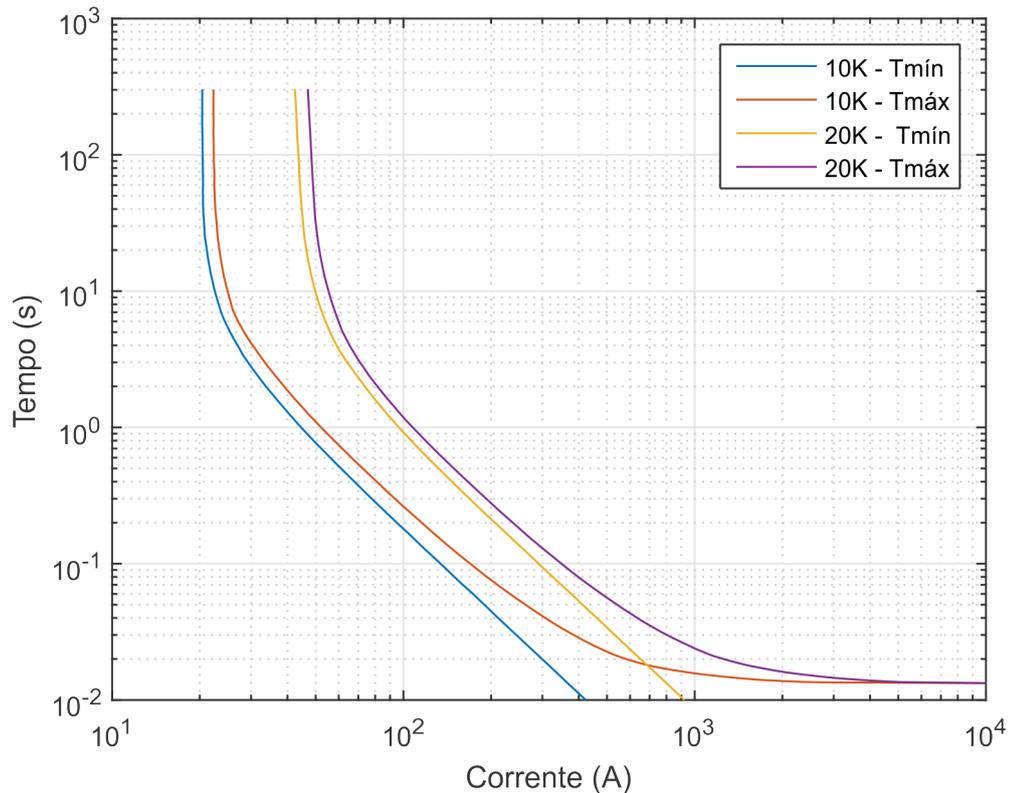
Como citado no Capítulo 2, há existência dos elos não preferencias e sua utilização depende muito da filosofia adotada, mas deve ser bem avaliada uma vez que na comparação com o valor preferencial mais próximo a sua coordenação pode ficar prejudicada. Esse contexto é apresentado na Figura 3.5, na comparação da curva do elo preferencial 10K com o não preferencial de 12K é baixa a faixa de corrente que atende a Equação (3.5). Para a utilização dos elos não preferenciais geralmente não se utiliza mais próximo e sim o seguinte depois deste, como é apresentado na Figura 3.6, com os elos de 10K e 20K há um maior intervalo de tempo que irá garantir a coordenação entre os equipamentos e que essa suposição ainda vai depender do nível de curto-circuito envolvido.

Figura 3.5 – Curva tempo x corrente – Fusíveis 10K e 12K



Fonte: Elaborada pelo autor, dados de (S&C ELETRIC COMPANY)

Figura 3.6 – Curva tempo x corrente – Fusíveis 10K e 20K

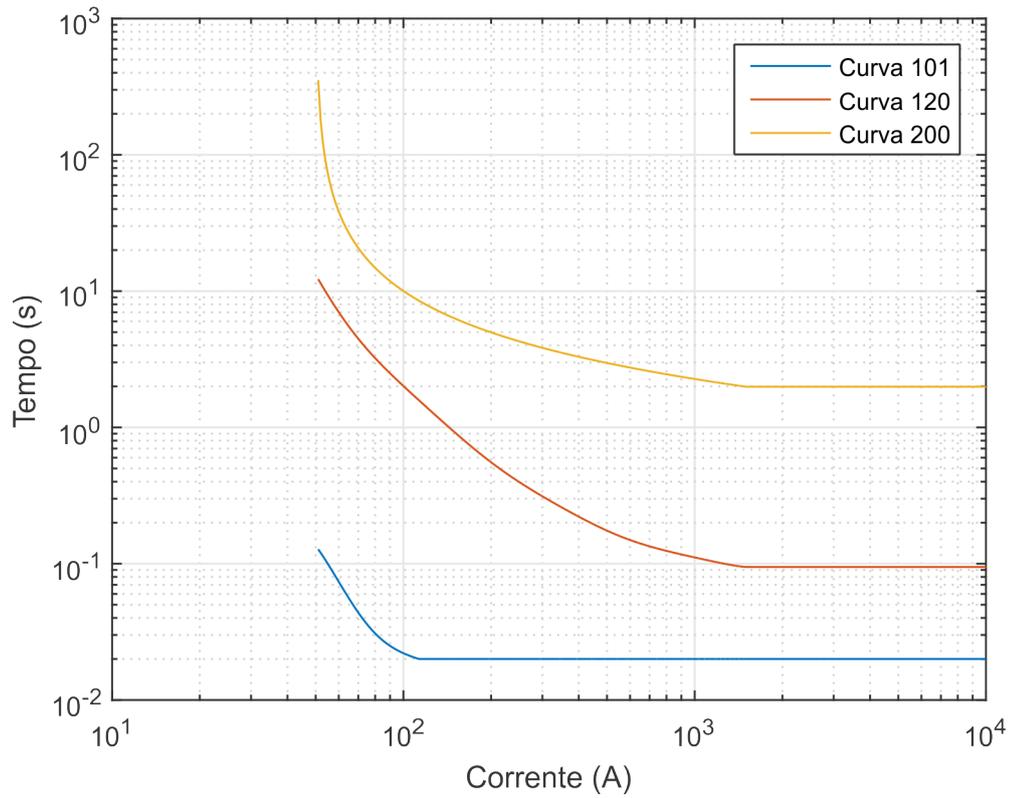


Fonte: Elaborada pelo autor, dados de (S&C ELETRIC COMPANY)

3.3.2 Coordenação entre chaves fusíveis e dispositivos microprocessados.

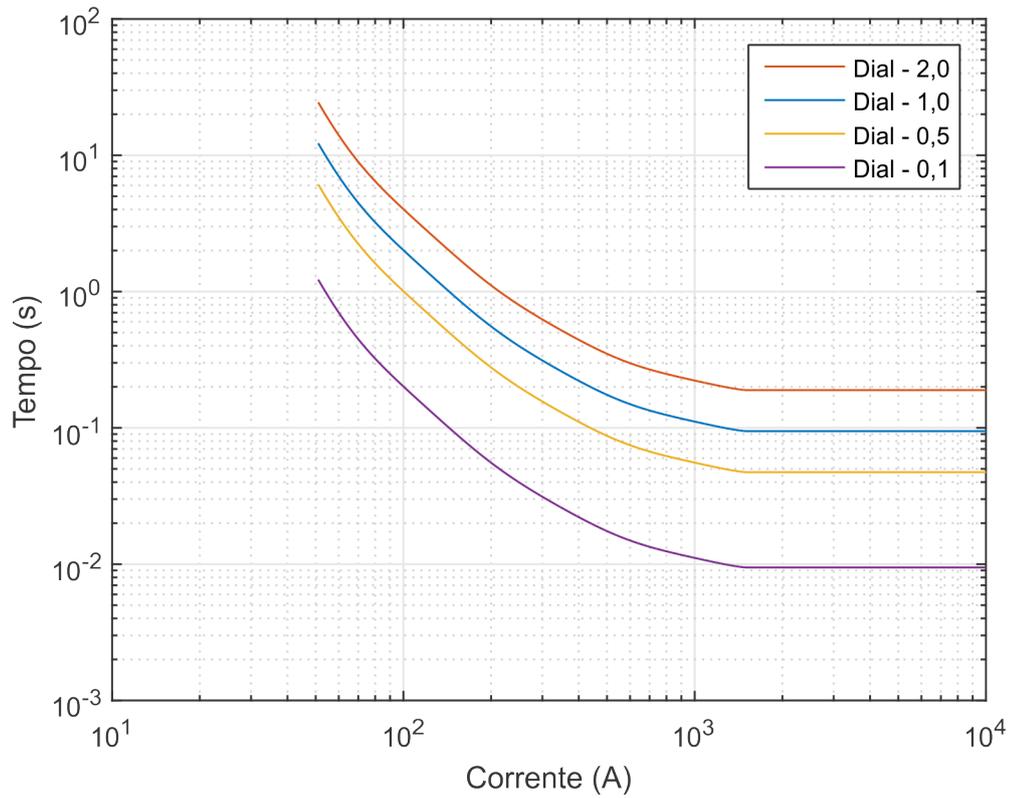
Com a inserção de dispositivos microprocessados, como é o caso do religador, o processo de coordenação ganha um maior número de combinações. Isso acontece por que estes equipamentos possuem uma gama de curvas que podem ser programadas, alguns exemplos destas estão representados na Figura 3.7. Outro ponto que influencia na quantidade de combinações, é que a uma mesma curva pode ser alterada através do dial de tempo, que mantém a curvatura característica de atuação, mas é possível deslocar a curva no eixo do tempo, podendo deixar sua atuação mais rápida ou mais lenta. Na Figura 3.8, está apresentada a curva de religadores Kyle 120, com diferentes diais de tempo, mostrando a variação desta verticalmente.

Figura 3.7 – Curvas Kyle 101, 120 e 200 de religadores.



Fonte: Elaborada pelo autor, dados de (COOPER, 2016).

Figura 3.8 – Curva Kyle 120 com diferentes diais de tempo.

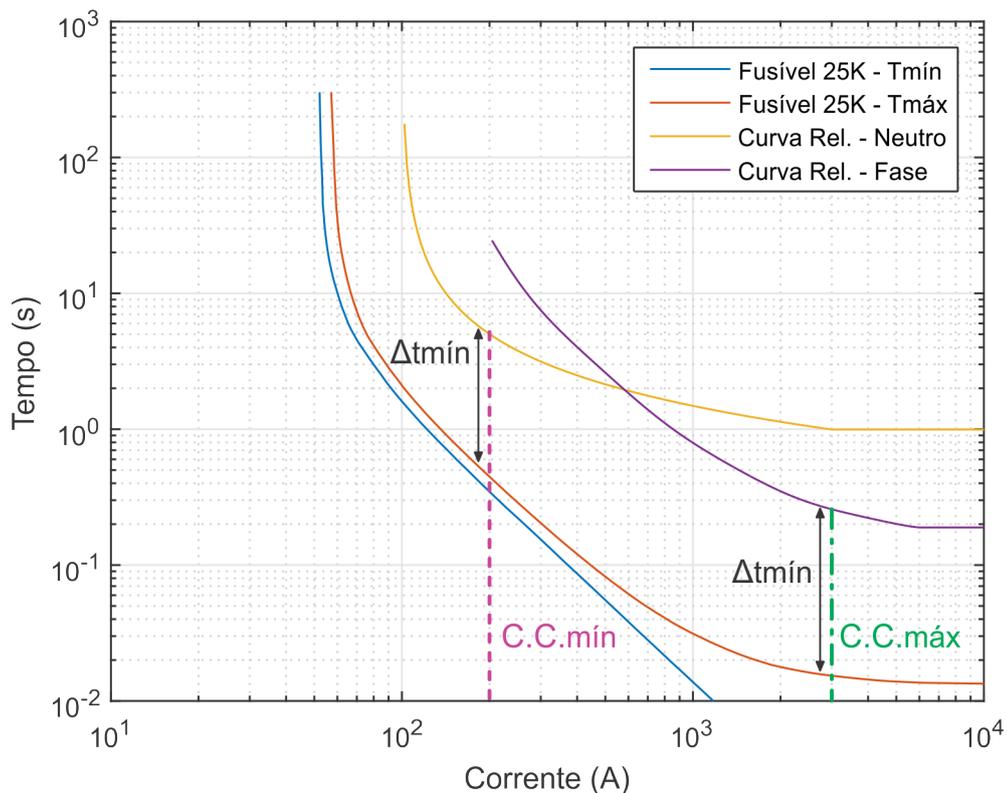


Fonte: Elaborada pelo autor, dados de (COOPER, 2016).

Como as curvas dos religadores não são estáticas, podendo ser alteradas conforme a necessidade, e ao mesmo tempo existindo um grande número de possibilidades de curvas e ajustes das mesmas, a coordenação entre chaves fusíveis e religadores não tem uma fórmula única para sua execução. O que é mantido em coordenações entre quaisquer dispositivos de proteção é a necessidade de existir a diferença de tempo mínimo ($\Delta t_{\text{mín}}$) entre o dispositivo primário e o de retaguarda.

Um ponto importante na coordenação que envolve os equipamentos microprocessados, é referente à existência da curva de fase e a de neutro. Dessa forma, podem ser consideradas ambas curvas quanto ao $\Delta t_{\text{mín}}$, o que está representado na Figura 3.9, onde em relação aos curtos-circuitos mínimos, há o tempo mínimo entre as curvas de atuação do fusível e a da curva de neutro do religador. O mesmo acontece nos curtos-circuitos máximos porém entre a curva fusível e a curva de fase do religador.

Figura 3.9 – Coordenação entre chaves fusíveis e religadores com curva de fase e de neutro



Fonte: Próprio Autor.

Como já citado, a possibilidade de combinações entre curvas de atuação aumenta exponencialmente com a utilização de dispositivos de proteção microprocessados, com isso

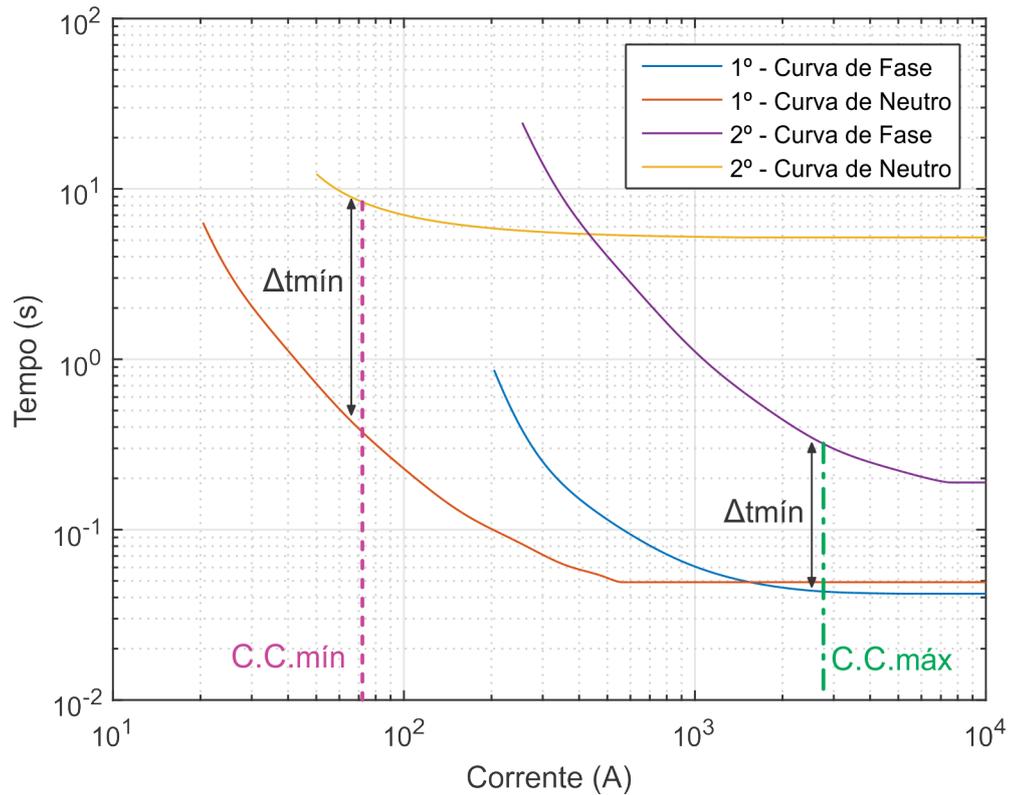
ampliam-se os cenários para coordenação dos equipamentos, não tendo apenas uma única condição que atenda a necessidade do $\Delta t_{\text{mín}}$. Para as alterações entre curvas e o dial de tempo dos equipamentos não existe uma ordem correta a ser seguida, essas mudanças dependem da filosofia de proteção da empresa e da experiência do engenheiro de proteção.

3.3.3 Coordenação entre dispositivos microprocessados

Para coordenação entre religadores e ou disjuntores (principais dispositivos microprocessados para proteção da rede de distribuição), a análise deverá considerar a relação das curvas de fase e de neutro de ambos os equipamentos. Nem sempre os equipamentos terão as mesmas curvas características ou será a mesma curva que estará parametrizada, sendo necessário então verificar a combinação com as curvas de fase e de neutro de cada um dos dispositivos.

A exemplificação desse processo está ilustrada na Figura 3.10, em que estão traçadas as curvas de neutro e de fase do equipamentos primário (1º) e do retaguarda (2º), nesse sentido verificam-se o comportamento em relação aos curtos-circuitos mínimos e máximo, verificando se ao longo dos valores encontrados é possível obter a diferença de tempo mínimo ($\Delta t_{\text{mín}}$) entre as atuações dos dispositivos. Como a coordenação desses equipamentos depende de pelo menos 4 curvas, podendo ser todas diferentes, um ponto importante é verificar caso exista uma intersecção nas curvas entre equipamentos, com atenção a cerca dos aos níveis de curto-circuito da rede, verificando se há chance de acontecer uma operação nessa região, onde as curvas de ultrapassaram ou o $\Delta t_{\text{mín}}$ não é garantido.

Figura 3.10 – Coordenação entre dispositivos microprocessados



Fonte: Próprio Autor.

Outro fator importante nos equipamentos microprocessados, é a existência da função de operação instantânea (Função 50 - ANSI). Como citada, essa função é utilizada para altos valores de corrente, mas deve ser utilizada com atenção para não influenciar na coordenação geral entre dispositivos. Para a utilização dessa funcionalidade há duas regras, o valor a ser considerado para parametrização será o maior desses, para que não se tenha operação indevida.

A primeira regras refere-se ao valor de curto-circuito trifásico assimétrico, que é o maior valor de curto circuito da rede. O fator de assimetria utilizado refere-se ao valor rms do primeiro ciclo do período transitório do curto-circuito, que causa a valores maiores que os valores de regime permanente. Para o cálculo do curto-circuito trifásico assimétrico, utiliza-se o maior curto-circuito trifásico e o fator de assimetria, isso está representado na Equação (3.6).

$$I_{cc3\phi ass} = I_{cc3\phi sim} \cdot F_{ass} \quad (3.6)$$

Onde:

$I_{cc3\phi_{ass}}$ – Corrente de curto-circuito trifásico assimétrico.

$I_{cc3\phi_{sim}}$ – Corrente de curto-circuito trifásico simétrico.

F_{ass} – Fator de assimetria

A outra regra é referente à corrente de magnetização dos transformadores, que conforme representado pela Equação (3.7), em que se considera que a corrente de magnetização dos transformadores é de em média 8 vezes o valor nominal da corrente. Para o cálculo da corrente deve-se considerar todos os transformadores que estão a jusante do equipamento a ser ajustado.

$$I_{magTR} > 8 \cdot I_{nomTR} \quad (3.7)$$

Onde

I_{magTR} – Corrente de magnetização do transformador.

I_{nomTR} – Corrente nominal do transformador.

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentadas os principais critérios, procedimentos e regras para a coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção nas redes de distribuição. Como citado ao longo do texto, muitos dos métodos apresentados podem sofrer alteração conforme a empresa distribuidora envolvida. Outro ponto importante a ser ressaltado é referente ao fabricante e modelo dos equipamentos, alguns podem apresentar curvas características diferentes e influenciar em todo processo.

4. CONFIABILIDADE

Este capítulo refere-se ao conceito de confiabilidade, como esse é aplicado nas redes de distribuição de energia elétrica, sua modelagem e sua funcionalidade no algoritmo global de proteção e avaliação de confiabilidade.

4.1 DEFINIÇÃO

O termo confiabilidade tem um significado amplo e pode se referir a diferentes aplicações em um mesmo sistema, como manter sua operação tanto em circunstâncias normais como situações inesperadas. Os autores Murthy e Blischke (2003), definem que a confiabilidade de um sistema diz respeito a correta operação com desempenho pleno e ausência de falhas. Sendo assim, a confiabilidade é influenciada por diversos fatores, podendo ser os gerenciáveis como, planejamento, manutenção e operação, ou de imprevistos como, tempestades ou acidentes.

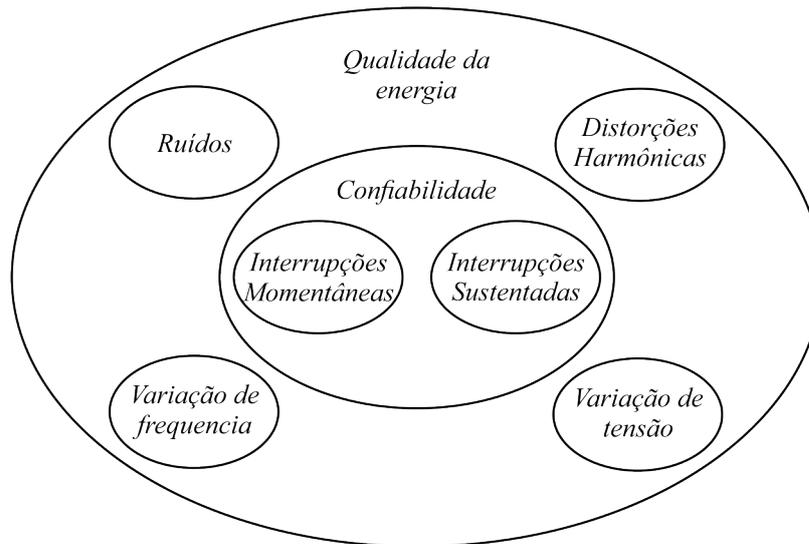
Para as principais normativas atuais o conceito de confiabilidade na distribuição de energia elétrica, está ligado as interrupções no suprimento de energia. Esse pode ser considerado um subgrupo das perturbações que afetam a qualidade da energia. Os principais distúrbios que afetam a qualidade podem ser: as variações de frequência, ruídos, transitórios, distorções harmônicas, variação temporária de amplitude da tensão e propriamente a confiabilidade que engloba as interrupções (BROWN, 2009).

As interrupções no suprimento de energia podem ser classificadas em:

- Sustentadas: Interrupções de duração considerável.
- Momentâneas: Interrupções de pouca duração, podendo ser minutos ou segundos, dependendo da norma.

Para sintetizar a concepção da qualidade da energia elétrica com os distúrbios que podem afetá-la, temos a Figura 4.1, que apresenta as principais perturbações e onde se encaixa a confiabilidade.

Figura 4.1 – Qualidade de energia e seus principais distúrbios.



Fonte: (BROWN, 2009), adaptado pelo autor.

