

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA

INFLUÊNCIA DA PROTEÇÃO NA QUALIDADE DA
ENERGIA ELÉTRICA

JANILSON GODINHO CARVALHO

Itajubá, Dezembro de 2010

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA**

JANILSON GODINHO CARVALHO

**INFLUÊNCIA DA PROTEÇÃO NA QUALIDADE DA
ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

ORIENTAÇÃO: DR JOSÉ MARIA DE CARVALHO FILHO

Dezembro de 2010

Itajubá – MG

DEDICATÓRIA

*Este trabalho é dedicado a minha esposa
Karla e minha filha Bruna, ao meu avó
Antônio Azevedo (in memoriam) e aos
meus pais, Vilma e Pedro.*

AGRADECIMENTOS

- ❖ A Deus pela minha existência e por me capacitar a alcançar mais esta vitória.
- ❖ Aos professores José Maria de Carvalho Filho e Hector Arango pelo trabalho de orientação, apoio e ensinamentos dispensados.
- ❖ Ao meu pai Pedro e à minha mãe Vilma pela minha criação.
- ❖ A minha esposa Karla e minha filha Bruna pelo apoio e compreensão.
- ❖ Ao meu irmão, Jandeilson, pela amizade e companheirismo em todos os momentos.
- ❖ Aos funcionários do Instituto de Engenharia Elétrica, da Pró-Reitoria de Pesquisa e Pós-Graduação e do Departamento de Registro Acadêmico, pela generosa colaboração.
- ❖ A CEMIG Distribuição S/A pelo apoio recebido

RESUMO

Os esquemas de proteção em sistemas de distribuição são concebidos de modo a minimizar o número de interrupções permanente dos consumidores além de proteger o sistema. Entretanto a filosofia de proteção utilizada influencia diretamente tanto os indicadores de continuidade do serviço, como o número de variações de tensão de curta duração nos sistemas de distribuição.

O propósito principal deste trabalho é responder a seguinte pergunta: qual a melhor filosofia de proteção a ser aplicada tendo em vista os indicadores de qualidade? Para respondê-la é proposta uma metodologia que torna possível avaliar, através de indicadores, a influência da filosofia de proteção na qualidade da energia, considerando tanto as variações de tensão de curta duração como as interrupções de longa duração.

Adicionalmente neste trabalho é proposta uma metodologia que permite avaliar, também através de indicadores, a influência dos eventos de qualidade gerados pela proteção em determinada carga, considerando a sua curva de sensibilidade às variações de tensão de curta duração.

Finalmente, a metodologia proposta é aplicada em um estudo de caso que representa um típico sistema de distribuição.

ABSTRACT

The protection schemes in distribution systems are designed to minimize the number of long interruptions for consumers while protecting the system. However, the protection philosophy used directly influences both the indicators of continuity of service, as the number of voltage variations of short duration in distribution systems.

The main purpose of this work is to answer the following question: What is the best protection philosophy to be applied in order to try the quality indicators? To try to answer it is proposed a methodology that makes it possible to evaluate, using indicators, the influence of the philosophy of protecting the quality of energy, considering both the voltage variations of short duration as interruptions of long duration.

Additionally this work presents a methodology for assessing, also using indicators, the influence of quality events generated by the protection given load, considering its sensitivity curve to the voltage variations of short duration.

Finally, the proposed methodology is applied in a case study that represents a typical distribution system.

SUMÁRIO

Dedicatória	III
Agradecimentos	IV
Resumo.....	V
Abstract.....	VI
Sumário	VII
Lista de Figuras	X
Lista de Tabelas	XII
Lista de Abreviaturas e Símbolos.....	XIV
1 – Introdução.....	1
1.1 – Relevância do tema	1
1.2 – Estado da arte	3
1.3 – Objetivos e contribuições da dissertação	5
1.4 – Estrutura da dissertação	6
2 – Interrupções de longa duração e variações de tensão de curta duração – VTCDs	7
2.1 – Considerações iniciais	7
2.2 – Continuidade do serviço – Interrupções de longa duração	7
2.2.1 – Indicadores coletivos	8
2.2.2 – Indicadores individuais	9
2.2.3 – Evolução dos indicadores	10
2.3 – Variações de tensão de curta duração – VTCDs	11
2.3.1 – Conceitos e definições	11
2.3.2 – Indicadores VTCDs	13
2.3.3 – Monitoramento de VTCDs	15
2.4 – Sensibilidade da carga às Vriações de Tensão de Curta Duração – VTCDs ..	16
2.4.1 – Sensibilidade de computadores	16
2.4.2 – Sensibilidade dos acionamentos de velocidade variável.....	18
2.4.3 – Sensibilidade de contadores e relés auxiliares	19
2.4.4 – Sensibilidade dos equipamentos domésticos.....	19
2.5 - Considerações finais	20
3 - Proteção de sistemas aéreos de distribuição	21
3.1 – Considerações iniciais	21
3.2 – Topologia típica em sistemas de distribuição	21
3.3 – Equipamentos de proteção	22
3.3.1 – Chaves e elos fusíveis.....	23
3.3.2 – Chave fusível repetidora	26
3.3.3 – Religadores	27
3.3.3.1 – Religadores hidráulicos	28
3.3.3.2 – Religadores eletrônicos	29
3.3.3.3 – Religadores microprocessados	31
3.3.4 – Seccionalizadores	32
3.3.4.1 – Restritor de tensão	34
3.3.4.2 – Restritor de corrente	35
3.3.4.3 – Restritor de correntes de inrush	36
3.4- Critérios para aplicação de equipamentos de proteção	36

3.4.1 – Critérios para localização dos equipamentos	36
3.4.2 – Critérios para seleção de equipamentos de proteção	37
3.5 – Filosofias de proteção	40
3.5.1 – Seletividade entre elos fusíveis	41
3.5.2 – Coordenação relé – elo fusível	42
3.5.3 – Seletividade relé – elo fusível	43
3.5.4 – Coordenação relé – religador	44
3.5.5 – Coordenação religador – elo fusível	45
3.5.6 – Seletividade religador – elo fusível	47
3.5.7 – Coordenação e seletividade religador – religador	48
3.5.8 – Coordenação religador e seccionalizador	50
3.5.9 – Coordenação religador – seccionalizador e elo fusível	51
3.6 – Considerações finais	53
4 – Proposta de metodologia para análise da influência da proteção na qualidade da energia	54
4.1 – Considerações iniciais	54
4.2 – Premissas e critérios	54
4.3 – Metodologia para o registro dos eventos	58
4.4 – Metodologia para a avaliação do impacto da proteção na qualidade	62
4.4.1 – Avaliação do sistema	62
4.4.1.1 – Indicadores por ponto de monitoramento.....	63
4.4.1.2 - Indicadores globais do sistema	64
4.4.2 – Avaliação do consumidor	65
4.4.2.1 – Indicadores por ponto de monitoramento	70
4.4.2.2 – Indicadores globais do sistema	72
4.5 – Avaliação dos indicadores considerando as probabilidades de faltas permanentes e temporárias	73
4.5.1 – Avaliação dos indicadores do sistema considerando as Probabilidades	73
4.5.1.1 – Indicadores por ponto de monitoramento.....	74
4.5.1.2 – Indicadores do sistema considerando as Probabilidades	76
4.5.2 – Avaliação dos Indicadores do consumidor considerando as probabilidades	77
4.5.2.1 – Indicadores individuais por ponto de Monitoramento	77
4.5.2.2 – Indicadores do sistema	79
4.6 – Considerações finais	79
5 – Estudo de caso	80
5.1 – Considerações iniciais	80
5.2 – Descrição do caso teste	80
5.3 – Considerações para a análise	82
5.4 – Procedimento para análise dos resultados	82
5.5 – Análise dos resultados sob o ponto de vista do sistema	85
5.5.1 – Análise por ponto de monitoramento considerando defeitos permanentes	86
5.5.2 – Análise por ponto de monitoramento considerando defeitos temporários	90

5.5.3 – Análise por ponto de monitoramento considerando defeitos temporários e permanentes	94
5.5.4 – Comparativo dos indicadores médios do sistema - proteção coordenada	98
5.5.5 – Comparativo dos indicadores médios do sistema -proteção coordenada e seletiva	101
5.6 – Análise dos indicadores sob o ponto de vista do consumidor	102
5.6.1 – Análise dos indicadores por ponto de monitoramento considerando defeitos temporários e permanentes.....	104
5.6.2 – Análise dos indicadores do sistema	106
5.7 – Considerações finais da análise	108
6 – Conclusões	110
6.1 – Conclusões finais	110
6.2– Propostas para futuros trabalhos	113
7 – Referências	114
ANEXO A – Dados da rede do sistema de distribuição típico do caso teste	117
ANEXO B – Tabela de tensões do Caso Teste	118

LISTA DE FIGURAS

Figura- 2.1 – Evolução dos Indicadores DEC e FEC no Brasil	10
Figura 2.2 – Representação das VTCDs [ONS, 2008].....	12
Figura 2.3 – Curva de tolerância CBEMA	17
Figura 2.4 – Curva de tolerância ITIC.	18
Figura 2.5 – Sensibilidade dos AVVs	18
Figura 2.6 – Curva CBEMA de Sensibilidade dos contatores	19
Figura 2.7 – Curva CBEMA de Sensibilidade dos Relés Auxiliares	19
Figura 2.8 – Curva CBEMA de Sensibilidade dos Equipamentos Domésticos	20
Figura 3.1 - Esquema típico de proteção de um alimentador de distribuição	22
Figura3.2 – Chave Fusível.....	23
Figura 3.3 – Elo fusível	24
Figura 3.4 – Curvas Máximas e Mínimas Elos tipo K	24
Figura 3.5 – Chave Fusível Repetidora.....	26
Figura 3.6 – Ciclos de operação do religador	28
Figura 3.7 – Religador 6H [Cooper]	29
Figura 3.8 – Religador Eletrônico	30
Figura 3.9 – Curvas Típicas do Religador	31
Figura 3.10 – Circuito de Controle Microprocessado	31
Figura 3.11 – Disjuntor trifásico a Vácuo	32
Figura 3.12– Coordenação religador – seccionizador com restritor de tensão	35
Figura 3.13– Elos fusíveis protegido e protetor	41
Figura 3.14 – Coordenação relé – fusível.	43
Figura 3.15 – Coordenação Relé-Religador	44
Figura 3.16 – Coordenação religador-fusível para fator K conhecido	46
Figura 3.17 – Seletividade religador – religador	49
Figura 3.18 – Religador x Seccionizador x Fusível.....	51
Figura 4.1 – Contabilização das elevações de tensão	55
Figura 4.2 – Contabilização dos afundamentos de tensão	55
Figura 4.3 – Contabilização das interrupções de curtas duração	55
Figura 4.4 – Contabilização do afundamento seguido de interrupção de curta duração	56
Figura 4.5 – Contabilização de elevações de tensão seguidas de interrupções temporárias	56
Figura 4.6 – Sequencia de eventos: afundamento, interrupção temporária e novamente afundamento – Contabilização do evento mais severo	57
Figura 4.7 – Sequencia de eventos: afundamento e interrupção temporária – Contabilização do evento mais severo	57
Figura 4.8 – Fluxo para registro dos eventos nos pontos de Monitoramento	59
Figura 4.9 – Sistema de Distribuição Típico	60
Figura 4.10 – Registro de eventos e área de sensibilidade da carga	62
Figura 4.11 – Curva de sensibilidade genérica	66
Figura 4.12 – Tensões a montante do Religador	67

Figura 4.13 – Tensões a jusante do Religador	68
Figura 4.14 – Conjuntos de Eventos no ponto de monitoramento	68
Figura 4.15– Fator de severidade em relação à curva de sensibilidade da carga	69
Figura 4.16– Fluxo para contabilização dos indicadores	71
Figura 5.1 – Sistema de Distribuição – Estudo de Caso	81
Figura 5.2 – Fluxograma de análise dos dados	83
Figura 5.3 – Tabela de Eventos	84
Figura 5.4 – Gráfico dos indicadores para filosofia de Proteção 1A + 3C	89
Figura 5.5 – Gráfico dos indicadores para filosofia de Proteção SELETIVA	89
Figura 5.6 – Gráfico dos Indicadores para filosofia de Proteção 1A + 3C	93
Figura 5.7 – Gráfico dos indicadores para filosofia de Proteção SELETIVA	94
Figura 5.8 – Gráfico dos Indicadores para filosofia de Proteção 1A + 3C	98
Figura 5.9 – Gráfico dos Indicadores para filosofia de Proteção Seletiva	98
Figura 5.10 – Gráfico VxD para as elevações	103
Figura 5.11– Gráfico VxD para os afundamentos	104

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Padrões de Indicadores de Continuidade definidos pela ANEEL	11
Tabela 2.2 – Denominação das VTCDs [ONS, 2008]	12
Tabela 2.3 – Denominação das VTCDs [ANEEL, 2008]	13
Tabela 2.4 – Discretização dos parâmetros amplitude e duração para contabilização de afundamentos	14
Tabela 2.5 – Discretização dos parâmetros amplitude e duração para contabilização de elevações	15
Tabela 3.1 – Características dos elos fusíveis de distribuição.....	25
Tabela 3.2 – Fatores de Assimetria	27
Tabela 3.3 – Valores de K associados ao número de operações rápidas do religador.....	47
Tabela 4.1 – Matriz de Registro dos eventos de Afundamentos	57
Tabela 4.2 – Eventos registrados nos pontos de monitoramento devido uma falta em determinado ponto do Sistema de Distribuição	61
Tabela 5.1 – Defeitos Permanentes – Indicadores de Afundamentos	86
Tabela 5.2 – Defeitos Permanentes – Indicadores de Interrupções de Curta Duração.....	87
Tabela 5.3 – Defeitos Permanentes – Indicadores de Elevações	88
Tabela 5.4 – Defeitos Permanentes – Indicadores de Interrupções de Longa Duração	88
Tabela 5.5 – Defeitos Temporários – Indicadores de Afundamentos	90
Tabela 5.6 – Defeitos Temporários – Indicadores de Interrupções Curtas	91
Tabela 5.7 – Defeitos Temporários – Indicadores de Elevações	92
Tabela 5.8 – Defeitos Temporários – Indicadores de Interrupções de Longa Duração	93
Tabela 5.9 – Pontos de monitoramento – Indicadores de Afundamentos	95
Tabela 5.10 – Pontos de monitoramento – Indicadores de Interrupções de curta duração	96
Tabela 5.11 – Pontos de monitoramento – Indicadores de Elevações	96
Tabela 5.12 – Pontos de monitoramento – Indicadores de Interrupções de Longa Duração	97
Tabela 5.13 – Proteção Coordenada – Comparação dos Afundamentos	99
Tabela 5.14 – Proteção Coordenada - Comparação das Elevações	99
Tabela 5.15 – Proteção Coordenada - Comparação das Interrupções Curtas	100
Tabela 5.16 – Proteção Coordenada – Comparação das Interrupções Longas	100
Tabela 5.17 – Proteção Seletiva/Coordenada – Comparação Afundamentos	101
Tabela 5.18 – Proteção Seletiva/Coordenada – Comparação Elevações	101
Tabela 5.19 – Proteção Seletiva/Coordenada – Comparação	

Interrupções	102
Tabela 5.20 – Proteção Seletiva/Coordenada – Comparação Interrupções	102
Tabela 5.21 – Indicador I_{qaxm} e I_{qatp} para os afundamentos	105
Tabela 5.22 – Indicador I_{qcxm} e I_{qctp} - Interrupções curtas	105
Tabela 5.23 – Resultado I_{qexm} e I_{qetp} para as elevações	106
Tabela 5.24 – Síntese dos indicadores de sistema	106
Tabela 5.25 – Comparação dos afundamentos	107
Tabela 5.26 – Comparação das interrupções curtas	107
Tabela 5.27 – Comparação das elevações	108

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ABRADEE- Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

AWG – Bitola de cabos no padrão americano

DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

DIC - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora

DMIC - Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora

FEC – Frequência Equivalente por consumidor

FIC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

NEMA – National Electrical Manufacturers Association

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

RMS – Root-Mean-Square, Valor Eficaz

p.u. – valores por unidade

PRODIST – Manual do Procedimento de Distribuição

VA – Tensão na fase A

VB – Tensão na fase B

VC – Tensão na fase C

VTCD – Variação de Tensão de Curta Duração

Z_0 – Impedância de Sequência Zero

Z_1 – Impedância de Sequência Positiva

CBEMA – Computer and Business Equipment Manufactures Association

ITIC – Information Technology Industry Curve

1 – INTRODUÇÃO

O sistema de Distribuição de Energia Elétrica Brasileiro compreende milhares de quilômetros de redes sendo elas subterrâneas ou aéreas. Somente no Estado de Minas Gerais, na área de concessão da CEMIG D, têm-se um total de 394.169 km de redes [CEMIG, 2010]. A maior parte destas redes são aéreas, de confiabilidade menor se comparada com as redes subterrâneas, estando vulneráveis a diversos tipos de ocorrências, sejam elas provocados por efeitos climáticos ou por acidentes envolvendo a própria população ou até por manobras indevidas realizadas no sistema elétrico.

A aplicação da proteção no sistema de distribuição de Energia Elétrica visa minimizar os efeitos danosos de uma ocorrência na rede. A proteção busca limitar este efeito apenas ao ramal onde o mesmo ocorreu, mantendo a continuidade do fornecimento aos demais consumidores. Também é função da proteção eliminar uma falta temporária mantendo a continuidade do fornecimento de energia aos consumidores.

A Qualidade da Energia está intimamente ligada ao sistema de proteção, visto que a filosofia de proteção implantada determina a duração dos eventos e a classificação destes em eventos temporários ou permanentes. Aos eventos temporários estão associados os indicadores referentes às perturbações de curta duração da tensão e aos eventos permanentes os indicadores de continuidade do serviço [ANEEL, 2008].

1.1 – RELEVÂNCIA DO TEMA

Quando a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL foi criada, em 26 de dezembro de 1996, cada consumidor brasileiro ficava sem energia elétrica, em média, 21 vezes por ano, num total de quase 26 horas. Hoje, esses números caíram para 14,8 interrupções, num total de 18 horas [ANEEL, 2009]. Este dado mostra a preocupação da Agência com a continuidade do serviço, determinada pela resolução Nº 024 [ANEEL, 2000].

O Procedimento de Rede da Distribuição – PRODIST, módulo 8 [ANEEL, 2008], que padroniza e normatiza as atividades técnicas relativas ao desempenho e funcionamento do sistema de distribuição de energia elétrica, demonstra outra preocupação da ANEEL acerca de

outros indicadores relacionados à Qualidade da Energia, buscando assim com que o sistema elétrico trabalhe com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade.

As exigências com relação à segurança, eficiência, qualidade e principalmente confiabilidade, nos remetem a uma configuração de um sistema de proteção eficiente. Grande parte das ocorrências relativas à qualidade do produto e do serviço no sistema elétrico estão relacionadas às faltas, sejam elas monofásicas, bifásicas ou trifásicas, ao tempo de atuação do sistema de proteção e ao tempo de restabelecimento do sistema.

Dentro deste contexto, torna-se importante avaliar a influência da filosofia de proteção aplicada ao sistema de distribuição, na qualidade da energia, devido aos seguintes motivos [BOLLEN, 2000]:

- Equipamentos tornaram-se mais sensíveis a distúrbios de tensão: os equipamentos eletrônicos atuais são muito mais sensíveis que os equipamentos produzidos a 10 ou 20 anos atrás. Não somente os equipamentos, mas também os processos industriais tornaram-se mais sensíveis aos distúrbios que resultam em perdas de produção;
- A necessidade de padronizar e definir os critérios de desempenho: o consumidor de energia elétrica era visto como uma simples carga. Hoje, os consumidores são tratados de maneira diferente, a energia deve ser vista como um produto que contém certas características que devem ser medidas e avaliadas, garantindo assim níveis adequados de qualidade;
- Concessionárias querem entregar um bom produto: projetar um sistema de alta confiabilidade de suprimento, a um custo limitado, é um desafio que é imposto às concessionárias do país;
- A qualidade do suprimento melhorou: parte do interesse em fenômenos como afundamentos de tensão e distorção harmônica é devido à alta confiabilidade do suprimento. Longas interrupções tornaram-se raras em muitos países industrializados, e os consumidores têm a expectativa de que a eletricidade estará sempre disponível e com alta qualidade;

- A qualidade da energia pode ser medida: o acesso aos dispositivos eletrônicos que medem e mostram as formas de onda têm certamente contribuído para o interesse na qualidade da energia.

1.2 – ESTADO DA ARTE

Ainda são poucas as publicações que relacionam a Qualidade da Energia com a Proteção do Sistema de Distribuição. Esta preocupação surgiu na década de 90, primeiro com a caracterização da qualidade da energia e depois com as causas relacionadas às origens de VTCDs (Variações de Tensão de Curta Duração). O sistema de proteção tem influência decisiva na qualidade da energia dado que, a filosofia de proteção aplicada ao sistema, definirá a quantidade e a duração dos eventos, e conseqüentemente se aquele evento é uma VTCD ou uma interrupção de longa duração.

Em 1997 [TOPHAM, 1997a], num sistema de transmissão de energia elétrica na África do Sul, relaciona as faltas ocorridas naquele sistema com a qualidade do suprimento, determina a duração dos eventos em função da proteção aplicada e desenvolve um relé de auto religamento baseado na tecnologia de redes neurais visando diminuir os impactos de afundamentos de tensão na rede de transmissão.

Também em 1997 [TOPHAM, 1997b] aprofunda um pouco mais nos dados coletados em [TOPHAM, 1997a] e propõe que a correta aplicação da filosofia de proteção, bem como a escolha adequada dos equipamentos a serem instalados, são capazes de diminuir os efeitos dos afundamentos nos consumidores.

Ainda em 1997 [BENETT, 1997] descreve sobre o que as novas tecnologias de proteção podem melhorar a qualidade do suprimento de energia. Algumas questões a respeito dos impactos da proteção na qualidade do suprimento são abordadas. São apresentados diversos distúrbios que podem ocorrer no sistema, bem como suas características, as possíveis causas e as suas conseqüências. As novas tecnologias que podem ser aplicadas para melhorar a qualidade do suprimento são: a aplicação de softwares capazes de simular o comportamento do sistema sob falta, implementação de novas características aos relés, instalação de equipamentos capazes de reconfigurar o sistema mantendo o fornecimento de energia às

cargas críticas, utilização de novas técnicas de medição e aplicação de técnicas de inteligência aos religadores a fim de minimizar os distúrbios.

Em 1998 [KOJOVIC, 1998], compara a aplicação de fusíveis de expulsão e fusíveis limitadores de correntes e seus impactos na qualidade da energia. Para a realização dos testes foi utilizado um sistema de distribuição em uma área residencial da Flórida, onde os dois tipos de fusíveis foram instalados, tendo uma chave a jusante a fim de energizar o trecho protegido pelos fusíveis em questão. A conclusão dos testes é de que a utilização de fusíveis limitadores de corrente amenizam os eventos de qualidade de energia com menor duração dos afundamentos de tensão e nenhuma influência para a operação da carga, se comparados aos fusíveis de expulsão.

Em 2000 [BOLLEN, 2000], aborda de maneira ampla o entendimento dos problemas referentes à qualidade da energia, tratando as variáveis de influência nos parâmetros das VTCDs.

Em 2002 [DUGAN, 2002] de maneira bem completa caracteriza os eventos de Qualidade da Energia e aborda, dentre outros assuntos a relação dos afundamentos e interrupções com a proteção da distribuição descrevendo os principais equipamentos de proteção da distribuição. Ainda trata do conceito de área de vulnerabilidade cujo principal objetivo é delimitar as regiões do sistema elétrico que estão susceptíveis aos afundamentos.

Em 2004 [APOSTOLOV, 2004] propõe a utilização de dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs) para a proteção de sistemas de distribuição. Com esta aplicação é possível amenizar os efeitos das faltas nos sistemas de distribuição limitando a duração de afundamentos e elevações de tensão. A proposta é utilizar as opções de ajustes de curvas de relés, a proteção de sobrecorrente de seqüência negativa, a otimização do esquema de proteção de barra da subestação, o bloqueio de falha da proteção e a coordenação de fusíveis com relés de religamento, para diminuir o tempo de atuação da proteção. Isto torna a proteção mais confiável e conseqüentemente diminui a duração de eventos no sistema de distribuição.

Em 2005 [SILVA, 2005], propõe a alocação otimizada de chaves seccionadoras e dispositivos de proteção em setores estratégicos das redes de distribuição, a fim de melhorar qualidade do serviço de fornecimento de energia e os índices de confiabilidade do sistema.

Também em 2005 [GÓMEZ, 2005] apresenta o novo cenário dos sistemas de distribuição com a inclusão cada vez mais acentuada da geração distribuída e como esta influencia a proteção e os afundamentos de tensão no sistema de distribuição. Os dispositivos de proteção estudados são os elos fusíveis. São apresentados alguns casos avaliando a coordenação da proteção de sobrecorrente com os afundamentos de tensão.

Em 2006 [BARAN, 2006], através de instalação de equipamentos de monitoramento da qualidade da energia em subestações, propõe a utilização de técnicas de Transformadas de Fourier, Transformada Wavelet e Redes Neurais para identificação de correntes de *inrush* e correntes de falta nos alimentadores de distribuição. A proposta é que, uma vez identificadas estas correntes, pode-se obter informações valiosas para a correta identificação das causas dos eventos de qualidade da energia no alimentador.

1.3 – OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO

Sabe-se que a aplicação de religadores em sistemas de distribuição contribui de forma significativa para a redução do número de ocorrências de interrupções permanentes, considerando que 70 a 90% das faltas ocorridas em nas redes de distribuição são faltas temporárias.

Se por uma lado a utilização de esquemas de religamento melhoram os indicadores continuidade (FEC, DEC, FIC, DIC e DMIC), por outro aumentam o número de ocorrência de VTCDs (afundamentos, elevações e interrupções de curta duração). Em uma condição de falta no sistema, as cargas instaladas a jusante do religador sofrem maior número de interrupções de curta duração e as instaladas a montante experimentam maior número de ocorrências de afundamentos e elevações de tensão, inclusive as cargas conectadas a outros alimentadores que derivam do mesmo barramento do alimentador sob falta.

Neste contexto, o propósito desta dissertação é propor e aplicar uma metodologia que torne possível analisar, através de indicadores, o impacto das diversas filosofias de proteção na qualidade da energia. Com os resultados obtidos da aplicação da metodologia proposta é possível avaliar qual é o melhor esquema de proteção a ser implementado nos sistemas de distribuição tendo como foco a qualidade da energia desejada para os consumidores.

1.4 – ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Visando atingir os objetivos estabelecidos, este trabalho está estruturado em sete capítulos e um anexo.

O capítulo 1 apresenta a introdução ao tema da dissertação, abordando a sua relevância, o estado da arte acerca da influência da proteção na qualidade da energia, os objetivos, as contribuições e a estrutura da dissertação.

O capítulo 2 apresenta os conceitos relacionados às VTCDs e aos indicadores de continuidade, focando, respectivamente, na qualidade do produto e na qualidade do fornecimento da energia elétrica.

O capítulo 3 trata especificamente da Proteção de Sistemas de Distribuição apresentando os principais dispositivos de proteção utilizados, bem como os principais esquemas de proteção aplicados, quais sejam, esquemas seletivos e coordenados.

O método proposto para a avaliação do impacto da proteção na qualidade da energia é explorado no capítulo 4. Neste capítulo são apresentadas as considerações iniciais para a realização das análises, a base da metodologia utilizada e as equações que possibilitam que as avaliações sejam feitas em pontos específicos de monitoramento ou em todo o sistema de distribuição. São consideradas as análises tanto sob o ponto de vista do sistema como sob o ponto de vista da carga.

Utilizando um caso teste retratando um sistema de distribuição típico, no capítulo 5 são feitas as análises pertinentes aplicando a metodologia proposta no capítulo 4. Os resultados são tabelados e analisados a fim de verificar quais são os impactos de cada esquema de proteção na qualidade da energia.

O capítulo 6 traz as principais conclusões obtidas do trabalho desenvolvido assim como as propostas para desenvolvimento de pesquisas futuras.

No sétimo capítulo são apresentadas as referências utilizadas.

Por fim, no Anexo A são apresentados os dados da rede referentes ao estudo de caso e no anexo B são apresentadas as tabelas das tensões obtidas do programa PSS Adept 3.0 na simulação das faltas.

2 – INTERRUPÇÕES DE LONGA DURAÇÃO E VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO - VTCDs

2.1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O objetivo deste capítulo é apresentar os conceitos relacionados às variações de tensão de curta duração e às interrupções permanentes, associadas, respectivamente, à qualidade do produto e a qualidade do serviço, tomando como base as resoluções e os procedimentos estabelecidos pelos órgãos reguladores brasileiros, bem como outras literaturas pertinentes ao assunto. São apresentados também alguns exemplos de curva de sensibilidade da carga frente aos eventos de VTCDs.

A qualidade do fornecimento, referente às interrupções de longa duração, está regulamentada através da resolução ANEEL Nº 24 [ANEEL, 2000]. Nesta resolução são apresentados indicadores que medem a frequência e a duração das interrupções de regime permanente no sistema elétrico.

As VTCDs são tratadas no Módulo 8 do PRODIST [ANEEL, 2008], onde são apresentados os conceitos e as formas de caracterização destes eventos para a rede de distribuição no Brasil. Para a rede básica, o ONS [ONS, 2008], além da caracterização dos eventos, propõe uma Tabela para classificação dos mesmos levando em consideração a intensidade e a duração.

2.2 – CONTINUIDADE DO SERVIÇO – INTERRUPÇÕES DE LONGA DURAÇÃO

Na rede básica, entende-se como interrupção de longa duração, a condição em que esse ponto permanece com tensão nula por um período maior ou igual a 1 (um) minuto, em função de problemas internos ou externos à rede básica, locais ou remotos, programados ou não [ONS, 2008]. Em sistemas de distribuição, segundo a ANEEL [ANEEL, 2000], interrupções de longa duração são interrupções cuja duração são maiores ou iguais a três minutos.

O número, a duração e a frequência das interrupções são quantificados, através de indicadores coletivos e individuais, de modo a se apurar a qualidade do sistema de suprimento.

2.2.1 – INDICADORES COLETIVOS

Os indicadores coletivos são estabelecidos para as interrupções de longa duração que afetam um conjunto de consumidores. São os indicadores DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora e o FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.

O indicador DEC corresponde ao intervalo de tempo que, em média, no período de observação, cada unidade consumidora do conjunto considerado sofreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica, calculado conforme equação 2.1.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i).t(i)}{Cc} \quad (2.1)$$

Onde:

Ca(i) = Número de unidades consumidoras interrompidas em um evento (i), no período de apuração;

t(i) = Duração de cada evento (i), no período de apuração;

i = Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;

k = Número máximo de eventos no período considerado;

Cc = Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração .

O indicador FEC corresponde ao número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação, que cada unidade consumidora do conjunto considerado sofreu, calculado conforme equação 2.2.

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)}{Cc} \quad (2.2)$$

2.2.2 – INDICADORES INDIVIDUAIS

Os indicadores individuais são estabelecidos para as interrupções de longa duração que afetam individualmente os consumidores. São os indicadores DIC - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão, FIC - Frequência de Interrupção Individual e DMIC - Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão.

O indicador DIC representa o intervalo de tempo que, no período de observação, uma certa unidade consumidora sofreu descontinuidade no recebimento de energia elétrica, calculado pela equação 2.3.

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (2.3)$$

Onde:

- i = Índice de interrupções da unidade consumidora, no período de apuração, variando de 1 a n;
- n = Número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;
- t(i) = Duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada, no período de apuração.

O indicador FIC representa o número de interrupções ocorridas (n), no período de observação, que uma certa unidade consumidora sofreu descontinuidade no recebimento, obtido através da equação 2.4.

$$FIC = n \quad (2.4)$$

O indicador DMIC retrata a Duração Máxima das Interrupções por Unidade Consumidora ou ponto de conexão considerado, expressa em horas e centésimos de hora, apurado segunda a equação 2.5.

$$DMIC = t(i)max \quad (2.5)$$

Onde:

$t(i)max$ - valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção(i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora ou no ponto de conexão considerado, expresso em horas e centésimos de horas.

2.2.3 – EVOLUÇÃO DOS INDICADORES

A partir de 2001, os indicadores de continuidade relativos ao mês imediatamente anterior passaram a constar nas contas de energia elétrica.

Segundo a ABRADEE- Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, a satisfação do cliente está relacionada à redução das frequências de interrupções no sistema elétrico. Conforme pode ser observado na Figura 2.1, no sistema elétrico brasileiro houve uma redução considerável nos indicadores DEC e FEC em uma taxa de 60 e 54% respectivamente. Segundo a ABRADEE, este resultado elevou o índice de satisfação do cliente em 14 pontos percentuais [ABRADEE, 2009].



Figura- 2.1 - Evolução dos Indicadores DEC e FEC no Brasil

Na Tabela 2.1 apresenta-se os padrões de DIC e FIC definidos pela ANEEL, para consumidores em baixa tensão em áreas urbanas, em função das metas estabelecidas para os indicadores DEC e FEC.

Tabela 2.1 – Padrões de Indicadores de Continuidade definidos pela ANEEL [ANEEL, 2000]

Faixas de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades consumidoras com tensão menor ou igual a 1kV localizadas em área urbana					
	DIC (Horas)			FIC (Interrupções)		
	Anual	Trimestral	Mensal	Anual	Trimestral	Mensal
0-10	40	20	13	25	13	8
>10-20	50	25	17	30	15	10
>20-30	55	28	19	35	18	12
>30-45	65	32	22	40	20	13
>45	72	36	24	58	29	20

2.3 – VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO – VTCDs

2.3.1 – CONCEITOS E DEFINIÇÕES

Segundo [ONS,2008], as VTCDs são eventos aleatórios de tensão, caracterizados por desvio significativo, por curto intervalo de tempo, do valor eficaz da tensão, com durações maiores que 1 ciclo e menores que 1 minuto. As VTCDs referem-se normalmente à tensão fase-neutro do sistema e são descritas monofasicamente pelos parâmetros amplitude e duração.

A amplitude da VTCD é definida pelo valor extremo do valor eficaz da tensão em relação à tensão nominal do sistema no ponto considerado, enquanto perdurar o evento.

A duração da VTCD é definida pelo intervalo de tempo decorrido entre o instante em que o valor eficaz da tensão ultrapassa determinado limite e o instante em que essa variável volta a cruzar esse limite.

A partir da duração e da amplitude, as VTCDs são classificadas de acordo com o que se apresenta na Tabela 2.2 e Figura 2.2 [ONS, 2008].

A variação momentânea de tensão compreende os eventos com duração inferior ou igual a 3 (três) segundos: interrupção, afundamento e elevação momentânea de tensão[ONS, 2008].

A variação temporária de tensão compreende os eventos com duração superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto: interrupção, afundamento e elevação temporárias de tensão [ONS, 2008].

Tabela 2.2 – Denominação das VTCDs [ONS, 2008]

Denominação	Duração da variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão nominal
Interrupção momentânea de tensão	Inferior ou igual a 3 (três) segundos	Inferior a 0,1 pu
Afundamento momentâneo de tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a 3 (três) segundos	Superior ou igual 0,1e inferior a 0,9 pu
Elevação momentânea de tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a 3 (três) segundos	Superior a 1,1pu
Interrupção Temporária de Tensão	Superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto	Inferior a 0,1 pu
Afundamento Temporária de tensão	Superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto	Superior ou igual 0,1e inferior a 0,9 pu
Elevação Temporária de tensão	Superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto	Superior a 1,1pu

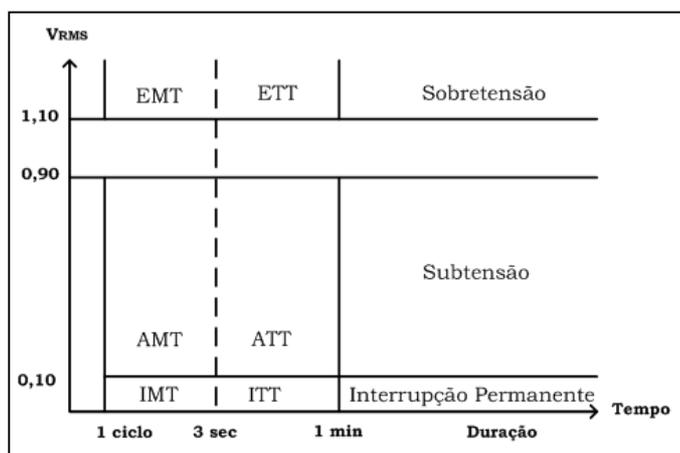


Figura 2.2 - Representação das VTCDs [ONS, 2008].

A ANEEL [ANEEL, 2008] classifica as VTCDs de forma semelhante a proposta do ONS, conforme Tabela 2.3, porém, a duração das Variações Temporárias de Tensão se estende para 3 minutos.

Tabela 2.3 – Denominação das VTCDs [ANEEL, 2008]

Denominação	Duração da variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão nominal
Interrupção momentânea de tensão	Inferior ou igual a 3 (três) segundos	Inferior a 0,1 pu
Afundamento momentâneo de tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a 3 (três) segundos	Superior ou igual 0,1e inferior a 0,9 pu
Elevação momentânea de tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a 3 (três) segundos	Superior a 1,1pu
Interrupção Temporária de Tensão	Superior a 3 (três) segundos e inferior a 3 (três) minuto	Inferior a 0,1 pu
Afundamento Temporária de tensão	Superior a 3 (três) segundos e inferior a 3 (três) minuto	Superior ou igual 0,1e inferior a 0,9 pu
Elevação Temporária de tensão	Superior a 3 (três) segundos e inferior a 3 (três) minuto	Superior a 1,1pu

2.3.2 – INDICADORES VTCDs

Além dos parâmetros duração e amplitude já descritos, a severidade da VTCD em cada fase é também caracterizada pela frequência de ocorrência, que corresponde à quantidade de vezes que cada combinação dos parâmetros duração e amplitude ocorre por unidade de tempo.

Num ponto de monitoração, uma VTCD é caracterizada a partir da agregação dos parâmetros amplitude e duração de cada evento. Assim sendo, eventos simultâneos são primeiramente agregados compondo um mesmo evento no ponto de monitoração (agregação de fases) e, em seguida, eventos consecutivos, em um período de 3 minutos, no mesmo ponto são agregados compondo um único evento (agregação temporal).

Afundamentos e elevações são tratados separadamente, compondo um afundamento e uma elevação no ponto de monitoração.

A amplitude do evento obtida após o processo de agregação de fases corresponde ao mínimo valor para afundamento e ao máximo para elevação (Valores RMS).

A agregação de fases deve ser feita pelo critério de união das fases, ou seja, a duração do evento é definida como o intervalo de tempo decorrido entre o instante em que o primeiro

dos eventos de uma fase ultrapassa determinado limite e o instante em que o último dos eventos volta a cruzar esse limite. No entanto, são aceitas as seguintes formas alternativas de agregação de fases:

- Agregação por parâmetros críticos – a duração do evento é definida como a máxima duração entre os três eventos, um de cada fase;
- Agregação pela fase crítica – a duração do evento é definida como a duração do evento de amplitude crítica, ou seja, amplitude mínima para afundamento e máxima para elevação.

Após a agregação de fases, afundamentos consecutivos ou elevações consecutivas devem ser agregados de forma temporal quando o intervalo de tempo entre o início de eventos consecutivos for inferior a 3 (três) minutos. O afundamento e elevação que representa o intervalo de 3 (três) minutos é o de menor ou maior amplitude, respectivamente.

O indicador utilizado para quantificar uma VTCD em um ponto de monitoração é a frequência de ocorrência, em base anual, de pares amplitude e duração dos eventos no ponto, discretizados em faixas de observação.

A contabilização das combinações amplitude e duração de afundamentos deve ser feita em intervalos discretizados conforme detalhamento apresentado na Tabela 2.4 [ONS, 2008], onde a amplitude é quantificada em p.u. da tensão nominal.

Tabela 2.4 – Discretização dos parâmetros amplitude e duração para contabilização de afundamentos [ONS, 2008]

DURAÇÃO /AMPLITUDE	[16,67 ms – 300 ms]	(300 ms – 600 ms]	(600 ms – 1s]	(1s – 3s]	(3s – 3min]
(0,85 – 0,90]					
(0,80 – 0,85]					
(0,70 – 0,80]					
(0,60 – 0,70]					
(0,50 – 0,60]					
(0,40 – 0,50]					
(0,30 – 0,40]					
(0,20 – 0,30]					
(0,10 – 0,20]					
<0,10					

A contabilização das combinações amplitude e duração de elevações deve ser feita em intervalos discretizados conforme detalhado na Tabela 2.5 [ONS, 2008].

Tabela 2.5 – Discretização dos parâmetros amplitude e duração para contabilização de elevações [ONS, 2008]

DURAÇÃO /AMPLITUDE	[16,67 ms – 300 ms]	(300 ms – 600 ms]	(600 ms – 1s]	(1s – 3s]	(3s – 3min]
[1,10 – 1,40]					
>1,40					

2.3.3 – MONITORAMENTO DE VTCDs

O monitoramento de VTCDs é necessário para que seja possível caracterizar um determinado evento no sistema elétrico de potência em determinada situação. Em alguns casos, o objetivo do monitoramento é diagnosticar a incompatibilidade entre o suprimento de energia elétrica e a carga. Em outros casos é avaliar o ambiente elétrico numa particular situação para refinar modelagens técnicas ou desenvolver bases para a qualidade da energia. E ainda outros, o monitoramento pode ser usado para prever a performance futura dos equipamentos associados a carga dos consumidores ou dispositivos de mitigação[ONS, 2008].

Tem-se várias razões importantes para monitorar a qualidade da energia, em particular as VTCDs. A primeira razão que justifica todas as outras é a econômica, pois particularmente cargas críticas são adversamente afetadas pelas VTCDs [ONS, 2008].

Segundo [ANEEL, 2008] as distribuidoras deverão acompanhar e disponibilizar, em bases anuais, o desempenho das barras de distribuição monitoradas. Tais informações poderão servir como referência de desempenho das barras de unidades consumidoras atendidas em AT e MT com cargas sensíveis a variações de tensão de curta duração.

Segundo [ONS, 2008] aos eventos de curta duração (VTCDs) ainda não são atribuídos limites de referência, de acordo com a experiência internacional. O ONS, através de processo de apuração e gerenciamento, acompanha e divulga o desempenho dos pontos de monitoração.

2.4 – SENSIBILIDADE DA CARGA ÀS VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO – VTCDs

A representação clássica da tolerância das cargas frente as variações de tensão de curta duração é normalmente realizada através de uma curva cujos eixos representam a intensidade e a duração dos afundamentos de tensão. Desta forma a sensibilidade pode ser caracterizada por uma região dentro do plano tensão x tempo [LEBORGNE, 2003].

Geralmente, equipamentos sensíveis às VTCDs podem ser divididos em três categorias [DUGAN, 2002]:

- Equipamentos sensíveis apenas à magnitude do evento: Este grupo inclui os dispositivos tais como relés de subtensão, controle de processos, reguladores de velocidade de motores e muitos tipos de máquinas automatizadas;
- Equipamentos sensíveis à magnitude e a duração do evento: Este grupo inclui praticamente todos os equipamentos que usam fontes eletrônicas de suprimento;
- Equipamentos sensíveis a outras características do evento que não sejam a duração ou magnitude: Alguns dispositivos são sensíveis a outras características tais como desbalanceamento de fases durante o evento ou outros transitórios que ocorrem durante o evento.

Nos itens a seguir são apresentadas algumas curvas típicas de sensibilidade da carga frente aos VTCDs abordando as duas primeiras categorias mencionadas anteriormente.

2.4.1 – SENSIBILIDADE DE COMPUTADORES

A sensibilidade dos computadores é retratada pela Curva CBEMA [ITIC, 2000], publicada na norma IEEE-446, apresentada na Figura 2.3.

Apesar da curva CBEMA ter sido originalmente proposta para caracterizar a sensibilidade de computadores mainframe, atualmente ela também tem sido utilizada para outros componentes eletro-eletrônicos como: microcomputadores, equipamentos microprocessados, etc.

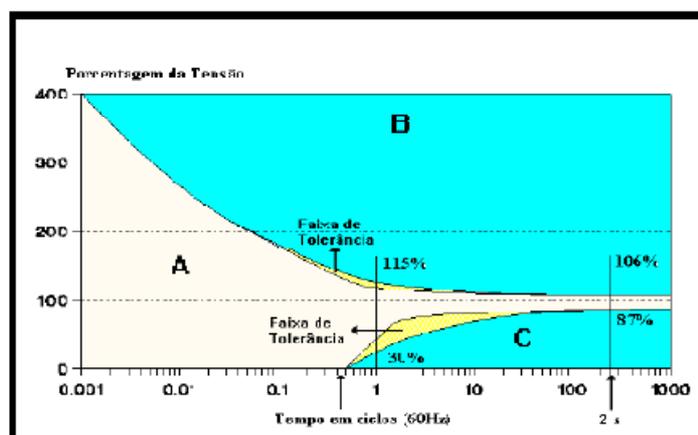


Figura 2.3 - Curva de tolerância CBEMA.

A Figura 2.3 mostra três regiões distintas de operação, onde estão associadas às letras A, B, e C, que representam:

- Região A - região de imunidade;
- Região B - região de susceptibilidade, com possibilidade de ruptura da isolação dos equipamentos (perda de hardware), devido à ocorrência de sobretensões transitórias e elevações de tensão;
- Região C - região de sensibilidade, com possibilidade de parada de operação dos equipamentos, em virtude da ocorrência de afundamentos de tensão, juntamente com as interrupções momentâneas.

Recentemente a curva CBEMA foi modificada para caracterizar melhor a sensibilidade dos computadores e demais equipamentos, a fim de acomodar mais adequadamente a diversidade dos modernos dispositivos eletrônicos [LEBORGNE, 2003]. Esta curva é a ITIC, apresentada na Figura 2.4. As regiões A, B e C são classificadas segundo os mesmos princípios da curva CBEMA.

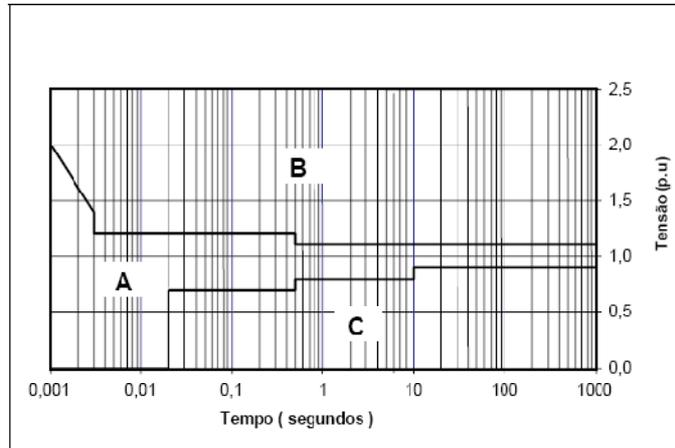


Figura 2.4 - Curva de tolerância ITIC.

2.4.2 – SENSIBILIDADE DOS ACIONAMENTOS DE VELOCIDADE VARIÁVEL

Na figura 2.5 é apresentada a sensibilidade dos acionamentos de velocidade variável frente aos VTCDs. Por uma análise semelhante ao item anterior a região denominada de ruptura é onde o equipamento certamente irá falhar, a área sombreada representa a região de incerteza, em que o equipamento poderá falhar ou não, e finalmente, a região à esquerda e acima da área sombreada é considerada como sendo uma região normal de operação, também denominada de imunidade.

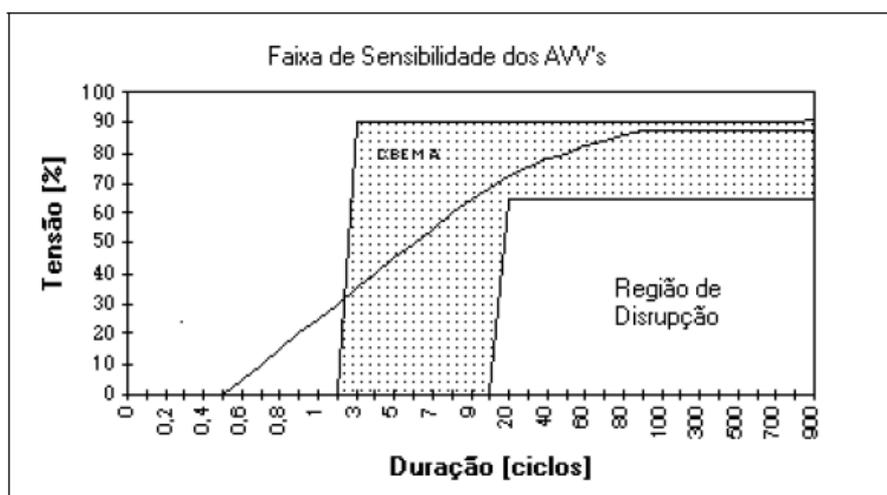


Figura 2.5 - Sensibilidade dos AVVs

2.4.3 – SENSIBILIDADE DE CONTADORES E RELÉS AUXILIARES

As Figuras 2.6 e 2.7 apresentam a as curvas de sensibilidade dos contadores e relés auxiliares respectivamente, frente aos afundamentos de tensão e interrupções de curta duração.

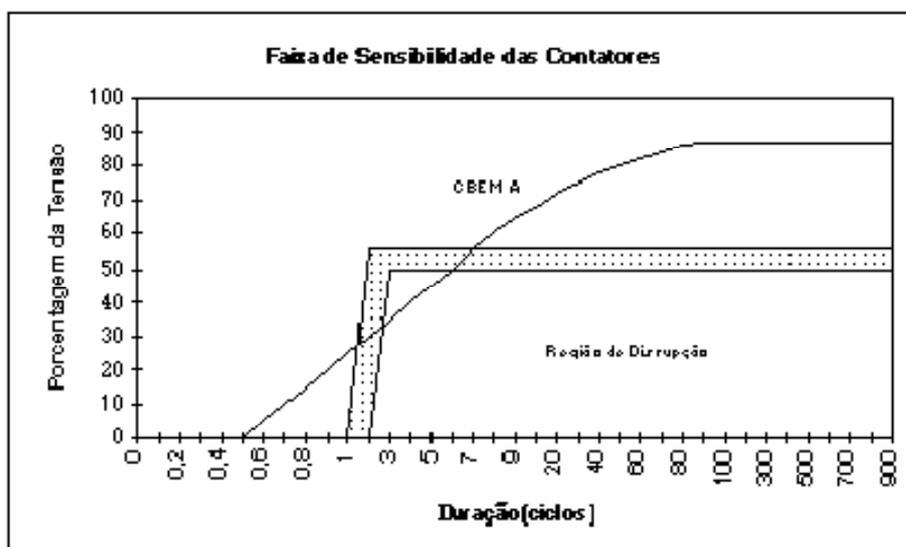


Figura 2.6 – Curva CBEMA de Sensibilidade dos contadores

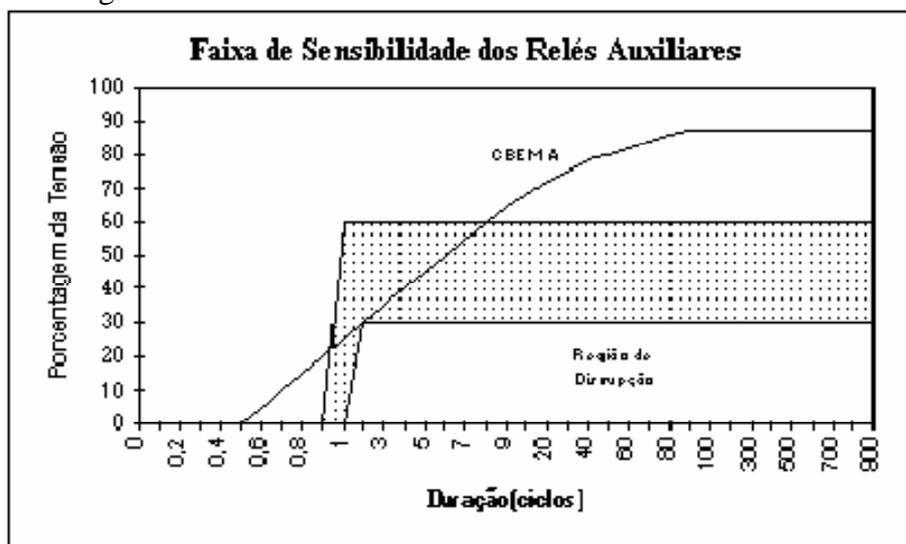


Figura 2.7 – Curva CBEMA de Sensibilidade dos Relés Auxiliares

2.4.4 - SENSIBILIDADE DOS EQUIPAMENTOS DOMÉSTICOS

A Figura 2.8 apresenta a curva CBEMA de sensibilidade para alguns equipamentos domésticos frente a afundamentos de tensão e interrupções de curta duração.

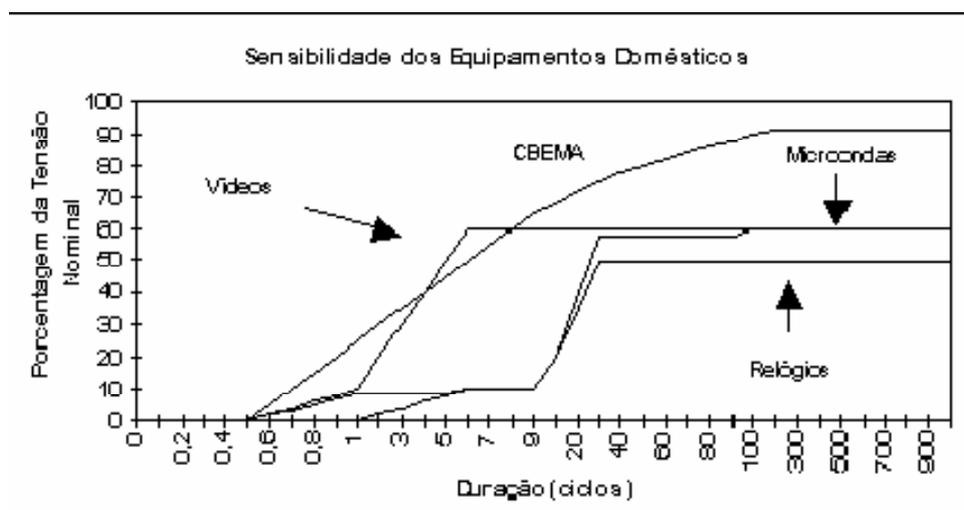


Figura 2.8 – Curva CBEMA de Sensibilidade dos Equipamentos Domésticos

2.5 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Tomando como base as resoluções e os procedimentos de rede da ANEEL e ONS, o presente capítulo apresentou os conceitos, definições e os principais parâmetros associados às variações de tensão de curta duração e interrupções de longa duração.

Para as interrupções de longa duração, regulamentadas por resolução específica da ANEEL, foram apresentados tanto os indicadores coletivos (DEC e FEC) como os individuais (DIC, FIC e DMIC).

Para as VTCDs, foram apresentados os procedimentos normalmente utilizados para realizar a agregação de fases, a agregação temporal, a discretização e a contabilização dos eventos. Ressalta-se que ainda não foram definidos limites de referência para os indicadores de VTCDs no Brasil.

Finalmente, foi apresentada algumas curvas típicas de sensibilidade de carga frente as Variações de Tensão de Curta Duração.

3 - PROTEÇÃO DE SISTEMAS AÉREOS DE DISTRIBUIÇÃO

3.1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo traz uma noção geral sobre a proteção contra sobrecorrentes em sistemas aéreos de distribuição. Serão apresentados os principais tipos de equipamentos utilizados e as diversas maneiras de configurá-los tendo em vista os critérios de seletividade e coordenação da proteção. Serão apresentados também os critérios básicos para aplicação de tais equipamentos de proteção considerando a localização dos mesmos.