4.2 CONFIABILIDADE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Para se quantificar a confiabilidade em redes de distribuição de energia são utilizados os índices de confiabilidade. Internacionalmente existem diversos índices, os quais podem ser de baseados, em interrupções momentâneas, como é o caso do *Momentary Average Interruption Frequency Index* (MAIFI) e em interrupções sustentadas, que podem ser direcionadas ao sistema como é o caso do *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI), por número de clientes *Customer Average Interruption Frequency Index* (CAIFI), ou por carga, como é o *Average System Interruption Frequency Index* (ASIFI). Os índices citados são exemplos dos existentes, o guia do IEEE std 1366 define todos os indicadores (IEEE, 2007; IEEE, 2012). Mundialmente, os índices mais utilizados são o SAIFI, o *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI), e o *Energy Not Supplied* (ENS) (LÓPEZ; LAVORATO; RIDER, 2016).

O SAIFI é basicamente a média de interrupções sustentadas em um período de tempo de uma determinada área, o cálculo se dá através da Equação (4.1).

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T} \quad (4.1)$$

Onde:

N_i – Número de consumidores afetados por interrupções sustentadas durante o período de tempo.

N_T – Número de consumidores da área determinada.

O SAIDI indica a duração média de interrupções sustentadas em um período de tempo de uma determinada área, o cálculo se dá através da Equação (4.2).

$$SAIDI = \frac{\sum r_i \cdot N_i}{N_T} \quad (4.2)$$

Onde:

r_i – Duração da interrupção sustentada.

O ENS refere-se propriamente a energia não suprida durante as interrupções, somam-se todos os eventos de um período de tempo de uma determinada região, essa pode ser resumida através da Equação (4.3).

$$ENS = \sum r_i \cdot L_i \quad (4.3)$$

Onde:

L_i – Carga não suprida durante uma interrupção sustentada.

No Brasil a regulamentação se dá através do Módulo 08 de Procedimentos de Distribuição (PRODIST) da Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no qual são definidos os indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2017). Nessa normativa, as interrupções com duração inferior a 03 minutos são classificadas como variações de tensão de curta duração, que equivalem as interrupções momentâneas. Além disso, essas podem ser agrupadas em um evento de interrupção, isto é, no caso de duas ou mais interrupções no período de três minutos, as mesmas podem ser agregadas compondo um único evento. As interrupções que são contabilizadas para os índices de confiabilidade são as faltas sustentadas.

Na normativa brasileira esses indicadores devem ser apurados mensalmente, trimestralmente e anualmente, fora o indicador de duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico, que será apurada por interrupção ocorrida em dia crítico. Esses indicadores se subdividem em duas categorias, os individuais e os coletivos, que estão apresentados separadamente:

4.2.1 Indicadores de Continuidade Individuais

Há quatro indicadores individuais, estes são:

- Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão (DIC): Esse indicador contabiliza o tempo total das interrupções na mesma unidade no período de apuração, e pode ser calculado através da Equação (4.4).

$$DIC = \sum_{i=1}^{n_{int}} t(i) \quad (4.4)$$

Onde:

DIC – Valor da duração de interrupção individual, expresso em horas e centésimos de hora;

i – índice de interrupções da unidade consumidora ou ponto de conexão por período de apuração, variando de 1 a n;

n_{int} – número de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão considerando o período de apuração;

t(i) – tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora ou por ponto de conexão no período de apuração.

- Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC): Esse indicador contabiliza o número de interrupções sustentadas na mesma unidade consumidora por período de apuração, esse indicador pode ser expresso através da Equação (4.5).

$$FIC = n_{int} \quad (4.5)$$

Onde:

FIC – Número de interrupções da unidade consumidora no período de apuração.

- Duração Máxima de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão (DMIC): Esse indicador expressa a maior duração de interrupção entre todas que ocorreram no período de apuração na mesma unidade consumidora, e pode ser expresso através da Equação (4.6).

$$DMIC = t(i) \max \quad (4.6)$$

Onde:

DMIC – Valor da maior duração de interrupção individual, expresso em horas e centésimos de hora;

$t(i)_{\max}$ – Valor correspondente ao tempo na máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração.

- Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão (DICRI): Esse indicador expressa a duração de interrupção ocorrida em dia crítico no período de apuração na mesma unidade consumidora, pode ser expresso através da Equação (4.7).

$$DICRI = t_{\text{crítico}} \quad (4.7)$$

Onde:

DICRI – Valor da duração de interrupção individual em dia crítico, expresso em horas e centésimos de hora;

$t_{\text{crítico}}$ – valor corresponde ao tempo de duração de interrupção ocorrida em dia crítico, no período de apuração.

Esses indicadores são considerados por unidade consumidora, e são utilizados para a compensação financeira quando estes não atendem os níveis estabelecidos.

4.2.2 Indicadores de Continuidade Coletivos

Basicamente são dois os indicadores coletivos, estes são diretamente correlacionados com os indicadores internacionais SAIDI e SAIFI, e são apurados por conjuntos de unidades consumidoras.

- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC): Esse indicador contabiliza o tempo total das interrupções no conjunto de unidades consumidoras no período de apuração, que é uma média das durações de interrupções frente ao número de unidades consumidoras, e pode ser calculado através da Equação (4.8). Esse índice é equivalente ao do SAIDI, traduzido na norma brasileira.

$$DEC = \sum_{i=1}^{N_c} \frac{DIC(i)}{N_c} \quad (4.8)$$

Onde:

DEC – Valor da duração equivalente de interrupção, expresso em horas e centésimos de hora;

N_c – Número total de unidades consumidoras atendidas no conjunto.

- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC): Esse indicador contabiliza o número das interrupções no conjunto de unidades consumidoras no período de apuração, significa a média do número interrupções frente ao total de unidades consumidoras, pode ser calculado através da Equação (4.9). Esse índice é basicamente o equivalente do SAIFI, traduzido na norma brasileira.

$$FEC = \sum_{i=1}^{N_c} \frac{FIC(i)}{N_c} \quad (4.9)$$

Onde:

FEC – Valor da frequência equivalente de interrupção, expresso em número de interrupções e centésimos de número de interrupções;

4.2.3 Limites dos indicadores e compensações financeiras

Para que se tenha controle sobre as concessionárias, a ANEEL estabelece limites dos indicadores de continuidade através da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) que deve ser enviada pelas concessionárias. Essa base consiste nos atributos físico-elétricos dos conjuntos de unidades consumidoras (ANEEL, 2018). O controle se dá através da comparação dos valores limites, com os valores calculados conforme o período considerado (mensal, trimestral ou anual) dos indicadores.

O não atendimento dos valores limites ocasiona compensação financeira as unidades consumidoras, dessa forma a apuração inicial é através dos indicadores individuais. A compensação financeira efetua-se através de crédito na fatura de energia elétrica, e deve ser apresentada em até dois meses após o período de apuração (ANEEL, 2017).

O cálculo das compensações é separado por indicador, dessa forma temos as compensações de DIC (Equação (4.10)), DMIC (Equação (4.11)), FIC (Equação (4.12)) e

DICRI (Equação (4.13)). No caso de violações trimestrais ou anuais, o valor de crédito deve ser a diferença entre o valor encontrado com os montantes mensais já creditados no período.

$$Valor_{DIC} = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) \cdot DIC_p \cdot \frac{EUSD_{m\u00e9dio}}{730} \cdot kei \quad (4.10)$$

Onde:

Valor_{DIC} – Valor da compensação por violação de DIC;

DIC_v – DIC verificado na unidade consumidora no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

DIC_p – DIC limite na unidade consumidora no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

EUSD_{m\u00e9dio} – M\u00e9dia aritm\u00e9tica dos encargos do uso do sistema de distribui\u00e7\u00e3o correspondente aos meses do per\u00edodo de apura\u00e7\u00e3o do indicador;

kei – coeficiente de majora\u00e7\u00e3o cujo valor deve ser fixado em:

i – 15, para unidade consumidora de baixa tens\u00e3o;

ii – 20, para unidade consumidora de m\u00e9dia tens\u00e3o;

iii – 27, para unidade consumidora de alta tens\u00e3o.

$$Valor_{DMIC} = \left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1 \right) \cdot DMIC_p \cdot \frac{EUSD_{m\u00e9dio}}{730} \cdot kei \quad (4.11)$$

Onde:

Valor_{DMIC} – Valor da compensa\u00e7\u00e3o por viola\u00e7\u00e3o de DMIC;

DMIC_v – DMIC verificado na unidade consumidora no per\u00edodo considerado, expresso em horas e cent\u00e9simos de hora;

DMIC_p – DMIC limite na unidade consumidora no per\u00edodo considerado, expresso em horas e cent\u00e9simos de hora;

$$Valor_{FIC} = \left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1 \right) \cdot FIC_p \cdot \frac{EUSD_{m\u00e9dio}}{730} \cdot kei \quad (4.12)$$

Onde:

Valor_{FIC} – Valor da compensa\u00e7\u00e3o por viola\u00e7\u00e3o de FIC;

FIC_v – FIC verificado na unidade consumidora no período considerado, expresso em número de interrupções;

FIC_p – FIC limite na unidade consumidora no período considerado, expresso em número de interrupções;

$$Valor_{DICRI} = \left(\frac{DICRI_v}{DICRI_p} - 1 \right) \cdot DICRI_p \cdot \frac{EUSD_{médio}}{730} \cdot kei \quad (4.13)$$

Onde:

$Valor_{DICRI}$ – Valor da compensação por violação de DICRI;

$DICRI_v$ – DICRI verificado na unidade consumidora no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

$DICRI_p$ – DICRI limite na unidade consumidora no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora.

Além da questão de compensação financeira para as unidades consumidoras, existe a questão do indicador de desempenho global de continuidade, que tem periodicidade anual. Este tem como função a classificação das concessionárias através de avaliação do desempenho das mesmas. Para a avaliação são utilizados os valores anuais de DEC e FEC, tanto na questão de valores absolutos quanto relativos sobre os limites. Através dos valores relativos pode-se realizar uma comparação do desempenho relativo global, considerando todas as concessionárias de energia elétrica.

Verifica-se então que a confiabilidade tem importância, tanto pelo quesito de continuidade na prestação de serviço de suprimento de energia elétrica aos consumidores, quanto pela possibilidade de penalidade financeiras devido ao não atendimento dos níveis dos indicadores. Dessa forma, é necessário um método que possibilite calcular esses indicadores, que atenda a necessidade de contabilizar os dados históricos, bem como para o planejamento e ampliação das redes de distribuição, o que será apresentado no tópico de modelagem da confiabilidade.

4.3 MODELAGEM DA CONFIABILIDADE

Com a necessidade de um método que possibilite calcular os indicadores da rede, surgem algumas exigências como, por exemplo, considerar as questões históricas de falhas e

faltas, mas também considerar sua estrutura, para que seja possível a variação da mesma para previsão e análise do sistema para questões de planejamento em alterações da rede. É importante verificar que podem haver falhas ou faltas que impactem diferentes quantidades de consumidores, podendo existir faltas no começo do alimentador que afete todos os consumidores ou pontuais sobre um transformador que afete apenas um pequeno grupo (ROCHA; BORGES; TARANTO, 2016). Dessa forma, é necessário um modelo que seja flexível para atender essa variação da área de atuação e abrangência.

Buscando uma forma de cálculo e estimativa de confiabilidade nas redes de distribuição, há alguns modelos já utilizados em diversas literaturas, entre eles podemos citar a classificação de blocos, a simulação analítica e matriz lógico-estrutural. A classificação de blocos consiste na divisão da rede em blocos e com as falhas em cada um deles, analisa-se o impacto sobre os demais considerando as possibilidades de proteção e reconfiguração, considerando esse impacto em relação a frequência e duração (DIAS, 2002). A simulação analítica propõe simular falhas em todos os componentes da rede, analisando o sistema de proteção e também as reconfigurações de rede (BROWN, 2009). E por fim, a técnica de matriz lógico-estrutural, em que avalia-se a questão de confiabilidade da rede de distribuição subdividindo áreas através dos equipamentos de proteção e comutação, considerando a possibilidade de reestabelecimento com manobras e também o histórico de faltas e falhas (RODIGHERI, 2013).

Por suas características a técnica a ser usada para avaliação da confiabilidade será através da matriz lógica estrutural. Sua especificação e modelagem serão apresentadas no prosseguimento do trabalho.

4.4 MATRIZ LÓGICA ESTRUTURAL

Esse método é similar a proposta de BILLINTON; ALLAN(1984 apud RODIGHERI, 2013, p. 70) e foi utilizada em diversos trabalhos ao longo dos anos. A técnica atual da matriz lógico-estrutural consiste na criação de matrizes (ou tabelas com dados que influenciem os indicadores de confiabilidade, sendo os principais a frequência e durações das indisponibilidades). A sua estrutura pode ter pequenas variações conforme o objetivo buscado pelo trabalho, uma estrutura básica é apresentada na Figura 4.2.

Figura 4.2 – Estrutura básica de MLE



Fonte: (RODIGHERI, 2013)

Como o foco principal deste trabalho é a coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção, torna-se interessante dividir a matriz sendo nas linhas as regiões da rede e nas colunas os equipamentos de proteção. Essa modelagem será exposta no próximo tópico.

4.4.1 Modelagem da Matriz Lógica Estrutural

O modelo de matriz lógico estrutural adotado nesse trabalho se compõem da seguinte maneira: as colunas equivalem aos equipamentos de proteção e de manobra, e estes podem possibilitar as transferências de carga entre outros alimentadores e assim diminuir a duração das interrupções. Nas linhas se dividem as áreas ou nós da rede de distribuição, essa divisão pode acontecer conforme a necessidade, podendo ser dividida por região ou também por consumidor ou transformador. Nas células que compõem a matriz, inicialmente temos o tempo de restauração (TR) de energia frente as faltas que estarão relacionadas com a área afetada e o equipamento de proteção (BERNARDON et al., 2011). Os principais dados necessários para gerar os indicadores de confiabilidade e as são:

- Taxa anual de falhas (λ): Medida obtida através do histórico de falhas daquele conjunto.
- Tempo de restauração do suprimento de energia (TR): Essa medida é o tempo médio da restauração do suprimento de energia. O tempo é composto por diversas fases como,

o tempo de deslocamento da equipe, tempo de reparo e o próprio tempo de espera entre o acontecimento da falha a autorização do deslocamento da equipe de manutenção.

- Número de consumidores (N): Refere-se propriamente ao número de consumidores alimentados naquela região, podendo ser alimentados por transformadores ou diretamente ligados na rede primária.

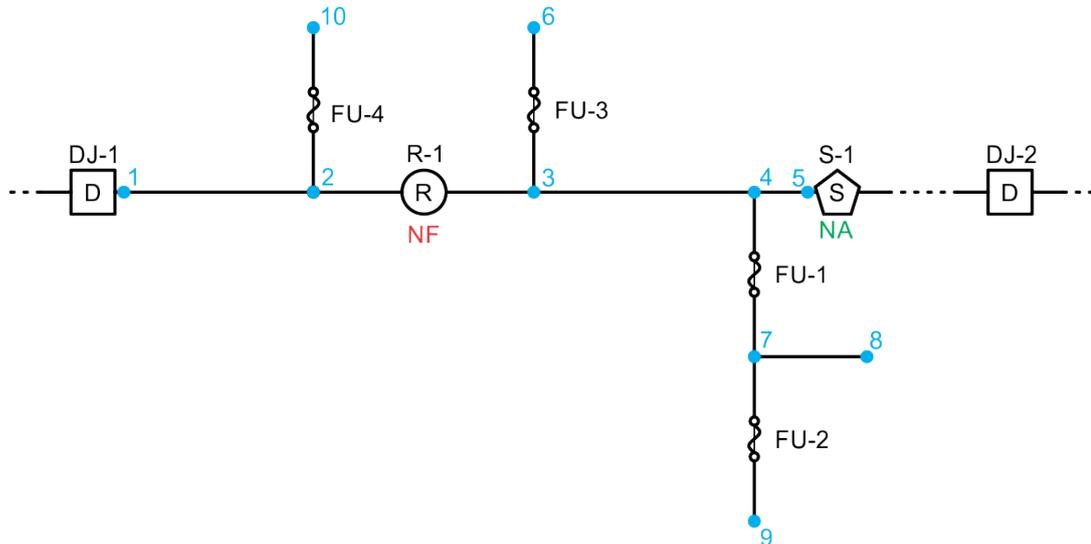
- Carga ativa (L): É a carga ativa dos transformadores ou dos consumidores ligados diretamente na rede primária.

Os tempos de restauração precisam ser estudados previamente conforme os tipos de equipamentos envolvidos e as possibilidades que estes podem trazer para isolar e transferir cargas na rede. Avaliando primeiramente os dispositivos de proteção (disjuntor-relé, religadores e chaves fusíveis) e considerando que estes estejam seletivos, quando houverem curtos-circuitos, estes serão interrompidos e isolados pelo equipamento mais próximo, dessa forma evita-se que essa falta afete áreas que estão a montante o equipamento.

Já com a existência de equipamentos de manobras que podem ser chaves seccionadoras e religadores, deve ser considerada a possibilidade de seccionamentos. Dessa forma, estes dispositivos permitem, tanto isolação de áreas, quanto transferências de carga para outro alimentador. Assim pode ser considerado tempo de isolação (TI) para regiões a montante em casos onde há equipamentos de manobra em estado de normalmente fechado (NF) e também tempo de transferência (TT) para áreas a jusante, mas essa depende da existência de uma chave no estado normalmente aberto (NA) que possibilite a troca dessa carga para outro alimentador ou subestação. No caso das chaves seccionadoras manuais, deve ainda ser considerado um tempo extra que refere-se ao tempo de deslocamento (TD), uma vez que torna-se necessário que uma equipe se desloque para a operação dessa chave.

Para elucidar os conceitos apresentados será implementada a MLE da rede exemplo, apresentada na Figura 4.3. Para a implementação da MLE, assume-se que a chave seccionadora (S-1) possui telecomando e também que estava no estado NA. Também considerou-se que após a S-1 há uma outra rede que tem capacidade de assumir cargas da rede estudada.

Figura 4.3 – Rede exemplo para elaboração de MLE



Fonte: Próprio Autor

Analisando os nós a partir do disjuntor DJ-1 que está em série com todos os nós da rede, o tempo de restauração dele seria considerado em todos os nós, porém após o religador R-1 as cargas podem ser transferidas para o outro alimentador, de modo que o tempo é apenas o de transferência. Fazendo as considerações da coluna do R-1, os nós a montante dele consideram-se o tempo de isolamento e a jusante o tempo de restauração do religador. Já para as colunas de fusíveis (FU-1, FU-2, FU-3 e FU-4), o que está a montante não é influenciado e o que está a jusante é o tempo contabilizado é o tempo de restauração da chave referida. Dessa forma temos na Tabela 4.1, em que a matriz lógico estrutural com os tempos de restauração do nó i (TR_i) e os tempos de transferência (TT) e de isolamento (TI), relacionando os nós da rede e os equipamentos de proteção e manobra.

Tabela 4.1 – MLE da rede da Figura 4.3

Nós	Dispositivos de Proteção e Manobra					
	DJ-1	R-1	FU - 1	FU - 2	FU - 3	FU-4
1	TR_1	TI	0	0	0	0
2	TR_1	TI	0	0	0	0
3	TT	TR_2	0	0	0	0
4	TT	TR_2	0	0	0	0
5	TT	TR_2	0	0	0	0
6	TT	TR_2	0	0	TR_6	0
7	TT	TR_2	TR_4	0	0	0
8	TT	TR_2	TR_4	0	0	0
9	TT	TR_2	TR_4	TR_9	0	0
10	TR_1	TI	0	0	0	TR_{10}

Fonte: Próprio Autor

Para contabilizar os indicadores ao longo de um período de tempo, precisa-se considerar o número de falhas que podem acontecer. Para isso, multiplica-se os tempos com a taxa anual de falhas do respectivo equipamento (λ_i), e com isso chega-se na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – MLE da rede da Figura 4.3 com tempos x taxa de falhas

Nós	Dispositivos de Proteção e Manobra					
	DJ-1	R-1	FU - 1	FU - 2	FU - 3	FU-4
1	TR ₁ λ ₁	TI λ ₂	0	0	0	0
2	TR ₁ λ ₁	TI λ ₂	0	0	0	0
3	TT λ ₁	TR ₂ λ ₂	0	0	0	0
4	TT λ ₁	TR ₂ λ ₂	0	0	0	0
5	TT λ ₁	TR ₂ λ ₂	0	0	0	0
6	TT λ ₁	TR ₂ λ ₂	0	0	TR ₆ λ ₆	0
7	TT λ ₁	TR ₂ λ ₂	TR ₄ λ ₄	0	0	0
8	TT λ ₁	TR ₂ λ ₂	TR ₄ λ ₄	0	0	0
9	TT λ ₁	TR ₂ λ ₂	TR ₄ λ ₄	TR ₉ λ ₉	0	0
10	TR ₁ λ ₁	TI λ ₂	0	0	0	TR ₁₀ λ ₁₀

Fonte: Próprio Autor

4.4.2 Cálculo dos indicadores através de MLE

Uma vez que a MLE estabelecida, podem ser calcular os indicadores esperados através desses dados. Para calcular o DEC esperado (EDEC), os termos de cada linha da Tabela 4.2 são somados e multiplicados pela quantidade de consumidores de cada linha, e então os resultados de cada linha são somados e divididos pelo número total de consumidores. Isso está representado na Equação (4.14).

$$EDEC = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=1}^m M_{i,j} \right) \cdot N_i}{N_T} \quad (4.14)$$

Onde:

EDEC – Valor da duração equivalente de interrupção esperado, expresso em horas e centésimos de hora por ano;

$M_{i,j}$ – Elemento da MLE linha (i) e coluna (j);

N_i – Número de consumidores da linha (i);

N_T – Número total de consumidores do conjunto;

n – Número de linhas;

m – Número de colunas.

O cálculo da energia não suprida esperada (EENS) é similar, porém ao invés do número de consumidores utiliza-se a carga. Isso está expresso na Equação (4.15).

$$EENS = \sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=1}^m M_{i,j} \right) \cdot L_i \quad (4.15)$$

Onde:

EENS – Valor da energia não suprida esperada, expresso em quilowatt horas por ano;

L_i – Carga média dos consumidores da linha (i);

Para frequência equivalente de interrupções esperada (EFEC), o processo é praticamente o mesmo do EDEC, porém nesse caso são consideradas apenas as frequências da MLE, ou seja, os tempos (TR, TT, TI) devem ser desconsiderados. O cálculo pode ser realizado através da Equação (4.16).

$$EFEC = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=1}^m M_{i,j}^* \right) \cdot N_i}{N_T} \quad (4.16)$$

Onde:

EFEC – Valor da frequência equivalente de interrupção esperada, expresso em faltas por ano;

$M_{i,j}^*$ – Elemento da MLE linha (i) e coluna (j), somente considerando apenas taxa de falhas, sem os tempos;

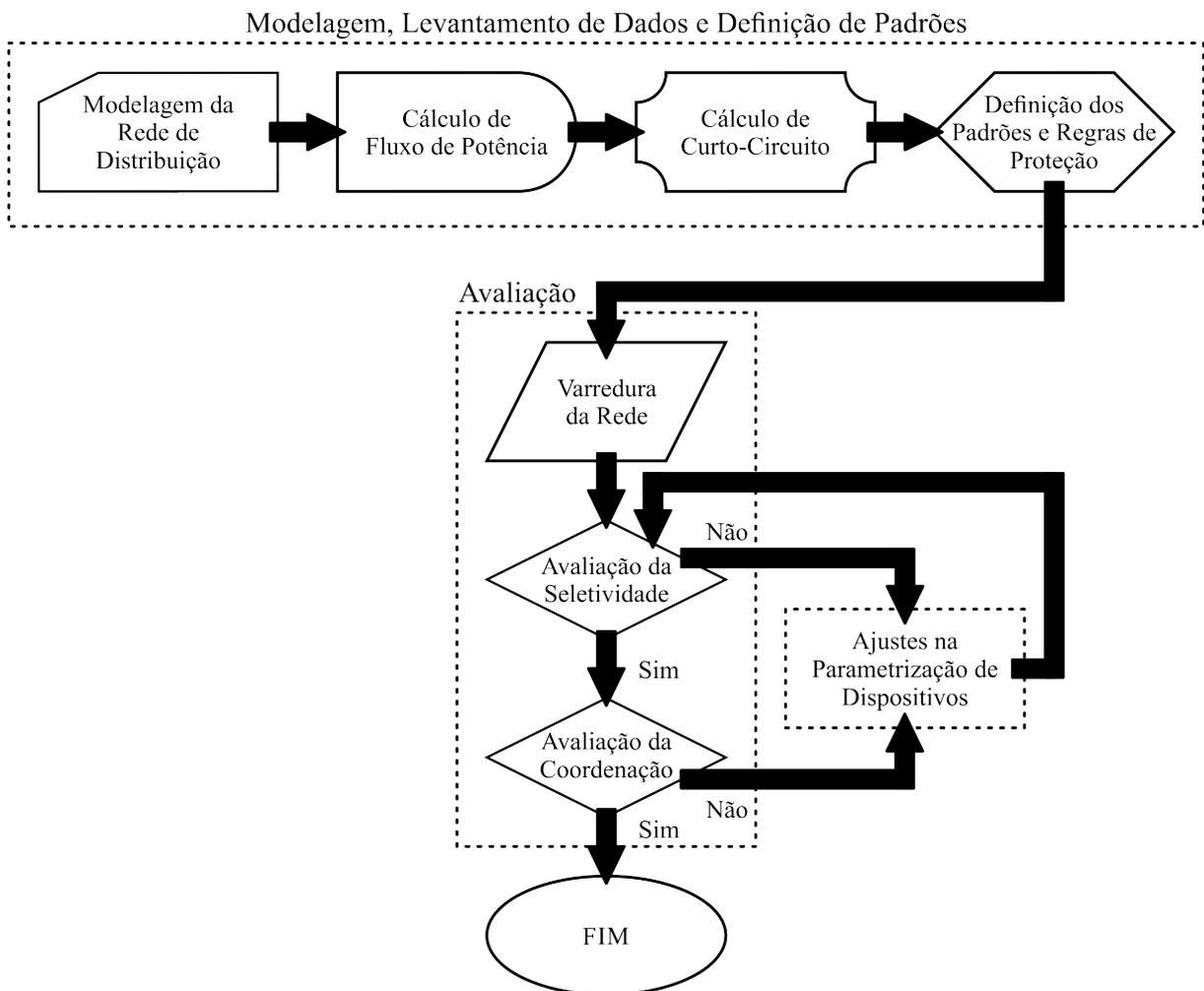
Com a modelagem da confiabilidade definida, como essa será explorada na metodologia, será apresentada nos capítulos seguintes.

5. MÉTODO DE AVALIAÇÃO DA SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO

Neste capítulo está apresentado a metodologia proposta, com o foco na avaliação dos dispositivos de proteção quanto as suas relações de seletividade e coordenação entre equipamentos e a rede de distribuição. Essa etapa se divide em duas, a inicial com modelagem, levantamento de dados e definições e após essa se avalia propriamente os quesitos de proteção. A busca por ajustes será apresentado no próximo capítulo em separado.

Para facilitar a visualização e a compreensão da metodologia proposta, temos o fluxograma desta Figura 5.1. Cada processo do fluxograma será descrito separadamente ao longo deste capítulo.

Figura 5.1 – Fluxograma do método de avaliação da seletividade e coordenação



Fonte: Próprio Autor.

5.1 MODELAGEM DA REDE

O passo inicial da metodologia consiste em modelar a rede, nessa etapa torna-se necessário um modelo apropriado para que se tenha um sistema equivalente ao real, para que os resultados das simulações se aproximem ao máximo do sistema. Dessa forma, há características importantes a serem consideradas no modelo da rede como, os encaminhamentos da rede, os cabos que a compõem e também a localização e identificação dos dispositivos de proteção.

No modelo aplicado, utilizou-se uma matriz “de-para”, em que tem-se os barramentos com sua localização georeferenciada, e também o tipo de cabo que há no trecho entre as barras. Outra informação relevante é quanto a carga que existe nos barramentos ou trechos.

5.2 CURTO-CIRCUITO

Os dispositivos de proteção que estão sendo explorados neste trabalho, tem sua atuação baseada em sobrecorrentes, dessa forma é necessário que se conheça os níveis de corrente do sistema, tanto por questões de capacidade de interrupção, quanto aos ajustes para operação desses equipamentos. Devido a essas questões, é imprescindível ter as informações dos valores da corrente de carga e também dos valores de curto-circuito da rede.

O sistema de distribuição de energia na maior parte de sua extensão é constituído por 3 fases, devido a isso podem ocorrer curtos-circuitos trifásicos, monofásicos, bifásicos e bifásicos-terra. Além disso, podem haver variações na magnitude de alguns desses devido a impedância de falta (ou também conhecida como impedância de contato), nos casos de curtos-circuitos com influência do terra (monofásicos e bifásicos-terra), estes podem ser conhecidos como curtos-circuitos mínimos ou de alta impedância. Essa impedância de falta geralmente é referente à queda de cabo sobre o solo, onde se acumula a impedância do sistema com essa impedância de contato ao solo, que pode variar conforme o tipo e a condição (úmido ou seco) de solo. Essa condição pode influenciar drasticamente os valores de curtos-circuitos, conforme pode ser visualizado na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Valores típicos de corrente de curto-circuito em diferentes tipos de solo

<i>Superfície</i>	<i>Corrente (A)</i>
Asfalto Seco	0
Areia Seca	0
Areia Úmida	15
Pasto Seco	20
Gramma Seca	25
Pasto Úmido	40
Gramma Úmida	50
Concreto (reforçado)	75

Fonte: (AUCOIN; JONES, 1996), Traduzido pelo autor.

O percentual típico das faltas que ocorrem nas redes são 80% monofásicas, 15% bifásicas e 5% trifásicas (METZ-NOBLAT; F. DUMAS; POULAIN, 2005). Embora faltas trifásicas representem uma pequena porcentagem, é importante conhecer os valores de curtos-circuitos, para que na coordenação entre dispositivos, seja considerado o curto-circuito máximo, que em sua maioria são os trifásicos, mas há condições específicas que podem ocorrer em monofásicos e também os curtos-circuitos mínimos, que serão os que considerarão as impedâncias de falta. Logo torna-se importante calcular todos os curtos circuitos.

5.2.1 Cálculo de Curto-Circuito

Uma vez já estabelecido o modelo de rede, o primeiro passo é a realização do fluxo de potência, com o fim de encontrar os níveis de corrente de carga e as tensões ao longo da rede. O método utilizado para isso, é o de somatório de potências. Para sistemas radiais, que é o caso das redes de distribuição, esse método é considerado eficiente (PUGER, 2013). O mesmo foi desenvolvido na mesma época por mais de um pesquisador, sendo os principais trabalhos de BROADWATER et al., (1988), BARAN e WU (1989) e CESPEDES (1990), em que há pequenas variações em suas formulações. Os algoritmos de fluxo de potência desse método se baseiam em duas etapas que podem ser chamadas de *backward* e *forward*. No primeiro momento são definidas tensões iniciais em todas as barras do sistema e com isso introduz-se a primeira etapa (*backward*), que consiste em calcular o fluxo de potência entre as barras do sistema através da potência de cada uma das barras e a tensão, o sentido utilizado é do fim para o início, desse modo conforme há o avanço as potências nas barras são acumuladas, até chegar na barra da subestação (barra inicial). Após isso, na segunda etapa

(*forward*), calculam-se as tensões nas barras ao longo do sistema, através da tensão da barra inicial e dos fluxos de carga encontrados na etapa anterior, o sentido agora é do início para o fim. Essas duas etapas são repetidas até que nas tensões de todas as barras da converjam, isto é, variações menores que o erro máximo estabelecido (ISSICABA, 2008).

O emprego de cálculo de fluxo de potência se dá por dois objetivos principais, a obtenção das correntes de cargas e das tensões ao longo da rede. As correntes de carga são necessárias para os ajustes de seletividade dos dispositivos de proteção, uma vez que o dispositivo não deve atuar para as de carga, para que não se tenham operações indevidas e desligamentos desnecessários no sistema. As tensões na rede serão utilizadas nos cálculos de curtos-circuitos que serão apresentados.

Os curtos-circuitos se classificam em dois tipos, equilibrados e desequilibrados. O primeiro se refere aos trifásicos, em que as correntes das três fases tem o mesmo comportamento. E os desequilibrados se referem aos monofásicos, bifásicos e bifásicos-terra, nos quais o comportamento das correntes nas três fases não é o mesmo. Um dos métodos mais utilizados na literatura, e que atende a modelagem dos diferentes tipos de curtos-circuitos, é o de componentes simétricas do Teorema de Fortescue. Esse teorema baseia-se na decomposição de um sistema desequilibrado em três sistemas equilibrados, o que possibilita a determinação dos valores de curto-circuito. As equações e exemplificações básicas do Teorema de Fortescue estão apresentadas no Apêndice B.

Buscando uma maior proximidade com os valores reais, a determinação dos curtos-circuitos se dá através do equivalente de Thévenin, em que utiliza-se a tensão na barra (tensão de Thévenin) que foi encontrada no fluxo de potência e as impedâncias (positiva, negativa e zero) acumuladas até essa mesma barra. Seguindo esse método, os dados encontrados são muito similares aos reais, e dessa forma o resultado contempla tanto a questão corrente de curto-circuito, como a corrente de carga do sistema.

Outra vantagem referente à esse método é que o fluxo de potência pode ser realizado com diferentes patamares de carga. Uma vez que o sistema tem diferentes níveis de carregamento ao longo do dia, o valor de corrente de carga e tensão no sistema terão variação e conseqüentemente irão impactar nas corrente de falta.

Um ponto relevante em relação aos curtos-circuitos são aos níveis mínimos que possuem influência de impedâncias de falta ou de contato, os quais podem ser confundidos com níveis de corrente de carga. Para o cálculo de monofásico-terra e bifásico-terra, ambos com impedância de falta, será considerada uma impedância de 40Ω , que é um valor comum entre concessionárias e também em algumas bibliografias (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

5.3 DEFINIÇÃO DOS PADRÕES DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE

Essa etapa compreende as configurações que podem ser mais amplas e depender das regras de cada concessionária, que podem influenciar a seletividade e coordenação dos equipamentos de proteção. Algumas das características utilizadas foram baseadas em critérios de uma concessionária local, buscando assim uma maior proximidade com sistemas de distribuição de energia reais.

Uma das possibilidades nos estudos de coordenação e seletividade de dispositivos é considerar o crescimento das cargas para verificar o se tempo e a solução proposta atende os critérios de seletividade. No algoritmo esse fator de crescimento que está representado como K_1 na Equação (3.1), foi desconsiderado. A razão disso é referente que o estudo realizado está se baseando no panorama atual da rede.

Quanto aos religadores há dois fatores considerados, o primeiro refere-se a sobrecarga que deve ser considerada na parametrização dos valores de corrente de *pick-up* de fase, representado com a variável K_2 da Equação (3.3). Neste caso foi considerado uma sobrecarga de 50%. Já para a configuração dos valores de neutro é necessário que o sistema considere um desequilíbrio, o qual gera corrente sobre o neutro, o que está representado na variável K_3 da Equação (3.4). No estudo realizado, foi considerado um valor intermediário de aproximadamente 20% de desequilíbrio.

Um dos maiores problemas nas configurações de dispositivos ocorre em como os dispositivos em série irão se relacionar, devido a isso, um parâmetro crítico é referente ao tempo mínimo entre atuação desses equipamentos ($\Delta t_{mín}$). Para essa variável foi aplicado o valor de 300ms para os casos que envolvam os religadores, quando a coordenação é somente entre chaves fusíveis considera-se a Equação (3.5), que diz que o tempo máximo de atuação do elo primário tem que ser menor que 75% do tempo mínimo do elo de retaguarda. A escolha desse valor considera os tempos de atuação dos principais dispositivos de proteção microprocessados, como é o caso do religador, que mesmo em operações instantâneas o seu tempo de abertura em dispositivos comerciais são próximos de 50 ms (SIEMENS, 2017). Dessa forma, há um espaço de tempo para que o equipamento primário consiga realizar mais de uma tentativa de abertura e somente após isso a abertura do dispositivo de retaguarda.

5.4 AVALIAÇÃO DA SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO

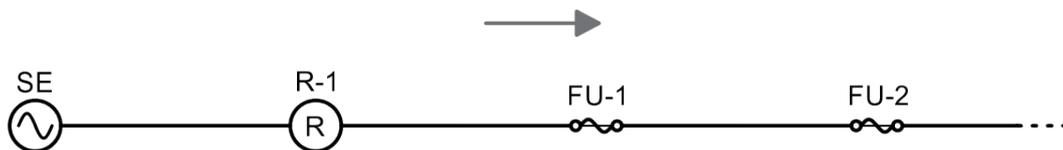
Essa etapa compreende propriamente a avaliação dos parâmetros dos dispositivos de proteção, quanto as regras e definições realizadas na etapa anterior. Porém para um melhor desempenho com menores retrabalhos, o algoritmo deve seguir alguns procedimentos.

5.4.1 Varredura da rede

Para essa avaliação da rede, torna-se necessário uma varredura de rede, por dois motivos, definir os dispositivos em série e definir o dispositivo inicial para avaliação. A primeira verificação na rede é uma leitura do panorama de sua estrutura, com isso verificando quais são os dispositivos em série. Essa conferência acontece no sentido da fonte para carga. A exemplificação de um circuito simples está na Figura 5.2, em que temos a seguinte configuração entre religadores (R) e chaves fusíveis (FU) em série.

- (R-1) – (FU-1) – (FU-2)

Figura 5.2 – Equipamentos de proteção em série.

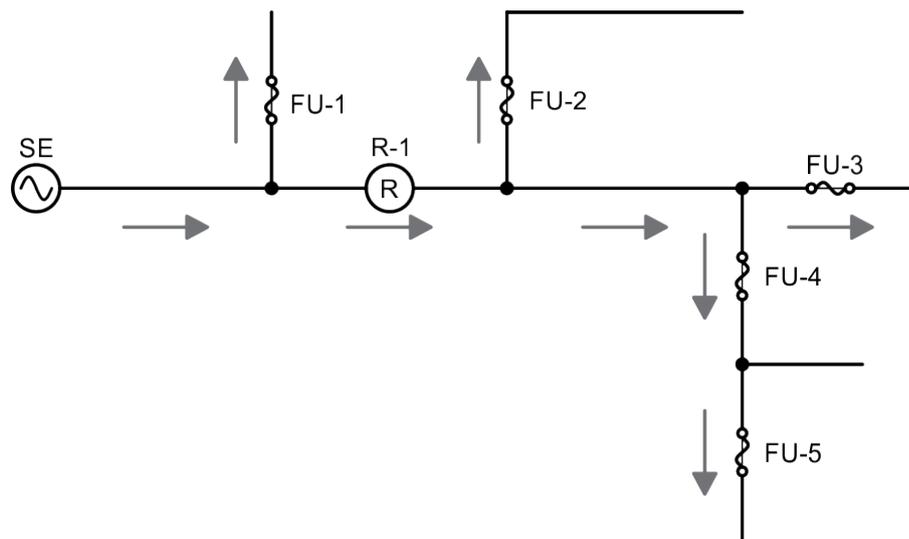


Fonte: Próprio Autor.

Apesar disso os sistemas de distribuição são mais complexos, possuindo muitas ramificações, que causam o que foi descrito no Capítulo 3 de Seletividade e Coordenação, em que um mesmo equipamento pode estar em série com dois ou mais equipamentos. Ou seja, pode ser que existam diversos encaminhamentos de proteção sobre um mesmo equipamento, o que está representado na Figura 5.3, onde temos as seguintes possibilidades de dispositivos em série:

- (R-1) – (FU-4) – (FU-5)
- (R-1) – (FU-3)
- (R-1) – (FU-2)
- (FU-1)

Figura 5.3 – Equipamentos em série de uma rede de distribuição



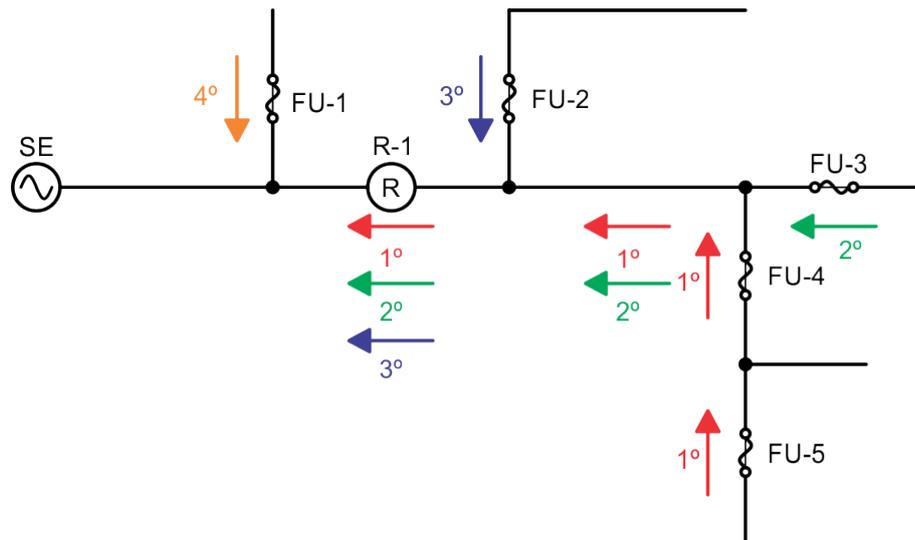
Fonte: Próprio Autor.

Uma vez definido os dispositivos em série, pode-se propor o caminho no qual irá se avaliar a rede. Nesse momento inverte-se o sentido, os testes de comparação entre os níveis de curto-circuito com as configurações dos dispositivos para seletividade e coordenação acontecem do fim da rede para o início.

Sendo assim, começa-se avaliando os curtos-circuitos de maneira crescente, uma vez que quanto mais distante da subestação menores são os níveis de corrente. Dessa forma, também se avaliam por último os equipamentos mais próximos da subestação, que por estarem no início da rede, possuem maior número equipamentos em série e com isso chance de ter maiores variações nas suas configurações. Considerando a mesma rede anterior, agora representando o sentido de avaliação dos dispositivos na Figura 5.4, teríamos o seguinte sentido de testes:

- (FU-5) – (FU-4) – (R-1)
- (FU-3) – (R-1)
- (FU-2) – (R-1)
- (FU-1)

Figura 5.4 – Sentido de avaliação da proteção em uma rede de distribuição



Fonte: Próprio Autor.

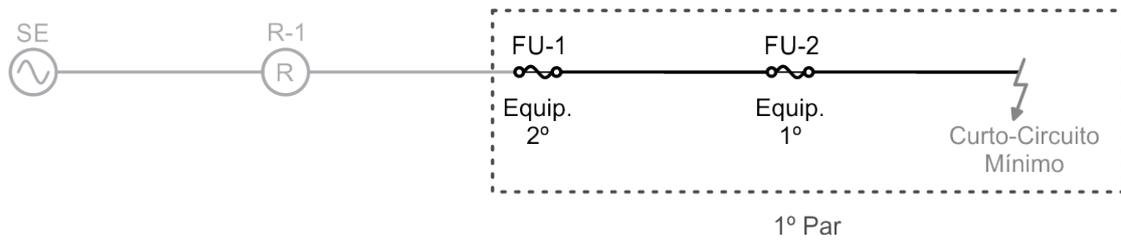
Seguindo esse sentido poderiam ser encontradas três configurações distintas para o religador R-1, uma vez que esse se correlaciona com diferentes caminhos de equipamentos de proteção. Por fim, deve ser escolhida a configuração que atenda todos os níveis de curto-circuito e parâmetros dos equipamentos envolvidos. Após isso inicia-se propriamente a avaliação dos quesitos de proteção entre dispositivos e os valores da rede, que serão apresentados nos próximos tópicos deste capítulo.

5.4.2 Análise dos dispositivos

Uma vez definidos os dispositivos em série e a sequência de avaliação destes, resta a análise de suas configurações frente aos padrões e regras de seletividade e coordenação que foram estabelecidos. Para essa avaliação, são sempre analisados pares de dispositivo, ou seja, mesmo que existam três ou mais dispositivos em série, a análise acontece par a par de equipamentos de proteção, considerando sempre o dispositivo primário e o de retaguarda.

A primeira avaliação é referente à seletividade, isto é em relação a sensibilidade dos equipamentos. Considerando o primeiro par, será avaliado, tanto se o equipamento primário, quanto o secundários, estão sensibilizados para o curto-circuito mínimo que se encontra no final da rede do equipamento primário. Essa primeira análise está apresentada na Figura 5.5, onde avaliam-se a FU-2 (Equipamento de proteção primário) e a FU-1 (Equipamento de proteção secundário) quanto a seletividade no curto-circuito mínimo no fim da rede.

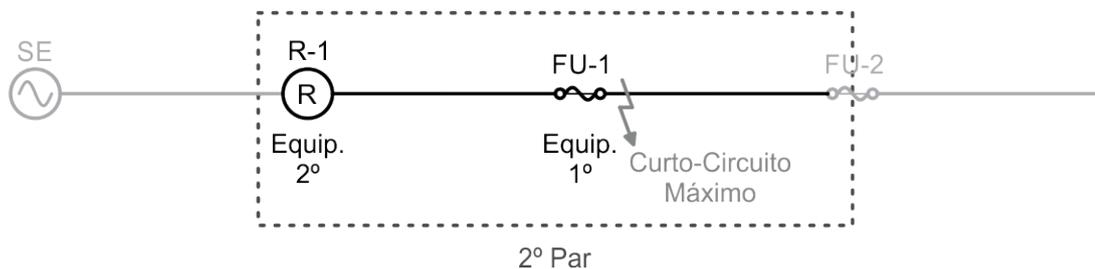
Figura 5.5 – Avaliação do 1º par da seletividade



Fonte: Próprio Autor.

No segundo momento, avalia-se o segundo par, agora considerando o curto-circuito mínimo que está antes da próxima chave a montante ou em alguma ramificação da rede, isso se sucede até que todos os pares dos equipamentos em série estejam avaliados. Esse processo está exemplificado na Figura 5.6, onde agora avaliam-se a FU-1 (Equipamento de proteção primário) e R-1 (Equipamento de proteção secundário), quanto ao curto-circuito mínimo do trecho avaliado, que nesse momento fica situado antes da chave FU-2.

Figura 5.6 – Avaliação do 2º par da seletividade

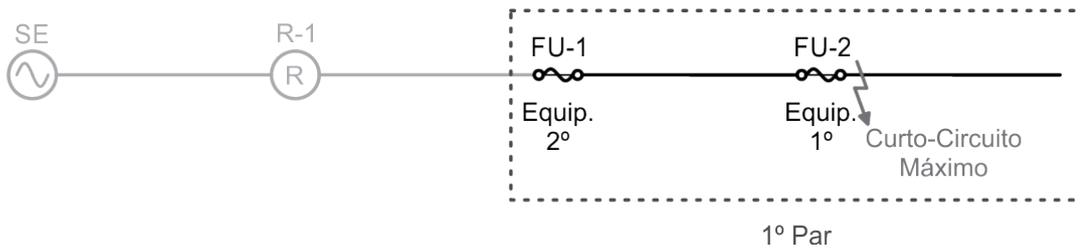


Fonte: Próprio Autor.