3.2 – TOPOLOGIA TÍPICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

No princípio, os sistemas de distribuição eram protegidos basicamente através de fusíveis e pára-raios. Os relés eram utilizados apenas nas subestações. Com a evolução da tecnologia somada às exigências dos consumidores, foi necessário desenvolver novos produtos e equipamentos que proporcionassem maior qualidade no fornecimento. Dentre estes equipamentos, destacam-se os religadores. Com a aplicação dos religadores é possível obter coordenação entre dispositivos de proteção evitando que falhas temporárias na rede desliguem todo o sistema de distribuição. Associados aos religadores surgiram os seccionalizadores que permitem, de uma forma mais inteligente que os fusíveis, o isolamento somente de trechos sob falta. Hoje em dia, devido ao avanço tecnológico, são encontrados instalados no sistema elétrico religadores acoplados a relés multiprocessados e com telecontrole.

Dependendo da natureza do sistema de distribuição envolvido, de 75 a 90% do total de faltas são temporárias em consequência de contatos acidentais da rede com galhos de árvores, com pássaros e outros animais, ventos fortes, descargas atmosféricas e arcos-elétricos [GONEN, 1986]. Daí a importância da aplicação de religadores no sistema de distribuição com o objetivo de evitar longos períodos de interrupção a diversos consumidores.

Os alimentadores de distribuição podem ter diversas topologias, destacando-se as topologias em rede, em anel e radial. A topologia radial é mais comum encontrada nos sistemas de distribuição devido ao baixo custo e à simplicidade quando comparada às demais.

A Figura 3.1 mostra um alimentador radial típico com as respectivas proteções, onde são identificados três religadores, diversos elos fusíveis e seccionalizadores.

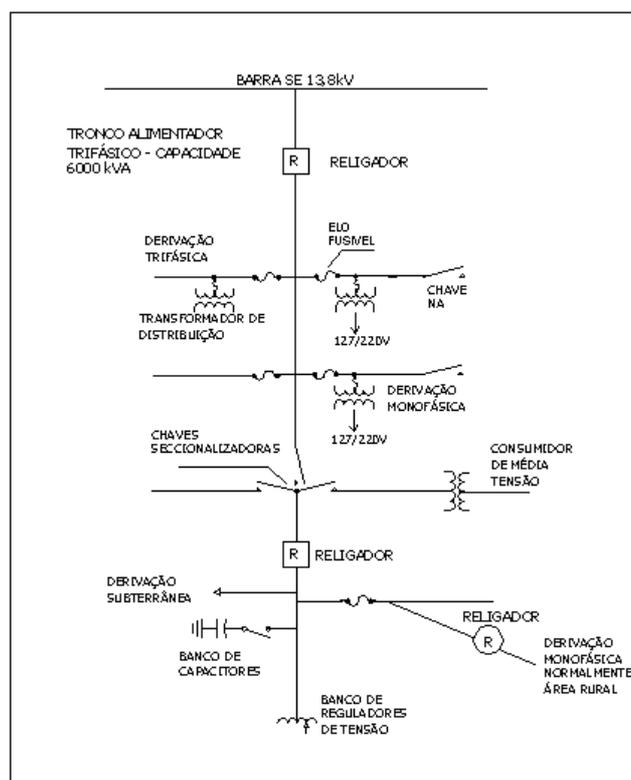


Figura 3.1 - Esquema típico de proteção de um alimentador de distribuição

3.3 – EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO

Os equipamentos de proteção mais utilizados em sistemas aéreos de distribuição são: chaves fusíveis ou corta-circuitos, religadores mecânicos, eletromecânicos ou microprocessados, seccionizadores automáticos e disjuntores associados ou não a relés de religamento. As principais funções dos equipamentos de proteção contra sobrecorrentes são [CEMIG, 2002]:

- interromper todas as faltas dentro de sua capacidade nominal;
- sentir as condições anormais e, por outro lado, devem permitir a circulação contínua das correntes normais;
- devem ser capazes de abrir e fechar o circuito com ou sem carga.

3.3.1 – CHAVES E ELOS FUSÍVEIS

Um fusível é um dispositivo de sobrecorrente, com abertura do circuito através do rompimento do mesmo pelo aquecimento provocado pela passagem de sobrecorrente, seja devido a um evento associado a curto-circuito ou a sobrecarga. Entretanto o propósito do fusível é eliminar uma falta removendo o seguimento em defeito da linha ou equipamento do sistema. Um fusível é projetado para romper dentro de um tempo especificado para um dado valor de corrente de falta.

A chave fusível é um dispositivo de seccionamento e proteção de circuitos consistindo de: cartucho, elo fusível e demais partes. São usadas geralmente em linhas de distribuição e principalmente no primário de transformadores. Podem ser coordenados com disjuntores, religadores e seccionalizadores automáticos dando ao sistema um elevado grau de proteção. Seu campo de aplicação é limitado logicamente por suas características elétricas como tensão, corrente nominal e capacidade de interrupção. Não reconhece defeito de natureza transitória e devido à necessidade de substituição do elo fusível, o tempo que o circuito fica interrompido é maior que nos outros dispositivos de proteção. Uma chave fusível é mostrada na Figura 3.2.

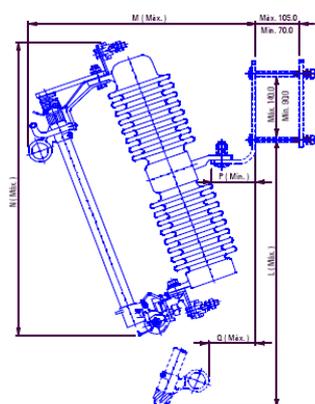


Figura 3.2 – Chave Fusível

O cartucho que compõe a chave fusível e abriga o elo fusível é revestido internamente por uma fibra óssea. A queima dessa parte do revestimento é que dá origem à geração de gases desionizantes, principalmente hidrogênio e monóxido de carbono. Quanto maior a corrente a ser interrompida, tanto maior deverá ser a quantidade de gases necessária para a extinção do arco dentro do cartucho. Segundo os catálogos dos fabricantes, a camada de fibra do cartucho tem que suportar no máximo 5 operações de ruptura do elo.

Na Figura 3.3 é apresentado o elo fusível. As características de atuação tempo-corrente do fusível são representadas por duas curvas: curva mínima de interrupção e curva máxima de interrupção, conforme Figura 3.4. A curva mínima tempo-corrente do elo é plotada considerando o tempo mínimo em que o elo fusível possa romper e a curva tempo-corrente máxima é plotada considerando o tempo máximo em que o fusível irá romper e extinguir o arco.

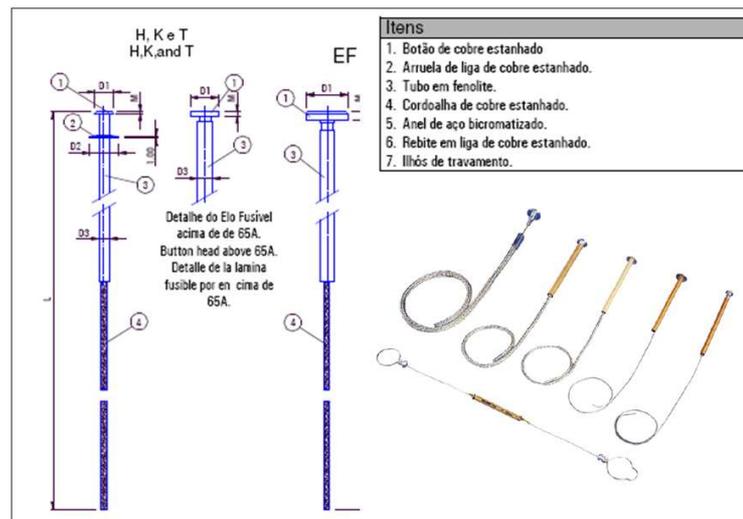


Figura 3.3 – Elo fusível

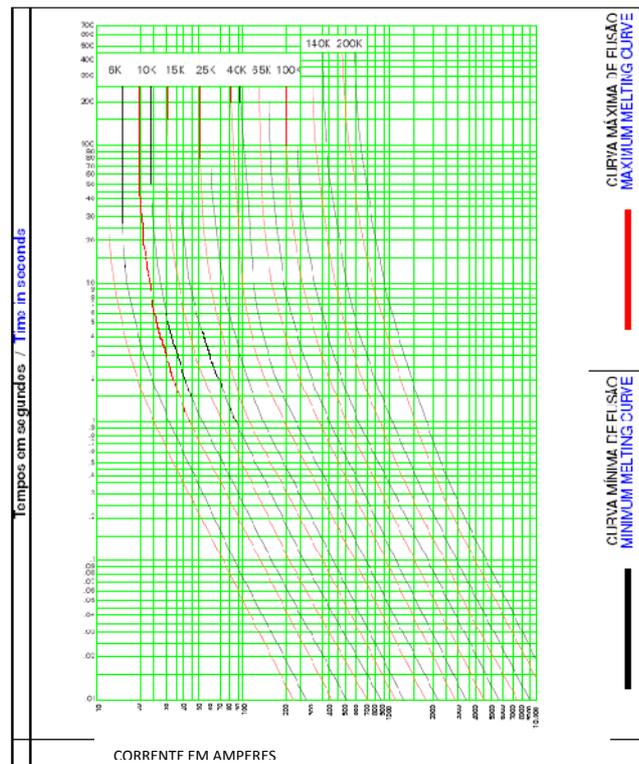


Figura 3.4 – Curvas Máximas e Mínimas Elos tipo K

As faixas de corrente dos fusíveis de distribuição são baseadas na capacidade de condução de corrente nominal, capacidade de interrupção e máxima tensão admissíveis.

Em 1951, uma equipe de estudos do EEI, *Edison Electric Institute*, e NEMA estabeleceram especificações padronizadas de elos fusíveis preferenciais e não preferenciais e suas curvas tempo-corrente características. A razão para estabelecer os tipos preferenciais e não preferenciais é baseada no fato de ordenar a sequência de valores de corrente de maneira que se possa tornar a proteção seletiva, ou seja, a faixa de operação de um elo fusível especificado não deve sobrepor a faixa de operação do elo fusível localizado a montante. Os valores de corrente para elos preferenciais são: 6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140 e 200A e para os não-preferenciais são: 8, 12, 20, 30, 50 e 80A. [GONEN, 1986].

Os elos são classificados em tipo K (rápidos), tipo T (lentos) e os elos tipo H, considerados de alto surto e de ação lenta, projetados para proteção primária de transformadores de pequena potência, até 75kVA. A Tabela 3.1 traz as características dos elos fusíveis tipo H, K e T

Tabela 3.1 – Características dos elos fusíveis de distribuição

TIPO DE ELO	Corrente Nominal (A)	Preferenciais (P) ou não Preferenciais (NP)	Corrente admiss.* (A)	Corrente de fusão Inicial (A)
1 H	1		1	2,5
2 H	2		2	3,5
3 H	3		3	4,5
5 H	5		5	7,5
6 K ou T	6	P	9	12
8 K ou T	8	NP	12	16
10 K ou T	10	P	15	20
12 K ou T	12	NP	18	24
15 K ou T	15	P	22,5	30
20 K ou T	20	NP	30	40
25 K ou T	25	P	37,5	50
30 K ou T	30	NP	45	60
40 K ou T	40	P	60	80
50 K ou T	50	NP	75	100
65 K ou T	65	P	97,5	130
80 K ou T	80	NP	120	160
100 K ou T	100	P	150	200

* Corrente admissível em regime permanente

3.3.2 – CHAVE FUSÍVEL REPETIDORA

A chave fusível religadora ou repetidora permite eliminar e identificar defeitos transitórios. Trata-se de um dispositivo formado por mais de uma chave fusível. Estas chaves são montadas sobre uma mesma estrutura de suporte. Seus contatos superiores são interligados por uma barra e os contatos inferiores são passíveis de interligação por meio de um mecanismo de transferência de carga de tal modo que apenas um porta fusível por vez fique inserido entre os terminais da chave religadora. Os contatos desse mecanismo ficam normalmente abertos enquanto estiverem em operação. Quando da ocorrência de uma falta, o primeiro porta-fusível desarma e nesse movimento aciona o mecanismo de transferência de carga ligado à sua respectiva base, inserindo no circuito sucessivamente os demais porta-fusíveis que formam a chave fusível religadora. O rearme de tal dispositivo é manual, por meio de vara de manobra. As chaves religadoras mais utilizadas são projetadas para três operações, desta maneira permite duas religações automáticas. Esta chave está representada na Figura 3.5.

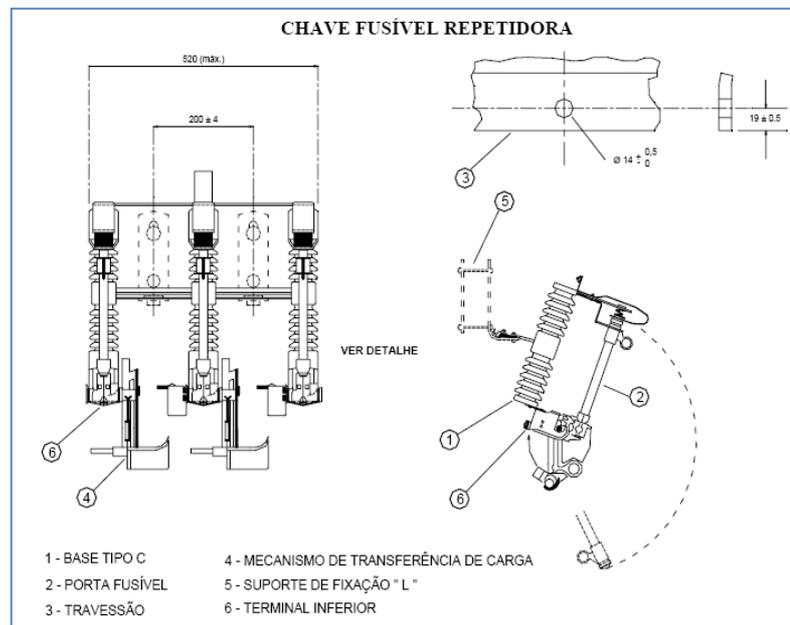


Figura 3.5 – Chave Fusível Repetidora

3.3.3 – RELIGADORES

Os religadores são dispositivos de proteção de sobrecorrente automáticos que desligam e religam um circuito em determinado número de vezes a fim de eliminar faltas temporárias ou isolar faltas permanentes. Também é possível a operação manual de abertura e fechamento do circuito ao qual está conectado. Os religadores podem ser ajustados para um número de sequência de operações diferentes: duas operações instantâneas seguidas de duas lentas, uma instantânea e três operações lentas, três instantâneas e uma lenta, quatro operações instantâneas ou quatro operações lentas. As características dos religamentos lentos ou instantâneos são em função de suas curvas de operação tempo-corrente. As curvas de religamento abrangem correntes de 5 a 1.120A para religadores com bobina série e 100 a 2.240A para religadores sem bobinas série. A corrente mínima de pickup para todas as curvas é usualmente 2 vezes a corrente nominal. Os religadores devem ser capazes de interromper correntes de faltas assimétricas relacionadas a suas correntes simétricas nominais. O valor RMS da corrente nominal assimétrica pode ser determinada multiplicando-a pelo fator de assimetria conforme Tabela 3.2, correspondente à relação X/R do circuito. Note que o fator de assimetria apresentado na Tabela 3.2 é a taxa de assimetria que deve ser multiplicada pela corrente de faltas RMS à meio ciclo do início da falta para diferentes relações X/R.

Tabela 3.2 – Fatores de Assimetria

Fatores de assimetria em função da relação X/R do circuito	
X/R	Fator de assimetria
2	1,06
4	1,2
8	1,39
10	1,44
12	1,48
14	1,51
25	1,6

Uma regra geralmente adotada é assumir que a taxa X/R no alimentador de distribuição não ultrapasse 5 e com o fator de assimetria correspondente a aproximadamente 1,25.

Um religador cumpre a mesma tarefa que a combinação de um disjuntor associado a um relé de sobrecorrente e relé de religamento e são construídos em unidades monofásicas ou trifásicas.

Religadores monofásicos resultam intrinsecamente em um melhor restabelecimento do circuito comparado com os religadores trifásicos. Se o circuito primário é conectado em estrela (Y) tanto 3 religadores monofásicos quanto 1 religador trifásico podem ser utilizados. Entretanto, se o circuito primário é conectado em delta, o uso de dois religadores monofásicos é suficiente para proteger o circuito contra faltas monofásicas ou trifásicas. Um ciclo de operação típico de um religador pode ser visualizado na Figura 3.6.

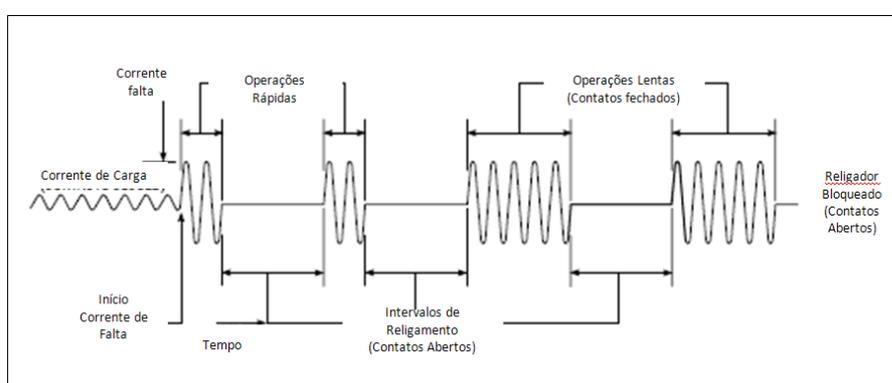


Figura 3.6 – Ciclos de operação do religador

Os períodos de tempo em que o religador permanece com os contatos abertos é chamado de “tempo morto” do religador.

3.3.3.1 – RELIGADORES HIDRÁULICOS

Nos religadores com este tipo de controle, as correntes são sentidas pelas bobinas de disparo (bobinas série) que estão ligadas em série com a linha. Quando, através da bobina, flui uma corrente igual ou superior à corrente mínima de disparo do religador (pick-up), o núcleo da bobina é atraído para o seu interior, provocando a abertura dos contatos principais do religador. A bobina série é acionada sempre que a corrente atinge duas vezes a corrente nominal. Na Figura 3.7 é apresentado um religador 6H [CEMIG, 2002].

O mecanismo de fechamento dos religadores com controle hidráulico pode ser [CEMIG, 2002]:

- através de mola como nos religadores 4H, V4H, 6H e V6H;
- através de uma bobina como nos religadores R, W e KF.

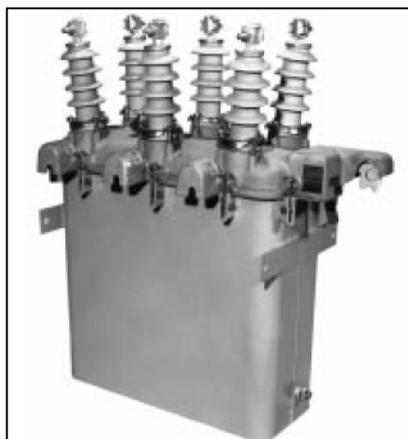


Figura 3.7 – Religador 6H [Cooper]

3.3.3.2 – RELIGADORES ELETRÔNICOS

O fechamento e a abertura deste religador são controlados por sinais fornecidos por controle eletrônico. Os sinais gerados do controle energizam os circuitos de operação do religador. A flexibilidade de coordenação com outros equipamentos de proteção é possível através da característica tempocorrente e seleção das curvas disponíveis, valores mínimos de corrente de abertura, ajuste de tempo de religamento e rearme e a seleção dos acessórios. O arco elétrico provocado pela interrupção fica confinado no interior de três interruptores a vácuo selados. Os contatos móveis são acionados pela ação das molas de abertura. Um atuador de abertura, acionado pelo controle do religador desarma as molas de abertura. A energia para o fechamento do religador e para carregar as molas de abertura é fornecida pelo solenoide de alta tensão momentaneamente conectado à tensão primária fase-fase, através de um contator de alta tensão. Na Figura 3.8 são apresentadas em detalhes as partes mecânicas do religador [COOPER, 1998].

Nos religadores eletrônicos, as sobrecorrentes são sentidas por transformadores de corrente (TCs) instalados em cada fase do sistema de distribuição. Os TCs alimentam um sensor eletrônico, que possui resistores de fase que realizam a função de sentir as sobrecorrentes de linha. Os resistores de fase são acionados sempre que a corrente atinge 100% de sua corrente nominal, e tem a função de controlar os mecanismos de abertura e fechamento do religador.

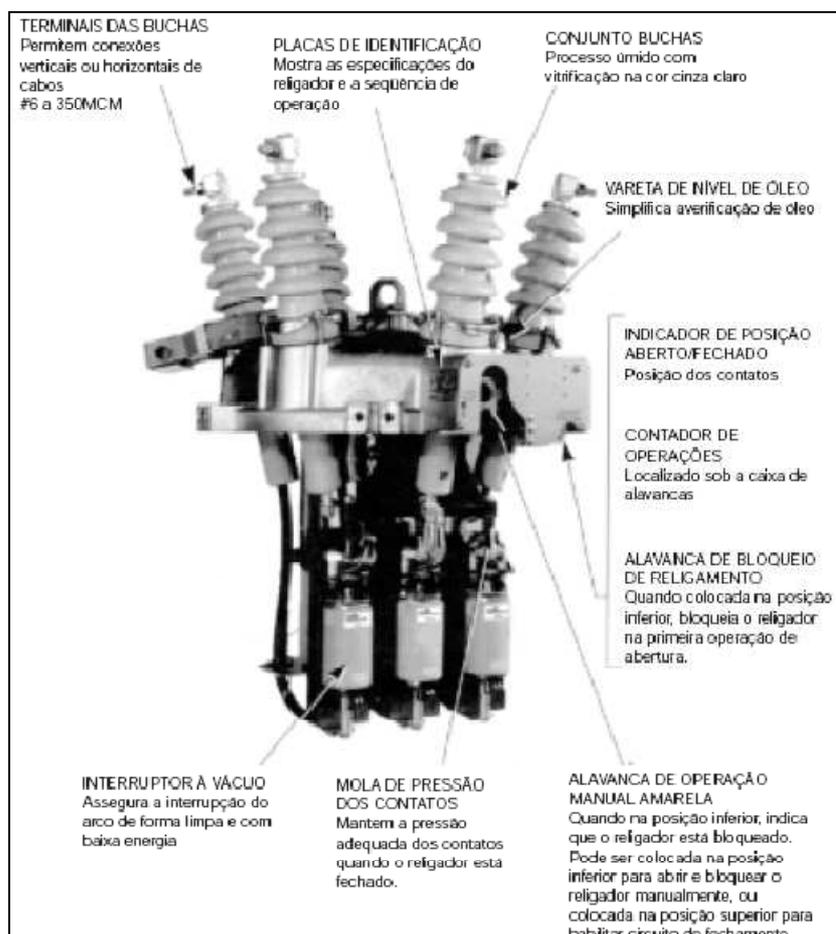


Figura 3.8 -Religador Eletrônico

Os religadores eletrônicos também atuam de acordo com as características de curvas tempocorrente, porém são mais flexíveis e precisos se comparados com os religadores hidráulicos. As curvas tempocorrente, os níveis da corrente de atuação e a sequência de operação, são facilmente ajustados no circuito do sensor eletrônico sem a necessidade de desenergizar o religador. O nível da corrente de atuação é determinado por resistores que podem ser colocados ou retirados do circuito eletrônico através de encaixes. Os resistores nas três fases devem ter sempre valores iguais. As curvas de atuação são determinadas por circuitos montados em pequenas placas de circuito impresso.

Um exemplo de uma curva tempocorrente é apresentado na Figura 3.9. A curva 1 é rápida, a curva 2 é lenta e a curva 3 é muito lenta, também chamadas de curvas A, B e C, respectivamente. O número total de operações e o número de operações rápidas são definidos em mecanismos no próprio religador de forma semelhante aos religadores hidráulicos, ou seja, na parte interna do religador [CEMIG, 2002].

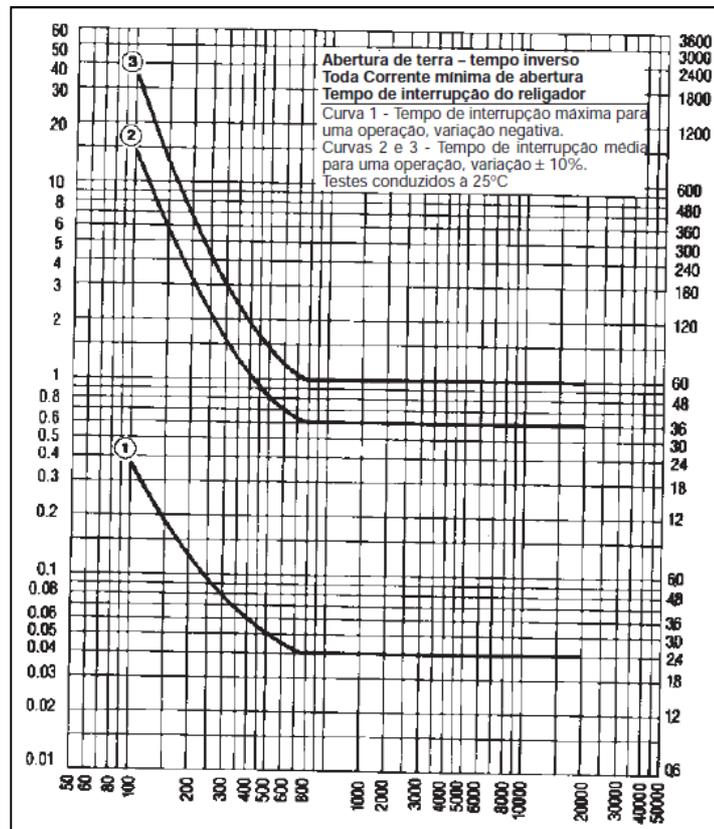


Figura 3.9 – Curvas Típicas do Religador

3.3.3.3 – RELIGADORES MICROPROCESSADOS

Os religadores microprocessados diferem basicamente dos eletrônicos no tocante ao sistema de controle do religador, conforme pode ser observado na Figura 3.10 associados às novas tecnologias de disjuntores a vácuo, conforme Figura 3.11.



Figura 3.10 – Circuito de Controle Microprocessado

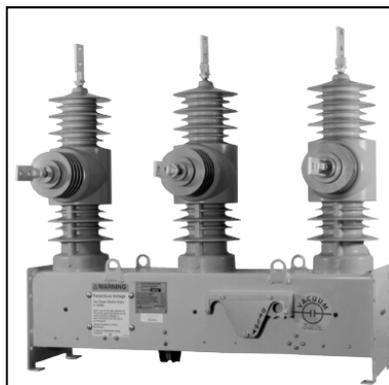


Figura 3.11 – Disjuntor trifásico a Vácuo

A interface com o operador é bem simplificada através de mostradores digitais, facilidade de ajustes e portas seriais, onde são extraídos dados das correntes de falta, número de operações, oscilografias, resistência de falta, localização de faltas, etc... Os ajustes são protegidos por senhas podendo ser escolhidas curvas padronizadas ANSI e IEC e também curvas personalizadas pelo próprio usuário. Dados sobre qualidade da energia, sobretensões, afundamentos e interrupções também podem ser extraídos do equipamento [ABB, 2007]. Dentre as funções de proteção disponíveis estão:

- Proteção contra sobrecorrente temporizada;
- Proteção contra sobrecorrente instantânea;
- Proteção contra sobrecorrente terra;
- Proteção contra sobrecorrente terra instantâneo;
- Proteção contra sobrecorrente sequência negativa;
- Proteção contra sobrecorrente fase-terra direcional;
- Alarme para sobretensões e subtensões.