Para a coordenação o sistema de avaliação é similar, segue a avaliação par a par, do fim para o início da rede. Porém considera-se o nível máximo de curto-circuito e também é mais complexo, pois avalia os tempos de atuação de cada dispositivo.

Para avaliar a coordenação, calcula-se o curto-circuito máximo que fica junto dos terminais do equipamento de proteção primário, encontram-se os tempos de atuações, e então se verifica se o tempo mínimo entre atuações é atendido. O processo da avaliação está representado na Figura 5.7, em que encontra-se o tempo de atuação tanto do equipamento primário (FU-2) como do secundário (FU-1) para o curto-circuito máximo logo após a FU-2. E verifica-se atende a diferença de tempo, nesse caso como ambos são chaves fusíveis, o tempo máximo de atuação do equipamento primário deve ser igual ou menor que 75% do tempo mínimo de atuação do equipamento secundário, garantindo a correta sequência de operação.

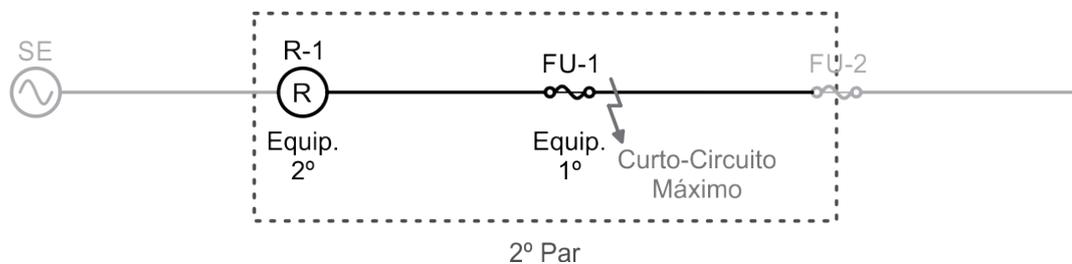
Figura 5.7 – Avaliação do 1º par da coordenação



Fonte: Próprio Autor.

A sequência do processo consiste em avaliar os próximos pares de equipamentos, verificando sempre o curto-circuito máximo na área do dispositivo de proteção primário, até que avaliem-se todas os pares dos equipamentos em série, presentes na rede de distribuição de energia elétrica. Na Figura 5.8, está representado a coordenação do segundo par da rede exemplo, de modo que a FU-1 agora é o equipamento de proteção primário, e será calculado o curto-circuito máximo logo após seus terminais. Neste caso, o equipamento de proteção secundário é um religador, o que faz com que agora seja respeitado o $\Delta t_{\text{mín}}$ de 300 ms entre atuações, ou seja, se calcula o tempo tanto na FU-1, quanto no R-1, e se verifica o tempo entre as atuações é de pelo menos os 300 ms.

Figura 5.8 – Avaliação do 2º par da coordenação



Fonte: Próprio Autor.

5.4.3 Resultado da Análise

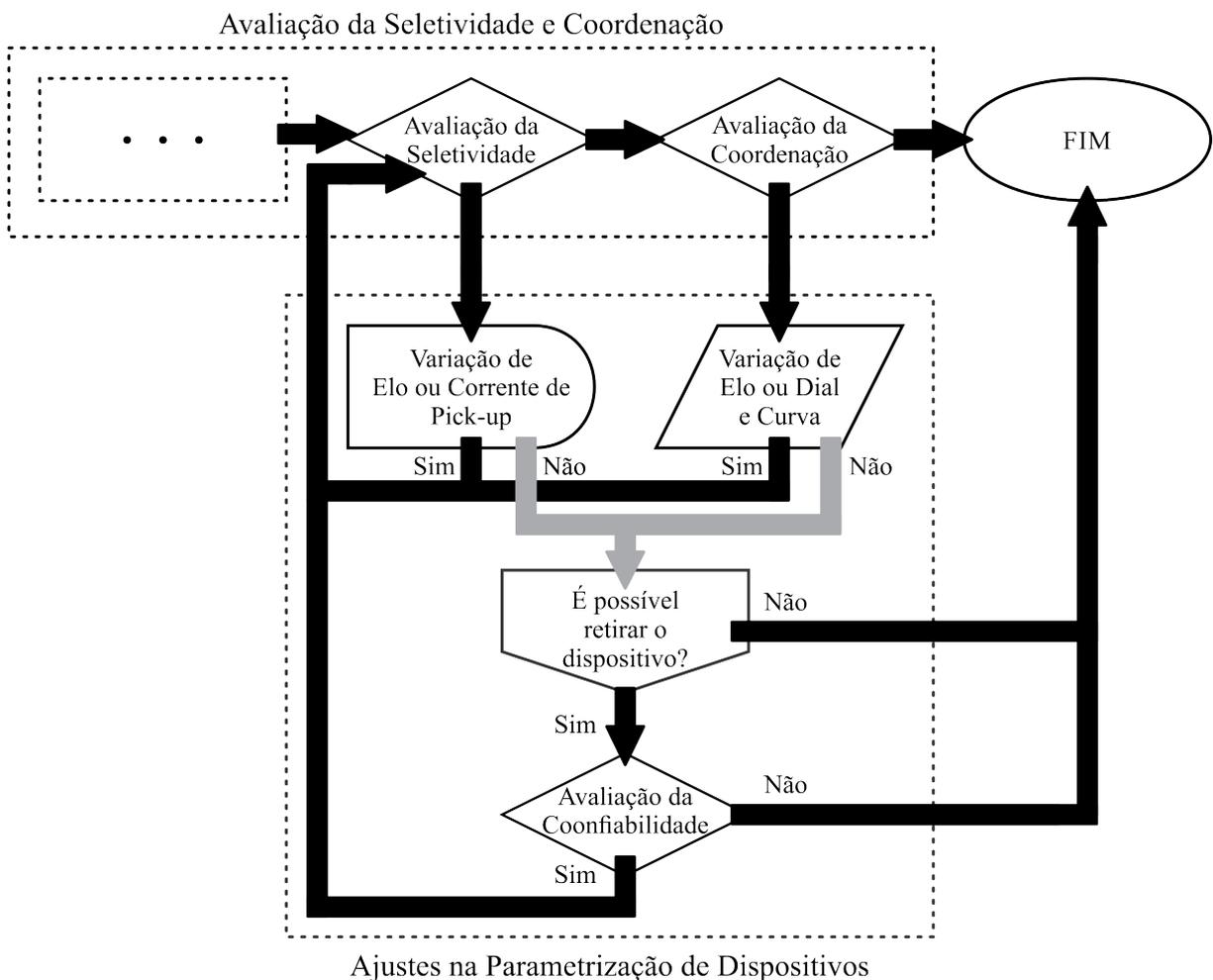
Com a avaliação do sistema, serão encontrados não conformidades na questão de sensibilidade quanto aos níveis de curtos-circuitos mínimos (seletividade), e também entre tempos de atuação dos dispositivos de proteção primário e secundário (coordenação). Para a solução desses impasses, é necessária uma metodologia que atenda às necessidades de cada conceito e também as diferenças existentes entre dispositivos. Essa metodologia de ajuste será apresentado no próximo capítulo.

6. MÉTODO DE AJUSTE NA PARAMETRIZAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Nesse capítulo será apresentada a metodologia utilizada para ajustes na proteção, visando o atendimento dos padrões de coordenação e seletividade. Também serão explicados os princípios considerados para as alterações, e como serão aplicadas essas modificações nos parâmetros dos dispositivos.

A metodologia de ajustes será baseada no fluxograma apresentado na Figura 6.1, na qual aparecem também algumas etapas da metodologia de avaliação para demonstrar como será o *feedback*.

Figura 6.1 – Fluxograma da metodologia nos ajustes de parametrização



Fonte: Próprio Autor.

6.1 MÉTODO DE BUSCA DE AJUSTES

O processo de ajustes nas parametrizações dos dispositivos de proteção é relativamente complexo pelo número de variáveis existentes nos equipamentos. Frente a essa complexidade torna-se necessário técnicas ou métodos que auxiliem para serem realizados esses ajustes. Há trabalhos da década de 80, como o de Urdaneta, Nadira e Pérez Jiménez (1988) que formularam a coordenação e seletividade como problemas de otimização, e tendo as correntes de curto-circuito conhecidas esse problema pode ser considerado linear e pode ser resolvido através de Programação Linear (PL). Nesse mesmo trabalho, o problema linearizado foi solucionado através da técnica Simplex, esse é um dos métodos de solução para PL. O simplex foi uma das primeiras técnicas de otimização criadas, que tem como objetivo minimizar ou maximizar uma determinada função, com um certo número de variáveis e restrições (MUSSOI, 2013).

O simplex trabalha com valores contínuos nas variáveis, logo para essa aplicação o resultado otimizado teria que estar de acordo os passos de corrente de pick-up e dial de tempo dos equipamentos de proteção (KIDA; GALLEGO, 2016). Por se tratarem de valores discretos, com passos pré-estabelecidos pelo fabricante do equipamento, torna-se mais interessante considerar técnicas de solução para Programação Linear Inteira Mista (PLIM). Para problemas desse tipo, podem ser utilizados outros tipos de análise combinatória, como o *branch and bound*, algoritmos genéticos e métodos heurísticos, entre outros. O algoritmos de busca heurística já foram utilizados em alguns trabalhos como é o caso de AUON RAZA et al. (2013) e RAMOS et al. (2013), este também vai ser o método utilizado nesse trabalho.

Este método foi escolhido, pois para uma operação adequada, não é necessário que os valores de ajustes estejam em seu ponto ótimo, Mas é essencial a garantia de atuação dos dispositivos atendendo as características de seletividade e coordenação e certificando assim a segurança da rede. E a heurística é um método de otimização, mas necessariamente a resposta não é um ponto ótimo, o retorno será o primeiro resultado que atenda a função objetivo e não viole as restrições.

Dessa forma a metodologia de busca de soluções proposta procura identificar os ajustes que atendam e garantam os critérios mínimos de seletividade e coordenação, através de heurística. Para isso, será apresentada as características do método de busca heurística e também quais são as alterações propostas para atender as necessidades do sistema.

6.1.1 Métodos de busca heurística

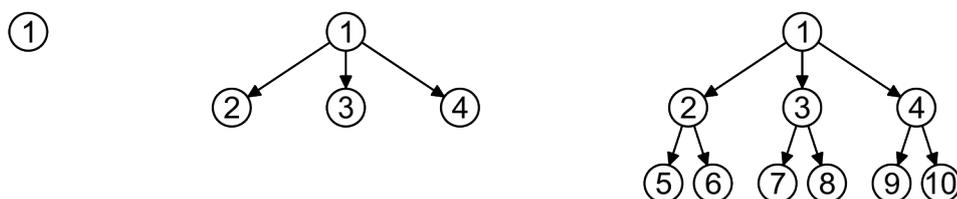
Existem diversos métodos de buscas, apesar disso não existe uma técnica que será sempre melhor que as demais. A aplicação depende do tipo de problema, do tipo de resposta, do tempo de resposta, entre outros (KAGAN et al., 2009). Exemplos disso, são os problemas nos quais se busca a solução ótima, onde uma técnica ideal seria a busca exaustiva, em que são testadas todas as possibilidades através de buscas em profundidade ou amplitude. Porém, para isso podem existir muitas combinações o que demanda processamento e tempos grandes, o que pode inviabilizar a utilização dessa técnica em algumas aplicações.

O problema de seletividade e coordenação, pode ser visto como problema de PLIM onde pode existir um amplo número de combinações principalmente quando se tratam dos religadores. Devido isso, a heurística tem bom desempenho nessa função objetivo, uma vez que esse método pode ser visto como um processo pra determinação de percurso frente a uma estrutura em forma de árvore. Basicamente são ferramentas que auxiliam a busca de solução, reduzindo a procura dentro do conjunto de combinações (RAMOS, 2014).

Dentro das heurísticas existem diferentes técnicas de buscas que podem ser utilizadas, dependendo da finalidade desejada. Essa diversidade existe frente as formas de se percorrer a estrutura de soluções. Os autores KAGAN et al. (2009) definem em 06 as principais técnicas de buscas, sendo que algumas são derivações de outras:

- Busca em amplitude (*breadth-first search*): A busca em amplitude realiza todas as combinações (ou também chamados de nós) sucessoras de cada etapa, iniciando pelo nó raiz que se refere ao estado inicial do problema. Esse processo se repete até que algum critério de parada seja satisfeito, é como se essa busca fosse realizada primeiro na horizontal para depois evoluir e ser realizada vertical da estrutura em árvore. A técnica tende a gerar um grande número de nós e muitos níveis de árvore, até que alcance a solução, sendo então um método que gera um vasto número de dados em um tempo de processamento relativamente longo. A exemplificação de uma busca em amplitude está representada na Figura 6.2.

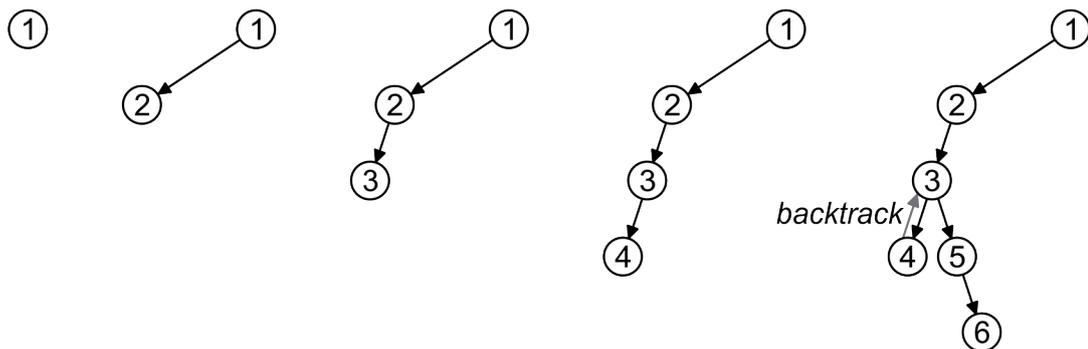
Figura 6.2 – Busca heurística em amplitude



Fonte: (KAGAN et al., 2009), adaptado pelo autor.

- Busca em profundidade (*depth-first search*): Para a busca em profundidade a partir do nó raiz, realiza-se apenas uma combinação, com isso há apenas um nó sucessor e a pesquisa evolui no sentido dos níveis da árvore. Similar a anterior, a busca se realiza até que algum critério de parada seja satisfeito, mas nesse caso vale ressaltar que ainda nessa técnica pode chegar a um nó terminal que não possui sucessor e pode ser que seja realizado um retrocesso (ou *backtrack*), para o prosseguimento em outro caminho. Ou seja, é como se fosse o inverso da amplitude, na qual a busca se realiza primeiro na vertical da árvore para depois ir no sentido horizontal. Essa solução também pode gerar muitos dados e um tempo de processamento relativamente longo. Na Figura 6.3 temos uma representação simples do que é a busca de profundidade.

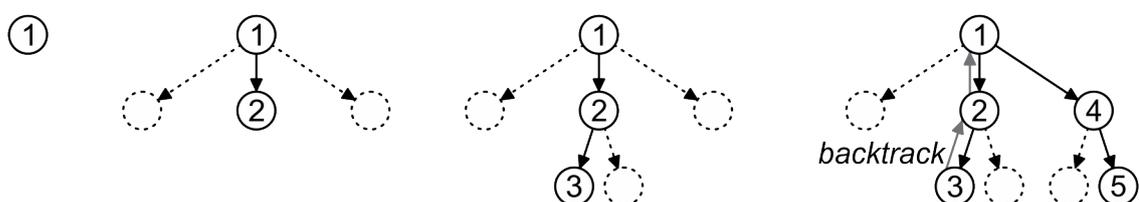
Figura 6.3 – Busca heurística em profundidade



Fonte: (KAGAN et al., 2009), adaptado pelo autor.

- Busca pela melhor escolha (*best-first search*): Na busca de melhor escolha são avaliados os possíveis nós a serem expandidos através de uma função heurística específica, e o prosseguimento do algoritmo se dá no nó melhor avaliado (ou nó promissor). Nesse caso, também há a chance de *backtrack* caso se atinja um nó terminal. Esse tipo de busca é uma combinação entre as técnicas de busca em amplitude e profundidade. A representação desse padrão de busca está na Figura 6.4.

Figura 6.4 – Busca heurística pela melhor escolha



Fonte: (KAGAN et al., 2009), adaptado pelo autor.

- Gerar e testar (*Generate-and-test*): Essa técnica é uma variante da busca de profundidade, em que se avança por um caminho da árvore e ao final se testa o estado alcançado é uma solução para o problema. A escolha do caminho pode inclusive ser aleatório.

- Escalada da montanha (*hill climbing*): Essa técnica também é derivada da busca por profundidade, no qual o processo de busca é direcionado através de alguma função heurística. Nessa técnica, a cada nó evoluído, realiza-se uma avaliação relacionada a quanto o estado atual está distante do esperado, dessa forma, a partir do nó inicial obtém-se um sucessor, se esse representa um estado melhor que o inicial é avançado nesse caminho, caso contrário, busca-se um nó mais promissor e assim por diante. Esse método faz referência a alguém que está perdido em uma montanha mas precisa chegar ao topo, se continuar para cima no melhor caminho possivelmente chegará ao seu objetivo.

- Gradiente (*gradient search*): É uma variante da hill climbing, no qual em cada nível da árvore se avalia todos os possíveis nós sucessores, sendo escolhido o melhor para ser expandido.

Para os ajustes nos dispositivos de proteção referente ao não atendimento dos padrões estabelecidos para seletividade e coordenação, a técnica de buscas a ser considerada é a de profundidade. Isso acontece por que os ajustes podem ser valores discretos que vão variar de maneira crescente ou decrescente, e a busca em profundidade tende a ter menores alterações dos ajustes iniciais, sendo essa aplicação bem explorada no caso das descoordenações. Outro ponto bastante interessante é que esse tipo de busca, é referente à solução final não necessariamente é o ponto ótimo, mas garante a operação do sistemas de proteção, tendendo a ter soluções mais simples e eficientes.

6.2 AJUSTES PARA NÃO CONFORMIDADES EM SELETIVIDADE

Em relação à sensibilidade as não conformidades que podem ser encontradas são basicamente que os dispositivos não estarem sensibilizados com o nível de curto-circuito mínimo da sua região de atuação, sendo essa área como dispositivo primário ou de retaguarda. As possíveis ações para solução dessas condições são:

- Em chaves fusíveis: Com suas características de atuação sendo determinadas propriamente pelo valor do elo, a possibilidade de diminuir a sua operação mínima ocorre

através da troca do elo por um de menor valor. Esse processo se dá de maneira decrescente, sendo o valor inicial o elo atual.

- Em religadores: Estes dispositivos possuem, tanto curva de fase, quanto de neutro, de modo que a segunda responsável por atuação dos curtos-circuitos de menores intensidades. Se o religador não está sensibilizado para o nível mínimo, o recurso a ser utilizado é o da diminuição da corrente de pick-up de neutro, que faz o deslocamento da curva no sentido horizontal, e assim chegando até a atuação para o valor desejado. O passo considerado no algoritmo é de $2A$, e a escolha desse se dá por que já houve uma avaliação inicial desse sistema, logo considera-se que o valor da corrente de pick-up já é relativamente próximo do valor de curto-circuito mínimo que este dispositivo deve atender.

6.3 AJUSTES PARA NÃO CONFORMIDADES EM COORDENAÇÃO

Para o caso de não coordenação de algum par do sistema, o que refere-se ao não atendimento do tempo mínimo entre atuação do dispositivo primário e de retaguarda, a regra irá depender do tipo do equipamento de coordenação que está relacionado. Para solução as principais considerações são:

- Entre Chaves-Fusíveis: No caso do não atendimento da coordenação nesse tipo de relação, que é regulada através da Equação (3.5), a principal solução é a troca do elo fusível do equipamento a montante para um valor superior. Porém é necessário reavaliar o sistema por dois motivos: verificar se dessa forma está atendido o critério de coordenação, e também se com essa alteração não houve influência na coordenação com o próximo dispositivo. Essa troca de elo considerada é o próximo valor mais alto, iniciando com o elo da condição atual.

- Entre chaves fusíveis e religadores ou entre religadores: Nesse tipo de relação a busca principal é o $\Delta t_{mín}$ entre atuações de 300 ms. Como os religadores serão sempre os equipamentos a montante nesse caso e possuem curva de fase e de neutro, deve-se atentar, se o curto-circuito máximo está atuando em qual das curvas, para que conforme inicie-se a variação em determinada curva e a outra não atue antes da alterada e com isso o par de equipamento continue em descoordenação. As condições de alterações de curvas são, a variação do dial de tempo e a troca do tipo de curva. Na maioria dos casos apenas a variação do dial de tempo pode atender a necessidade da coordenação, e como o algoritmo se baseia na busca em profundidade, essa é a primeira variável a ser alterada. Caso ainda não seja possível

o atendimento, troca-se o tipo de curva e varia-se o dial, sucessivamente até que se chegue a uma solução viável. Considerou-se a variação de dial na escala de 0,1, embora o passo dos religadores comerciais seja menor que isso, pois se busca um ponto de operação que garanta a segurança do sistema, e não propriamente o ponto ótimo de operação. A variação do tipo de curva é para o próximo valor superior.

6.4 AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE

A avaliação da confiabilidade tem como objetivo final avaliar o comportamento dos indicadores de continuidade, frente a uma possível retirada de equipamentos de proteção. Para casos em que não é possível a seletividade e coordenação dos dispositivos será considerado se é possível retirar esse equipamento, e com isso atender os padrões estabelecidos, mas ao mesmo tempo é importante avaliar se há impacto nos indicadores de continuidade dessa alteração. Mesmo que seja possível alcançar os valores desejados, pode ser considerado a retirada de algum equipamento, como por exemplo chaves fusíveis que estejam muito próximas, sem necessidades visíveis.

Para a avaliação do impacto da confiabilidade serão necessárias duas simulações, uma com a condição inicial, onde se considera que todos os dispositivos estejam seletivos e coordenados, e uma simulação com os equipamentos retirados. Dessa forma, será possível ver a variação direta com a condição adicionada, e com isso fazer uma avaliação do valor absoluto e também de um valor relativo ou percentual de variação.

O cálculo dos indicadores de continuidade esperados irão considerar alguns valores médios históricos, como é o caso da frequência de faltas. As faltas serão separadas por tipos de dispositivos, e para encontrar a taxa anual de falhas de cada equipamento será dividido o número de falhas do tipo de equipamentos, pelo número de equipamentos, mas para ter um valor mais próximo da realidade é considerado a extensão de rede protegida por cada equipamento, então chaves com maiores redes protegidas terão uma maior taxa de falhas. Outros valores históricos é quanto ao tempo transferência de chaves mecânicas e telecomandas, onde as mecânicas necessitam um tempo maior para o deslocamento da equipe.

6.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em qualquer alteração nos ajustes dos dispositivos de proteção, é necessária realizar a reavaliação do sistema, tanto pela verificação se houve ou não solução do problema como, também do fato que essa variação pode influenciar nos critérios de seletividade e coordenação com os demais equipamentos envolvidos. A influência em outros dispositivos geralmente ocorrerá a montante do equipamento, uma vez que a tendência é aumentar o valor dos elos e as curvas dos religadores, de modo que quando for realizada a avaliação com o próximo par, podem ser necessárias alterações nos ajustes do próximo equipamento.

Outro ponto importante de ressaltar é a possibilidade de se encerrar as ações de ajustes e ainda assim não se alcançar um estado que garanta a operação com os critérios de coordenação e seletividade. Isso tende a acontecer com a coordenação mais próxima da subestação e com a seletividade no fim da rede, ambos quando tiverem muitos equipamentos em série. Nesses casos, será considerada a retirada desses equipamentos e seu impacto na confiabilidade no sistema de distribuição, e se forem aceitáveis, prosseguir com a avaliação.

7. IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL E ESTUDOS DE CASOS

Para a avaliação de funcionalidade e desempenho da metodologia proposta serão realizados testes em redes de distribuição de energia reais em uma plataforma que será apresentada neste capítulo, através dos resultados obtidos será realizada a análise.

7.1 A PLATAFORMA E OS ALGORITMOS

A plataforma utilizada para testes foi a ADMS, que é a sigla de “Active Distribution Management System” sua tradução literal seria sistema de gestão ativo de distribuição. Este é um software que atualmente está em desenvolvimento e conta com participação da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), a Rio Grande Energia Sul (RGE Sul), que pertence ao grupo Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) e também pela empresa Megatecnologia, onde se relacionam através de um projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D) da ANEEL. Esse projeto de pesquisa é intitulado como “Solução Inovadora para Gerenciamento Ativo de Sistemas de Distribuição”.

O software se utiliza da linguagem de programação java, e também utiliza de funcionalidades como, o georreferenciamento das redes de distribuição. A plataforma contempla soluções para várias necessidades de sistemas de distribuição de energia elétrica, como fluxo de potência, controle Volt/Var, reconfiguração de redes, estimador de estados, confiabilidade e a seletividade e coordenação. Um dos objetivos do projeto é ter soluções globais onde possam ser considerados mais de um algoritmo para determinado fim, ou seja, ser possível que para uma análise de rede os algoritmos possam se relacionar.

O algoritmo de proteção foi implementado com a metodologia proposta nesta dissertação, se utilizando das regras estabelecidas para seletividade e coordenação, bem como a busca por ajustes. Para o funcionamento da proteção, internamente ele faz o acionamento do fluxo de potência e o cálculo de curtos-circuitos.

Por fim, tendo possibilidade de se utilizar desse software, serão realizados alguns estudos de caso em alimentadores reais da RGE Sul, onde já há disposição e parametrização prévia dos dispositivos de proteção. Dessa forma, poderá ser avaliado a funcionalidade do método proposto frente a problemas reais, verificando se é possível ter ganhos com a

Figura 7.2 – Tela de acionamento do algoritmo de seletividade e coordenação



Fonte: Próprio Autor

Figura 7.3 – Tela de resultados do algoritmo de seletividade e coordenação



Fonte: Próprio Autor

Tabela 7.1 – Não conformidades em coordenação - Estudo de Caso 01

<i>Dispositivo 1°</i>	<i>Tempo de Atuação 1° (ms)</i>	<i>Dispositivo 2°</i>	<i>Tempo de Atuação 2° (ms)</i>	<i>Tipo de Curto-Circuito</i>
URU - 3	192	URU - 1290	190	3φ
URU - 1290	193	URU - 6009	13	3φ
URU - 1290	192	URU - 1316	13	3φ
URU - 1290	192	URU - 1315	13	3φ
URU - 1290	198	URU - 198	13	3φ
URU - 1290	201	URU - 1357	13	3φ
URU - 1290	202	URU - 950	13	3φ
URU - 1290	198	URU - 951	13	3φ
URU - 1290	202	URU - 49	13	3φ
URU - 1290	195	URU - 1317	13	3φ
URU - 1317	10	URU - 6197	13	3φ
URU - 1290	197	URU - 1318	13	3φ
URU - 1290	197	URU - 1379	13	3φ
URU - 1379	10	URU - 8666	13	3φ

Fonte: Próprio Autor

Também há a busca por ajustes com o fim de atendimento dos padrões estabelecidos em seletividade e coordenação. Nesse caso foram apenas ajustes para a correção dos tempos de coordenação, os dispositivos com seus parâmetros ajustados estão apresentados na Tabela 7.2, os parâmetros apresentados depende do tipo do dispositivo que foi ajustado, conforme o padrão de variação apresentado no Capítulo 6. É importante ressaltar que com esses ajustes todos os critérios de proteção foram atendidos.

Tabela 7.2 – Ajustes sugeridos nos dispositivos - Estudo de Caso 01

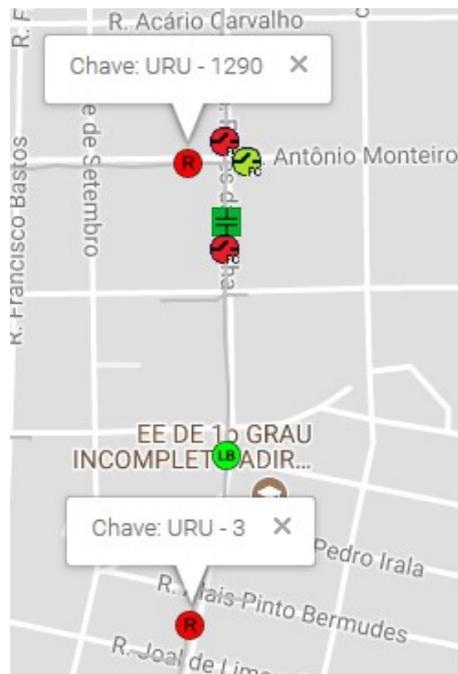
<i>Dispositivo Ajustado</i>	<i>Parâmetro Ajustado</i>
URU - 1317	Elo: 80K
URU - 1379	Elo: 80K
URU - 1290	Dial Fase: 0,30 Dial Neutro: 0,35 Curva Fase: Kyle 120 Curva Neutro: Kyle 201
URU - 3	Dial Fase: 0,15 Dial Neutro: 1,20 Curva Fase: Kyle 131 Curva Neutro: Kyle 201

Fonte: Próprio Autor

Alguns dos problemas encontrados em todos os estudos de caso, referem-se a casos em que não há elo especificado no banco de dados, porém para realizar o estudo em todo o alimentador, é considerado o menor dos elos (6K) e então é simulado e encontrado o valor de elo adequado para aquele ponto. Para demonstrar a funcionalidade do algoritmo, serão apresentados dois exemplos, retirados dos ajustes propostos.

O primeiro exemplo é referente a descoordenação entre os religadores (URU - 3) e (URU - 1290). A disposição desses equipamentos é apresentada na Figura 7.4, e os dados iniciais dessas chaves na Tabela 7.3 e Tabela 7.4.

Figura 7.4 – Disposição dos dispositivos exemplo 01 – Estudo de Caso 01



Fonte: Próprio Autor

Tabela 7.3 – Dados do dispositivo (URU - 3) – Condição inicial

<i>Dado</i>	<i>Valor</i>
Tipo	Religador
Curto-Circuito máximo	7074,62 A
$I_{pick-up-fase}$	200 A
$I_{pick-up-neutro}$	72 A
Dial de fase	0,5
Dial de neutro	0,15
Curva de fase	Kyle 120
Curva de neutro	Kyle 201

Fonte: Próprio Autor

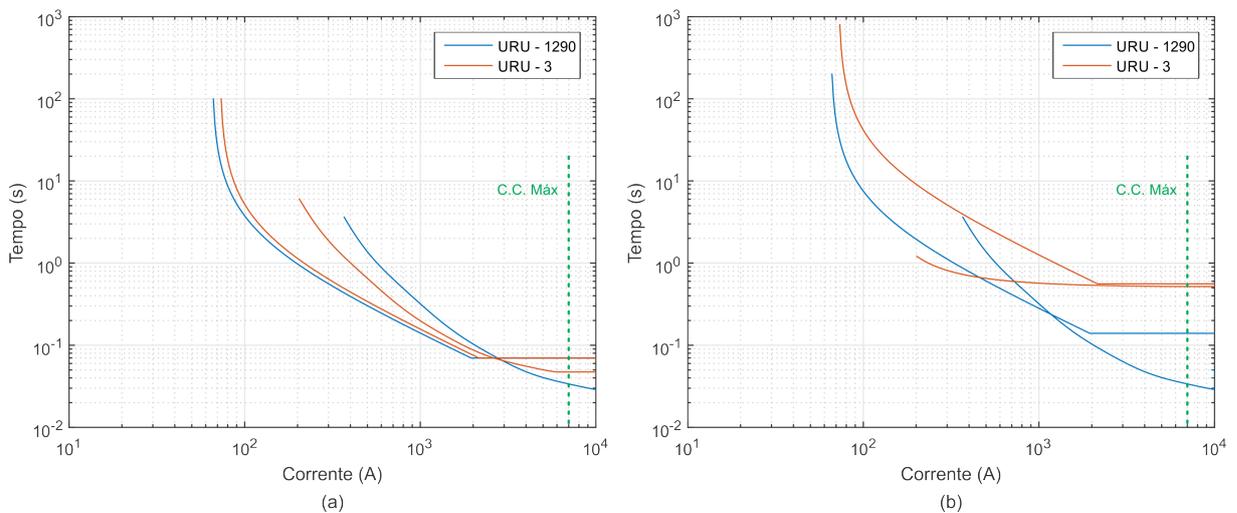
Tabela 7.4 – Dados do dispositivo (URU - 1290) – Condição inicial

<i>Dado</i>	<i>Valor</i>
Tipo	Religador
Curto-Circuito máximo	5931,49 A
$I_{pick-up-fase}$	360 A
$I_{pick-up-neutro}$	65 A
Dial de fase	0,3
Dial de neutro	0,15
Curva de fase	Kyle 120
Curva de neutro	Kyle 201

Fonte: Próprio Autor

Para comparação da condição inicial e dos ajustes, o coordenograma está apresentado na Figura 7.5. Neste caso, precisou-se mudar o tipo de curva do equipamento a montante, para atender o tempo mínimo (de 120 para 131), não apenas variar o dial (de fase de 0,3 para 0,15). O resultado final nesse caso não foi tão interessante, pois, na resposta, por comparar apenas o tempo do curto-circuito máximo, acabou inserindo uma curva que pode apresentar descoordenação em uma determinada faixa de operação como é visível na figura.

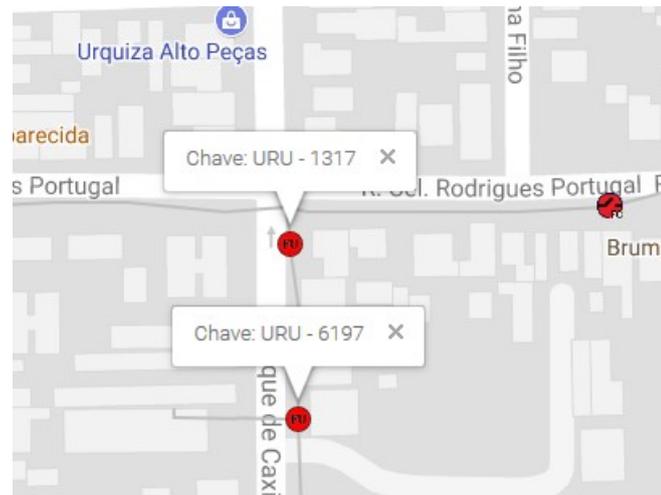
Figura 7.5 – Coordenação exemplo 01 – Estudo de Caso 01 – (a) Condição inicial (b) Após os ajustes



Fonte: Próprio Autor

Como outro teste também será apresentado a coordenação entre dois fusíveis (URU 1317) a montante e (URU – 6197) a jusante, sua disposição está na Figura 7.6. E como apresentado nos dados das chaves na Tabela 7.5 e Tabela 7.6, inicialmente ambas possuem o mesmo elo, que não possibilita a coordenação.

Figura 7.6 – Disposição dos dispositivos exemplo 02 – Estudo de Caso 01



Fonte: Próprio Autor

Tabela 7.5 – Dados do dispositivo (URU - 1317) - Condição inicial

<i>Dado</i>	<i>Valor</i>
Tipo	Chave Fusível
Curto-Circuito máximo	1366,69 A
Elo	10K

Fonte: Próprio Autor

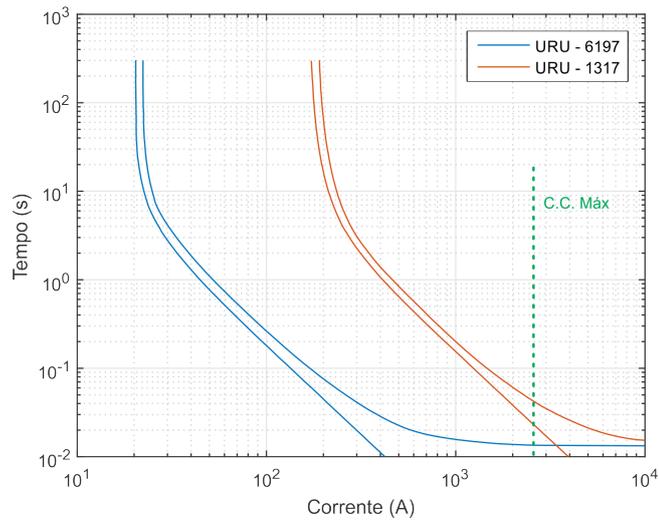
Tabela 7.6 – Dados do dispositivo (URU - 6197) - Condição inicial

<i>Dado</i>	<i>Valor</i>
Tipo	Chave Fusível
Curto-Circuito máximo	1316,50 A
Elo	10K

Fonte: Próprio Autor

Porém, com o ajuste indicado na Tabela 7.2, variando a chave URU-1317 para 80K, é possível coordenar os dispositivos conforme está apresentado na Figura 7.7.

Figura 7.7 – Coordenação do exemplo 02 após ajustes - Estudo de Caso 01



Fonte: Próprio Autor

7.2.2 Confiabilidade

Neste estudo de caso foi possível atender aos padrões estabelecidos de proteção em todos os dispositivos, desse modo, não haveria nenhum equipamento que tivesse sua retirada diretamente por critérios da seletividade e coordenação. Apesar disso, no exemplo 02 o elo precisou trocado, e teve uma grande variação (de 10K para 80K), o que não é tão interessante para o fim de proteção. Devido a isso, e por ambos estarem próximos o que faz com que o equipamento a jusante seja capaz de ser sensibilizados para os curtos-circuitos, será considerado a retirada do dispositivo (URU – 6197). Para avaliar o impacto será executado o algoritmo de confiabilidade com a condição inicial da rede e depois disso sem o equipamento retirado.

A tela de acionamento desse algoritmo está apresentada na Figura 7.8, onde é possível ver os dados históricos do alimentador escolhido, onde temos as falhas do disjuntor (AL), de Religadores (RL), de Chaves Fusíveis Repetidoras (FR) e de chaves fusíveis (CF). E também são descritos, o tempo de duração das faltas frente a cada equipamentos, bem como o número de consumidores do alimentador.

Figura 7.8 – Tela de acionamento do algoritmo de confiabilidade

Executar
Alteração
22/01/2018 10:21:06 (admin)

CONFIABILIDADE

Confiabilidade

URU1 - 12 CIDADE CENTRO

Total de Falhas (AL)	Total de Falhas (RL)	Total de Falhas (FR)	Total de Falhas (CF)
<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="4"/>
Duração Média AL (h)	Duração Média RL (h)	Duração Média FR (h)	Duração Média CF (h)
<input type="text" value="2,05"/>	<input type="text" value="0,05"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="1,3"/>
Nº Cons. Al.	Nº Cons. Conj.	Nº Cons. AES	Tempo Médio de Transf. Manual (h)
<input type="text" value="3645"/>	<input type="text" value="40147"/>	<input type="text" value="1310864"/>	<input type="text" value="0,5"/>
Tempo Médio de Transf. Automática (h)			
<input type="text" value="0,1"/>			

Pós execução

Atualizar mapa

✔ Executar

Fonte: Próprio Autor

Os resultados são apresentados conforme a tela apresentada na Figura 7.9, porém os resultados serão expressos em tabelas para maior facilidade de comparação. Nos resultados temos os valores históricos (Hist. Conj.), o valor calculado através do algoritmo (Conj.) e o de toda concessionária frente a essas faltas (AES). Como os valores de número de faltas não irá variar, uma vez que é uma condição inicial do sistema, o único valor variado será o de DEC, este será usado para comparação frente a retirada de equipamentos.

Figura 7.9 – Tela de resultados – Confiabilidade

URU1 - 12 CIDADE CENTRO

Alimentador
URU1 - 12 CIDADE CENTRO

Patamar	DEC Hist. Conj. (h/ano)	DEC AL (h/ano)	DEC Conj. (h/ano)	DEC AES (h/ano)
1	0,22	2,6422	0,2399	0,0073

FEC Hist. Conj. (falha/ano)	FEC AL (falha/ano)	FEC Conj. (falha/ano)	FEC AES (falha/ano)	ENS (MWh/ano)
0,2625	2,2979	0,2086	0,0064	0

Resultados - Confiabilidade
 Visualizar em PDF

Fonte: Próprio Autor

Com a simulação da condição original e sem o dispositivo URU – 6197, obtiveram-se os dados apresentados na Tabela 7.7. A retirada de equipamentos mostrou que há um aumento indesejado no indicador de continuidade, mas por ser apenas uma chave não impactou significativamente no indicador.

Tabela 7.7 – Valores de DEC – Condição normal e com retirada do dispositivo – Estudo de Caso 01

<i>Dado</i>	<i>Valor</i>
DEC Condição Normal	0,2399 h/ano
DEC sem URU – 6197	0,24 h/ano
Variação Absoluta	0,001
Variação Percentual	0,41%

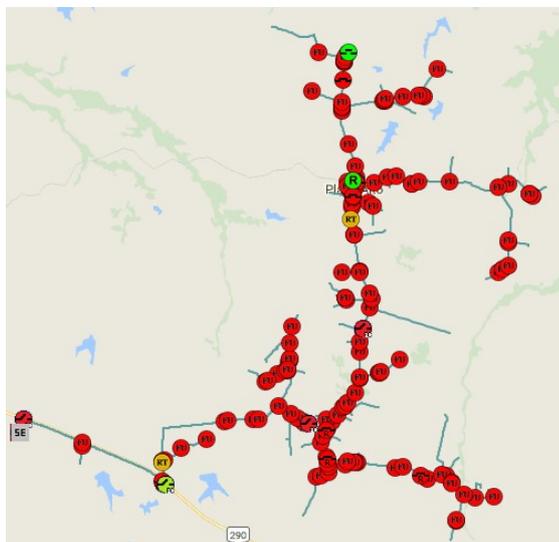
Fonte: Próprio Autor

7.3 ESTUDO DE CASO 02

7.3.1 Seletividade e Coordenação

As simulações realizadas neste estudo de caso um alimentador de área rural, que tem tendências de ter redes mais longas e com isso, maiores variações do nível de curto-circuito entre o fim e o início da rede, e os dispositivos tem uma tendência de estarem mais longe um dos outros. A rede conta com 144 dispositivos, entre elas chaves fusíveis, seccionadores, religadores e o disjuntor da subestação.

Figura 7.10 – Rede com dispositivos – Estudo de Caso 02



Fonte: Próprio Autor

Assim como no caso anterior com a execução do algoritmo são encontrados as não conformidades e também os ajustes. O resultado obtido na avaliação da seletividade e coordenação, no qual não houveram não conformidades em seletividade, apenas em coordenação está apresentado na Tabela 7.8, nesse caso tem diferentes tipos de curto-circuito, isso é devido os parâmetros da rede ou também no caso de ser um ramal monofásico ou bifásico.

Tabela 7.8 – Não conformidades em coordenação - Estudo de Caso 02

<i>Dispositivo 1º</i>	<i>Tempo de Atuação 1º (ms)</i>	<i>Dispositivo 2º</i>	<i>Tempo de Atuação 2º (ms)</i>	<i>Tipo de Curto- Circuito</i>
URU - 649	10	URU - 8663	15	3φ
URU - 649	10	URU - 8186	20	3φ
URU - 649	12	URU - 7506	19	1φg
URU - 7506	10	URU - 7506A	29	1φg
URU - 7506A	23	URU - 7506B	52	1φg
URU - 649	10	URU - 7507	16	3φ
URU - 641	20	URU - 936	22	3φ
URU - 641	15	URU - 7509	16	3φ
URU - 7530	10	URU - 7530A	21	2φg
URU - 897	23	URU - 8525	25	1φg
URU - 897	10	URU - 90027	19	3φ
URU - 897	23	URU - 898	47	1φg
URU - 651	35	URU - 1295	32	3φ
URU - 1302	808	URU - 642	1024	3φ
URU - 7576	21	URU - 17576	48	2φg
URU - 645	171	URU - 656	409	3φ
URU - 1458	42	URU - 7552	81	1φg
URU - 8348	77	URU - 8348A	58	1φg
URU - 650	33	URU - 8587	30	3φ
URU - 7536	10	URU - 7536A	19	3φ
URU - 7522	10	URU - 7522A	15	3φ
URU - 648	101	URU - 866	91	3φ
URU - 1500	42	URU - 8610	34	2φg
URU - 1500	45	URU - 1136	35	2φg
URU - 1136	58	URU - 885	93	1φg
URU - 1136	37	URU - 8489	29	2φg
URU - 661	10	URU - 7519	16	3φ
URU - 661	14	URU - 7520	19	1φg
URU - 7491	10	URU - 17491	13	3φ

Fonte: Próprio Autor

Além de trazer as não conformidades o algoritmo já apresenta os ajustes para o atendimento das condições encontradas, estes estão apresentados na Tabela 7.9. Com os ajustes sugeridos nos algoritmos é possível atender todos os critérios de coordenação que antes estavam fora dos padrões.

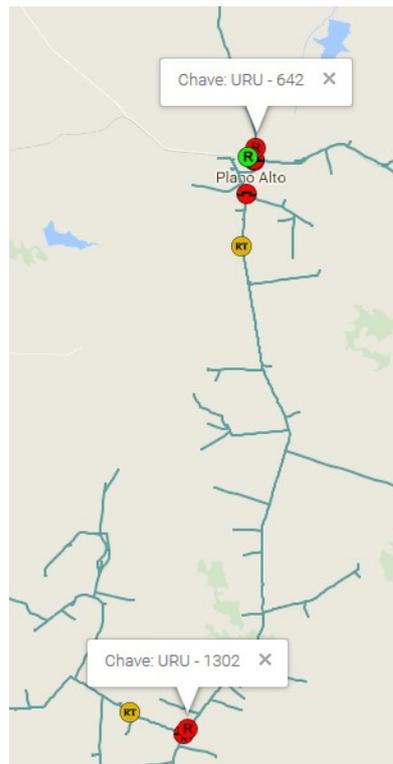
Tabela 7.9 – Ajustes sugeridos nos dispositivos - Estudo de Caso 02

<i>Dispositivo Ajustado</i>	<i>Parâmetro Ajustado</i>
URU - 7506A	Elo: 12K
URU - 7506	Elo: 20K
URU - 649	Elo: 30K
URU - 641	Elo: 20K
URU - 646	Elo: 50K
URU - 7530	Elo: 15K
URU - 897	Elo: 20K
URU - 651	Elo: 20K
URU - 7576	Elo: 10K
URU - 1458	Elo: 10K
URU - 8348	Elo: 12K
URU - 645	Elo: 50K
URU - 650	Elo: 20K
URU - 7536	Elo: 15K
URU - 7522	Elo: 20K
URU - 1136	Elo: 15K
URU - 1500	Elo: 25K
URU - 866	Elo: 40K
URU - 661	Elo: 20K
URU - 648	Elo: 65K
URU - 7491	Elo: 50K
URU - 1302	Dial fase: 0,70 Dial Neutro: 0,90 Curva Fase: Kyle 119 Curva Neutro: Kyle 137

Fonte: Próprio Autor

Novamente para demonstrar o funcionamento, serão exemplificados duas alterações que ocorreram no sistema. O primeiro exemplo, é a comparação entre dois religadores, porém agora eles estão muito distantes, que é o caso do URU – 642 e URU-1302, conforme está apresentado na Figura 7.11, os dados dos religadores estão apresentados na Tabela 7.10 e Tabela 7.11.