O conjunto dispositivo à vácuo ou disjuntor à vácuo (Figura 3.11), juntamente com o controle (Figura 3.10), formam o religador.

3.3.4 – SECCIONALIZADORES

Os seccionalizadores automáticos são dispositivos projetados para interromper automaticamente o circuito que ele protege. Ele abre seus contatos quando o circuito é

desenergizado por um equipamento de proteção situado à sua retaguarda, geralmente um religador. É basicamente uma chave a óleo, monofásica ou trifásica e se assemelha pela aparência a um religador. O seccionizador é um equipamento basicamente constituído de um elemento sensor de sobrecorrentes e de um mecanismo para contagem de desligamentos do equipamento de retaguarda, além de contatos e dispositivos para travamento na posição aberto. São instalados dentro da zona de proteção do religador. Quando ocorre uma sobrecorrente no circuito passando através do seccionizador, cujo valor seja maior ou igual a corrente de acionamento, o equipamento é armado e preparado para a contagem. A contagem se inicia quando a corrente que circula por ele é interrompida pelo equipamento de retaguarda (religador) e cai abaixo de um determinado valor. Após um certo número dessas ocorrências (uma, duas ou três), que corresponde ao ajuste do equipamento, ele abre seus contatos e permanece travado na posição aberto, isolando o trecho com falha [CEMIG, 2002].

Resumidamente, o modo de operação do seccionizador é descrito a seguir:

- Se a falta é eliminada enquanto o religador opera, o seccionizador conta o número de operações, mas volta à condição normal depois do último religamento;
- Se a falta persiste enquanto o circuito é religado, o seccionizador conta o número de operações do religador através da corrente de falta que passa pela sua bobina e se prepara para abrir na próxima abertura do religador;
- Se o religador partir para o terceiro religamento, o seccionizador abre o circuito durante o tempo morto do religador após o segundo religamento.

Contrário ao fusível, o seccionizador oferece coordenação com o dispositivo de retaguarda através de correntes de falta elevadas e oferece ao circuito um ponto adicional de chaveamento. Para aplicação do seccionizador são utilizados os seguintes critérios:

- Eles devem ser usados em série com outros dispositivos de proteção, mas não entre dois religadores;
- O dispositivo de proteção à montante deve ser capaz de sentir a corrente de falta mínima para faltas dentro da zona de proteção do seccionizador;
- A corrente de falta mínima deve ser suficiente para sensibilizar o seccionizador;
- Se existem dois dispositivos de religamento conectados em série à montante do seccionizador, o primeiro e o segundo dispositivo deve ser ajustado para quatro e

três operações respectivamente, e o seccionizador deve ser ajustado para abrir durante o segundo tempo morto para uma falta à jusante do seccionizador;

- Caso haja dois seccionizadores conectados em série e localizados à jusante de um religador, o religador deve ser ajustado para quatro operações de religamento e o primeiro e segundo seccionizador devem ser ajustados para operarem no terceiro e segundo tempo morto do religador, respectivamente.

A corrente nominal dos seccionizadores varia de 10 a 600A. As vantagens do uso de seccionizadores automáticos são:

- Quando empregados em substituição a religadores têm custo inicial menor com uma taxa de manutenção também menor;
- Quando empregados como substitutos de fusíveis eles apresentam uma grande facilidade de coordenação;
- Eles podem ser empregados como dispositivo de manobra sob carga para o circuito.

Na contra mão, as desvantagens do uso de seccionizadores são:

- Custo muito alto comparado com fusíveis;
- Pode apresentar um taxa de falha bem maior que os fusíveis [GONEN, 1986].

A fim de aumentar a flexibilidade de aplicação dos seccionizadores alguns acessórios são implementados a fim de facilitar a coordenação e evitar operações indesejadas, como será tratado na sequência [CEMIG, 2002].

3.3.4.1 – RESTRITOR DE TENSÃO

Este dispositivo faz com que o equipamento seja capaz de contar somente as operações do dispositivo de proteção situado no lado da fonte, isto permitirá que o seccionizador conte as interrupções somente quando não existir tensão no mesmo. No caso de um dispositivo de proteção, como uma chave fusível, situado à jusante do seccionizador, interromper uma corrente de falta, a tensão continuará presente no seccionizador e este poderá realizar uma contagem, mesmo que o religador não efetue a abertura de seus contatos.

Se for aplicado o acessório restritor de tensão, este impedirá que o equipamento conte uma interrupção quando da abertura do elo fusível a jusante.

O restritor de tensão é um circuito alimentado por um transformador monofásico (5kVA) e está disponível apenas para seccionalizadores hidráulicos trifásicos (GN3)

Este dispositivo habilita o seccionizador a coordenar com o religador de sua retaguarda usando a seqüência de duas rápidas e duas lentas. A Figura 3.12 mostra como ocorre esta coordenação.

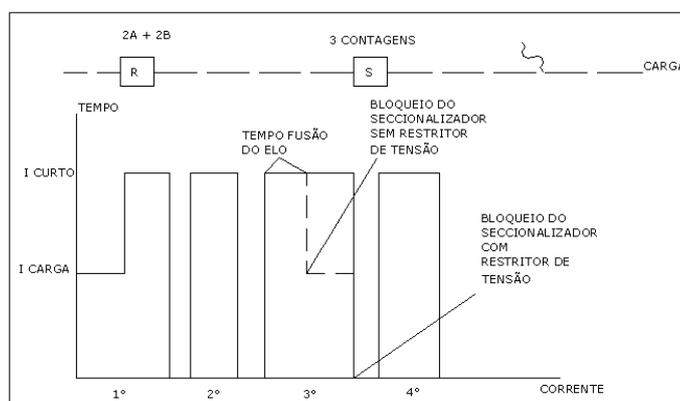


Figura 3.12– Coordenação religador – seccionizador com restritor de tensão

Caso o seccionizador não possua o restritor de tensão, o religador da retaguarda deverá ter uma seqüência de operação de uma rápida e três lentas ou todas lentas, com isso evita-se a operação indevida do seccionizador [CEMIG, 2002].

3.3.4.2 – RESTRITOR DE CORRENTE

Este acessório, disponível somente para seccionalizadores eletrônicos (GN3-E), desempenha a mesma função básica que o acessório restritor de tensão efetua nos seccionalizadores hidráulicos, embora sua atuação se faça por comparação de correntes, ao invés de tensões.

O acessório restritor de corrente já vem incorporado ao sistema básico de controle do seccionizador eletrônico [CEMIG, 2002].

3.3.4.3 – RESTRITOR DE CORRENTES DE INRUSH

Em sistemas onde a coordenação é prejudicada por altas correntes de inrush e quando este problema não é solucionado pelo aumento da corrente de atuação do seccionizador, os dispositivos eletroeletrônicos podem ser usados com acessório restritor de correntes de inrush.

Quando o religador abre o circuito, deixando, portanto, de haver tensão no lado fonte do seccionizador, o controle deste equipamento verifica se a corrente através do mesmo estava abaixo ou acima da sua corrente mínima de atuação. Se a corrente está abaixo da corrente de atuação, a corrente mínima é aumentada automaticamente, segundo um multiplicador predeterminado (de 2 a 8 vezes), permanecendo com este nível elevado de corrente por um período de tempo de 5, 10, 15 ou 20 ciclos, depois que a tensão voltar. Portanto, quando o religador fecha o circuito e a corrente de inrush circula pelo seccionizador, o nível de corrente mínima de atuação não é alcançado e o seccionizador não realizará a contagem [CEMIG, 2002].

3.4 - CRITÉRIOS PARA APLICAÇÃO DE EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO

Nos próximos itens são tratados alguns critérios gerais para aplicação dos equipamentos de proteção em sistema de distribuição. Por se tratar de regras gerais, estas não podem ser aplicadas em todas as situações, sendo que em pontos específicos do sistema serão necessários estudos mais aprofundados para determinação da aplicação de determinado equipamento.

3.4.1 – CRITÉRIOS PARA LOCALIZAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS

Os equipamentos de proteção, em sistemas de distribuição, quando necessário, devem ser instalados [ELETROBRAS, 1982]:

- Em pontos de circuitos longos, onde o curto-circuito mínimo não é suficiente para sensibilizar o dispositivo de proteção de retaguarda; pode ser utilizado o religador ou a chave fusível;

- No início de ramais de certa importância que suprem áreas sujeitas a falhas transitórias, cuja probabilidade elevada de interrupção tenha sido constatada através de dados estatísticos; deve, então, ser utilizado o religador ou o seccionizador;
- No início de ramais não abrangidos pelo item anterior; nesse caso, deve-se usar o religador, o seccionizador ou a chave-fusível;
- Em alimentadores que se bifurcam em pelo menos dois circuitos deve-se usar o religador ou o seccionizador;
- Após carga cuja continuidade de serviço seja crítica; nesse caso, deve-se usar o religador, o seccionizador ou a chave fusível;
- Em circuitos oriundos do mesmo disjuntor na subestação, deverão ser instalados religadores ou seccionizadores, observadas as regras básicas de coordenação de proteção;
- Nos primários de transformadores de distribuição, usar chaves fusíveis;
- Em ramais onde haja consumidores protegidos a disjuntor, sem proteção para a falta de fase, deve-se utilizar o seccionizador ou o religador; não é aconselhável o emprego de chave fusível;
- Quando o número de fusíveis em série exceder 3, deve-se usar o seccionizador em substituição ao terceiro fusível no sentido carga-fonte.

3.4.2 – CRITÉRIOS PARA SELEÇÃO DE EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO

Os critérios gerais para seleção de chaves e elos fusíveis, religadores ou disjuntores e seccionizadores [ELETROBRAS, 1982] estão descritos na seqüência.

Elos fusíveis:

- A seleção de uma chave-fusível fica condicionada à compatibilização entre as características elétricas do seu ponto de instalação no sistema e as características elétricas próprias da chave. Para tal, devem ser observados:

- Tensão Nominal: A tensão nominal da chave deve ser, no mínimo, aproximadamente igual à classe de tensão do sistema onde vai ser instalada;
- Corrente Nominal: Deve ser maior ou igual a 150% do valor nominal do elo-fusível a ser instalado no ponto considerado. Em casos onde não exista possibilidade de crescimento de carga, não haverá necessidade de obedecer a este critério;
- Nível básico de Isolamento (NBI): Deve ser compatível com o do sistema;
- Capacidade de Interrupção: A corrente de curto-circuito máxima, simétrica, no ponto de instalação do corta-circuito fusível do transformador deve ser menor do que a corrente de interrupção simétrica do corta-circuito, correspondente ao valor de X/R no ponto;
- Quando a chave fusível for utilizada para proteção de transformadores, devido à pequena probabilidade de defeitos no lado de alta tensão, normalmente, não é considerada a corrente de curto-circuito para especificação da chave fusível. Caso a chave não seja instalada junto ao transformador, a corrente de curto-circuito deverá ser levada em conta na especificação, conforme os critérios anteriormente mencionados.

Religadores ou Disjuntores:

Para a seleção de religadores ou disjuntores, devem ser levados em consideração os seguintes requisitos:

- A corrente nominal do equipamento deve ser superior a máxima corrente do alimentador, convenientemente medida ou avaliada na situação de maior carga do circuito, e deve prever futuros aumentos de carga;
- A tensão nominal deve ser compatível com a do sistema;
- A capacidade de interrupção deve ser maior que a máxima corrente de curto-circuito, trifásica ou fase-terra, calculada no ponto de sua instalação;

- A corrente de curto-circuito máxima simétrica no ponto de instalação deve ser menor do que a corrente de interrupção simétrica do religador correspondente ao valor X/R no ponto;
- As correntes de disparo devem ser menores que as correntes de curto-circuito na zona de proteção do equipamento, incluindo sempre que possível, os trechos a serem adicionados quando se realizarem manobras consideradas usuais;
- A temporização deve possibilitar a coordenação e a seletividade com outros equipamentos de proteção a jusante e a montante;
- A corrente nominal da bobina série, no caso de religador hidráulico, deve ser dimensionada de acordo com a corrente máxima no alimentador, incluindo manobras usuais, e com previsão de crescimento de carga, sempre que possível;
- A bobina de fechamento, no caso de religador hidráulico, deve ter tensão nominal igual a tensão entre as fases do circuito;
- O nível de isolamento deve ser compatível com o do sistema;
- A frequência deve ser compatível com a do sistema.

Seccionalizadores:

Para a seleção de seccionalizadores devem ser considerados os seguintes requisitos:

- A tensão nominal deve ser compatível com a classe de tensão do sistema;
- As capacidades momentâneas e de curta duração não devem ser excedidas, considerando-se a corrente de falta trifásica no ponto de instalação do equipamento em função do tempo acumulado de abertura do equipamento de proteção de retaguarda;
- O nível básico de isolamento deve ser compatível com a tensão do sistema;
- A corrente nominal de bobina série deve ser maior que a corrente máxima do ponto de instalação, incluindo as manobras usuais;

- O tempo de memória deve ser definido de modo a permitir coordenação com os religadores, quaisquer que sejam os seus ajustes de sequência operacional.

3.5 – FILOSOFIAS DE PROTEÇÃO

Quando o sistema de proteção é configurado de modo que o equipamento mais próximo da falta atue antes da atuação do equipamento de retaguarda, pode-se dizer que o sistema é seletivo. Desta forma o equipamento que irá atuar isolará o trecho sob falta.

Para que haja coordenação é necessário que se tenha no sistema de distribuição um religador ou disjuntor associado a um relé de religamento. Desta forma, quando da ocorrência de uma falta na rede, o equipamento mais próximo desta deve atuar somente após uma, duas ou três tentativas de eliminação de falta durante os religamentos do equipamento de retaguarda. Quando isto ocorre diz-se que o sistema é coordenado.

A existência de equipamentos dotados de religamentos automáticos requer que eles estejam coordenados entre si e com outros equipamentos de proteção, de acordo com uma sequência de operações preestabelecida. O objetivo da coordenação é evitar que faltas transitórias causem a operação de dispositivos de proteção que não tenham religamentos automáticos e que, no caso de defeitos permanentes, a menor quantidade possível da rede fique desligada; enquanto o objetivo da seletividade é fazer com que o equipamento de proteção mais próximo ao defeito opere, independente da falta ser transitória ou permanente.

O estudo da coordenação e da seletividade é feito pela superposição das curvas características tempo-corrente dos diversos dispositivos, com o objetivo de definir as temporizações mais adequadas para cada equipamento de proteção.

A coordenação e a seletividade entre os equipamentos de proteção deverá ser obtida dentro da faixa de corrente comum aos equipamentos que se pretende fazer a coordenação ou seletividade [SILVA, 2005].

3.5.1 – SELETIVIDADE ENTRE ELOS FUSÍVEIS

A seletividade entre dois elos fusíveis em série é garantida se o tempo máximo de interrupção do elo fusível protetor (o que está instalado mais longe da SE e que deverá queimar em caso de defeito) for no máximo 75% do tempo mínimo de fusão do elo protegido (aquele mais próximo a SE e que não deverá queimar). A Figura 3.13 ilustra o conceito de elo fusível protetor e protegido.

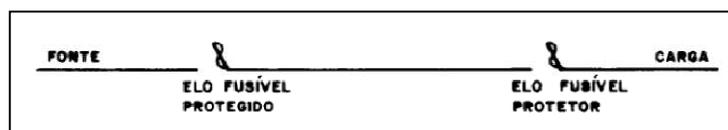


Figura 3.13- Elos fusíveis protegido e protetor.

Matematicamente, para se obter seletividade entre dois elos fusíveis, deve-se obedecer a equação 3.1.

$$T_{máxFusP} \leq \frac{T_{mínFusR}}{1,33} \text{ ou } T_{máxFusP} \leq T_{mínFusR} .0,75 \quad (3.1)$$

Onde:

$T_{máxFusP}$ - Tempo máximo de atuação do fusível protetor;

$T_{mínFusR}$ – Tempo mínimo de atuação do fusível protegido.

Para ampliar a faixa de seletividade entre os elos-fusíveis e reduzir ao mínimo os tipos de elos-fusíveis utilizados, deve-se optar sempre que possível por somente elos preferenciais (6,10,15,25,40,65,100,140 e 200K ou T) ou somente elos não-preferenciais (8,12,20,30,50 e 80K ou T).

Pode-se também determinar os valores limites de seletividade pelas curvas de tempo-corrente dos elos-fusíveis

É prevista uma seletividade satisfatória entre elos-fusíveis do tipo K até uma corrente igual a 13 vezes a nominal do elo-fusível protegido, tanto entre os elos preferenciais, como entre elos não-preferenciais.

É prevista uma seletividade satisfatória entre elos-fusíveis do tipo T até uma corrente igual a 24 vezes a nominal do elo-fusível protetor, tanto entre elos preferenciais, como entre elos não-preferenciais.

A corrente nominal do fusível deverá ser no máximo $\frac{1}{4}$ da corrente de curto-circuito fase-terra mínima no fim do trecho protegido por ele, se possível, considerando também o trecho para o qual ele é proteção de retaguarda, conforme equação 3.2 [CEMIG, 2002]:

$$I_{\text{nominal fusível}} \leq \frac{I_{\text{ccftmin}}}{4} \quad (3.2)$$

3.5.2 – COORDENAÇÃO RELÉ – ELO FUSÍVEL

Caso seja adotado o modelo coordenado torna-se obrigatório o emprego de relé de religamento no disjuntor, com bloqueio da unidade instantânea após o primeiro religamento. A seqüência de operações é tal que, para faltas a jusante do elo, o disjuntor opera comandado pela unidade instantânea antes da fusão deste elo. Em seguida, o disjuntor religa acionado pelo relé de religamento e ocorre o bloqueio da unidade instantânea do relé de sobrecorrente. Caso a falta seja transitória, o sistema se restabelece, porém, caso a falta seja permanente, ocorre a fusão do elo, pois a curva temporizada do relé deve ter tempos de atuação superiores ao do elo-fusível [ELETROBRÁS, 1982; GIGUER, 1988].

Para a realização de estudos de coordenação entre relés e elos-fusíveis é necessário definir o intervalo de coordenação onde o limite máximo é o maior valor da corrente de curto-circuito. O tempo de operação do elemento instantâneo do relé mais o tempo de desligamento do disjuntor deverá ser menor que o tempo mínimo de fusão do elo fusível. O limite mínimo é o menor valor da corrente de curto-circuito em que o tempo total de fusão do elo é menor que o tempo de atuação do elemento temporizado do relé. A coordenação é assegurada quando os a curva característica tempoxcorrente do relé estiver no mínimo 0,2 s acima da curva de tempo total de interrupção do elo, em toda a faixa de coordenação, conforme pode ser observado na Figura 3.14 [ELETROBRÁS, 1982; GIGUER, 1988].

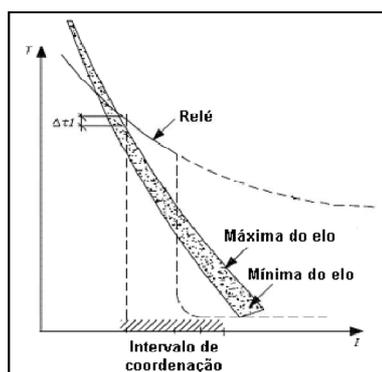


Figura 3.14 – Coordenação relé – fusível.

3.5.3 – SELETIVIDADE RELÉ – ELO FUSÍVEL

Para haver seletividade entre o relé do alimentador e o elo fusível é necessário que o elo fusível interrompa a corrente de defeito antes que o relé opere. Para garantir que isso aconteça, o tempo de interrupção máximo do elo fusível deverá ser no máximo 75% do tempo de atuação da unidade temporizada do relé para as correntes de curto-circuito no trecho comum.

Para a verificação da seletividade com a unidade instantânea, considera-se que o tempo de interrupção do disjuntor é igual a 8 ciclos (0,133s), independente do valor da corrente.

Para as correntes de curto-circuito bifásico, a seletividade deverá ser verificada entre a curva de interrupção máxima do elo e a curva temporizada do relé, para valores de corrente entre o valor de curto-circuito no ponto de instalação do elo até a metade da corrente de curto-circuito do final do trecho protegido pelo elo. Como a curva do relé de fase está acima da curva do elo fusível, possivelmente, não haverá problemas de seletividade entre a curva temporizada do relé e o elo fusível.

Para as correntes de curto-circuito fase-terra, a seletividade deverá ser verificada para as correntes de curto-circuito mínimo, isto é, aquelas calculadas com uma resistência de falta com valor pré-estabelecido, baseado em dados históricos das concessionárias, tanto para o ponto de instalação da chave fusível, como para o ponto final do trecho protegido pelo fusível.

Também aqui, a seletividade deverá ser verificada entre a curva de interrupção máxima do fusível e a curva temporizada do relé.

Caso não se consiga obter uma boa seletividade para a proteção de fase e para a proteção de terra simultaneamente, deve-se dar preferência à seletividade para a proteção de terra, já que a grande maioria dos defeitos são do tipo fase-terra.

3.5.4 – COORDENAÇÃO RELÉ – RELIGADOR

Quando um religador de linha está instalado dentro da zona de proteção de um disjuntor, como na Figura 3.15, deve-se garantir que os relés de fase ou terra que comandam o disjuntor não venham a operar enquanto o religador realiza a sua seqüência de operação, até que a falta seja extinta ou até que o religador fique bloqueado. Para se evitar a operação do disjuntor, deve-se escolher as curvas de operação dos relés, assumindo-se que as curvas de operação de fase e terra do religador já estejam definidas, levando-se em conta a integração devido ao tempo de religamento do religador e o tempo de rearme dos relés.

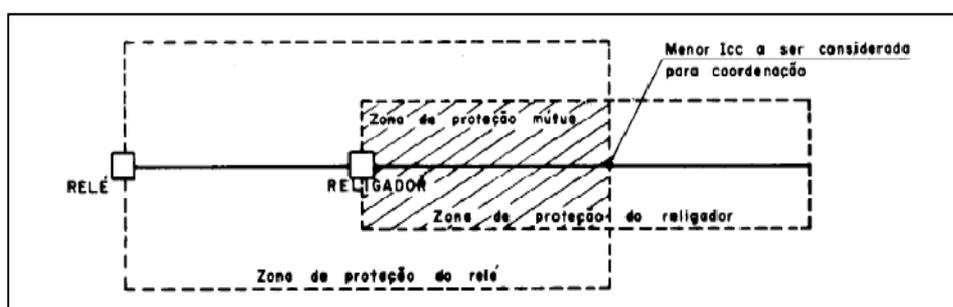


Figura 3.15 - Coordenação Relé-Religador

Para este tipo de coordenação as seguintes condições devem ser observadas:

- as correntes de pick-up do religador deverão ser menores que as correntes de pick-up dos respectivos relés de fase ou terra;
- onde for usado relé de indução ou eletromecânicos, devem ser verificados os avanços relativos do contato móvel do relé, durante as seqüências de operação do religador. A soma dos avanços relativos do contato móvel do relé, devido aos religamentos do religador, deve ser inferior ao avanço total para a atuação do relé, independentemente da corrente de curto-circuito na zona de proteção mútua.

Para atender esta condição, como uma primeira aproximação para a curva temporizada do relé, pode-se escolher a curva que permita que, para o ponto mais crítico da zona de proteção mútua, a equação 3.3 seja atendida:

$$\frac{t_{relig}}{t_{rele}} < 0,35 \quad (3.3)$$

Onde:

t_{relig} - Tempo que o religador levará para atuar para a corrente crítica, nas operações temporizadas

t_{rele} - Tempo que o relé levará para atuar para a corrente do ponto crítico.

O ponto crítico é o ponto do gráfico tempocorrente correspondente à maior aproximação entre a curva temporizada do religador e a curva do relé. A corrente crítica é a corrente do ponto crítico.

Uma vez escolhida a curva temporizada do relé, calcula-se o intervalo de coordenação entre o relé e o religador. Caso a soma do avanço do contato móvel esteja próximo, mas ainda abaixo de 100%, adota-se, então, esta curva como ajuste para o relé. Caso a soma esteja muito abaixo de 100% escolhe-se, então, uma curva mais rápida para o relé e repete-se o processo até que a soma dos avanços relativos para uma curva esteja próximo a 100%. Este método deve ser usado para se definir as curvas temporizadas para os relés eletromecânicos de fase e de terra. A aplicação do método permitirá a escolha da curva temporizada mais rápida que tenha coordenação com o religador.

3.5.5 – COORDENAÇÃO RELIGADOR – ELO FUSÍVEL

A coordenação entre um religador e um elo fusível é satisfatória quando o fusível não fundir enquanto o religador realiza as suas operações rápidas, mas fundir durante a primeira operação temporizada do religador. Dessa maneira os consumidores atendidos pelo alimentador serão interrompidos momentaneamente, se a falta for transitória. Se a falta for

permanente, somente os consumidores do ramal com defeito é que serão interrompidos até o reparo do defeito [SILVA, 2005].

Em outras palavras, na coordenação religador-fusível tem-se que as curvas rápidas de fase e neutro do religador devem atuar antes da fusão do elo e as curvas lentas do religador funcionam como proteção de retaguarda, conforme pode ser observado na Figura 3.16.

Para prevenir contra possíveis alterações das características térmicas relacionadas aos aquecimentos e resfriamentos dos elos-fusíveis devido aos constantes religamentos que ocorrem num ciclo de operações do religador é definido um fator K. Desta forma, o fator K depende do intervalo de religamento e do número de operações na curva rápida. Os valores normalmente utilizados para o fator K são definidos na Tabela 3.3, ressaltando-se que geralmente são utilizados os valores médios [CEPEL, 2006].

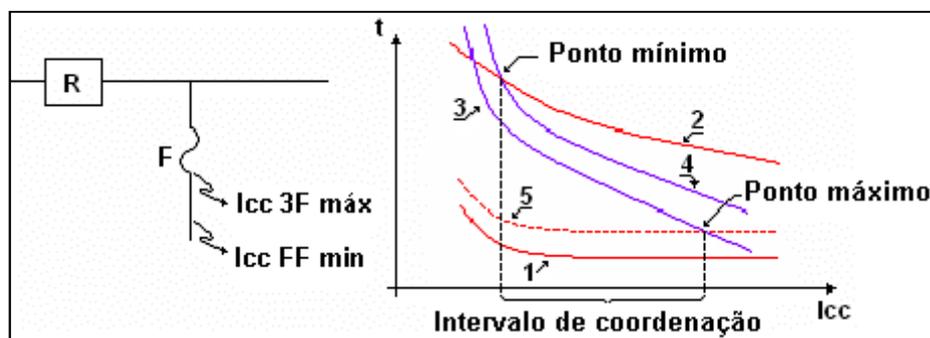


Figura 3.16 – Coordenação religador-fusível para fator K conhecido

Onde:

- 1- Curva de operação rápida do religador
- 2- Curva de operação lenta do religador
- 3- Curva de tempo mínimo do elo
- 4- Curva de tempo total de interrupção do elo
- 5- Curva de operação rápida do religador multiplicada pelo fator K

Tabela 3.3 – Valores de K associados ao número de operações rápidas do religador.

Tempo de Religamento (Ciclos)	Uma Operação Rápida		Duas Operações Rápidas	
	Máximo	Média	Máximo	Média
25-30	1,3	1,2	2,0	1,8
60	1,3	1,2	1,5	1,35
90	1,3	1,2	1,5	1,35
120	1,3	1,2	1,5	1,35

O intervalo de tempo observado na Figura 3.16 entre a curva lenta do religador e a curva de tempo total de interrupção do elo deve ser no mínimo 0,2 s, ressaltando-se que nos pontos extremos máximo e mínimo isso não ocorre [GIGUER, 1998].

Na coordenação religador-elo fusível devem ser estabelecidas faixas de coordenação para faltas fase-terra e trifásicas, que podem ser determinadas através do seguinte procedimento:

- A maior corrente em que ocorre a coordenação entre o elo fusível e o religador é obtida do cruzamento da curva de fusão mínima do elo fusível com a curva rápida do religador, multiplicada pelo fator K;
- A menor corrente em que ocorre a coordenação é obtida do cruzamento da curva de interrupção máxima do elo fusível e da curva temporizada do religador, multiplicada por 0,9, para levar em conta os possíveis erros da curva do religador;
- A coordenação entre o religador e o elo fusível deverá ser verificada para os valores de curto-circuito fase-terra mínimo do trecho protegido pelos dois dispositivos. Sempre que a coordenação for conseguida para defeitos fase-terra, será garantido que, para os defeitos entre fases, haverá, pelo menos, seletividade, podendo ocorrer a coordenação para os dois tipos de defeitos.

3.5.6 – SELETIVIDADE RELIGADOR – ELO FUSÍVEL

Nas situações que se desejar obter seletividade entre religador-fusível deve-se deixar o religador operando apenas pela curva lenta e, para este caso, pode-se ter mais de três fusíveis em série com o religador.

A seletividade é assegurada caso não exista interseção da curva de tempo total de interrupção do elo com a curva lenta do religador e de preferência que esta última curva tenha tempos de atuação maiores que a primeira. Contudo, existem valores de corrente de

curto-circuito que levam a perda de seletividade ou até mesmo a uma descoordenação entre estes dispositivos de proteção. Por exemplo, para valores de corrente de falta maiores que a corrente máxima de coordenação definida no ponto máximo da Figura 3.16 não há coordenação, porém, tem-se uma proteção seletiva através da fusão do elo antes que ocorra alguma operação na curva rápida do religador. Já para os valores de corrente de falta menores que a mínima corrente definida no ponto mínimo da Figura 3.16 não há coordenação e nem seletividade. Neste caso o religador atua primeiro podendo o elo ser danificado devido à possibilidade de fusão parcial. Em síntese, para defeitos com correntes maiores que I_{min} (corrente no ponto mínimo) e menores que I_{max} (corrente no ponto máximo) ocorre seletividade e deve ser observado o intervalo de seletividade de 0,2 s entre a curva lenta do religador e a curva de máxima interrupção do elo-fusível. Para correntes menores que I_{min} não existe nem coordenação e nem seletividade uma vez que o religador deve completar a seqüência de operações antes da fusão do elo. Já para as correntes maiores que I_{max} existe somente seletividade, isto é, o elo sofre fusão antes ou durante a primeira operação rápida do religador [CPFL, 2003].

3.5.7 – COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE RELIGADOR - RELIGADOR

Entre dois religadores instalados em série poderá haver coordenação ou seletividade. Haverá coordenação quando dois religadores quaisquer estiverem em série e ambos operarem juntos na curva instantânea, mas não na temporizada e haverá seletividade se o religador protegido (o mais próximo da S/E) estiver com a seqüência de coordenação ativada, quando então o religador protetor fará a sua seqüência de operação, que será acompanhada pelo religador protegido [SILVA, 2005].

A seletividade religador-religador tem como base a análise da corrente mínima de atuação e as curvas tempo-corrente, de tal forma que o religador protegido não opere na curva lenta para qualquer que seja o valor da corrente de curto-circuito na zona de proteção mútua. Para este tipo de combinação é admissível a operação simultânea nas curvas rápidas dos religadores e é obrigatória a seletividade nas curvas lentas. Somente após a atuação nas curvas rápidas dos religadores protetores e protegidos é que deve ocorrer a atuação na curva lenta do religador protetor. Para as situações em que se desejar a seletividade entre as curvas rápidas dos dois religadores deve-se garantir que os tempos de atuação

sejam distintos, sendo que o primeiro a operar deve ser o religador protetor e, posteriormente, o religador protegido [CEMIG, 1994]. Salienta-se, no entanto, que os critérios de verificação da seletividade entre as curvas rápidas ou lentas de religadores de bobina série são baseados na suposição que dois religadores em série com curvas tempo-corrente separadas em menos de 0,033 s (2 ciclos) operam sempre simultaneamente; se separados entre 0,033 s (2 ciclos) e 0,2 s (12 ciclos) podem operar simultaneamente; e se separados em mais de 0,2 s (12 ciclos) não operam simultaneamente [CEMIG, 1994; GIGUER, 1988]. Portanto, para que ocorra seletividade entre dois religadores instalados em série é necessário que o intervalo de atuação entre as curvas lentas dos religadores protetor e protegido seja, no mínimo, 0,2 s para a faixa de valores entre curto mínimo e máximo comum aos dois religadores [CEMIG, 1994], conforme pode ser observado na Figura 3.17. Este tipo de combinação é utilizada, por exemplo, quando se deseja um sistema misto. Nesse caso o religador protetor (R1) encontra-se em um sub-ramal e o religador protegido (R2) encontra-se no ramal, porém deve-se ressaltar que o sistema misto tem a presença de elos-fusíveis. Uma outra aplicação para esta combinação pode ser encontrada em saídas de subestações onde tem-se um religador sendo seletivo com aquele instalado na Rede de Distribuição.

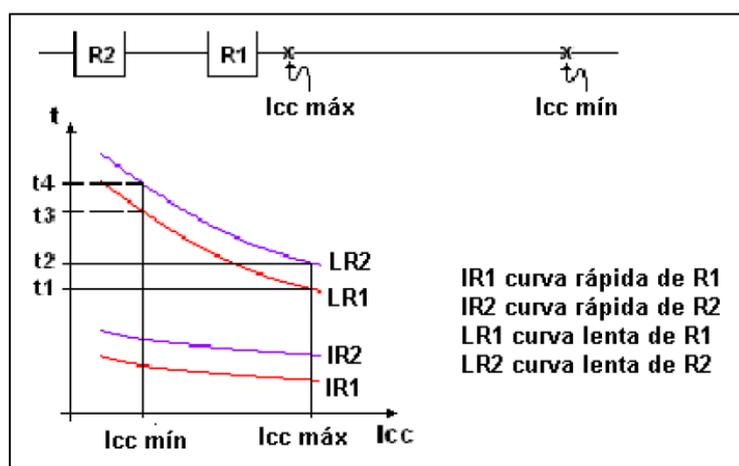


Figura 3.17 – Seletividade religador – religador.

Adicionalmente, os *pick-ups* do religador protetor devem ser iguais ou menores que os *pick-ups* do protegido. Para as situações que não for possível obter o intervalo de 0,2 s entre as curvas lentas deve ser garantido que o número total de operações do religador protegido seja maior que o número total de operações do religador protetor [CEMIG, 1994]. Finalmente,

uma série de critérios complementares é sugerida, de forma a garantir a seletividade entre estes dispositivos, dentre os quais podem ser citados [ELETROBRAS, 1982]:

- coordenar as unidades pela seleção adequada dos níveis de disparo mínimo e das curvas tempo-corrente;
- escolher os intervalos de religamento de modo que o religador protegido esteja fechado ou programado para fechar no instante de fechamento do religador protetor;
- escolher os intervalos de rearme de modo que cada religador possa cumprir a sua seqüência pré-determinada de operações para todas as condições de falta;
- ajustar a corrente mínima de disparo do religador protegido, preferencialmente, maior que a do religador protetor, de modo que o religador protetor opere antes do religador protegido;
- os intervalos de rearme devem ser coordenados com a seqüência de operação de cada religador, de modo a impedir o rearme durante a seqüência de operações com corrente próxima do valor de disparo mínimo.

3.5.8 – COORDENAÇÃO RELIGADOR E SECCIONALIZADOR

As condições necessárias para coordenação entre o religador e o seccionalizador estão indicadas na seqüência [CEMIG, 2002]:

- A corrente mínima de curto circuito na zona de atuação do seccionalizador deve ser maior que a corrente mínima de acionamento do seccionalizador;
- O religador ou o equipamento de proteção da retaguarda deve ser capaz de sentir a corrente mínima de falta na zona de atuação do seccionalizador;
- A corrente mínima de atuação do seccionalizador hidráulico é 160% do valor de sua bobina série, quando eletrônico, a corrente mínima de disparo é 100% de seu resistor de sensor de fase. A corrente de disparo do seccionalizador deve ser 80% da corrente de pick-up do religador, tanto para a fase como para a terra;
- Os seccionalizadores que não estejam equipados com sensor de faltas para terra podem ser coordenados com a corrente mínima de disparo de terra do religador ou o

equipamento de proteção da retaguarda. Neste caso, é necessário observar que existe a possibilidade de operações impróprias quando existir correntes de inrush;

- Os seccionalizadores trifásicos são limitados para coordenar com equipamentos de retaguarda que abrem simultaneamente as três fases. A abertura não simultânea do equipamento de retaguarda pode ocasionar a interrupção de uma corrente de falta pelo seccionizador, o que não é uma operação adequada para o equipamento;
- Para existir coordenação é necessário que o tempo de memória do seccionizador seja superior ao tempo total acumulado do religador;
- O resistor do sensor terra do seccionizador deverá ter um valor imediatamente inferior ao sensor residual de correntes de terra do equipamento de retaguarda,
- Em qualquer caso o seccionizador deverá ser preparado para operar considerando uma operação a menos que o religador.

3.5.9 – COORDENAÇÃO RELIGADOR – SECCIONALIZADOR E ELO FUSÍVEL

Neste tipo de coordenação, com os equipamentos em seqüência, conforme Figura 3.18, o fusível e o religador devem estar coordenados assim como o religador com o seccionizador [ELETROBRAS, 1982]. Além destas coordenações deverá ser estritamente observada a seqüência de operações [GIGUER, 1988].

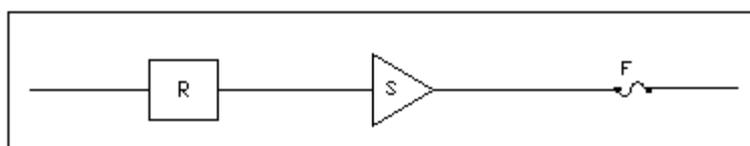


Figura 3.18– Religador x Seccionizador x Fusível

Entretanto, para que haja coordenação entre o seccionizador e o fusível, é recomendável que a seqüência de operação do religador seja uma operação rápida seguida de três lentas. Esta recomendação leva em conta que, com o ajuste de duas operações rápidas e duas lentas, o fusível não abrirá o circuito durante as duas operações rápidas do religador. Em conseqüência, poderá haver operação simultânea do fusível e do seccionador, com perda de seletividade [ELETROBRAS, 1982].

Haveria ainda uma probabilidade de ocorrer coordenação, pois observa-se que a queima de elos em função do número de operações lentas é a seguinte [GIGUER, 1988]:

- 85% dos elos queimam na 1ª operação lenta;
- 10% dos elos queimam na 2ª operação lenta;
- 5% dos elos queimam na 3ª operação lenta.

O uso do restritor de tensão aumenta a possibilidade de coordenação entre o seccionador e o fusível, no caso citado. Entretanto, a seletividade ainda dependerá da relação entre o tempo de fusão do fusível e o tempo de operação do religador em sua curva retardada, por isso, não é muito recomendável este tipo de ajuste [ELETROBRAS, 1982].

Com o ajuste do religador programado para uma operação rápida e três lentas e o seccionador ajustado em três contagens e existir uma falta permanente a jusante do seccionador, o religador operará uma vez na curva rápida e uma vez na curva lenta, com probabilidade de queima do elo em 85%, não havendo abertura do seccionador na 2ª operação do religador e a coordenação estará garantida.

Quando o acessório restritor de tensão, no caso do seccionador hidráulico [ELETROBRÁS, 1982], é aplicado, a abertura é bloqueada desde que exista tensão no lado da fonte do seccionador. Com esse acessório, um seccionador pode ser instalado entre dois religadores. Se o religador no seu lado da carga está isolando uma falha, o seccionador não abrirá porque haverá sempre tensão no lado da fonte. O restritor de tensão também previne contagens do seccionador devido as correntes de inrush [GIGUER, 1988].

No caso de seccionador eletrônico, nada impede o ajuste do religador à sua retaguarda em duas operações rápidas e duas lentas, pois este equipamento já traz incorporado ao seu circuito básico o acessório restritor de corrente, cuja função é a mesma exercida pelo restritor de tensão nos seccionadores hidráulicos, embora os princípios de operação sejam diferentes [ELETROBRÁS, 1982].

É conveniente também que se diga que 90% das faltas são extintas pelas duas operações rápidas, 5% na terceira operação temporizada e 5% pela quarta operação temporizada [GIGUER, 1988].

3.6–CONSIDERAÇÕES FINAIS

Considerando que a maioria das faltas na rede de distribuição aéreas são temporárias, os esquemas de proteção em sistemas de distribuição são concebidos de modo a minimizar o número de interrupções de longa duração dos consumidores.

O esquema de proteção coordenado tem o objetivo de evitar que faltas transitórias causem a queima de elos fusíveis e que, no caso de defeitos permanentes, a menor quantidade possível da rede fique desligada.

Em contrapartida, o esquema de proteção seletivo permite que o dispositivo de proteção mais próximo ao defeito opere independente da falta ser transitória ou permanente.

Portanto, conclui-se que o esquema de proteção utilizado influencia diretamente tanto os indicadores de continuidade do serviço, como o número de VTCDs nos sistemas de distribuição.

Neste contexto, no próximo capítulo será proposta uma metodologia que permitirá avaliar o impacto da proteção nos indicadores de qualidade da energia em sistemas de distribuição.

4 – PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA PROTEÇÃO NA QUALIDADE DA ENERGIA

4.1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Em sistemas de distribuição existem diversos equipamentos de proteção, sendo os mais comuns o religador e o fusível. Os dois equipamentos, como visto no capítulo 3, aplicados em conjunto ao sistema, podem ser combinados para atuarem de forma coordenada ou seletiva. Neste contexto pode-se estabelecer a seguinte indagação: como avaliar qual é a melhor configuração para o sistema elétrico tendo em vista a qualidade da energia?

O propósito deste capítulo é propor uma metodologia de forma a responder esta questão. A metodologia procura avaliar tanto o sistema como a carga sendo esta representada pela sua curva de sensibilidade.

4.2 – PREMISSAS E CRITÉRIOS

Para implementação da metodologia proposta é necessário fixar algumas premissas e estabelecer algumas considerações importantes para análise dos resultados. Estas considerações são enumeradas a seguir.

- a) Não é utilizada a agregação temporal para executar a contabilização das elevações, dos afundamentos e das interrupções de curta duração. Os eventos são computados à medida em que forem acontecendo ao longo do tempo. Como exemplo, para os eventos apresentados na Figura 4.1 são computados 4 elevações de tensão, na Figura 4.2 são computados 4 afundamentos de tensão e na Figura 4.3 são computadas 3 interrupções temporárias.

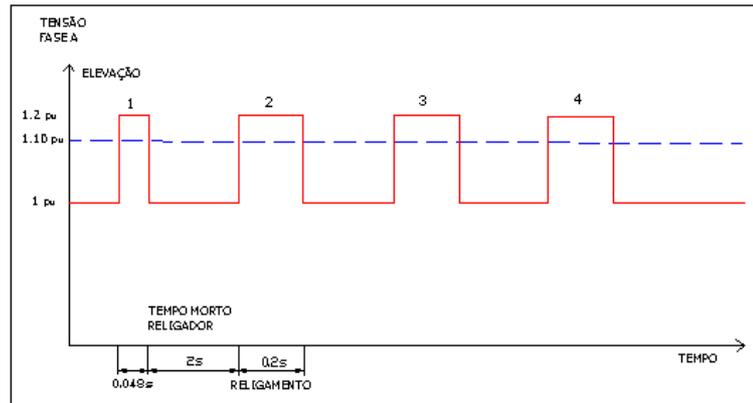


Fig. 4.1 – Contabilização das elevações de tensão

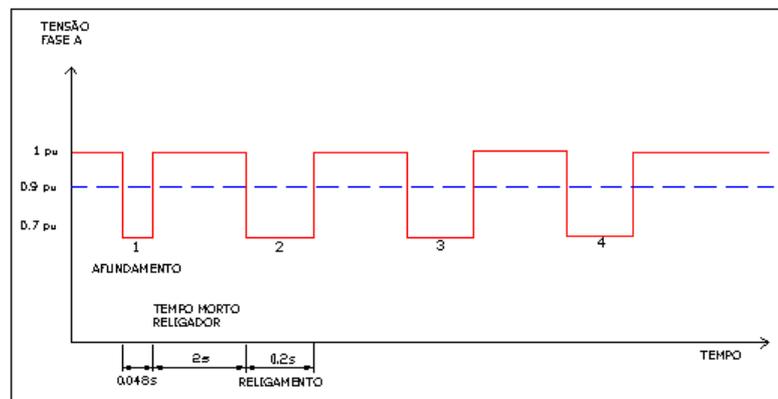


Fig. 4.2 – Contabilização dos afundamentos de tensão

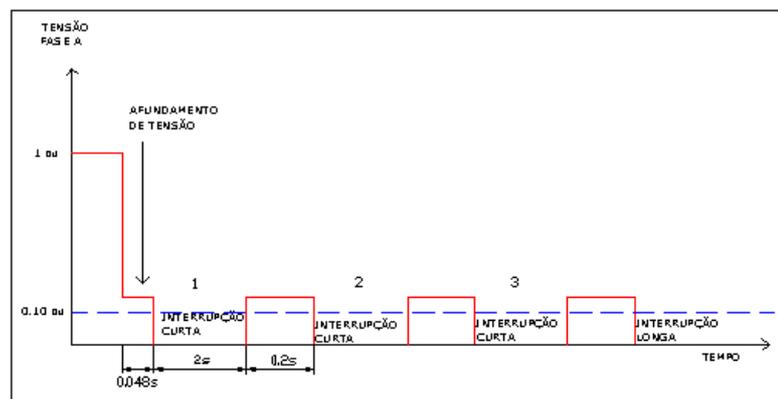


Fig. 4.3 – Contabilização das interrupções de curta duração

- b) Os afundamentos seguidos de interrupção são contabilizados como sendo interrupções de curta duração, já que a interrupção é a mais severa. Como o exemplo da Figura 4.4, o evento de afundamento de tensão seguido da interrupção temporária é computado como sendo uma interrupção curta.

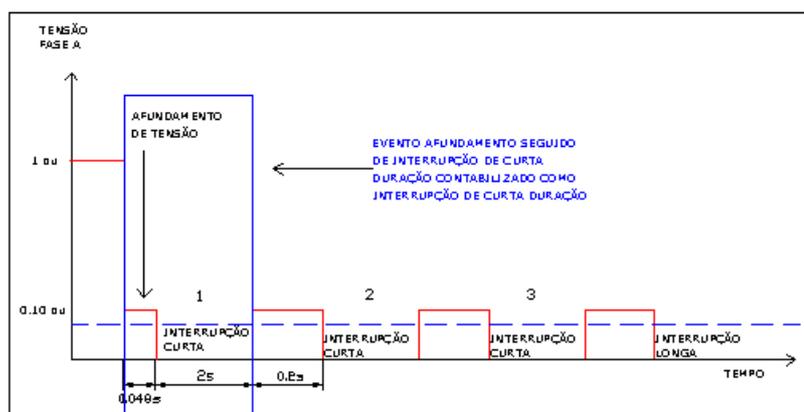


Fig. 4.4– Contabilização do afundamento seguido de interrupção de curta duração

- c) As elevações seguidas de interrupções de curta duração são computadas separadamente conforme prevê o Modulo 8 do Prodlist [ANEEL, 2008] e os Procedimentos de Rede do ONS [ONS, 2008]. O gráfico mostrado na Figura 4.5 ilustra esta situação. Veja que têm-se elevações seguidas de interrupções temporárias, entretanto as elevações são consideradas separadamente.

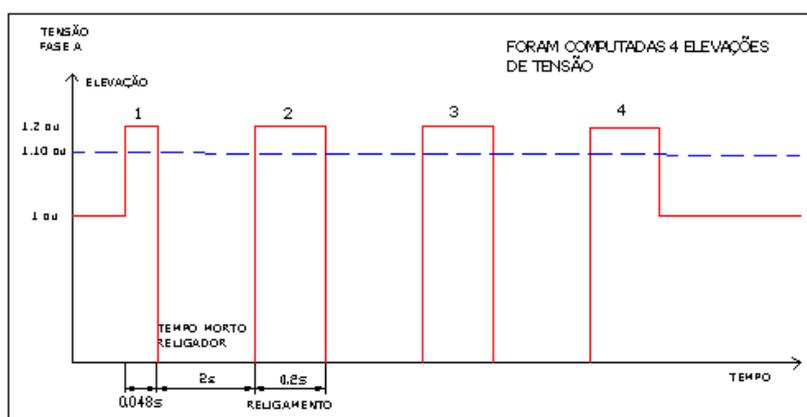


Figura 4.5 – Contabilização de elevações de tensão seguidas de interrupções temporárias

- d) Quando o religador é configurado para trabalhar no esquema coordenado, os defeitos transitórios podem ser eliminados no 1º, no 2º ou no 3º religamento, sendo que a cada tentativa de religamento é estabelecida uma probabilidade de sucesso.
- e) Quando o religador é configurado para trabalhar no esquema seletivo, pressupõe-se que este é ajustado para apenas uma abertura na curva lenta. Portanto, nesta configuração não ocorrerá religamentos do sistema.

- f) No esquema coordenado, quando o religador opera na curva lenta, alguns pontos de monitoramento à montante do fusível sofrem em sequência cronológica um afundamento, uma interrupção temporária e um outro afundamento durante o tempo de queima do fusível, conforme Figura 4.6. Quando a falta é eliminada no primeiro religamento ocorre o afundamento e uma interrupção de curta duração, conforme Figura 4.7. Para a metodologia proposta, esta sequência é contabilizada como interrupção temporária tendo em vista ser este o evento mais severo.

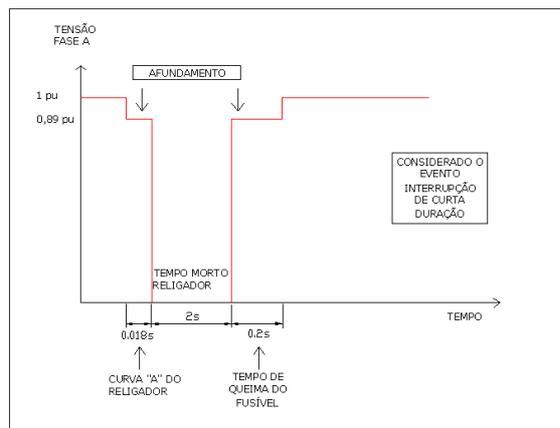


Figura 4.6 – Sequência de eventos: afundamento, interrupção temporária e novamente afundamento - Contabilização do evento mais severo

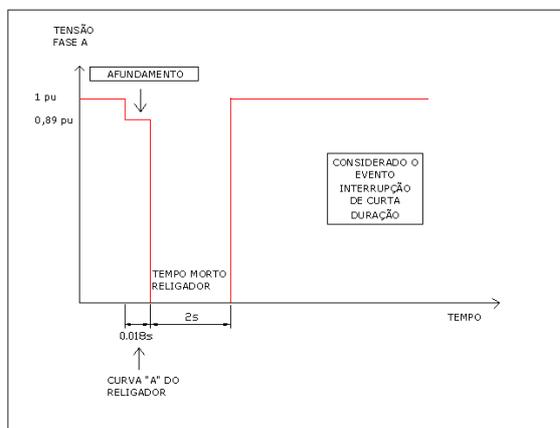


Figura 4.7 – Sequência de eventos: afundamento e interrupção temporária - Contabilização do evento mais severo

- g) As elevações são consideradas como sendo violações de tensão acima de 1,10 p.u.
- h) Os afundamentos de tensão são considerados quando a tensão registrada for menor que 0,9 p.u., inclusive nos casos onde os valores de tensão registrados são menores que 0,1 p.u. As interrupções, tanto longas quanto temporárias, somente são registradas quando ocorre a abertura física do dispositivo de proteção.

- i) O critério utilizado para agregação de fase é o critério de agregação pela fase crítica.
- j) Em consonância com o Módulo 8 do Prodist [ANEEL, 2008], bem como resolução 024 da Aneel [ANEEL, 2000] as VTCDs são eventos de duração inferiores a 3 minutos e as interrupções permanentes iguais ou superiores a 3 minutos.
- l) As faltas aplicadas ao sistema de distribuição são faltas não simultâneas.
- m) As elevações e os afundamentos de tensão são computados separadamente independentemente do instante em que os mesmos ocorrem.

4.3 – METODOLOGIA PARA REALIZAR O REGISTRO DOS EVENTOS

Em qualquer sistema de distribuição uma falta em determinado ponto pode gerar afundamentos, elevações, interrupções de curta ou longa duração. A ocorrência destes eventos vai depender principalmente da localização do ponto de falta, do sistema de proteção aplicado, da resistência de falta e do tipo de falta. Esta metodologia propõe alocar pontos de falta em determinado sistema de distribuição, analisar os eventos nos pontos de interesse e calcular indicadores considerando as diferentes filosofias de proteção aplicadas. O objetivo final é avaliar o impacto de cada filosofia de proteção na geração de afundamentos, elevações e interrupções de curta e longa duração.

Para um sistema de distribuição qualquer, tendo os pontos de falta e os pontos de monitoramento definidos, pode-se representar os eventos através de uma matriz $n \times m$ onde n são os pontos de falta e m os pontos de monitoramento. Cada elemento desta matriz representa a quantidade de eventos sofridos no ponto m devido a uma falta no ponto n . Considerando que serão registrados quatro tipos de eventos quais sejam, afundamentos, elevações e interrupções de curta e longa duração, têm-se, para cada filosofia de proteção aplicada, quatro matrizes, uma para cada tipo de evento. Este é o ponto de partida de toda análise. A Tabela 4.1 apresenta um exemplo desta matriz, onde a célula em destaque A_{11} representa o número de afundamentos ocorridos no ponto de monitoramento 1 devido a uma falta no ponto 1 do sistema.

Tabela 4.1 – Matriz de Registro dos eventos de Afundamentos

n – Pontos de falta	m – pontos de Monitoramento						
	1	2	3	4	5	...	M
1	A_{11}	A_{21}	A_{31}	A_{41}	A_{51}	...	A_{1m}
2	A_{12}	A_{22}	A_{32}	A_{42}	A_{52}	...	A_{2m}
3	A_{13}	A_{23}	A_{33}	A_{43}	A_{53}	...	A_{3m}
4	A_{14}	A_{24}	A_{34}	A_{44}	A_{54}	...	A_{4m}
5	A_{15}	A_{25}	A_{35}	A_{45}	A_{55}	...	A_{5m}
6	A_{16}	A_{26}	A_{36}	A_{46}	A_{56}	...	A_{6m}
7	A_{17}	A_{27}	A_{37}	A_{47}	A_{57}	...	A_{7m}
8	A_{18}	A_{28}	A_{38}	A_{48}	A_{58}	...	A_{8m}
9	A_{19}	A_{29}	A_{39}	A_{49}	A_{59}	...	A_{9m}
10	A_{110}	A_{210}	A_{310}	A_{410}	A_{510}	...	A_{10m}
11	A_{111}	A_{211}	A_{311}	A_{411}	A_{511}	...	A_{11m}
12	A_{112}	A_{212}	A_{312}	A_{412}	A_{512}	...	A_{12m}
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	
N	A_{n1}	A_{n2}	A_{n3}	A_{n4}	A_{n5}		A_{nm}

A coleta e o armazenamento dos dados podem ser representados por um fluxograma conforme demonstrado na Figura 4.8.