Figura 7.11 – Disposição dos dispositivos exemplo 01 – Estudo de Caso 02



Fonte: Próprio Autor

Tabela 7.10 – Dados do dispositivo (URU - 1302) – Condição inicial

<i>Dado</i>	<i>Valor</i>
Tipo	Religador
Curto-Circuito máximo	588,59 A
$I_{pick-up-fase}$	288 A
$I_{pick-up-neutro}$	72 A
Dial de fase	0,35
Dial de neutro	0,9
Curva de fase	Kyle 119
Curva de neutro	Kyle 137

Fonte: Próprio Autor

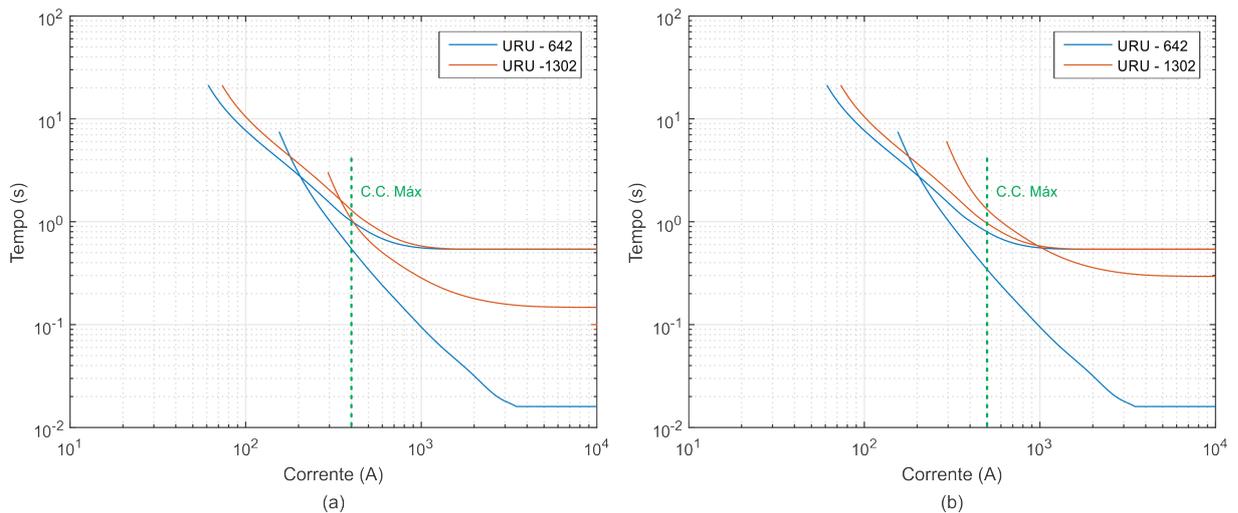
Tabela 7.11 – Dados do dispositivo (URU - 642) – Condição inicial

<i>Dado</i>	<i>Valor</i>
Tipo	Religador
Curto-Circuito máximo	362,58 A
$I_{pick-up-fase}$	152 A
$I_{pick-up-neutro}$	60 A
Dial de fase	0,8
Dial de neutro	0,9
Curva de fase	Kyle 118
Curva de neutro	Kyle 137

Fonte: Próprio Autor

Na Figura 7.12 está apresentado o coordenograma antes e depois dos ajustes, onde verifica-se o funcionamento do método, considerando apenas a variação do dial, no caso o dial de fase de 0,35 para 0,70.

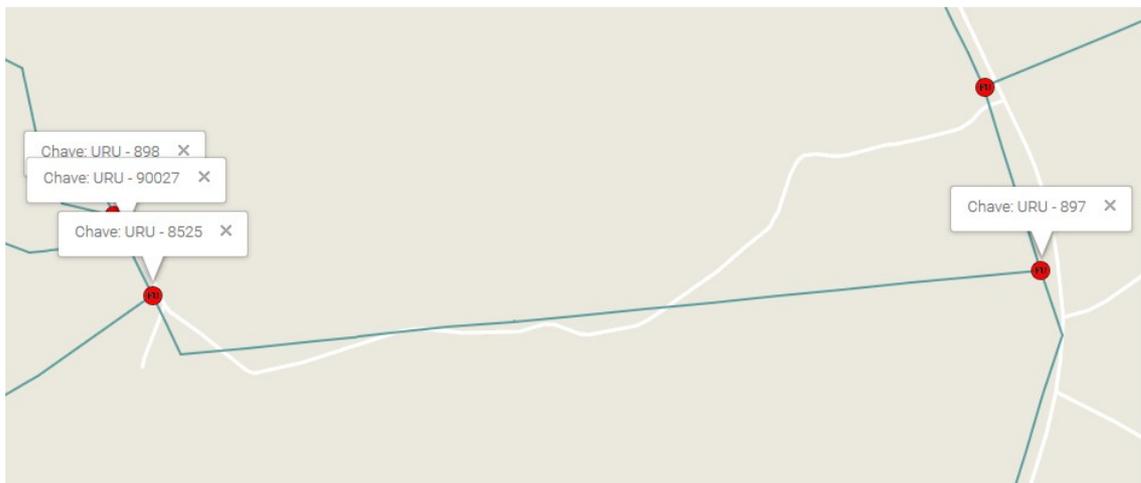
Figura 7.12 – Coordenação exemplo 01 – Estudo de Caso 02 – (a) Condição inicial (b) Após os ajustes



Fonte: Próprio Autor

Como segundo exemplo, temos uma chave fusível (URU – 897) que está a montante de três outras chaves fusíveis (URU-898), (URU-90027) e (URU-8525). E todas elas são de mesma capacidade (10K), conforme Tabela 7.12, Tabela 7.13, Tabela 7.14 e Tabela 7.15.

Figura 7.13 – Disposição dos dispositivos exemplo 02 – Estudo de Caso 02



Fonte: Próprio Autor

Tabela 7.12 – Dados do dispositivo (URU - 898) - Condição inicial

<i>Dado</i>	<i>Valor</i>
Tipo	Chave Fusível
Curto-Circuito máximo	291,66 A
Elo	10K

Fonte: Próprio Autor

Tabela 7.13 – Dados do dispositivo (URU - 90027) - Condição inicial

<i>Dado</i>	<i>Valor</i>
Tipo	Chave Fusível
Curto-Circuito máximo	410,68 A
Elo	10K

Fonte: Próprio Autor

Tabela 7.14 – Dados do dispositivo (URU - 8525) - Condição inicial

<i>Dado</i>	<i>Valor</i>
Tipo	Chave Fusível
Curto-Circuito máximo	293,22 A
Elo	10K

Fonte: Próprio Autor

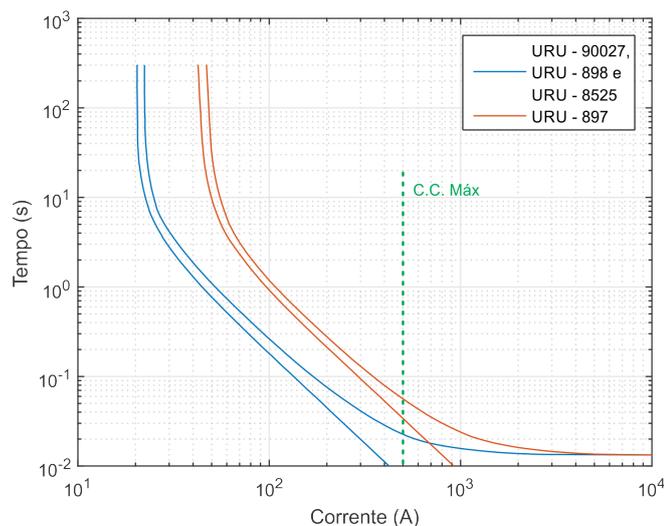
Tabela 7.15 – Dados do dispositivo (URU - 897) - Condição inicial

<i>Dado</i>	<i>Valor</i>
Tipo	Chave Fusível
Curto-Circuito máximo	445,88 A
Elo	10K

Fonte: Próprio Autor

Para se solucionar o problema o dispositivo a montante (URU – 897) é necessária a troca do elo fusível por um de maior capacidade, conforme apresentado na Tabela 7.9, sendo preciso um elo de pelo menos 20K, que atende as necessidades frente ao nível de curto-circuito, conforme apresentado na Figura 7.14.

Figura 7.14 – Coordenação do exemplo 02 após Ajustes – Estudo de Caso 02



Fonte: Próprio Autor

7.3.2 Confiabilidade

Similar ao primeiro estudo de caso conseguiu-se obter a seletividade e coordenação, para verificar o impacto da confiabilidade. Serão desconsiderados as 03 dispositivos a jusante do equipamento (URU – 897) e com isso verificar a variação com o maior número de chaves retiradas. Os dados necessários para o cálculo dos indicadores estão na Tabela 7.16.

Tabela 7.16 – Dados de faltas, consumidores e tempos – Estudo de Caso 02

<i>Dado</i>	<i>Valor</i>
Total de Falhas Disjuntor	12
Total de Falhas Religador	17
Total de Falhas Fusível Repetidora	34
Total de Falhas Fusível	92
Número de Consumidores do Conjunto	4895
Tempo Médio Transf. Manual	0,5 h
Tempo Médio Transf. Automática	0,1 h

Fonte: Próprio Autor

Os resultados encontrados na condição normal de funcionamento e sem as 03 chaves que foram retiradas, estão apresentadas na Tabela 7.17. A variação absoluta de aumento de DEC, foi várias vezes maior que o caso do exemplo 01, porém, em relação o percentual foi menor, isso por que fatores como, os valores do alimentador, e número de clientes, e extensão de rede vão influenciar essa medida

Tabela 7.17 – Valores de DEC - Condição normal e com retirada dos dispositivos – Estudo de Caso 02

<i>Dado</i>	<i>Valor</i>
DEC Condição Normal	10,2057 h/ano
DEC sem as 03 chaves	10,23 h/ano
Variação Absoluta	0,0234
Variação Percentual	0,2381%

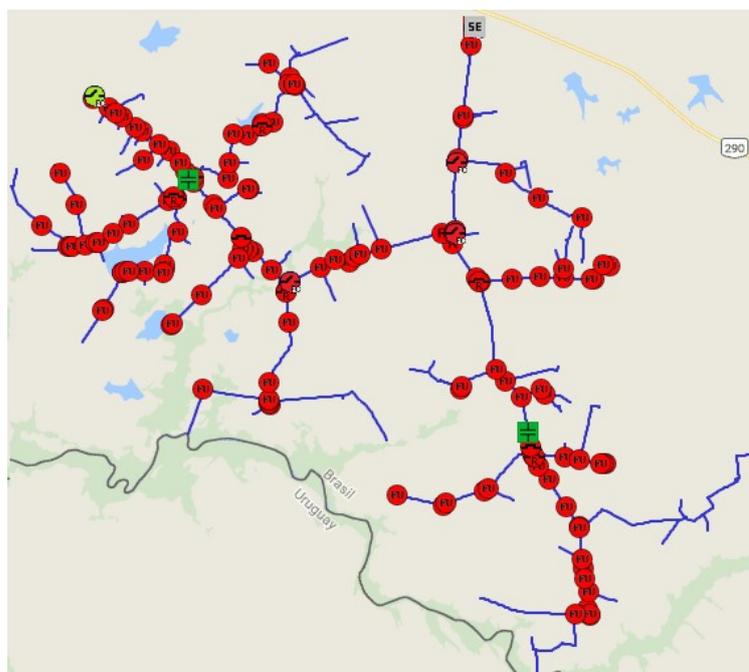
Fonte: Próprio Autor

7.4 ESTUDO DE CASO 03

7.4.1 Seletividade e Coordenação

As simulações realizadas neste estudo de caso também se refere a área rural, porém esse é dividido em duas troncais. A rede conta com 144 dispositivos, entre elas chaves fusíveis, seccionadores, religadores e o disjuntor da subestação. A rede do estudo de caso 03 está apresentada na Figura 7.15, onde pode se verificar o encaminhamento da rede e os dispositivos de proteção.

Figura 7.15 – Rede com dispositivos - Estudo de Caso 03



Fonte: Próprio Autor

Com a simulação do algoritmo de seletividade e coordenação foram encontrados novamente apenas não conformidades em coordenação, conforme a Tabela 7.18.

Tabela 7.18 – Não conformidades em coordenação - Estudo de Caso 03

<i>Dispositivo 1°</i>	<i>Tempo de Atuação 1° (ms)</i>	<i>Dispositivo 2°</i>	<i>Tempo de Atuação 2° (ms)</i>	<i>Tipo de Curto-Circuito</i>
URU - 7969	10	URU - 7969A	16	2φg
URU - 7437	10	URU - 7437A	16	2φg
URU - 7443	10	URU - 7443A	16	2φg
URU - 1387	211	URU - 631	160	2φg
URU - 1128	10	URU - 1142	30	1φg
URU - 764	21	URU - 7441	16	2φg
URU - 8362	17	URU - 8362A	40	2φg
URU - 17461	10	URU - 90018	18	2φg
URU - 1456	10	URU - 7469	17	3φ
URU - 1456	10	URU - 7468	17	3φ
URU - 8093	16	URU - 8093A	46	2φg
URU - 7480	10	URU - 7480A	21	2φg
URU - 7480	16	URU - 7480B	47	2φg
URU - 1478	316	URU - 770	79	3φ
URU - 636	50	URU - 7474	38	2φg

Fonte: Próprio Autor

Similar aos demais casos a sugestão de ajustes foram para o atendimentos dos critérios de coordenação entre dispositivos, esses estão na Tabela 7.19. Foi possível a solução de todos os problemas encontrados.

Tabela 7.19 – Ajustes sugeridos nos dispositivos - Estudo de Caso 03

<i>Dispositivo Ajustado</i>	<i>Parâmetro Ajustado</i>
URU - 7969	Elo: 20K
URU - 786	Elo: 40K
URU - 7437	Elo: 20K
URU - 621	Elo: 50K
URU - 7443	Elo: 20K
URU - 622	Elo: 40K
URU - 1128	Elo: 12K
URU - 1387	Elo: 50K
URU - 764	Elo: 20K
URU - 8362	Elo: 12K
URU - 17461	Elo: 15K
URU - 1456	Elo: 20K
URU - 8093	Elo: 10K

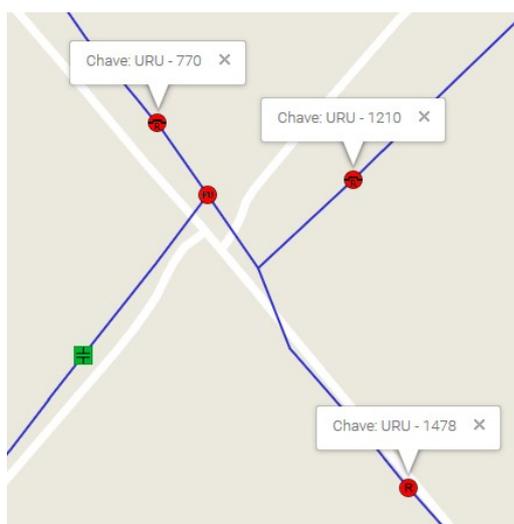
(continua)

(continuação)	
URU - 7480	Elo: 12K
URU - 8149	Elo: 12K
URU - 636	Elo: 20K
URU - 1478	Dial Fase: 0,5 Dial Neutro: 0,8 Curva Fase: Kyle 120 Curva Neutro: Kyle 137

Fonte: Próprio Autor

Para exemplificar, algumas das soluções serão apresentadas. A primeira refere-se ao religador (URU – 1478), que teve suas parametrizações alteradas, devido a sua relação com as chaves fusíveis (URU – 770) e (URU – 1210). A disposição desses equipamentos encontra-se na Figura 7.16, e os dados de condição iniciais dos equipamentos apresentados nas Tabela 7.20, Tabela 7.21 e Tabela 7.22.

Figura 7.16 – Disposição dos equipamentos exemplo 01 - Estudo de Caso 03



Fonte: Próprio Autor

Tabela 7.20 – Dados do dispositivo (URU-1478) – Condição inicial

<i>Dado</i>	<i>Valor</i>
Tipo	Religador
Curto-Circuito máximo	490,96 A
$I_{pick-up-fase}$	150 A
$I_{pick-up-neutro}$	60 A
Dial de fase	0,2
Dial de neutro	0,8
Curva de fase	Kyle 120
Curva de neutro	Kyle 137

Fonte: Próprio Autor

Tabela 7.21 – Dados do dispositivo (URU - 1210) - Condição inicial

<i>Dado</i>	<i>Valor</i>
Tipo	Chave Fusível
Curto-Circuito máximo	484,05 A
Elo	25K

Fonte: Próprio Autor

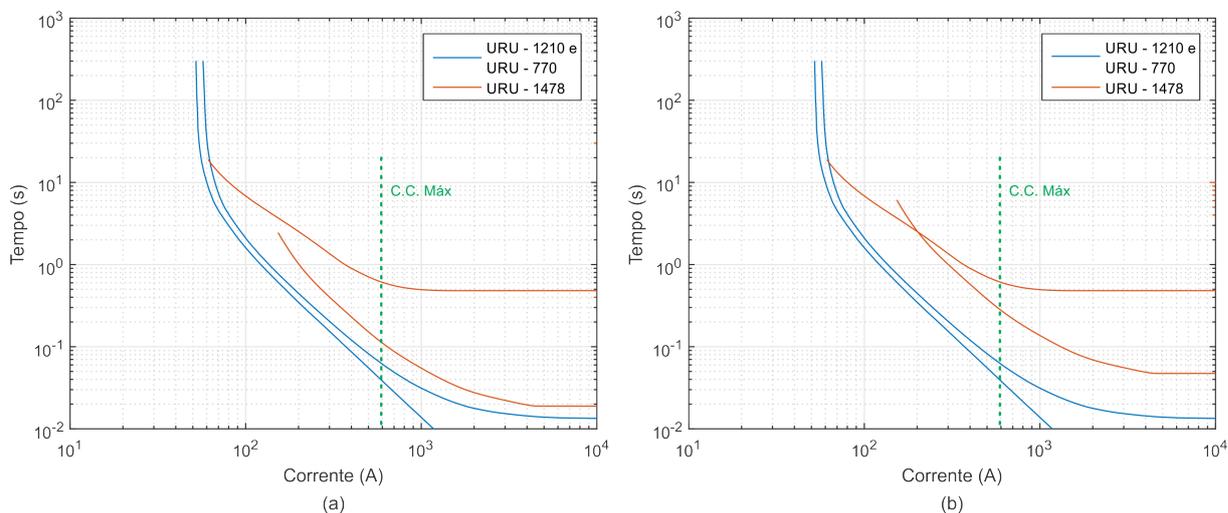
Tabela 7.22 – Dados do dispositivo (URU - 770) - Condição inicial

<i>Dado</i>	<i>Valor</i>
Tipo	Chave Fusível
Curto-Circuito máximo	484,78 A
Elo	25K

Fonte: Próprio Autor

Para comparação da condição inicial e dos ajustes, o coordenograma está apresentado na Figura 7.17. Neste, fica visível que com as alterações alcançou-se o tempo mínimo de coordenação desejado, através dos ajustes indicados na metodologia, em que variou-se apenas o dial de tempo de fase de 0,2 para 0,5 do religador.

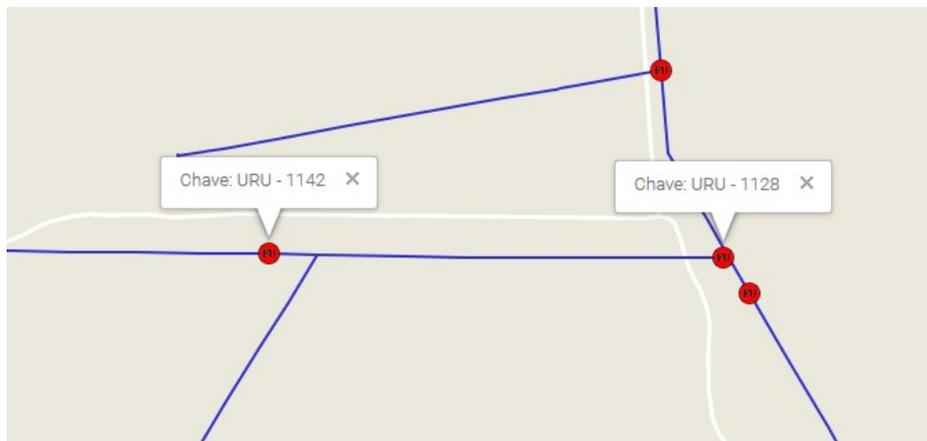
Figura 7.17 – Coordenação exemplo 01 – Estudo de Caso 03 - (a) Condição inicial (b) Após os ajustes



Fonte: Próprio Autor

O segundo exemplo das soluções encontradas nesse estudo de caso, é referente as chaves fusíveis (URU - 1142) e (URU-1128). Como verifica-se nos condições iniciais (Tabela 7.23 e Tabela 7.24), ambas as chaves possuíam o mesmo elo, logo nunca haveria uma certeza de qual das chaves teria abertura primeiro, comprometendo a coordenação.

Figura 7.18 – Disposição dos dispositivos exemplo 02 - Estudo de Caso 03



Fonte: Próprio Autor

Tabela 7.23 – Dados do dispositivo (URU - 1128) - Condição inicial

<i>Dado</i>	<i>Valor</i>
Tipo	Chave Fusível
Curto-Circuito máximo	245,32 A
Elo	6K

Fonte: Próprio Autor

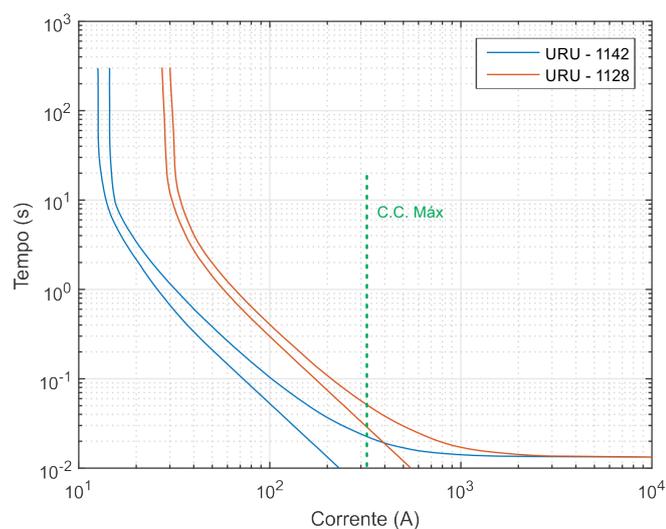
Tabela 7.24 – Dados do dispositivo (URU – 1142) - Condição inicial

<i>Dado</i>	<i>Valor</i>
Tipo	Chave Fusível
Curto-Circuito máximo	232,92 A
Elo	6K

Fonte: Próprio Autor

Como solução, para atender os 75% do tempo entre equipamento primário e secundário, foi proposta a troca do elo do equipamento a jusante (URU – 1128) para 12K. Elos de 8K e 10K não seriam suficientes para atender a coordenação frente ao nível de curto-circuito, conforme é apresentado no coordenograma das chaves da Figura 7.19.