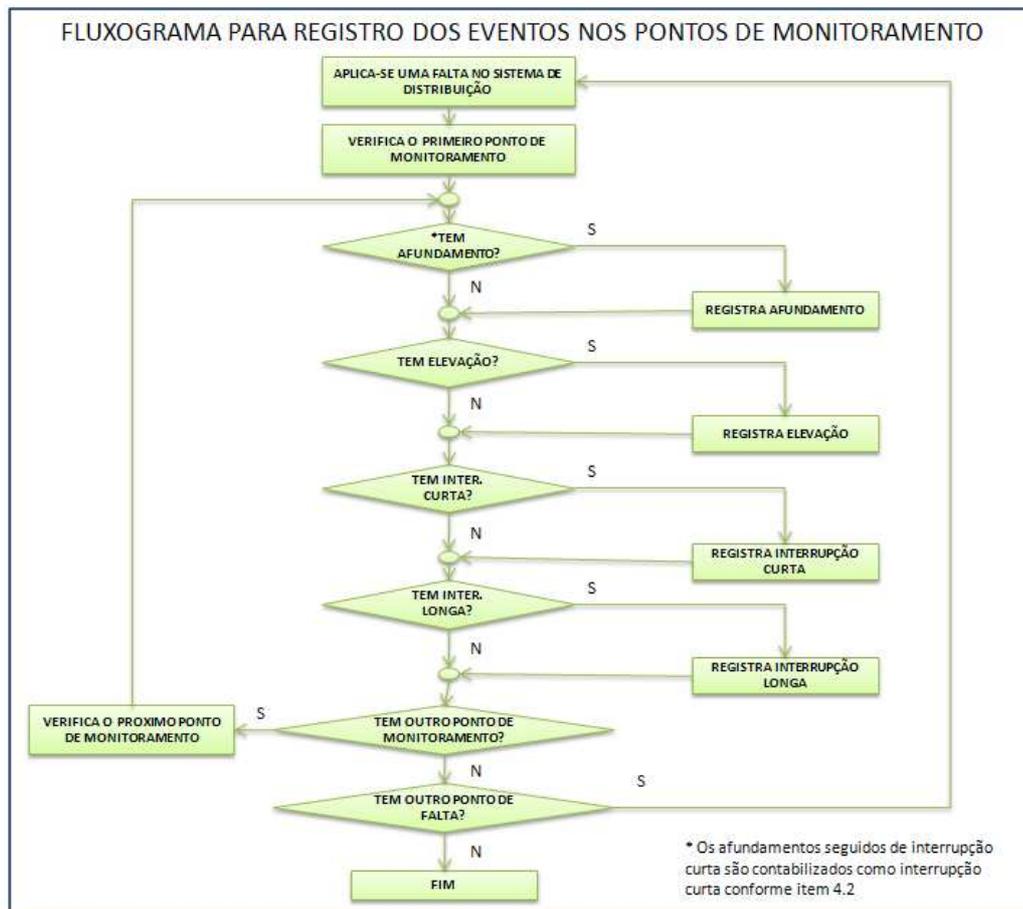


Fig. 4.8 – Fluxo para registro dos eventos nos pontos de monitoramento

Para ilustrar a metodologia proposta, considere o sistema de distribuição representado pelo diagrama unifilar apresentado na Figura 4.9. Nesta Figura consegue-se identificar diversos pontos. Os pontos identificados como PONTOX, sendo X de 1 até 6, são pontos onde são aplicadas as faltas. Os pontos denominados MONITORY, sendo Y de 1 até 5, são pontos de monitoramento do sistema onde, além de serem aplicadas as faltas, são quantificados os eventos e calculados os indicadores em função da filosofia de proteção utilizada.

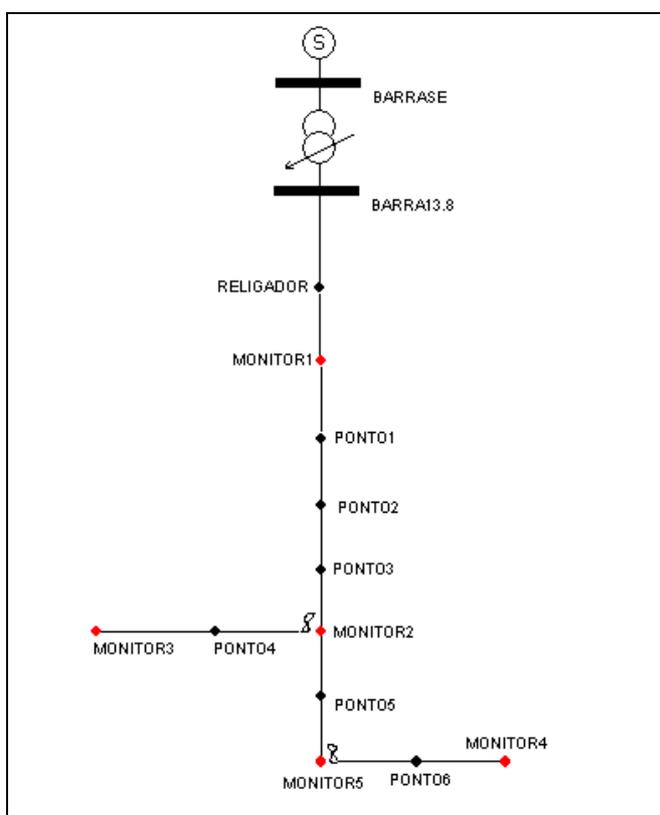


Figura 4.9 – Sistema de Distribuição Típico

Desta forma, na Figura 4.9, têm-se 6 pontos de falta e 5 pontos de monitoramento (destacados em vermelho). Considera-se adotada a filosofia de proteção coordenada sendo o defeito temporário.

Sinalizando com o número 1 a ocorrência de um certo evento e com o número 0 a não ocorrência chega-se a Tabela 4.2. Esta Tabela registra os eventos para um curto circuito ocorrido no Ponto1 onde, por exemplo, no ponto de monitoramento MONITOR1 ocorre uma elevação e uma interrupção de curta duração. Cada falta ocorrida no sistema gera uma Tabela

semelhante que dependerá, além de outros fatores, da localização dos dispositivos de proteção e da filosofia da proteção aplicada.

Tabela 4.2 – Eventos registrados nos pontos de monitoramento devido uma falta em determinado ponto do Sistema de Distribuição

FALTA NO PONTO1				
PONTOS DE MONITORAMENTO	Afundam	Elevação	Interrupção de curta duração	Inter longa duração
BARRA 13.8	1	1	0	0
MONITOR1	0	1	1	0
MONITOR2	0	1	1	0
MONITOR3	0	1	1	0
MONITOR4	0	1	1	0
MONITOR5	0	1	1	0

Portanto a proposta de análise da influência da proteção da distribuição na qualidade da energia segue o seguinte procedimento: divide-se o sistema de distribuição em diversos setores, seleciona-se os pontos de aplicação de falta e de monitoramento, aplica-se as faltas, observa-se os eventos que acontecerão em cada ponto de monitoramento, para cada falta, e armazena-se os eventos ocorridos conforme Tabela 4.2, totalizando-os.

Ressalta-se ainda que cada evento registrado tem associado uma duração e um valor de tensão (intensidade). É sabido que a duração dos eventos está intimamente ligada ao tempo de atuação da proteção. Desta forma, para as correntes calculadas, a duração do evento é obtida diretamente da curva de tempo x corrente dos dispositivos de proteção. Para ilustrar, considere o primeiro registro de elevação mostrado na Figura 4.5. O tempo de 0,048s é obtido pela atuação do religador na curva rápida para uma determinada corrente de falta.

Os dados de duração e intensidade dos eventos são extremamente importantes para a análise da sensibilidade de uma determinada carga instalada em algum ponto da rede. Em um gráfico $V \times D$, onde V é a intensidade do evento e D a duração, é possível traçar uma curva de sensibilidade da carga onde são demarcados os eventos capazes de sensibilizá-la. Plotando tais eventos neste gráfico, considerando sua duração e intensidade, pode-se identificar quais pontos estão dentro da curva de sensibilidade da carga. A Figura 4.10 ilustra esta situação onde observa-se que diversos eventos encontram-se dentro da curva de sensibilidade da carga.

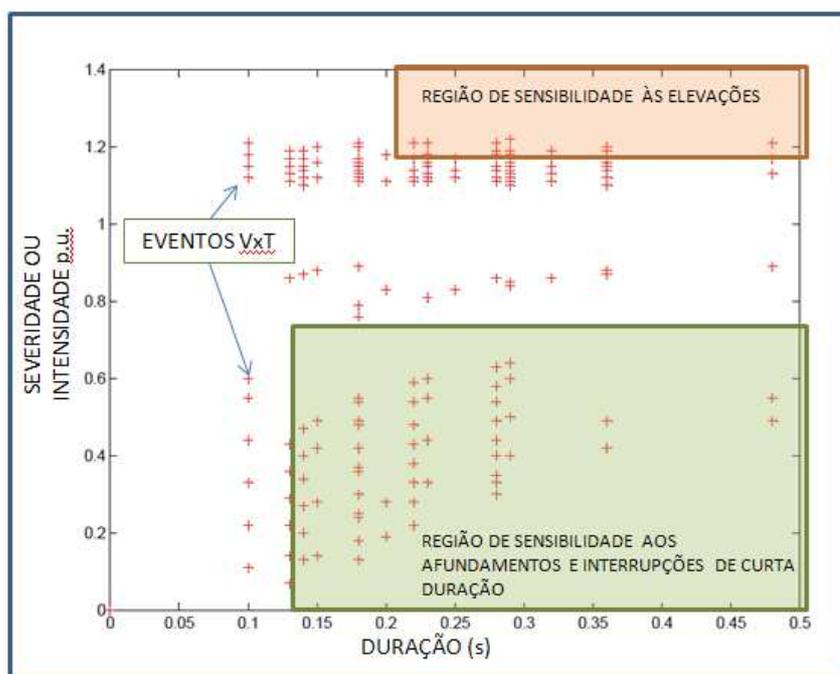


Figura 4.10 – Registro de eventos e área de sensibilidade da carga

4.4 – METODOLOGIA PARA A AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA PROTEÇÃO NA QUALIDADE

A metodologia apresentada é baseada em indicadores de qualidade que são propostos nesta dissertação. Para avaliar a influência da proteção na qualidade é necessário quantificar os eventos em cada ponto de monitoramento. Com isso é possível avaliar, comparar e tirar conclusões a respeito de qual filosofia de proteção é mais adequada, tendo em vista a ocorrência de afundamentos, interrupções de curta duração, elevações e interrupções de longa duração. Os indicadores permitem avaliar a influência da proteção na qualidade tendo em vista tanto o sistema de suprimento como o consumidor, representado através de uma curva de sensibilidade da carga.

4.4.1 – AVALIAÇÃO DO SISTEMA

Os indicadores propostos contabilizam os eventos ocorridos em cada ponto de monitoramento através de equações apropriadas. A média dos indicadores contabilizados em cada ponto de monitoramento define o indicador global do sistema.

4.4.1.1 – INDICADORES POR PONTO DE MONITORAMENTO

Este indicador quantifica os eventos sofridos em cada ponto de monitoramento, conforme equações 4.1 a 4.4.

Afundamentos:

$$N_{afm} = \sum_{n=1}^n A_{mn} \quad (4.1)$$

Elevações:

$$N_{elm} = \sum_{n=1}^n E_{mn} \quad (4.2)$$

Interrupções de Curta Duração:

$$N_{icm} = \sum_{n=1}^n C_{mn} \quad (4.3)$$

Interrupções de Longa Duração:

$$N_{ilm} = \sum_{n=1}^n L_{mn} \quad (4.4)$$

Onde:

N_{afm} = Número de afundamentos contabilizados no ponto de monitoramento m;

N_{elm} = Número de elevações contabilizadas no ponto de monitoramento m;

N_{icm} = Número de interrupções de curta duração contabilizadas no ponto de monitoramento m;

N_{ilm} = Número de interrupções de longa duração contabilizadas no ponto de monitoramento m;

A_{mn} = Afundamentos registrados no ponto m devido à falta no ponto n;

E_{mn} = Elevações registradas no ponto m devido à falta no ponto n;

C_{mn} = Interrupções de curta duração registrada no ponto m devido à falta no ponto n;

L_{mn} = Interrupções de longa duração registradas no ponto m devido à falta no ponto n;

n = número total de pontos de falta do sistema;

m = número total de pontos de monitoramento do sistema.

4.4.1.2 - INDICADORES GLOBAIS DO SISTEMA

A média dos indicadores encontrados em cada ponto de monitoramento permite a avaliação do sistema como um todo em relação à filosofia de proteção adotada. Trata-se de um indicador médio. Portanto, não significa que o resultado encontrado reflita a influência da proteção em um ponto de monitoramento específico, o que pode ser verificado nos indicadores individuais. Os indicadores do sistema são determinados pelas equações de 4.5 a 4.8, a partir dos quais pode-se planejar ações para minimizar os impactos da proteção na qualidade. Quanto mais próximo de zero, melhor será a avaliação do sistema.

Afundamentos no sistema:

$$I_{afS} = \frac{\sum_{m=1}^m N_{afm}}{m} \quad (4.5)$$

Elevações no sistema:

$$I_{eIS} = \frac{\sum_{m=1}^m N_{elm}}{m} \quad (4.6)$$

Interrupções de Curta Duração no sistema:

$$I_{icS} = \frac{\sum_{m=1}^m N_{icm}}{m} \quad (4.7)$$

Interrupções de Longa Duração no sistema:

$$I_{ilS} = \frac{\sum_{m=1}^m N_{ilm}}{m} \quad (4.8)$$

Onde:

I_{afS} = Índice médio de afundamentos do sistema;

I_{elS} = Índice médio de elevações do sistema;

I_{icS} = Índice médio de interrupções de curta duração do sistema;

I_{ilS} = Índice médio de interrupções de longa duração do sistema;

4.4.2 – AVALIAÇÃO DO CONSUMIDOR

Para a avaliação da influência do sistema de proteção na carga, os eventos referentes as interrupções de longa duração não foram considerados já que todos os consumidores são sensíveis a estes eventos.

Cada consumidor apresenta uma determinada sensibilidade frente aos eventos associados a qualidade do produto. Na indústria, por exemplo, alguns processos são sensíveis a afundamentos, outros a interrupções de curta duração e até mesmo a elevações de tensão.

A duração de cada evento está intimamente ligada ao tempo de atuação da proteção, desta maneira os eventos relacionados às faltas no sistema podem ser plotados em um gráfico Tensão versus Tempo, conforme Figura 4.10.

Dependendo da carga a ser analisada é possível definir uma zona de sensibilidade [CARVALHO FILHO, 2000] da mesma e confrontá-la com o gráfico de eventos conforme Figura 4.10.

Na Figura 4.11 é apresentada uma curva de sensibilidade genérica de um consumidor qualquer. O estado em que o processo continua produzindo é chamado de Estado 1 – Operante e outro onde existe a parada de produção é chamado de Estado 2 - Inoperante. Se ocorrer um afundamento que incida no Estado 2, será registrada uma parada de produção ou queima de um determinado equipamento.

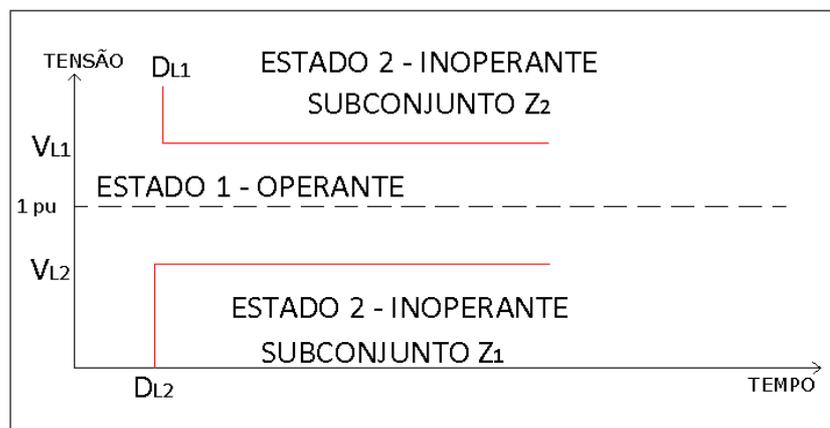


Fig. 4.11 – Curva de sensibilidade genérica

As regiões de sensibilidade da carga podem ser representadas por dois subconjuntos de pontos conforme equações 4.9 e 4.10.

$$Z_1 \in \{(V_c < V_{l2}) \cap (D_c > D_{l2})\} \quad (4.9)$$

$$Z_2 \in \{(V_c > V_{l1}) \cap (D_c > D_{l1})\} \quad (4.10)$$

Onde:

$Z_1 = Z_{1c} \cup Z_{1a}$, sendo Z_{1c} os pontos referentes às interrupções de curta duração e Z_{1a} os pontos referentes aos afundamentos de tensão;

V_c = Intensidade do evento c ;

D_c = Duração do evento c ;

V_{L1} = Valor do limite da sensibilidade da carga em relação a intensidade das elevações de tensão;

V_{L2} = Valor do limite da sensibilidade da carga em relação a intensidade dos afundamentos de tensão;

D_{L1} = Valor do limite da sensibilidade da carga em relação a duração das elevações de tensão;

D_{L2} = Valor do limite da sensibilidade da carga em relação a duração dos afundamentos de tensão

Z_2 = Subconjunto dos pontos de elevações de tensão situados na região de sensibilidade da carga;

Algumas considerações devem ser levadas em conta para análise das zonas de sensibilidade de cada carga. Tomando como base o instante de tempo em que ocorrem os eventos, pode-se dizer que quando ocorre uma falta no sistema têm-se afundamentos e elevações acontecendo no mesmo instante. Já as interrupções de curta duração não acontecem simultaneamente com o afundamento ou elevação, é um evento independente devido a abertura do equipamento de proteção (disjuntor, religador, chave fusível).

Os gráficos das Figuras 4.12 e 4.13 ilustram o que acontece com os eventos quando uma falta é eliminada no 2º religamento a montante e a jusante do religador respectivamente.

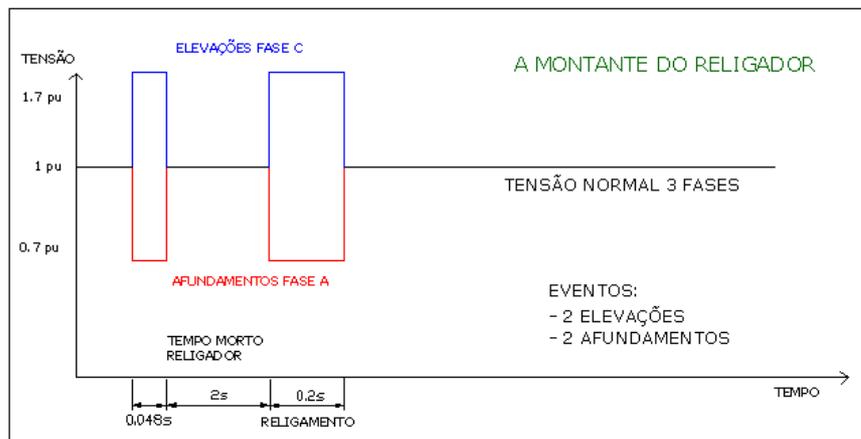


Fig. 4.12 – Tensões a montante do Religador

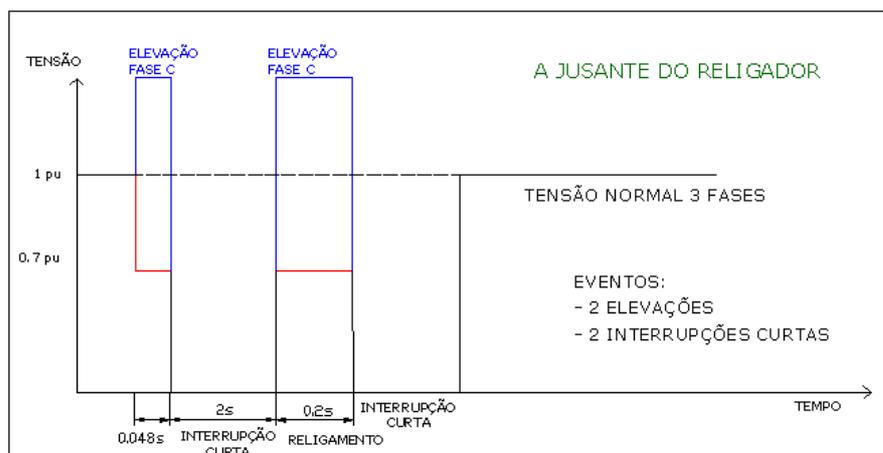


Fig. 4.13 – Tensões a jusante do Religador

Note que a ocorrência do afundamento e elevação se dá no mesmo instante da ocorrência da falta. Já a interrupção de curta duração ocorre somente quando da abertura do religador.

Os pontos do gráfico referentes às interrupções de curta duração, aos afundamentos e às elevações podem ser representados por três subconjuntos, conforme Figura 4.14. A intercessão entre os afundamentos e elevações representam os eventos que ocorrem simultaneamente durante uma falta. Os pontos localizados na região de intercessão devem ser computados uma só vez evitando duplicidade na contabilização, o que será detalhado a seguir.

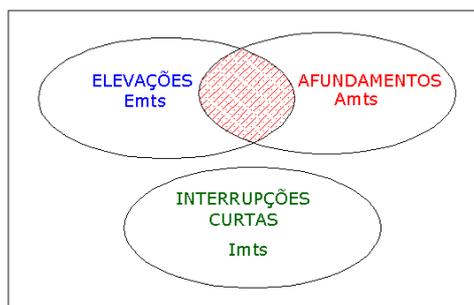


Fig. 4.14 – Conjuntos de Eventos no ponto de monitoramento

O gráfico da Figura 4.15 representa uma determinada curva de sensibilidade da carga, sobreposta aos eventos de afundamento e elevação percebido por certo consumidor.

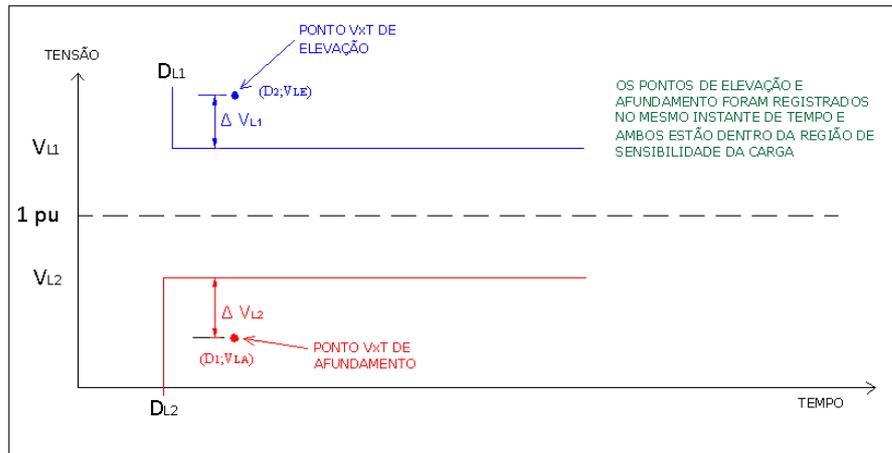


Fig. 4.15– Fator de severidade em relação à curva de sensibilidade da carga

Para que seja possível identificar, na região de intercessão entre afundamentos e elevações, o evento que potencialmente provocou os danos à carga, é definido um fator de severidade para o afundamento e um fator de severidade para a elevação, conforme equações 4.11 e 4.12.

$$F_{sa} = |\Delta V_{L2}| = |V_{LA} - V_{L2}| \quad (4.11)$$

$$F_{se} = \Delta V_{L1} = V_{LE} - V_{L1} \quad (4.12)$$

Onde:

F_{sa} - Fator de severidade do afundamento;

F_{se} - Fator de severidade da elevação;

$(D_1; V_{LA})$ - Ponto referente ao afundamento de tensão localizado na curva de sensibilidade da carga, sendo D_1 a duração e V_{LA} a intensidade do afundamento;

$(D_2; V_{LE})$ - Ponto referente a elevação de tensão localizado na curva de sensibilidade da carga, sendo D_2 a duração e V_{LE} a intensidade da elevação.

O ponto do gráfico que apresentar o maior fator de severidade em relação a curva de sensibilidade da carga deverá ser computado e atribuído a este evento o desligamento ou o dano à carga.

Uma outra observação importante é que apenas o primeiro evento capaz de desligar ou provocar danos à carga deve ser computado pois os demais eventos, em seqüência, incidirão com a carga desligada não devendo por esta razão serem computados.

4.4.2.1 – INDICADORES POR PONTO DE MONITORAMENTO

Uma vez calculadas as tensões do sistema de distribuição devido às faltas, computada a duração de cada evento e calculados os fatores de severidade, obtêm-se alguns pontos do gráfico que estarão dentro da região de sensibilidade da carga, seja referente aos afundamentos, seja referente às elevações ou às interrupções de curta duração.

Para se avaliar o impacto da proteção na carga do consumidor, contabilizando os eventos capazes de desligar a carga, foram definidas as equações 4.13, 4.14 e 4.15.

Afundamentos:

$$I_{qaxm} = \sum_{w=1}^w Z_{1aw} \quad (4.13)$$

Elevações:

$$I_{qexm} = \sum_{y=1}^y Z_{2y} \quad (4.14)$$

Interrupções de curta duração:

$$I_{qcxm} = \sum_{y=1}^y Z_{1cy} \quad (4.15)$$

Onde:

I_{qaxm} – Índice de qualidade referente aos afundamentos associados ao consumidor x no ponto m;

I_{qexm} – Índice de qualidade referente às elevações associados ao consumidor x no ponto m;

I_{qcxm} – Índice de qualidade referente às interrupções de curta duração associados ao consumidor x no ponto m;

Z_{1a} – Número de pontos de afundamentos do conjunto Z_1 ;

Z_{1c} – Número de pontos de interrupções de curta duração do conjunto Z_1 ;

w – Número de pontos do conjunto Z_1 ;

y – Número de pontos do conjunto Z_2 ;

Na Figura 4.16 é detalhado o fluxograma para contabilização dos indicadores aqui propostos.

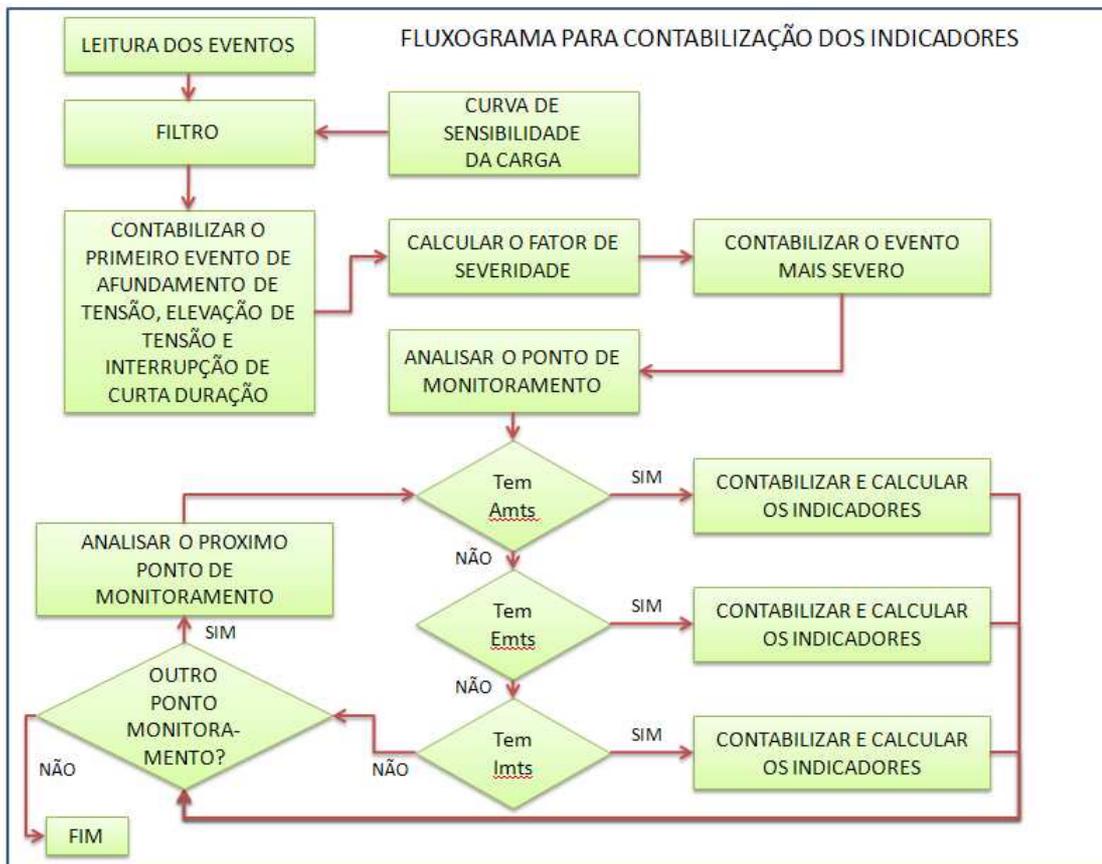


Fig. 4.16– Fluxograma para contabilização dos indicadores

4.4.2.2 – INDICADORES GLOBAIS DO SISTEMA

A avaliação global do sistema é definida pelas equações 4.16, 4.17 e 4.18 e representam a média dos indicadores considerando todos os pontos de monitoramento avaliados.

Afundamentos:

$$I_{qat} = \frac{\sum_{m=1}^m I_{qaxm}}{m} \quad (4.16)$$

Elevações:

$$I_{qet} = \frac{\sum_{m=1}^m I_{qexm}}{m} \quad (4.17)$$

Interrupções de curta duração:

$$I_{qct} = \frac{\sum_{m=1}^m I_{qcxm}}{m} \quad (4.18)$$

Onde:

I_{qat} - Índice de qualidade global do sistema referentes ao impacto dos afundamentos em determinada carga;

I_{qet} - Índice de qualidade global do sistema referentes ao impacto das elevações em determinada carga;

I_{qct} - Índice de qualidade global do sistema referentes ao impacto das interrupções de curta duração em determinada carga;

m – Número total de pontos de monitoramento do sistema.

4.5 – AVALIAÇÃO DOS INDICADORES CONSIDERANDO AS PROBABILIDADES DE FALTAS PERMANENTES E TEMPORÁRIAS

O teorema da probabilidade total diz que, se um acontecimento N ocorrer em i condições diferentes N_1, N_2, \dots, N_i , e se estes i sub-acontecimentos forem mutuamente exclusivos, então a probabilidade de ocorrer N é a soma das probabilidades dos sub-acontecimentos N_i . Portanto, pode-se dizer que a soma da probabilidade da ocorrência de faltas permanentes e temporárias é igual a um.

A probabilidade da ocorrência de faltas temporárias varia de 75 a 95% do total de faltas [GONEN,1986]. Levando em conta tais probabilidades, pode-se reescrever os indicadores, tanto sob o aspecto do sistema quanto sob o aspecto do consumidor, utilizando P como a probabilidade da ocorrência de faltas permanentes e T_f a ocorrência de faltas temporárias. A soma de P e T_f é então igual a 1 conforme equação 4.19.

$$P + T_f = 1 \quad (4.19)$$

4.5.1 – AVALIAÇÃO DOS INDICADORES DO SISTEMA CONSIDERANDO AS PROBABILIDADES

As equações de cálculo dos indicadores podem ser reescritas considerando as probabilidades da ocorrência de faltas permanentes e temporárias no sistema. A probabilidade de ocorrência de faltas permanentes será representada por P .

Quando a filosofia de proteção da distribuição contempla religamentos, as faltas temporárias podem ser eliminadas no 1º, 2º ou 3º religamento. Considerando que a cada religamento está associada uma probabilidade de sucesso na eliminação da falta, pode-se dizer que a probabilidade associada às faltas temporárias é o somatório das probabilidades de sucesso em cada religamento, conforme equação 4.20.

$$T_f = T_{1f} + T_{2f} + T_{3f} \quad (4.20)$$

Onde T_{1f} é a probabilidade da eliminação da falta no 1º religamento, T_{2f} a probabilidade de eliminação da falta no 2º religamento e T_{3f} a probabilidade de eliminação da falta no 3º religamento.

Desta forma, a probabilidade total é obtida substituindo a equação 4.20 na equação 4.19 o que pode ser representado pela equação 4.21.

$$P + T_{1f} + T_{2f} + T_{3f} = 1 \quad (4.21)$$

As equações de cálculo dos indicadores apresentadas anteriormente podem ser reescritas considerando estas probabilidades.

4.5.1.1 – INDICADORES POR PONTO DE MONITORAMENTO

Os eventos que são registrados em cada ponto de monitoramento estão associados às ocorrências de faltas permanentes ou temporárias. Desta forma, aplicando-se o teorema da probabilidade total a quantificação dos eventos são obtidas conforme as equações 4.22 a 4.25.

Número de afundamentos no ponto m:

$$N_{afpm} = (P \sum_{i=1}^{i=n} A_{mfpn}) + [(T_{1f} \sum_{i=1}^{i=n} A_{mft1n}) + (T_{2f} \sum_{i=1}^{i=n} A_{mft2n}) + (T_{3f} \sum_{i=1}^{i=n} A_{mft3n})] \quad (4.22)$$

Número de elevações no ponto m:

$$N_{elpm} = (P \sum_{i=1}^{i=n} E_{mfpn}) + [(T_{1f} \sum_{i=1}^{i=n} E_{mft1n}) + (T_{2f} \sum_{i=1}^{i=n} E_{mft2n}) + (T_{3f} \sum_{i=1}^{i=n} E_{mft3n})] \quad (4.23)$$

Número de interrupções de curta duração no ponto m:

$$N_{icpm} = (P \sum_{i=1}^{i=n} C_{mfpn}) + [(T_{1f} \sum_{i=1}^{i=n} C_{mft1n}) + (T_{2f} \sum_{i=1}^{i=n} C_{mft2n}) + (T_{3f} \sum_{i=1}^{i=n} C_{mft3n})] \quad (4.24)$$

Número de interrupções de longa duração no ponto m :

$$N_{ilpm} = (P \sum_{i=1}^{i=n} L_{mfpn}) + [(T_{1f} \sum_{i=1}^{i=n} L_{mft1n}) + (T_{2f} \sum_{i=1}^{i=n} L_{mft2n}) + (T_{3f} \sum_{i=1}^{i=n} L_{mft3n})] \quad (4.25)$$

Onde:

A_{mfp} - Afundamentos ocorridos no ponto m devido a n faltas permanentes do sistema;

A_{mft1} - Afundamentos ocorridos no ponto m devido a n faltas temporárias do sistema eliminadas no 1º religamento;

A_{mft2} - Afundamentos ocorridos no ponto m devido a n faltas temporárias do sistema eliminadas no 2º religamento;

A_{mft3} - Afundamentos ocorridos no ponto m devido a n faltas temporárias do sistema eliminadas no 3º religamento;

E_{mfp} - Elevações ocorridas no ponto m devido a n faltas permanentes do sistema;

E_{mft1} - Elevações ocorridas no ponto m devido a n faltas temporárias do sistema eliminadas no 1º religamento;

E_{mft2} - Elevações ocorridas no ponto m devido a n faltas temporárias do sistema eliminadas no 2º religamento;

E_{mft3} - Elevações ocorridas no ponto m devido a n faltas temporárias do sistema eliminadas no 3º religamento;

C_{mfp} - Interrupções de curta duração ocorridas no ponto m devido a n faltas permanentes do sistema;

C_{mft1} - Interrupções de curta duração ocorridas no ponto m devido a n faltas temporárias do sistema eliminadas no 1º religamento;

C_{mft2} - Interrupções de curta duração ocorridas no ponto m devido a n faltas temporárias do sistema eliminadas no 2º religamento;

C_{mft3} - Interrupções de curta duração ocorridas no ponto m devido a n faltas temporárias do sistema eliminadas no 3º religamento;

L_{mfp} - Interrupções de longa duração ocorridas no ponto m devido a n faltas permanentes do sistema;

L_{mft1} - Interrupções de longa duração ocorridas no ponto m devido a n faltas temporárias do sistema eliminadas no 1º religamento;

L_{mft2} - Interrupções de longa duração ocorridas no ponto m devido a n faltas temporárias do sistema eliminadas no 2º religamento;

L_{mft3} - Interrupções de longa duração ocorridas no ponto m devido a n faltas temporárias do sistema eliminadas no 3º religamento;

n = número de pontos de falta do sistema.

m = número de pontos de monitoramento do sistema.

Vale destacar que a primeira parcela de todas as equações representa a probabilidade associada à falta permanente enquanto a segunda, terceira e quarta parcelas referem-se à probabilidade associada às faltas temporárias.

4.5.1.2 – INDICADORES DO SISTEMA CONSIDERANDO AS PROBABILIDADES

A avaliação global do sistema é definida pelas equações 4.26 a 4.29 e representa a média dos indicadores obtidos através das equações 4.22 a 4.25.

Indicadores de afundamentos do sistema:

$$I_{afSP} = \frac{\sum_{m=1}^m N_{afpm}}{m} \quad (4.26)$$

Indicadores de elevações do sistema:

$$I_{elSP} = \frac{\sum_{m=1}^m N_{elpm}}{m} \quad (4.27)$$

Indicadores de interrupções de curta duração do sistema:

$$I_{icSP} = \frac{\sum_{m=1}^m N_{icpm}}{m} \quad (4.28)$$

Indicadores de interrupções de longa duração do sistema:

$$I_{ilSP} = \frac{\sum_{m=1}^m N_{ilpm}}{m} \quad (4.29)$$

4.5.2 – AVALIAÇÃO DOS INDICADORES DO CONSUMIDOR CONSIDERANDO AS PROBABILIDADES

Da mesma forma que são computados os eventos em cada ponto de monitoramento pode-se também quantificar os eventos que incidam na curva de sensibilidade da carga considerando as probabilidades associadas às faltas permanentes e temporárias. Para os sistemas de proteção que adotam religamentos, a particularidade é de que apenas o primeiro evento é considerado na análise pois ele já é capaz de desligar a carga. Desta forma as faltas temporárias que são eliminadas no segundo e terceiro religamentos não são consideradas.

4.5.2.1 – INDICADORES INDIVIDUAIS POR PONTO DE MONITORAMENTO

Nas equações que quantificam o impacto da proteção na qualidade da energia considerando a curva de sensibilidade da carga, também podem ser atribuídas as probabilidades de ocorrência de faltas permanentes ou temporárias conforme demonstram as equações 4.30, 4.31 e 4.32. A primeira parcela destas equações representa a quantidade de eventos devido a probabilidade associada às faltas permanentes enquanto a segunda parcela refere-se à probabilidade associada às faltas temporárias sendo, neste caso, T_f a probabilidade da ocorrência da falta temporária.

Impacto dos afundamentos na carga:

$$I_{qaxpm} = (P \sum_{i=1}^{i=w} Z_{1afpw}) + (T_f \sum_{i=1}^{i=w} Z_{1aftw}) \quad (4.30)$$

Impacto das elevações na carga:

$$I_{qexpm} = (P \sum_{i=1}^{i=y} Z_{2yfp}) + (T_f \sum_{i=1}^{i=y} Z_{2yt}) \quad (4.31)$$

Impacto das interrupções de curta duração na carga:

$$I_{qcxpm} = (P \sum_{i=1}^{i=w} Z_{1cftp}) + (T_f \sum_{i=1}^{i=w} Z_{1cftw}) \quad (4.32)$$

Onde:

Z_{1afpw} -Pontos encontrados no conjunto Z_{1a} devido às faltas permanentes do sistema;

Z_{1aftw} -Pontos encontrados no conjunto Z_{1a} devido às faltas temporárias do sistema eliminadas no 1º religamento;

Z_{2yfp} -Pontos encontrados no conjunto Z_2 devido às faltas permanentes do sistema;

Z_{2yt} -Pontos encontrados no conjunto Z_2 devido às faltas temporárias do sistema eliminadas no 1º religamento;

Z_{1cftp} - Pontos encontrados no conjunto Z_{1c} devido às faltas permanentes do sistema;

Z_{1cftw} - Pontos encontrados no conjunto Z_{1c} devido às faltas temporárias do sistema eliminadas no 1º religamento;

w – Número de pontos do conjunto Z_1 ;

y – Número de pontos do conjunto Z_2 ;

4.5.2.2 – INDICADORES DO SISTEMA

De forma semelhante às equações apresentadas nos itens anteriores, os indicadores do sistema considerando tanto a sensibilidade da carga como as probabilidades de faltas permanentes e temporárias são obtidos pelas equações 4.33 a 4.35. Tais indicadores representam os valores médios obtidos através das equações 4.30 a 4.32.

Indicadores de sistema referente a afundamentos para uma determinada sensibilidade de carga:

$$I_{qatp} = \frac{\sum_{m=1}^m I_{qaxpm}}{m} \quad (4.33)$$

Indicadores de sistema referente a elevações para uma determinada sensibilidade de carga:

$$I_{qetp} = \frac{\sum_{m=1}^m I_{qexpm}}{m} \quad (4.34)$$

Indicadores de sistema referente a interrupções temporárias para uma determinada sensibilidade de carga:

$$I_{qctp} = \frac{\sum_{m=1}^m I_{qcxpm}}{m} \quad (4.35)$$

4.6 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

A metodologia proposta neste capítulo torna possível avaliar a influência da filosofia de proteção nos indicadores de qualidade da energia, considerando tanto as VTCDs como as interrupções de longa duração.

A eficácia do procedimento proposto será avaliada no capítulo subsequente através de um estudo de caso.

5–ESTUDO DE CASO**5.1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

Neste capítulo são apresentadas as análises baseadas na metodologia proposta no capítulo 4. É utilizado como estudo de caso um sistema de distribuição típico onde são aplicadas faltas fase terra em diversos pontos escolhidos de forma determinística. Dos processamentos são extraídos os valores das tensões e o tempo de atuação da proteção cuja massa de dados foi utilizada para proceder as análises considerando tanto os aspectos do sistema como da carga.

5.2 –DESCRIÇÃO DO CASO TESTE

O caso teste foi escolhido de forma que represente adequadamente um sistema de distribuição típico, conforme o diagrama da Figura 5.1. Trata-se de um sistema trifásico de distribuição radial em 13,8kV. O tronco do alimentador é constituído de rede compacta (protegida) da Barra da SE até o ponto MONITOR9, condutor de bitola de 150mm². O ramal que atende o ponto MONITOR8 também tem rede compacta de mesma bitola. O restante dos ramais é constituído de rede nua, condutor de alumínio na bitola de 1/0 AWG ou 53mm².

A proteção deste sistema se baseia na aplicação de religador e fusíveis nas suas diversas configurações, possibilitando a análise do sistema de proteção tanto na configuração coordenada como na proteção seletiva.

O religador situa-se a 6km da subestação representando uma distância média entre a SE e as cidades circunvizinhas à mesma. Todos os pontos de falta simulados situam-se na zona de proteção do religador. É garantida também a coordenação e seletividade da proteção inclusive onde há cadeia de três elos fusíveis em série com o religador, encontrados na derivação que atende ao ponto MONITOR 5.

O religador utilizado é do tipo KFE10004-E cujo fabricante é a Cooper Power Systems. Todos os elos utilizados são do tipo T, com características lentas. Os dados detalhados da rede estão discriminados no anexo B.

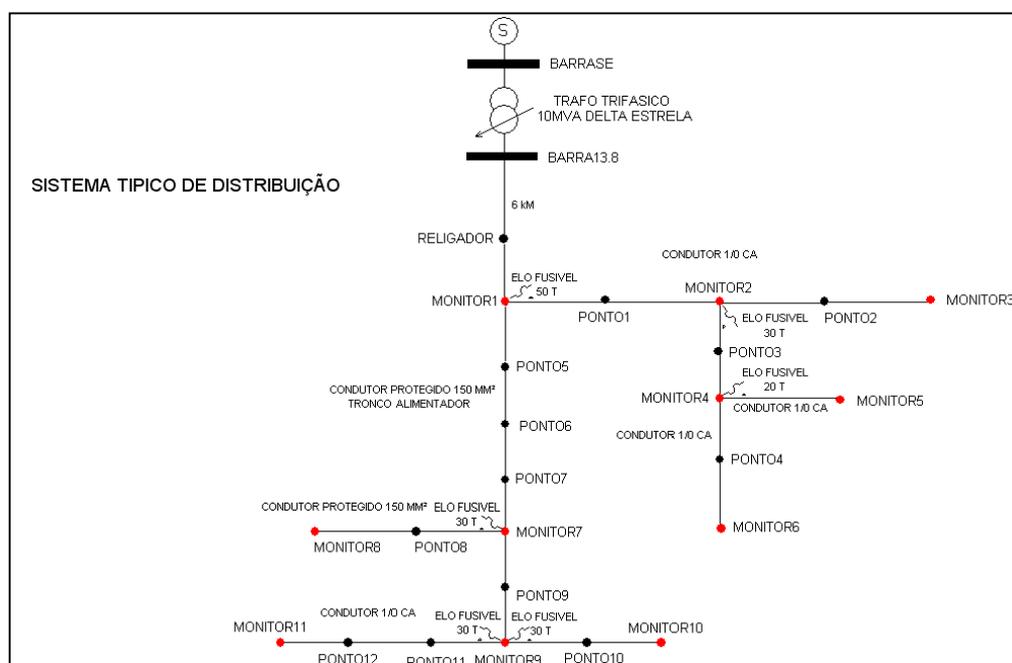


Figura 5.1 – Sistema de Distribuição – Estudo de Caso

No sistema foram considerados 12 pontos de monitoramento e 24 pontos de falta espaçados de um km cada, conforme identificação apresentada na Figura 5.1.

Para a realização dos cálculos foi utilizado o software PSS Adept™ 3.0 da PTI Power Technologies, Inc. Siemens, um programa consolidado no mercado e utilizado pela CEMIG Distribuição S.A em suas atividades de planejamento. Este software permite a criação, edição e a análise de sistemas de potência, além de possibilitar:

- Criação e modificação gráfica de sistemas de potência;
- Análise de performance do sistema utilizando várias fontes e nós;
- Cálculo de faltas monofásicas e trifásicas com ou sem resistência de aterramento;
- Visualização dos resultados na tela permitindo análise detalhada do sistema;
- Obtenção de relatórios detalhados.

5.3 – CONSIDERAÇÕES PARA A ANÁLISE

A análise do sistema de distribuição conforme a metodologia sugerida no capítulo 4 não é tão trivial. São muitas as possibilidades de se ajustar a proteção para um sistema de distribuição considerando as tecnologias disponíveis. As falhas de um sistema de distribuição estão associadas a diversos fatores, bem como a probabilidade da ocorrência de diversos tipos de faltas. Desta forma, para a realização das análises foram levadas em conta as seguintes considerações:

- Tendo em vista o objetivo de se analisar a condição mais severa, foi considerado nos cálculos resistência de falta igual a zero. Entretanto, sabe-se que em sistemas de distribuição as faltas não chegam a ter resistência igual a zero, ficando na faixa de 20 a 40 Ohms;
- Foram analisadas somente faltas fase-terra por serem as mais frequentes;
- Considerou-se que a proteção atua de maneira eficiente sem nenhuma probabilidade de falha;
- A probabilidade da ocorrência de faltas utilizadas foi de 80% para as faltas temporárias e 20% para faltas permanentes [GIGUER, 1988];
- Das faltas temporárias, 90% são eliminadas no 1º religamento, 9% no 2ª religamento e apenas 1% no 3º religamento, conforme dados empíricos da CEMIG D;
- A análise é determinística, ou seja, os pontos de faltas foram escolhidos com o objetivo de abranger toda a rede;
- A proteção considerada é a associação de religador e fusíveis, esquemas seletivo e coordenado.

5.4 – PROCEDIMENTO PARA ANÁLISE DOS RESULTADOS

O fluxograma utilizado para execução das análises está indicado na Figura 5.2. Têm-se quatro entradas de dados quais sejam:

- **Dados da rede caso teste:** uma vez definido o caso teste, os dados da rede são cadastrados no PSS Adept;

- **Tempos de atuação da proteção:** os tempos de atuação da proteção são obtidos manualmente e diretamente das curvas de atuação tempo-corrente dos dispositivos de proteção e inseridos na Tabela de eventos;
- **Tipo de falta:** é informado para a Tabela de eventos se a falta é permanente ou temporária;
- **Configurações da proteção:** é informado para a Tabela de eventos se a proteção está configurada para o modelo seletivo ou coordenado;

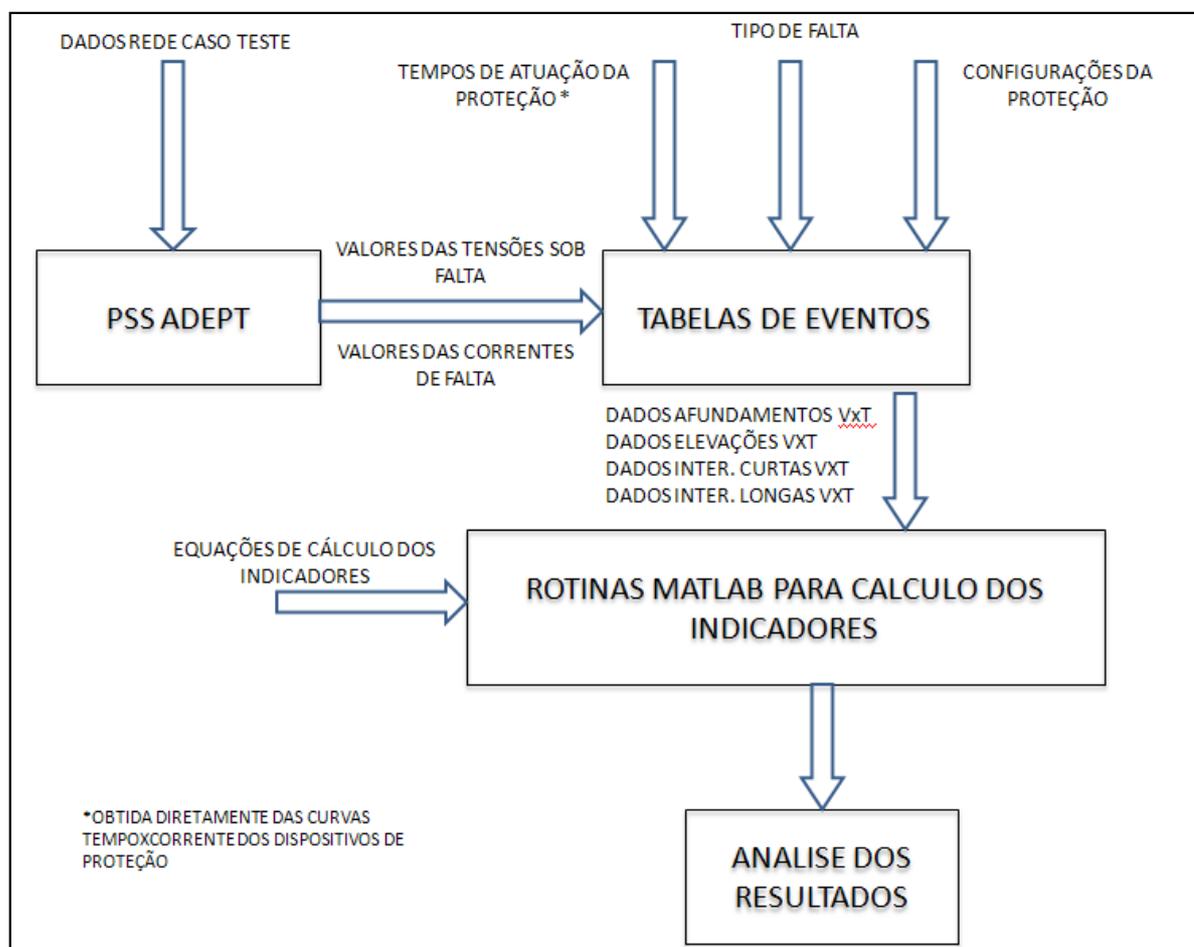


Figura 5.2 – Fluxograma de análise dos dados

Para cada falta aplicada foram calculadas as tensões em cada ponto de monitoramento bem como as correntes de falta associadas. Tais informações foram extraídas dos relatórios do software PSS Adept™ 3.0.

Os dados das tensões foram trabalhados numa planilha em Excel, chamada de Tabela de Eventos. Esta Tabela foi configurada para atuar de forma inteligente e automática na

obtenção dos eventos, considerando as premissas do item 4.2 do capítulo 4. A Tabela de eventos apresenta a seguinte estrutura:

- Coluna para identificação de qual ponto está sob falta. Através desta identificação a Tabela calcula automaticamente os eventos de longa duração considerando o ajuste da proteção;
- Coluna Valores das tensões: Através destes valores a Tabela identificará se houve ou não elevações e afundamentos;
- Coluna Tempos de atuação da proteção: Os tempos de atuação da proteção bem como a quantidade de religamentos são inseridos manualmente. Através do número de religamentos, a Tabela contabiliza automaticamente a quantidade de interrupções de curta duração;
- Colunas afundamentos, elevações, interrupções de curta e longa duração. Estas colunas contabilizam automaticamente os eventos. Estas informações são transportadas para as rotinas desenvolvidas em Matlab visando o cálculo dos indicadores propostos no capítulo 4.

A Tabela de Eventos da Figura 5.3 ilustra a aplicação do procedimento descrito para uma falta permanente ocorrida no ponto denominado RELIGADOR. Como são consideradas nas análises a possibilidade de ocorrências de faltas permanentes e temporárias, além das configurações da proteção nas filosofias coordenada ou seletiva, foram necessárias a produção de 21 Tabelas de Eventos, sendo que cada uma delas possuem 24 fichas de dados, uma para cada ponto de falta do estudo de caso.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AI	AJ	AK	AL	AM	AN	AO	AP	AQ					
1	IDENTIFICAÇÃO DO PONTO	EM FALTA	RELIGADOR	RF=0	Eventos (AMT)	ventos	T	V	T	V	T	V	T	V	T	V	T	V	T	V	T	V	T	V	T	V	T	V	T	V	T	V	T	V	T	V	T	V	T	V	T	V	DEC					
7	REL	RELIGADOR	0,00	1,08	1,14	1685	0	1	1	1	6,58	0,042	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	0,04	0,76	0,18	0,76	0,18	0,76	0,18	0,76	0,04	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	180,00	0,00				
8	REL	MONITOR1	0,00	1,08	1,14	1495	0	1	1	1	6,58	0,042	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	0,04	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	180,00	0,00										
9	REL	PONTO1	0,00	1,08	1,14	1212	0	1	1	1	6,58	0,042	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	0,04	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	180,00	0,00										
10	REL	MONITOR2	0,00	1,08	1,14	1018	0	1	1	1	6,58	0,042	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	0,04	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	180,00	0,00										
11	REL	PONTO2	0,00	1,08	1,14	876	0	1	1	1	6,58	0,042	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	0,04	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	180,00	0,00										
12	REL	MONITOR3	0,00	1,08	1,14	769	0	1	1	1	6,58	0,042	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	0,04	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	180,00	0,00										
13	REL	PONTO3	0,00	1,08	1,14	876	0	1	1	1	6,58	0,042	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	0,04	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	180,00	0,00										
14	REL	MONITOR4	0,00	1,08	1,14	769	0	1	1	1	6,58	0,042	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	0,04	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	180,00	0,00										
15	REL	MONITOR5	0,00	1,08	1,14	685	0	1	1	1	6,58	0,042	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	0,04	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	180,00	0,00										
16	REL	PONTO4	0,00	1,08	1,14	685	0	1	1	1	6,58	0,042	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	0,04	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	180,00	0,00										
17	REL	MONITOR6	0,00	1,08	1,14	617	0	1	1	1	6,58	0,042	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	0,04	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	180,00	0,00										
18	REL	PONTO5	0,00	1,08	1,14	1344	0	1	1	1	6,58	0,042	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	0,04	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	180,00	0,00										
19	REL	PONTO6	0,00	1,08	1,14	1221	0	1	1	1	6,58	0,042	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	0,04	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	180,00	0,00										
20	REL	PONTO7	0,00	1,08	1,14	1118	0	1	1	1	6,58	0,042	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	0,04	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	180,00	0,00										
21	REL	MONITOR7	0,00	1,08	1,14	1032	0	1	1	1	6,58	0,042	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	0,04	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	180,00	0,00										
22	REL	PONTO8	0,00	1,08	1,14	957	0	1	1	1	6,58	0,042	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	0,04	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	180,00	0,00										
23	REL	MONITOR8	0,00	1,08	1,14	893	0	1	1	1	6,58	0,042	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	0,04	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	180,00	0,00										
24	REL	PONTO9	0,00	1,08	1,14	957	0	1	1	1	6,58	0,042	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	0,04	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	180,00	0,00										
25	REL	MONITOR9	0,00	1,08	1,14	893	0	1	1	1	6,58	0,042	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	0,04	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	180,00	0,00										
26	REL	PONTO10	0,00	1,08	1,14	783	0	1	1	1	6,58	0,042	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	0,04	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	180,00	0,00										
27	REL	MONITOR10	0,00	1,08	1,14	697	0	1	1	1	6,58	0,042	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	0,04	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	180,00	0,00										
28	REL	PONTO11	0,00	1,08	1,14	783	0	1	1	1	6,58	0,042	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	0,04	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	180,00	0,00										
29	REL	PONTO12	0,00	1,08	1,14	697	0	1	1	1	6,58	0,042	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	0,04	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	180,00	0,00										
30	REL	MONITOR11	0,00	1,08	1,14	628	0	1	1	1	6,58	0,042	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	2,000	0,180	0,04	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	0,18	1,14	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	180,00	0,00										
31																																																
32	VALOR DAS TENSÕES												IDENTIFICAÇÃO AUTOMÁTICA												REGISTRO AUTOMÁTICO DOS EVENTOS TENDO																							
33	RELATORIO DO PSS ADEPT												DO TIPO DE EVENTO												QUANTIDADE, DURAÇÃO E SEVERIDADE																							

Figura 5.3 – Tabela de Eventos

O desenvolvimento de uma subrotina de cálculo dos indicadores apresentada na Figura 5.2 permitiu uma semi-automatização de todo o processo de cálculo.