Figura 7.19 – Coordenação do exemplo 02 após ajustes - Estudo de Caso 03



Fonte: Próprio Autor

7.4.2 Confiabilidade

Embora conseguiu-se manter o sistema seletivo e coordenado, o autor propõe avaliar os indicadores de continuidade em relação a retirada da chave fusível URU- 1142, uma vez que esta é uma chave de fim de rede e há outra próxima que atenderia as necessidades da rede nessa área. Com isso, foram simulados os indicadores de continuidade na condição normal e também sem a chave. Os dados de faltas necessários do alimentador estão na Tabela 7.25.

Tabela 7.25 – Dados de faltas, consumidores e tempos - Exemplo 03

<i>Dado</i>	<i>Valor</i>
Total de Falhas Disjuntor	9
Total de Falhas Religador	13
Total de Falhas Fusível Repetidora	80
Total de Falhas Fusível	51
Número de Consumidores do Conjunto	4895
Tempo Médio Transf. Manual	0,5 h
Tempo Médio Transf. Automática	0,1 h

Fonte: Próprio Autor

Os resultados encontrados na condição normal de funcionamento e a chave URU – 1142, estão apresentados na Tabela 7.26. Novamente a variação absoluta foi crescente com a retirada de dispositivos, mas pouco relevante. Comparado com o caso anterior a variação foi

menor, mas antes foram retiradas 03 chaves, e o resultado não foi 3 vezes menor, o que mostra o comportamento dependendo de outros fatores.

Tabela 7.26 – Valores de DEC - Condição normal e com retirada do dispositivo – Estudo de Caso 03

<i>Dado</i>	<i>Valor</i>
DEC Condição Normal	9,4732 h/ano
DEC sem URU - 1142	9,4836 h/ano
Varição Absoluta	0,0104
Varição Percentual	0,1097%

Fonte: Próprio Autor

7.5 RESULTADOS E CONSIDERAÇÕES

Os resultados podem ser analisados em dois vieses, o de seletividade e coordenação e o de confiabilidade, pois cada um trouxe pontos diferentes a serem observados e avaliados. Ambos trouxeram benefício a análise geral, tanto por questões das necessidades envolvidas em cada etapa, quanto pela busca de aperfeiçoamento do sistema como um todo.

Em relação a seletividade e coordenação, pode-se dizer que os resultados foram satisfatórios, pelo fato de ser possível coordenar todos os dispositivos nos estudos de casos, isso também acontece por se tratarem de redes de distribuições reais, onde é provável que os engenheiros da concessionária já haviam realizado estudos prévios, tanto do posicionamento dos dispositivos, quanto sobre suas parametrizações. Mas ainda, o sistema conseguiu atender, inclusive os casos em que havia a falta de dados de alguns dispositivos, o que acaba por comprovar a funcionalidade da metodologia proposta. Como citado, foi possível verificar áreas que poderiam ser melhoradas, como a utilização da função instantânea dos dispositivos microprocessados e também para a coordenação entre dispositivos considerar outros pontos ao longo da curva de atuação, para minimizar a chance de ter pontos de descoordenação, como aconteceu no estudo de caso 01. Seguindo a proposta geral, a metodologia pode ser avaliada de forma positiva, contribuindo para a parametrização de dispositivos de proteção.

Através do método de avaliação dos indicadores de confiabilidade, pode-se ter uma ideia mais clara do impacto de cada equipamento e também verificar quais os fatores que podem influenciar esse resultado. Ficou visível com os resultados obtidos, que ao retirar 1 equipamento de uma rede, não necessariamente provocará exatamente o mesmo impacto se tirar um dispositivo igual em outra rede, isso se deve há outros fatores que vão ser importantes nessa avaliação, como é o caso da extensão de rede protegida e o número de

consumidores. Por fim os estudos de casos, auxiliaram a verificação do aumento dos indicadores na retirada de equipamentos de proteção, o que não é interessante para as concessionárias. Algo que poderia ser sugerido como melhora do sistema é a comparação com os valores limites de cada conjunto para colaborar com estudos de priorização e ampliação do sistema de proteção

Por fim, os estudos de casos contribuíram amplamente para a verificação de funcionalidade e desempenho da metodologia, como também para a proposta de novos trabalhos na área.

8. CONCLUSÃO

O sistema de proteção em redes de distribuição sempre é um ponto crítico para operação do sistema, pois o impacto que esse pode causar por envolver a segurança de seres vivos e equipamento, como pela questão de desenergização de clientes e a consequência financeira que isso pode trazer. Frente a isso, sempre são imprescindíveis técnicas para aprimoramento neste setor, na disposição dos dispositivos de proteção e também, pela parametrização desses nas condições de seletividade e coordenação entre si e com os valores característicos da rede. O item de parametrização foi o ponto chave neste trabalho, onde o objetivo principal foi o desenvolvimento de uma metodologia para avaliação da seletividade e coordenação considerando ainda a sugestão de ajustes para o atendimento dos padrões desejados e complementando a avaliação da confiabilidade.

A avaliação dos parâmetros de proteção propriamente dita seguiu os padrões clássicos, onde faz-se uma varredura dos equipamentos em série e faz-se a análise par-a-par de dispositivos, no sentido de fim para início da rede. Para os problemas de seletividade e coordenação a solução foi a consideração de técnica de busca heurísticas em profundidade (*depth-first search*). A escolha deste método ocorreu pelas necessidades do sistema, no qual a meta não era a procura pelo ponto ótimo de operação do sistema, e sim encontrar uma condição de atendimento dos padrões de maneira simples e eficiente, procurando ter o mínimo de esforço computacional, já que há um grande número de dispositivos envolvidos.

Em relação aos dados gerais do sistema, foram considerados tanto os equipamentos eletromecânicos (chaves fusíveis) como os microprocessados (religadores), sendo estes os dois principais tipos de dispositivos de proteção mais presentes nas redes de distribuição brasileiras. Outro ponto a ser destacado é a possibilidade de variação dos patamares de carga, o que flexibiliza a utilização do mesmo para diferentes condições de operação da rede, que irá influenciar, tanto as questões de corrente de carga, como os níveis de curto-circuito.

Como um diferencial a trabalhos de seletividade e coordenação de dispositivos de proteção, este trabalho promoveu uma avaliação da confiabilidade, no qual avaliou-se o impacto da “retirada” de equipamentos onde não foram possíveis a realização ajustes para o atendimento dos padrões de proteção, ou em casos aonde a existência desse dispositivo talvez não fosse realmente justificada. Com essa avaliação pode-se ter uma melhor visão do impacto de cada equipamento nos indicadores de confiabilidade da rede envolvida. Como fatores que

vão influenciar a retirada ou não desses equipamentos, como é o caso da extensão de rede protegida por cada equipamento e do número de consumidores.

Toda a metodologia pode ser colocada à prova através dos estudos de casos. Estes foram realizados em modelos de redes reais para transparência e fidedignidade, trazendo problemas reais e a busca de soluções. Os resultados encontrados nos estudos de casos contribuíram em diversas questões, como na validação da metodologia proposta e também na proposta de aperfeiçoamentos do sistema.

Como ponto positivo foi possível coordenar todos os dispositivos nos estudos realizados, o que demonstra bons aspectos nas buscas por soluções. Mas estes também trouxeram a sugestão de se implementar a função instantânea dos equipamentos microprocessados e avaliar mais pontos na coordenação afim de evitar pontos de descoordenação ao longo das curvas de atuação, o que traria benefícios para a metodologia. Já na avaliação dos indicadores de continuidade, foi possível verificar o aumento destes na retirada de equipamentos, além da visualização de fatores que influenciam em maiores ou menores variações. Embora na avaliação da confiabilidade, a variação encontrada nos indicadores foi pouco relevante, visualiza-se a importância de avaliá-la com atenção quando algum dispositivos crítico da rede for retirado.

Por fim com uma visão completa do trabalho, o resultado final é considerado satisfatório pelas possibilidades oferecidas pela metodologia proposta, e por sua funcionalidade, que pode ser validada com os casos que foram apresentados. Com isso, conseguiu-se contemplar os objetivos que foram propostos nesta dissertação.

8.1 TRABALHOS FUTUROS

A continuidade deste trabalho pode ser ampla, uma vez que a proteção precisa de constante reavaliação, frente aos novos conceitos e métodos que se inserem nas redes. Com base nas atuais necessidades do sistema sugerem-se as seguintes abordagens:

- Aplicação de estudos similares de seletividade e coordenação e avaliação de indicadores de faltas momentâneas com a utilização das curvas rápidas dos religadores e esquema de proteção *fuse-saving*.
- Avaliação da proteção frente a restabelecimento automático (*self-healing*) nas redes de distribuição, considerando *smart-grids* e geração distribuída.

- Análise da capacidade de inserção GDs, sem alterações do esquema de proteção atual.
- Considerar operações ilhadas no sistema através de GD, verificando a possibilidade de isolamento frente as configurações de proteção.
- Possibilidade de reconfiguração do sistema para o atendimento dos padrões de seletividade e coordenação devido a variações de geração distribuída.

8.2 TRABALHOS PUBLICADOS

Durante a elaboração desta dissertação foram produzidos os seguintes trabalhos científicos que se correlacionavam com o tema base:

Capítulos de livro publicado:

- BOASKI, M. A. F.; SANTOS, C. ; SPERANDIO, M. ; BERNARDON, D. P. ; RAMOS, M. J. S. ; PORTO, D. S. . Coordination and Selectivity of Protection Devices with Reliability Assessment in Distribution Systems. System Reliability. 1ºed.Rijeka - Croácia: INTECH, 2017, v. , p. 241-257.

Trabalhos publicados em congressos:

- BOASKI, M. A. F.; SPERANDIO, M. ; BERNARDON, D. P. ; RAMOS, M. J. S. ; PORTO, D. S. . Metodologia para Coordenação e Seletividade com análise da Confiabilidade em Smart Grids. In: XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba, 2017.
- BOASKI, M. A. F.; SPERANDIO, M. ; BERNARDON, D. P. ; BARRIQUELLO, C. H. ; PORTO, D. S. ; RAMOS, M. J. S. . Methodology for coordination and selectivity of protection devices with reliability assessment. In: 2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2017, HERAKLION. 2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2017. p. 1-6.
- BOASKI, M. A. F.; CAMPONOGARA, M. ; SPERANDIO, M. ; BERNARDON, D. P. ; RAMOS, M. J. ; PORTO, D. . Otimização Heurística para Coordenação e Seletividade de Dispositivos de Proteção em Sistemas de Distribuição. In: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Gramado, 2016.

REFERÊNCIAS

ABAIDE, A. R. **Desenvolvimento de Métodos e Algoritmos para Avaliação e Otimização da Confiabilidade em Redes de Distribuição**. Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria - RS, Brasil, 2005.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. . 2017.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 6 – Informações Requeridas e Obrigações. . 2018.

AUCOIN, B. M.; JONES, R. H. High Impedance Fault Detection Implementation Issues. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 11, n. 1, p. 139–148, 1996.

BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, 1989.

BERNARDON, D. P. et al. AHP Decision Making Algorithm to Allocate Remotely Controlled Switches in Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 26, n. 3, p. 1884–1892, 2011.

BERNARDON, D. P. et al. Real-time reconfiguration of distribution network with distributed generation. **Electric Power Systems Research**, v. 107, p. 59–67, 2014.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Power Systems**. 2^a ed. Pitman Publishing Inc., Nova Iorque, 1984.

BROADWATER, R. P. et al. Power flow analysis of unbalanced multiphase radial distribution systems. **Electric Power Systems Research**, v. 14, n. 1, p. 23–33, 1 fev. 1988.

BROWN, R. E. Impact of Smart Grid on Distribution System design. **IEEE Power and Energy Society 2008 General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in**

the 21st Century, PES, 2008.

BROWN, R. E. **Electric Power Distribution Reliability**. 2. ed. CRC Press, Nova Iorque, 2009.

CESPEDES, R. New method for the analysis of distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 5, n. 1, p. 391–396, 1990.

COMASSETTO, L. et al. Software for automatic coordination of protection devices in distribution system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 4, p. 2241–2246, 2008a.

COMASSETTO, L. **Algoritmos Heurísticos de Otimização da Proteção e Manobra em Redes de Distribuição de Energia**. Universidade Federal de Santa Maria - UFSM, Santa Maria, 2008.

COMASSETTO, L. et al. Automatic coordination of protection devices in distribution system. **Electric Power Systems Research**, v. 78, n. 4, p. 1210–1216, 2008b.

COOPER. **Recloser Controls Time-Current Curves - TC280001EN**. , 2016. Disponível em:

<http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/powersystems/resources/library/280_ReclosersControls/TC280001EN.pdf>

DIAS, E. B. **Avaliação de Indicadores de Continuidade e Seu Impacto no Planejamento de Sistemas de Distribuição**. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil, Brasil, 2002.

FERREIRA, G. D.; BRETAS, A. S.; CARDOSO, G. **Optimal distribution protection design considering momentary and sustained reliability indices**. Proceedings of the International Symposium Modern Electric Power Systems (MEPS). **Anais...**Breslávia, Polônia: IEEE, 2010

IBRAHIM, A. M. et al. Adaptive protection coordination scheme for distribution network with distributed generation using ABC. **Journal of Electrical Systems and Information**

Technology, v. 3, n. 2, p. 320–332, 1 set. 2016.

IEC. IEC 60255-3 - Single input energizing quantity measuring relays with dependent or independent time. . 1989.

IEEE. IEEE C 37.112 - Inverse-time characteristic equations for overcurrent relays. . 1996.

IEEE. **242-2001 IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems**. IEEE, Nova Iorque, Estados Unidos, 2001. v. 3

IEEE. **Std 493/2007 - Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems**. IEEE, Nova Iorque, 2007. v. 2007

IEEE. **Std 1366/2012 - Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices**. IEEE, Nova Iorque, 2012. v. 2012

ISSICABA, D. **Métodos de Varredura para Redes Primárias de Distribuição Radiais e Frcamente Malhadas: Uma Nova Abordagem e Análise de Convergência**. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis - SC, Brasil, 2008.

JAMALI, S.; BORHANI-BAHABADI, H. Recloser time–current–voltage characteristic for fuse saving in distribution networks with DG. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 11, n. 1, p. 272–279, 2016.

JAMALI, S.; BORHANI-BAHABADI, H. Non-communication protection method for meshed and radial distribution networks with synchronous-based DG. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 93, p. 468–478, 1 dez. 2017.

KAGAN, N. et al. **Métodos de Otimização Aplicados a Sistemas Elétricos de Potência**. 1ª ed. Blucher, São Paulo - SP, Brasil, 2009.

KHORSHID-GHAZANI, B. et al. Reconfiguration of distribution networks considering coordination of the protective devices. **IET Journal**, v. 11, p. 82–92, 2017.

KIDA, A. A.; GALLEGO, L. A. Optimal Coordination of Overcurrent Relays Using Mixed

Integer Linear Programming. **IEEE Latin America Transactions**, v. 14, n. 3, p. 1289–1295, 2016.

LEDESMA, J. J. G. **Uma Metodologia para Análise da Coordenação e Seletividade da Proteção de Sistemas de Distribuição**. Universidade Federal de Juiz de Fora, [s.l.] 2012.

LÓPEZ, J. C.; LAVORATO, M.; RIDER, M. J. Optimal reconfiguration of electrical distribution systems considering reliability indices improvement. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 78, p. 837–845, 2016.

LUIZ, C. M. **Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para Proteção do Sistema Elétrico**. Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte - MG, Brasil, 2012.

MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, R. D. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. 1. ed. LTC, Rio de Janeiro, Brasil, 2011.

MANDITEREZA, P. T.; BANSAL, R. Renewable distributed generation: The hidden challenges – A review from the protection perspective. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 58, p. 1457–1465, 1 maio 2016.

METZ-NOBLAT, B. DE; F. DUMAS; POULAIN, C. **Calculation of short-circuit currents, Cahier technique no. 158. Technique Schneider Electric** Grenoble - França Schneider Electric, , 2005.

MURTHY, D. N. P.; BLISCHKE, W. R. **Case Studies in Reliability and Maintenance**. Wiley, Hoboken, Nova Jersey, 2003. v. 45

MUSSOI, F. L. R. **Modelo de decisão integrado para a priorização multiestágio de projetos de distribuição considerando a qualidade da energia elétrica**. Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, Florianópolis - SC, Brasil, 2013.

PATHIRANA, A.; RAJAPAKSE, A.; PERERA, N. Development of a hybrid protection scheme for active distribution systems using polarities of current transients. **Electric Power Systems Research**, v. 152, p. 377–389, 1 nov. 2017.

PIESCIOROVSKY, E. C.; SCHULZ, N. N. Comparison of Programmable Logic and Setting Group Methods for adaptive overcurrent protection in microgrids. **Electric Power Systems Research**, v. 151, p. 273–282, 1 out. 2017.

PUGER, E. B. **Fluxo de Carga Não – Iterativo para a Análise de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Radiais e Malhados Fluxo de Carga Não – Iterativo para a Análise de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Radiais e Malhados**. Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira - SP, Brasil, 2013.

RAMOS, M. J. S. et al. **Analysis of coordination and selectivity of protection systems during reconfigurations of distribution energy systems in real time**. 2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT LA 2013. **Anais...São Paulo**, Brasil: IEEE, 2013

RAMOS, M. J. S. **Metodologia para Análise da Coordenação e Seletividade de Dispositivos de Proteção Durante Reconfigurações de Redes de Distribuição**. Universidade Federal de Santa Maria - UFSM, Santa Maria, Brasil, 2014.

RAZA, S. A. et al. Application of optimization techniques in overcurrent relay coordination-a review. **World Applied Sciences Journal**, v. 28, n. 2, p. 259–265, 2013.

ROCHA, L. F.; BORGES, C. L. T.; TARANTO, G. N. Reliability Evaluation of Active Distribution Networks Including Islanding Dynamics. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 2, p. 1545–1552, 2016.

RODIGHERI, A. **Simulação da Confiabilidade de Redes Primárias de Distribuição Considerando Falhas Temporárias, Equipamentos Religadores , e Manobras de Restauração**. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis - SC, Brasil, 2013.

S&C ELETRIC COMPANY. **Elos fusíveis Positrol®**. Disponível em: <<http://www.sandc.com/pt/produtos-e-servicos/produtos/elos-fusiveis-positrol/>>. Acesso em: 18 jul. 2017.

SCHNEIDER ELECTRIC. **Parametrizando a função de sobrecorrente de fase nos relés SEPAM**. , 2008.

SEL. **Tabela ANSI**. Disponível em: <http://www1.selinc.com.br/tab_ansi.aspx>. Acesso em: 8 dez. 2017.

SIEMENS. **Vacuum Recloser 3AD**. Disponível em: <<http://w3.siemens.com/powerdistribution/global/en/mv/medium-voltage-outdoor-devices/pages/vacuum-recloser-3ad.aspx>>. Acesso em: 20 nov. 2017.

SIIRTO, O. K. et al. Optimal distribution network automation considering earth fault events. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 2, p. 1010–1018, 2015.

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

SUPANNON, A.; JIRAPONG, P. **Recloser-fuse coordination tool for distributed generation installed capacity enhancement**. Proceedings of the 2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia, ISGT ASIA 2015. **Anais...**Bangkok, Tailândia: IEEE, 2016

TOMSOVIC, K.; SOUDI, F. Optimized Distribution Protection Using Binary Programming. v. 13, n. 1, p. 218–224, 1998.

URDANETA, A. J.; NADIRA, R.; PÉREZ JIMÉNEZ, L. G. Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays in Interconnected Power Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 3, n. 3, p. 903–911, 1988.

VELÁSQUEZ, M. A.; QUIJANO, N.; CADENA, A. I. **Multi-objective planning of recloser-based protection systems on DG enhanced feeders**. 2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America, ISGT LATAM 2015. **Anais...**Montevidéu, Uruguai: IEEE, 2016

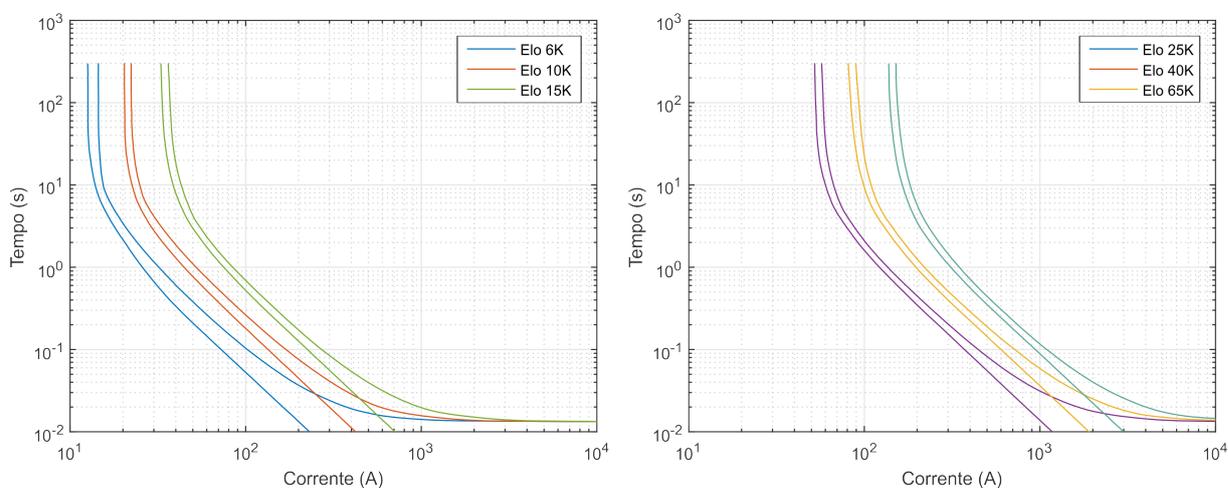
XU, X. et al. An evaluation strategy for microgrid reliability considering the effects of protection system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 31, n. 5, p. 1989–1997, 2016.

APÊNDICE A

CURVAS DOS ELOS FUSÍVEIS E RELIGADORES

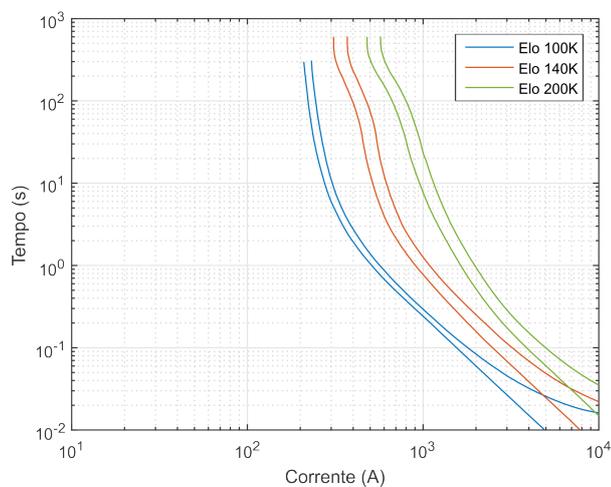
A seletividade e coordenação dos dispositivos de proteção depende das curvas de atuação dos equipamentos, frente a isso este anexo apresenta as curvas utilizadas para teste da metodologia. Nas Figura A.1, Figura A.2 e Figura A.3 estão apresentadas as curvas dos elos fusíveis tanto os preferenciais quanto os não preferenciais.

Figura A.1 – Elos Fusíveis Preferenciais - 6K, 10K, 15K, 25K, 40K e 65K.



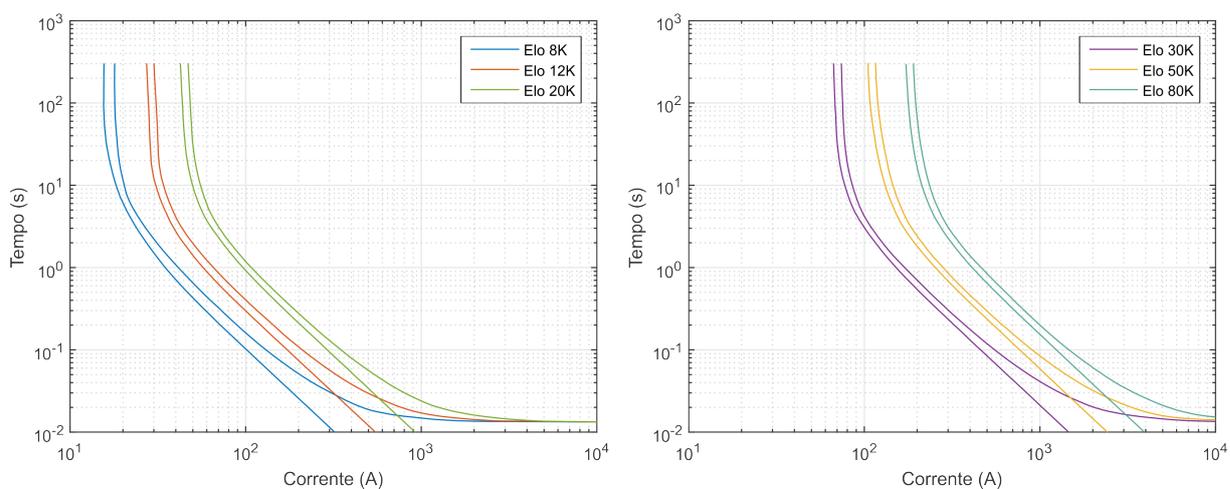
Fonte: Elaborada pelo autor, dados de (S&C ELETRIC COMPANY)

Figura A.2 – Elos Fusíveis Preferenciais - 100K, 140K e 200K



Fonte: Elaborada pelo autor, dados de (S&C ELETRIC COMPANY)

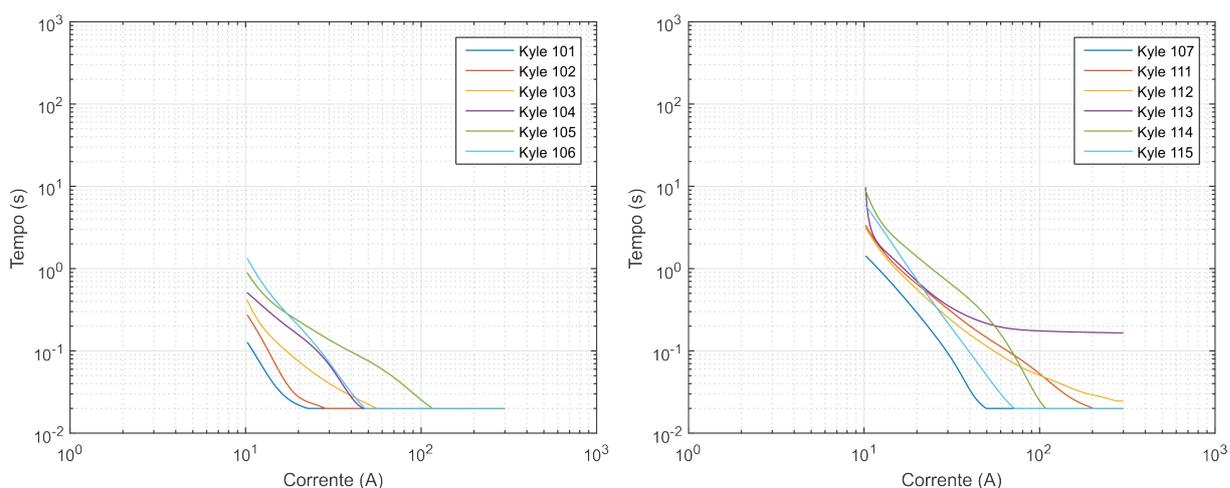
Figura A.3 – Elos Fusíveis Não-Preferenciais – 8K, 12K, 20K, 30K, 50K e 80K



Fonte: Elaborada pelo autor, dados de (S&C ELETRIC COMPANY)

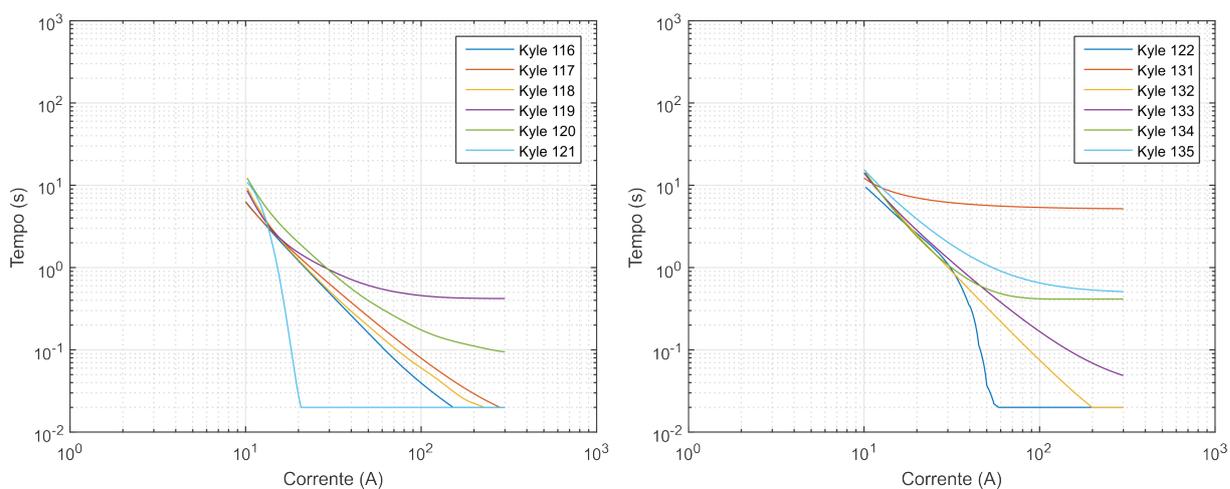
As curvas de religadores podem ser alteradas no eixo x (corrente) e no eixo y (tempo) através dos valores de dial de tempo e de corrente de pick-up, mas também há os diferentes tipos de curva. Para apresentar os diferentes tipos de curva, foram considerados os mesmos valores, dial de tempo igual a 1 (um) e uma corrente de pick-up de 10A, e fazendo variações até relações de I / I_{pk} até aproximadamente 30, para obter a característica de atuação. As curvas Kyle consideradas no sistema estão apresentadas nas Figura A.4, Figura A.5, Figura A.6 e Figura A.7.

Figura A.4 – Curvas Kyle de Religadores - 101 a 115



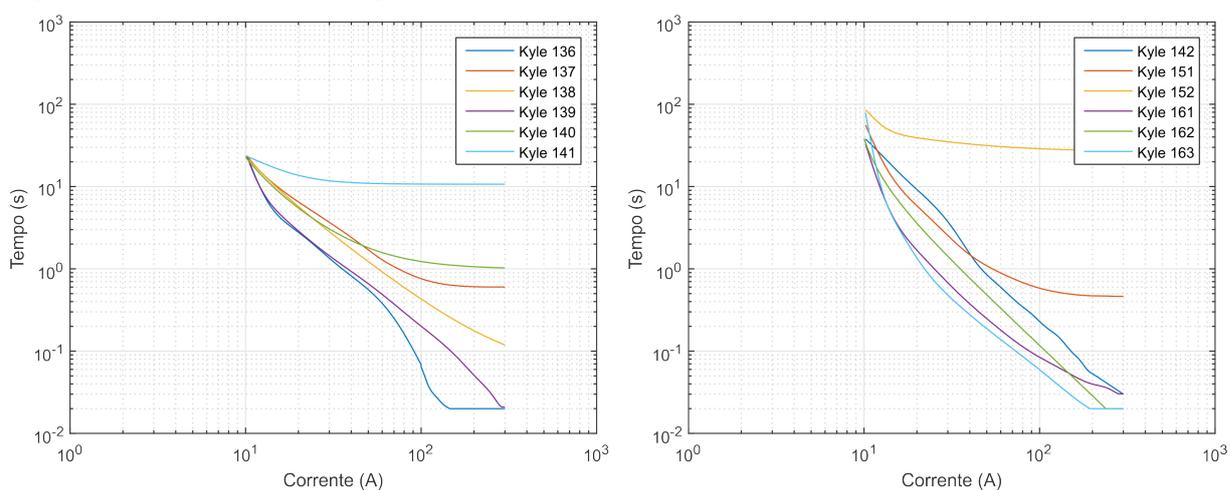
Fonte: Elaborada pelo autor, dados de (COOPER, 2016).

Figura A.5 – Curvas Kyle de Religadores - 116 a 135



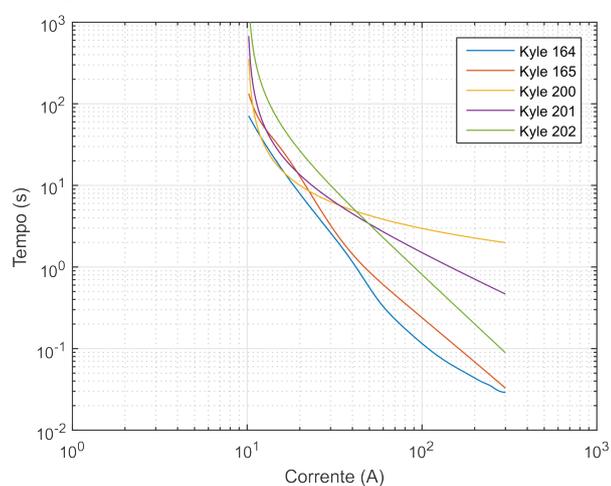
Fonte: Elaborada pelo autor, dados de (COOPER, 2016).

Figura A.6 – Curvas Kyle de Religadores - 136 a 163



Fonte: Elaborada pelo autor, dados de (COOPER, 2016).

Figura A.7 – Curvas Kyle de Religadores - 164 a 202



Fonte: Elaborada pelo autor, dados de (COOPER, 2016).

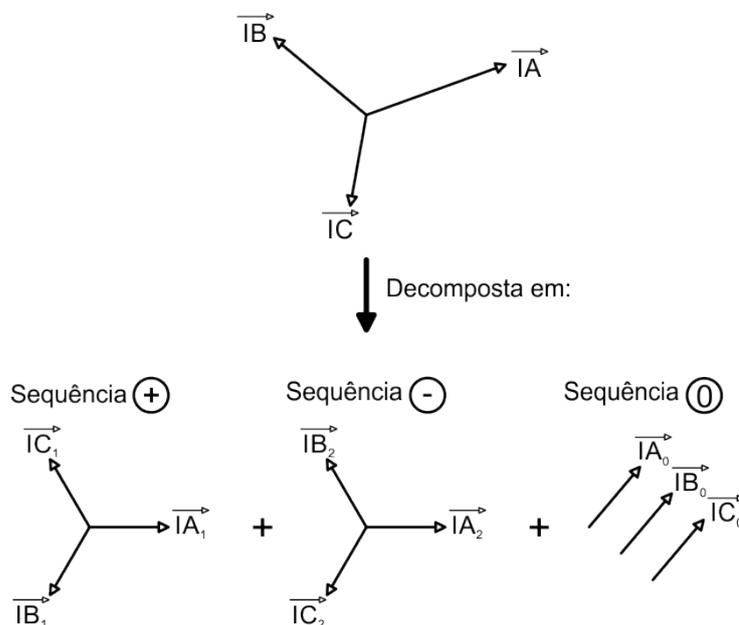
APÊNDICE B

TEOREMA DE FORTESCUE

Os tipos de curtos-circuitos podem ser divididos em equilibrados ou desequilibrados. Os equilibrados referem-se aos curtos-circuitos trifásicos, onde que há o mesmo comportamento nas três fases. Já os desequilibrados, que podem ser monofásicos, bifásicos e bifásicos com terra não apresentam o mesmo comportamento nas três fases do circuito. A metodologia do trabalho irá considerar apenas dois tipos o trifásico e o monofásico.

Para a implementação dos cálculos de curtos-circuitos desequilibrados será utilizado a teoria de Fortescue, que estabelece que um sistema trifásico desequilibrado pode ser decomposto em três componentes equilibradas: Sequência positiva, de sequência negativa e sequência zero, como demonstrado na Figura B.1. Através dessas três sequencias podem-se calcular todos os tipos de curtos-circuitos desequilibrados.

Figura B.1 – Teorema de Fortescue



Fonte: Próprio Autor

A composição de cada uma das sequencias equilibradas é a seguinte:

- Sequência Positiva: Essa é a normal do sistema, onde temos a fase “B” deslocada de 240° positivos da fase “A” e a fase “C” deslocada de 120° positivos da fase “A”.

- Sequência Negativa: Nessa inverte-se as fases “B” e “C”, dessa forma temos a fase “B” deslocada de 240° positivos da fase “A” e a fase “C” deslocada de 120° positivos da fase “A”.
- Sequência Zero: Esta sequência considera iguais, isto é, as três fases “A”, “B” e “C” terão mesmo módulo e ângulo.

Conhecendo as componentes de cada uma das sequências e suas defasagens, pode-se deixar as componentes da fase “A” como referência para o cálculo de todas as fases, conforme representado na Equação (B.1).

$$\begin{bmatrix} \overline{IA} \\ \overline{IB} \\ \overline{IC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \overline{IA_0} \\ \overline{IA_1} \\ \overline{IA_2} \end{bmatrix} \quad (\text{B.1})$$

Onde:

$$a = 1|_{120^\circ}$$

$$a^2 = 1|_{240^\circ}$$

$\overline{IA_0}$ = Corrente na fase A de sequência zero.

$\overline{IA_1}$ = Corrente na fase A de sequência positiva.

$\overline{IA_2}$ = Corrente na fase A de sequência negativa.

\overline{IA} = Corrente na fase A.

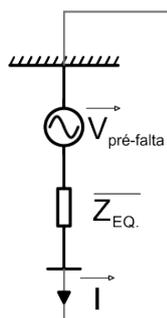
\overline{IB} = Corrente na fase B.

\overline{IC} = Corrente na fase C.

B.1 – CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO

Utilizando-se dos circuitos através das 3 sequencias divididas através do teorema de fortescue, a conexão para o curto-circuito trifásico utiliza-se apenas da sequência positiva. Essa conexão é apresentada na Figura B.2.

Figura B.2 – Diagrama de Impedâncias – Curto-Circuito Trifásico



Fonte: Próprio Autor

O curto-circuito trifásico pode ser calculado através da Equação (B.2).

$$\vec{I}_{cc3\phi} = \vec{I}_{B_{cc3\phi}} = \vec{I}_{C_{cc3\phi}} = \frac{\vec{V}_{\text{pré-falta}}}{Z_{1eq}} \quad (\text{B.2})$$

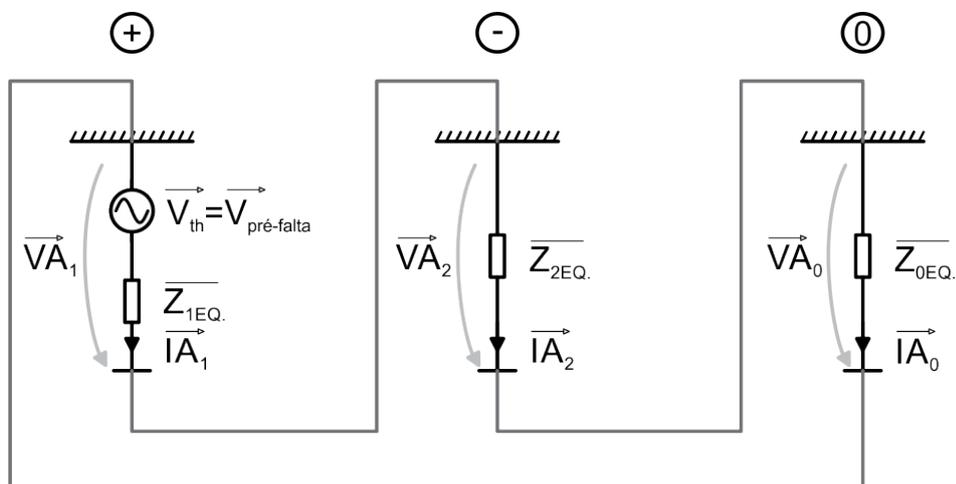
Onde:

$V_{\text{pré-falta}} = V_{\text{fase-neutro}}$ na barra de curto-circuito (Tensão na barra encontrada no fluxo de potência)

B.2 – CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO-TERRA:

Para o modelo de curto-circuito monofásico utilizam-se as 3 seqüências (positiva, negativa e zero) e a conexão entre os três circuitos é uma conexão série. O modelo é apresentado na Figura B.3.

Figura B.3 – Diagrama de Impedâncias – Curto-Circuito Monofásico-Terra



Fonte: Próprio Autor

O curto-circuito monofásico pode ser calculado através da Equação (B.3).

$$\overrightarrow{IA}_{cc1\phi g} = \frac{3 \cdot \overrightarrow{V}_{pré-falta}}{\overline{Z}_{0eq} + \overline{Z}_{1eq} + \overline{Z}_{2eq}} \quad (B.3)$$

As demais correntes serão igual a zero, conforme as Equações (B.4) e (B.5).

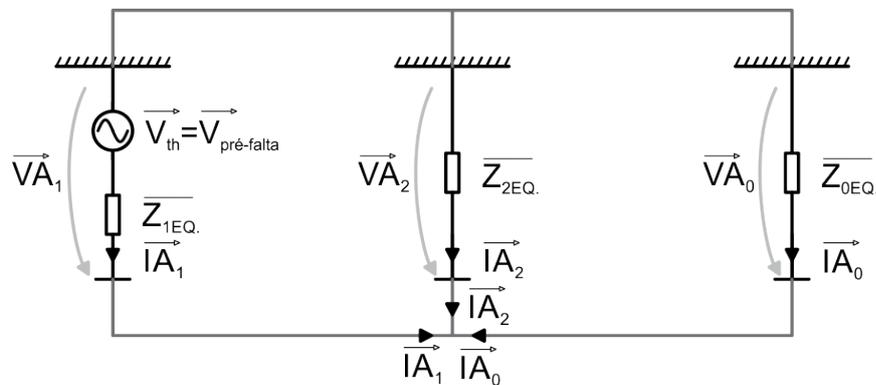
$$\overrightarrow{IB}_{cc1\phi g} = 0 \quad (B.4)$$

$$\overrightarrow{IC}_{cc1\phi g} = 0 \quad (B.5)$$

B.3 – CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO-TERRA:

Para o modelo de curto-circuito bifásico-terra também utilizam-se as 3 sequências (positiva, negativa e zero) porem a conexão é em paralelo. O modelo é apresentado na Figura B.4.

Figura B.4 – Diagrama de Impedâncias – Curto-Circuito Bifásico-Terra



Fonte: Próprio Autor

Para o cálculo do curto-circuito bifásico-terra encontram-se as três sequências separadamente, conforme as Equações (B.6), (B.7) e (B.8):

$$\overrightarrow{IA}_1 = \frac{\overrightarrow{V}_{pré-falta}}{\overline{Z}_{1eq} + \left(\overline{Z}_{2eq} // \overline{Z}_{0eq} \right)} \quad (B.6)$$

$$\overrightarrow{IA}_2 = -\overrightarrow{IA}_1 \cdot \frac{\overline{Z}_{0eq}}{\overline{Z}_{0eq} + \overline{Z}_{2eq}} \quad (B.7)$$

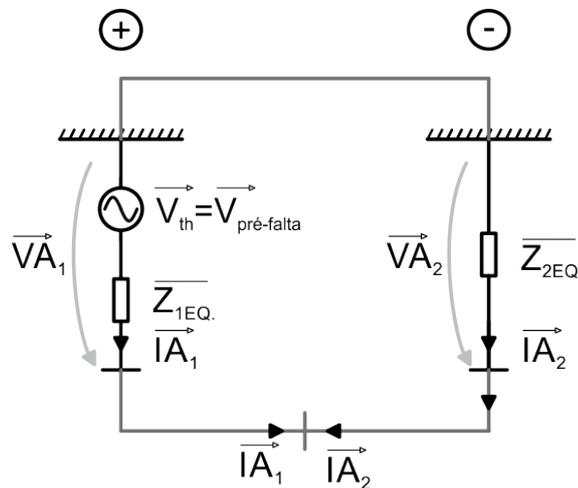
$$\overline{IA}_0 = -\overline{IA}_1 \cdot \frac{\overline{Z}_{2eq}}{\overline{Z}_{0eq} + \overline{Z}_{2eq}} \quad (\text{B.8})$$

E as correntes podem ser encontradas através da Equação (B.1).

B.4 – CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO:

Para o modelo de curto-circuito bifásico-terra são consideradas as sequencias positivas e negativas e a sua conexão é em paralelo. O modelo é apresentado na Figura B.5.

Figura B.5 – Diagrama de Impedâncias – Curto-Circuito Bifásico



Fonte: Próprio Autor

O cálculo das correntes de sequência nesse curto-circuito pode ser definido através das Equações (B.9) e (B.10):

$$\overline{IA}_1 = \frac{\overline{V}_{pré-falta}}{\overline{Z}_{1eq} + \overline{Z}_{1eq}} \quad (\text{B.9})$$

$$\overline{IA}_2 = -\frac{\overline{V}_{pré-falta}}{\overline{Z}_{1eq} + \overline{Z}_{2eq}} \quad (\text{B.10})$$

E as correntes podem ser encontradas através das Equação (B.1).

B.5 – CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO-TERRA MÍNIMO:

Neste trabalho ainda serão considerados os curtos-circuitos mínimos, que se referem aos curtos-circuitos onde há impedância de falta envolvida, que se refere a impedâncias além das existentes na rede, geralmente é a queda de um cabo que agora considera a impedância de contato com o solo, ou simplesmente o contato de um galho de árvore. O modelo é o mesmo do curto-circuito monofásico, porem deve ser considerada essa impedância de falta. O curto-circuito monofásico pode ser calculado através da equação (B.11).

$$\overrightarrow{IA}_{cc1\phi g} = \frac{3 \cdot \overrightarrow{V}_{pré-falta}}{\overline{Z}_{0eq} + \overline{Z}_{1eq} + \overline{Z}_{2eq} + 3 \cdot \overline{Z}_f} \quad (\text{B.11})$$

Onde:

Z_f – Impedância de falta

As demais correntes são representadas na Equação (B.12):

$$\overrightarrow{IB}_{cc1\phi g} = \overrightarrow{IC}_{cc1\phi g} = 0 \quad (\text{B.12})$$

B.6 – CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO-TERRA MÍNIMO:

Para o cálculo do curto-circuito bifásico-terra encontram-se as três sequencias separadamente, conforme as Equações (B.13), (B.14) e (B.15).

$$\overrightarrow{IA}_1 = \frac{\overrightarrow{V}_{pré-falta}}{\overline{Z}_{1eq} + \left(\overline{Z}_{2eq} // \left(\overline{Z}_{0eq} + 3 \cdot \overline{Z}_f \right) \right)} \quad (\text{B.13})$$

$$\overrightarrow{IA}_2 = -\overrightarrow{IA}_1 \cdot \frac{\left(\overline{Z}_{0eq} + 3 \cdot \overline{Z}_f \right)}{\left(\overline{Z}_{0eq} + 3 \cdot \overline{Z}_f \right) + \overline{Z}_{2eq}} \quad (\text{B.14})$$

$$\overrightarrow{IA}_0 = -\overrightarrow{IA}_1 \cdot \frac{\overline{Z}_{2eq}}{\left(\overline{Z}_{0eq} + 3 \cdot \overline{Z}_f \right) + \overline{Z}_{2eq}} \quad (\text{B.15})$$

E as correntes podem ser encontradas através da Equação (B.1).