5.5 – ANÁLISE DOS RESULTADOS SOB O PONTO DE VISTA DO SISTEMA

A análise será feita em doze pontos de monitoramento identificados em vermelho na Figura 5.1, além do ponto a montante do religador denominado BARRA13.8. Este ponto permite avaliar o impacto da falta somado às ações de religamento na Barra da Subestação. É interessante observar que o ponto MONITOR5 se localiza após três fusíveis em série e os pontos MONITOR4 e MONITOR6 se localizam após dois fusíveis em série. Os valores das tensões sob falta em cada ponto de monitoramento estão apresentadas no anexo B.

No religador, a atuação na curva rápida corresponde a letra “A” e a atuação na curva muito lenta corresponde a letra “C”. No sistema teste foram analisados 5 tipos de combinações, quais sejam: Uma operação na curva rápida e 3 na curva muito lenta (1A + 3C), duas operações na curva rápida e duas na curva lenta (2A + 2C), três operações na curva rápida e uma na curva lenta (3A + 1C), quatro operações na curva rápida (4A), quatro operações na curva lenta (4C), e apenas uma operação na curva lenta (1C), sistema puramente seletivo.

As proteções coordenadas referem-se às configurações 1A + 3C; 2A + 2C; 3A + 1C e 4A. As proteções seletivas referem-se às configurações 4C e 1C. A configuração 1C é identificada na análise como SELETIVA.

Os resultados dos indicadores são apresentados sob a forma de tabelas onde, na primeira coluna da esquerda estão identificados os pontos de monitoramento e na primeira linha estão identificadas as configurações de proteção. Os resultados apresentados, com exceção da última linha, referem-se a aplicação dos indicadores individuais discutidos no capítulo 4. Na última linha é apresentado o indicador médio que corresponde ao indicador do sistema. Foram criadas tabelas para análise dos indicadores de afundamentos, interrupções de curta duração, elevações e interrupções longas. As cores mais fortes indicam maior número de ocorrências daquele evento.

5.5.1 – ANÁLISE POR PONTO DE MONITORAMENTO CONSIDERANDO DEFEITOS PERMANENTES

Ao contrário dos defeitos temporários, o defeito permanente será o menos incidente no sistema de distribuição. Estatisticamente, representam apenas 20% das faltas.

Para defeitos permanentes, os afundamentos são mais frequentes no ponto de monitoramento a montante do religador, conforme mostrado na Tabela 5.1. Analisando apenas as filosofias 4C e SELETIVA pode-se observar que os afundamentos são mais frequentes nos pontos de monitoramento ligados diretamente ao tronco do alimentador, destacadamente os pontos 1, 7 e 9. Considerando o indicador de sistema I_{afs} conclui-se que a filosofia de proteção 1A+3C é a que menos impacta em termos de afundamentos. Em contrapartida as que impactam mais são as proteções com filosofia seletiva: 4C e SELETIVA.

Pelas características do sistema simulado, nem todos os pontos de falta geram afundamentos na BARRA13.8. Dos 24 pontos de falta, 18 deles resultam em afundamentos naquela barra.

Tabela 5.1 – Defeitos Permanentes – Indicadores de Afundamentos

	AFUNDAMENTOS					
	1A+3C	2A+2C	3A+1C	4A	4C	SELETIVA
BARRA13,8	52,000	62,000	72,000	72,000	42,000	18,000
MONITOR1	0,000	0,000	0,000	0,000	16,000	16,000
MONITOR2	0,000	0,000	0,000	0,000	12,000	12,000
MONITOR3	0,000	0,000	0,000	0,000	12,000	12,000
MONITOR4	0,000	0,000	0,000	0,000	8,000	8,000
MONITOR5	0,000	0,000	0,000	0,000	7,000	7,000
MONITOR6	0,000	0,000	0,000	0,000	8,000	8,000
MONITOR7	0,000	0,000	0,000	0,000	16,000	16,000
MONITOR8	0,000	0,000	0,000	0,000	14,000	14,000
MONITOR9	0,000	0,000	0,000	0,000	16,000	16,000
MONITOR10	0,000	0,000	0,000	0,000	14,000	14,000
MONITOR11	0,000	0,000	0,000	0,000	13,000	13,000
I_{afs}	4,333	5,167	6,000	6,000	14,833	12,833

As interrupções de curta duração alcançam o máximo valor nas filosofias onde existe a programação de 3 ou 4 operações na curva rápida do religador, conforme pode ser verificado na Tabela 5.2. Para o indicador de sistema I_{ics} é possível chegar-se à mesma conclusão. Sob o aspecto de interrupção de curta duração a proteção seletiva é a mais indicada. Caso se opte pela proteção coordenada deve ser programado apenas uma operação na curva rápida.

Tabela 5.2 – Defeitos Permanentes – Indicadores de Interrupções de Curta Duração

INTERRUPÇÕES DE CURTA DURAÇÃO						
	1A+3C	2A+2C	3A+1C	4A	4C	SELETIVA
BARRA13,8	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
MONITOR1	40,000	56,000	72,000	72,000	24,000	0,000
MONITOR2	40,000	56,000	72,000	72,000	24,000	0,000
MONITOR3	40,000	56,000	72,000	72,000	24,000	0,000
MONITOR4	40,000	56,000	72,000	72,000	24,000	0,000
MONITOR5	40,000	56,000	72,000	72,000	24,000	0,000
MONITOR6	40,000	56,000	72,000	72,000	24,000	0,000
MONITOR7	40,000	56,000	72,000	72,000	24,000	0,000
MONITOR8	40,000	56,000	72,000	72,000	24,000	0,000
MONITOR9	40,000	56,000	72,000	72,000	24,000	0,000
MONITOR10	40,000	56,000	72,000	72,000	24,000	0,000
MONITOR11	40,000	56,000	72,000	72,000	24,000	0,000
I_{ics}	36,667	51,333	66,000	66,000	22,000	0,000

Na análise das elevações de tensão é possível observar, a partir da Tabela 5.3, que a programação de 3 ou 4 operações na curva rápida do religador provocam maior impacto. Também observa-se que os pontos mais distantes do religador sofrerão maior número de elevações independente da filosofia de proteção aplicada devido às características do sistema. A proteção seletiva acaba sendo a mais indicada para este evento sob a análise do indicador de sistema I_{els} .

Tabela 5.3 – Defeitos Permanentes – Indicadores de Elevações

ELEVAÇÕES						
	1A+3C	2A+2C	3A+1C	4A	4C	SELETIVA
BARRA13,8	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
MONITOR1	26,000	27,000	28,000	28,000	25,000	7,000
MONITOR2	42,000	51,000	60,000	60,000	33,000	15,000
MONITOR3	42,000	51,000	60,000	60,000	33,000	15,000
MONITOR4	42,000	51,000	60,000	60,000	33,000	15,000
MONITOR5	42,000	51,000	60,000	60,000	33,000	15,000
MONITOR6	42,000	51,000	60,000	60,000	33,000	15,000
MONITOR7	46,000	53,000	60,000	60,000	39,000	15,000
MONITOR8	46,000	53,000	60,000	60,000	39,000	15,000
MONITOR9	48,000	56,000	64,000	64,000	40,000	16,000
MONITOR10	48,000	56,000	64,000	64,000	40,000	16,000
MONITOR11	48,000	56,000	64,000	64,000	40,000	16,000
I _{els}	39,333	46,333	53,333	53,333	32,333	13,333

Na análise das interrupções de longa duração, a Tabela 5.4 mostra que a filosofia de proteção 4A impacta consideravelmente o sistema submetendo-o ao número máximo de interrupções de longa duração, pois a falta sempre é eliminada pelo religador, afetando igualmente todos os pontos de monitoramento a jusante do religador. As outras filosofias de proteção trarão os mesmos impactos ao sistema sob o ponto de vista do indicador I_{ils}.

Tabela 5.4 – Defeitos Permanentes – Indicadores de Interrupções de Longa Duração

INTERRUPÇÕES DE LONGA DURAÇÃO						
	1A+3C	2A+2C	3A+1C	4A	4C	SELETIVA
BARRA13,8	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
MONITOR1	8,000	8,000	8,000	24,000	8,000	8,000
MONITOR2	12,000	12,000	12,000	24,000	12,000	12,000
MONITOR3	12,000	12,000	12,000	24,000	12,000	12,000
MONITOR4	16,000	16,000	16,000	24,000	16,000	16,000
MONITOR5	17,000	17,000	17,000	24,000	17,000	17,000
MONITOR6	16,000	16,000	16,000	24,000	16,000	16,000
MONITOR7	8,000	8,000	8,000	24,000	8,000	8,000
MONITOR8	10,000	10,000	10,000	24,000	10,000	10,000
MONITOR9	8,000	8,000	8,000	24,000	8,000	8,000
MONITOR10	10,000	10,000	10,000	24,000	10,000	10,000
MONITOR11	11,000	11,000	11,000	24,000	11,000	11,000
I _{ils}	10,667	10,667	10,667	22,000	10,667	10,667

Uma análise comparativa pode ser feita graficamente conforme pode-se observar nas Figuras 5.4 e 5.5 que apresentam o número de eventos ocorridos nas proteções 3A+1C e SELETIVA respectivamente. Estes gráficos trazem uma visão geral dos indicadores em cada ponto de monitoramento.

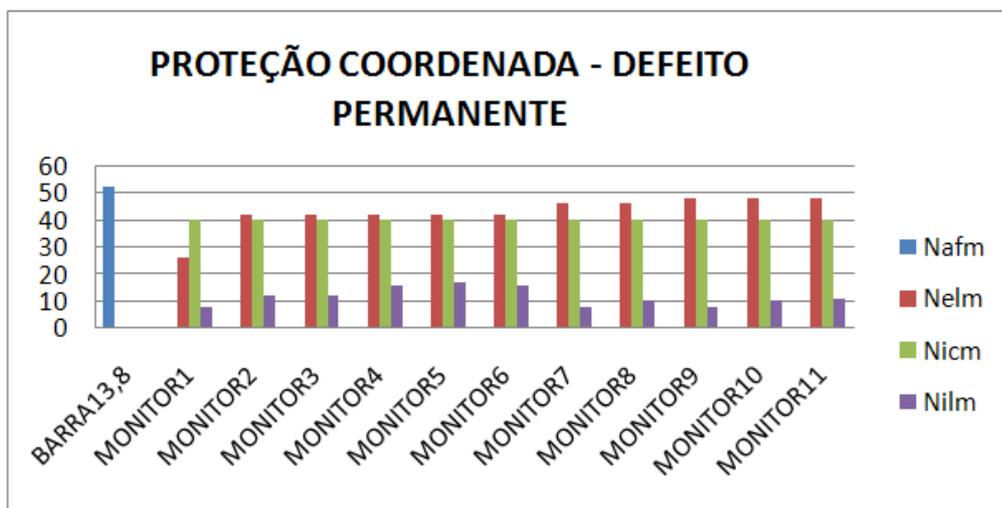


Figura 5.4 – Gráfico dos indicadores para filosofia de Proteção 1A + 3C

Percebe-se claramente que a aplicação da proteção coordenada insere diversas ocorrências de interrupções de curta duração. Em contrapartida, a proteção SELETIVA resulta em diversas ocorrências de afundamentos.

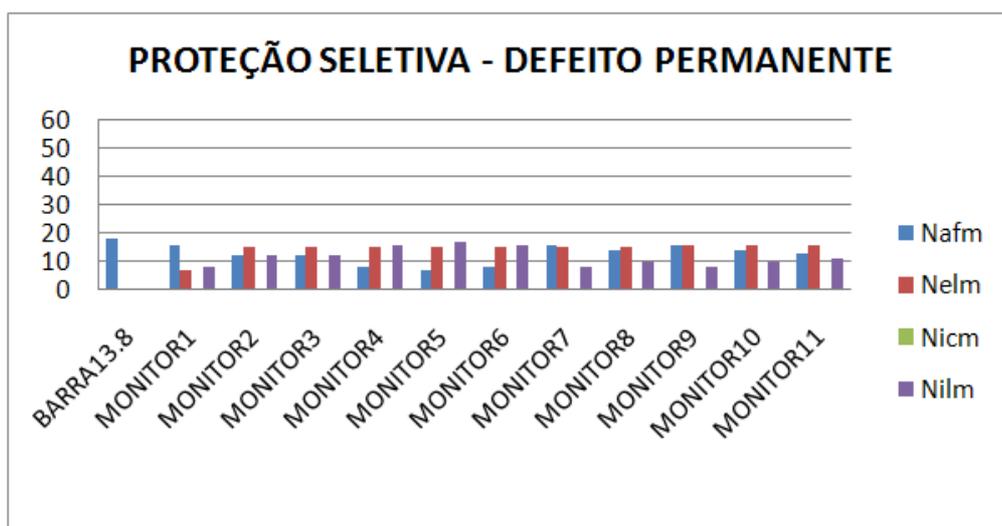


Figura 5.5 – Gráfico dos indicadores para filosofia de Proteção SELETIVA

5.5.2 – ANÁLISE POR PONTO DE MONITORAMENTO CONSIDERANDO DEFEITOS TEMPORÁRIOS

Esta análise leva em consideração as respectivas probabilidades de eliminação da falta no primeiro, segundo e terceiro religamento, que são 90%, 9% e 1% respectivamente. Como a probabilidade de sucesso na eliminação da falta no primeiro religamento é expressiva, esta tem um peso maior nos resultados dos indicadores.

A Tabela 5.5 traz os resultados para o evento afundamento, onde é possível verificar que na proteção coordenada os afundamentos somente são percebidos no ponto de monitoramento à montante do religador.

Tabela 5.5 – Defeitos Temporários – Indicadores de Afundamentos

AFUNDAMENTOS						
	1A+3C	2A+2C	3A+1C	4A	4C	SELETIVA
BARRA13,8	19,512	19,602	19,602	19,602	18,880	18,000
MONITOR1	0,000	0,000	0,000	0,000	16,000	16,000
MONITOR2	0,000	0,000	0,000	0,000	12,000	12,000
MONITOR3	0,000	0,000	0,000	0,000	12,000	12,000
MONITOR4	0,000	0,000	0,000	0,000	8,000	8,000
MONITOR5	0,000	0,000	0,000	0,000	7,000	7,000
MONITOR6	0,000	0,000	0,000	0,000	8,000	8,000
MONITOR7	0,000	0,000	0,000	0,000	16,000	16,000
MONITOR8	0,000	0,000	0,000	0,000	14,000	14,000
MONITOR9	0,000	0,000	0,000	0,000	16,000	16,000
MONITOR10	0,000	0,000	0,000	0,000	14,000	14,000
MONITOR11	0,000	0,000	0,000	0,000	13,000	13,000
I _{afs}	1,626	1,634	1,634	1,634	12,907	12,833

Considerando as filosofias de proteção 4C e SELETIVA os afundamentos são percebidos em todos os pontos de monitoramento, sendo que o maior número de afundamentos ocorre nos pontos ligados direto ao tronco do alimentador, ou seja os pontos 1, 7 e 9.

Na Tabela 5.6, que considera o evento interrupção de curta duração, pode-se observar maior frequência deste evento nas filosofias de proteção coordenada, com exceção do ponto

de monitoramento BARRA13.8. O contrário acontece nas filosofias 4C e SELETIVA onde os valores deste indicador são bem menores ou nulos, respectivamente.

Tabela 5.6 – Defeitos Temporários – Indicadores de Interrupções Curtas

INTERRUPÇÕES DE CURTA DURAÇÃO						
	1A+3C	2A+2C	3A+1C	4A	4C	SELETIVA
BARRA13,8	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
MONITOR1	24,552	25,992	26,136	26,136	8,880	0,000
MONITOR2	24,552	25,992	26,136	26,136	8,880	0,000
MONITOR3	24,552	25,992	26,136	26,136	8,880	0,000
MONITOR4	24,552	25,992	26,136	26,136	8,880	0,000
MONITOR5	24,552	25,992	26,136	26,136	8,880	0,000
MONITOR6	24,552	25,992	26,136	26,136	8,880	0,000
MONITOR7	24,552	25,992	26,136	26,136	8,880	0,000
MONITOR8	24,552	25,992	26,136	26,136	8,880	0,000
MONITOR9	24,552	25,992	26,136	26,136	8,880	0,000
MONITOR10	24,552	25,992	26,136	26,136	8,880	0,000
MONITOR11	24,552	25,992	26,127	26,127	8,880	0,000
I_{ics}	22,506	23,826	23,957	23,957	8,140	0,000

Analisando a proteção coordenada através do indicador do sistema I_{ics} , percebe-se menor valor deste indicador na filosofia 1A+3C. O indicador mostra também que a filosofia de proteção SELETIVA não resulta em interrupções de curta duração e os resultados da filosofia 4C são os melhores dentre as configurações de proteção coordenada.

Da análise dos resultados apresentados na Tabela 5.7, percebe-se que praticamente não existem variações do número de elevações entre as filosofias de proteção. A característica seletiva das filosofias 4C e SELETIVA ajudam a minimizar este efeito, em torno de 7%, conforme mostra o indicador I_{els} .

Tabela 5.7 – Defeitos Temporários – Indicadores de Elevações

	ELEVAÇÕES					
	1A+3C	2A+2C	3A+1C	4A	4C	SELETIVA
BARRA13,8	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
MONITOR1	7,614	7,623	7,623	7,623	7,660	7,000
MONITOR2	16,254	16,335	16,335	16,335	15,660	15,000
MONITOR3	16,254	16,335	16,335	16,335	15,660	15,000
MONITOR4	16,254	16,335	16,335	16,335	15,660	15,000
MONITOR5	16,254	16,335	16,335	16,335	15,660	15,000
MONITOR6	16,254	16,335	16,335	16,335	15,660	15,000
MONITOR7	16,272	16,335	16,335	16,335	15,880	15,000
MONITOR8	16,272	16,335	16,335	16,335	15,880	15,000
MONITOR9	17,352	17,424	17,424	17,424	16,880	16,000
MONITOR10	17,352	17,424	17,424	17,424	16,880	16,000
MONITOR11	17,352	17,424	17,424	17,424	16,880	16,000
I_{els}	14,457	14,520	14,520	14,520	14,030	13,333

Da análise das interrupções de longa duração a partir da Tabela 5.8, pode se observar que a filosofia de proteção que apresenta os melhores resultados são aquelas onde se programa 3 ou 4 operações de curva rápida no religador. A proteção SELETIVA e 4C são menos adequadas, pois para faltas temporárias obtêm-se interrupções de longa duração somente quando opera um fusível, ou o religador fica bloqueado.

Analisando o indicador de sistema I_{ils} pode-se observar que a programação de duas ou mais curvas muito lentas na operação do religador faz com que aumente o número de interrupções de longa duração, principalmente para a proteção 4C. Isto porque uma parte das faltas serão eliminadas somente após ou durante o segundo religamento.

Tabela 5.8 – Defeitos Temporários – Indicadores de Interrupções de Longa Duração

INTERRUPÇÕES DE LONGA DURAÇÃO						
	1A+3C	2A+2C	3A+1C	4A	4C	SELETIVA
BARRA13,8	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
MONITOR1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	8,000
MONITOR2	0,360	0,036	0,000	0,000	4,000	12,000
MONITOR3	0,360	0,036	0,000	0,000	4,000	12,000
MONITOR4	0,720	0,072	0,000	0,000	8,000	16,000
MONITOR5	0,810	0,081	0,000	0,000	9,000	17,000
MONITOR6	0,720	0,072	0,000	0,000	8,000	16,000
MONITOR7	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	8,000
MONITOR8	0,180	0,018	0,000	0,000	2,000	10,000
MONITOR9	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	8,000
MONITOR10	0,180	0,018	0,000	0,000	2,000	10,000
MONITOR11	0,270	0,027	0,000	0,000	3,000	11,000
I_{ils}	0,300	0,030	0,000	0,000	3,333	10,667

Afim de permitir uma análise gráfica, os resultados das Figuras 5.6 e 5.7 mostram os indicadores para todos os pontos de monitoramento considerando as filosofias de proteção 1A+3C e SELETIVA, respectivamente.

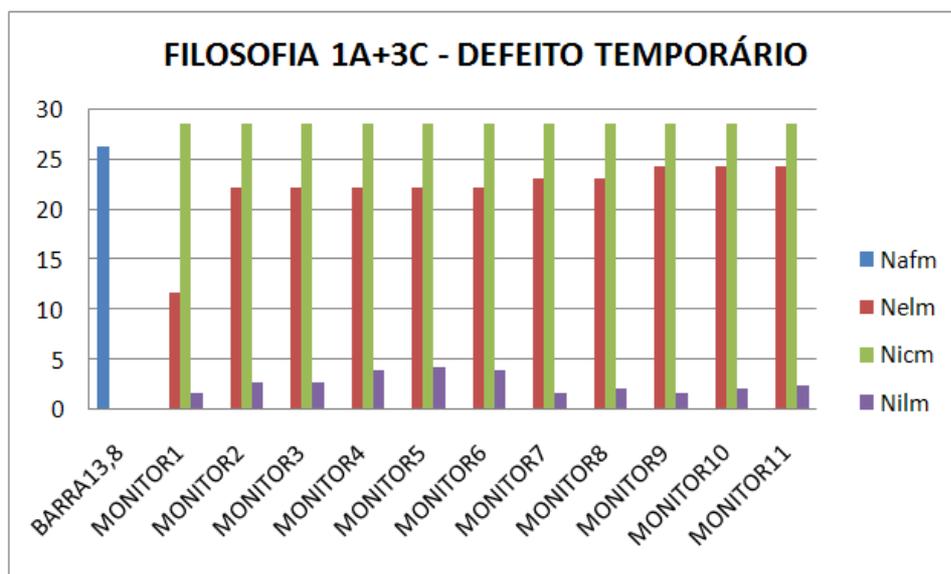


Figura 5.6 – Gráfico dos Indicadores para filosofia de Proteção 1A + 3C

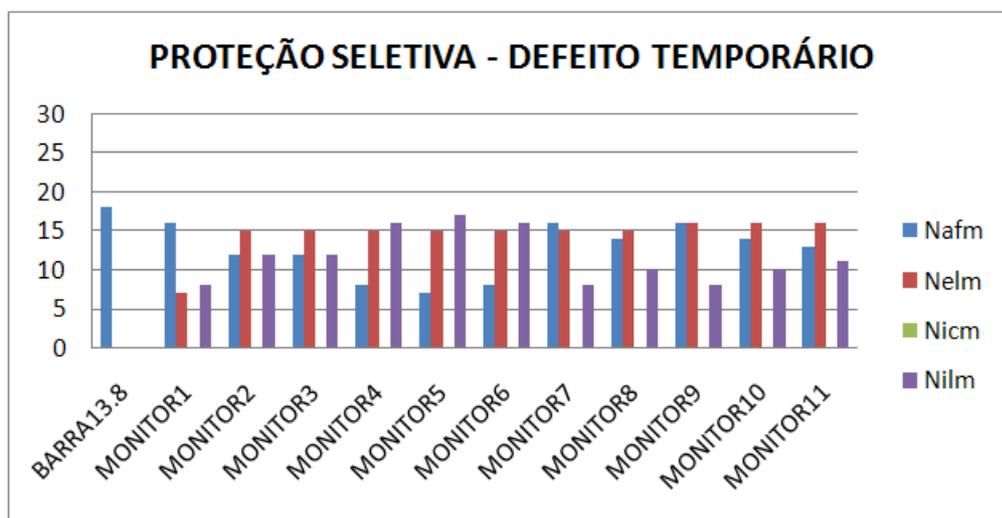


Figura 5.7 – Gráfico dos indicadores para filosofia de Proteção SELETIVA

5.5.3 – ANÁLISE POR PONTO DE MONITORAMENTO CONSIDERANDO DEFEITOS TEMPORÁRIOS E PERMANENTES

Nesta análise são atribuídas as probabilidade de ocorrência de 20% para defeitos permanentes e 80% para defeitos temporários, sendo que para os defeitos temporários a probabilidade de eliminação no 1º religamento é de 90%, no 2º é de 9% e no 3º religamento é de 1%.

Analisando primeiramente o item afundamento de tensão, vê-se pela Tabela 5.9 que o maior número de eventos ocorre no ponto de monitoramento que se encontra a montante do religador, principalmente quando a proteção coordenada é aplicada. Para os demais pontos de monitoramento não ocorre afundamentos quando são ajustadas as curvas rápidas no religador.

Tabela 5.9 – Pontos de monitoramento – Indicadores de Afundamentos

AFUNDAMENTOS						
	1A+3C	2A+2C	3A+1C	4A	4C	SELETIVA
BARRA13,8	26,304	28,384	30,384	30,384	23,504	18,000
MONITOR1	0,000	0,000	0,000	0,000	16,000	16,000
MONITOR2	0,000	0,000	0,000	0,000	12,000	12,000
MONITOR3	0,000	0,000	0,000	0,000	12,000	12,000
MONITOR4	0,000	0,000	0,000	0,000	8,000	8,000
MONITOR5	0,000	0,000	0,000	0,000	7,000	7,000
MONITOR6	0,000	0,000	0,000	0,000	8,000	8,000
MONITOR7	0,000	0,000	0,000	0,000	16,000	16,000
MONITOR8	0,000	0,000	0,000	0,000	14,000	14,000
MONITOR9	0,000	0,000	0,000	0,000	16,000	16,000
MONITOR10	0,000	0,000	0,000	0,000	14,000	14,000
MONITOR11	0,000	0,000	0,000	0,000	13,000	13,000
I_{afs}	2,192	2,365	2,532	2,532	13,292	12,833

Em termos de indicadores de sistema I_{afs} , percebe-se que as filosofias de proteção 4C e SELETIVA são as que mais geram afundamentos.

Os afundamentos percebidos pelo ponto de monitoramento à montante do religador, BARRA13,8, são mais frequentes com as filosofias de proteção 3A+1C e 4A. Neste ponto de monitoramento o menor número de afundamentos ocorre com a aplicação da filosofia de proteção SELETIVA ou 4C.

Quando se analisa as interrupções de curta duração, percebe-se que a proteção coordenada tem maior influência quando comparado à proteção 4C e SELETIVA, conforme Tabela 5.10. A aplicação da proteção SELETIVA elimina do sistema a ocorrência de interrupções de curta duração.

Tabela 5.10 – Pontos de monitoramento – Indicadores de Interrupções de curta duração

INTERRUPÇÕES DE CURTA DURAÇÃO						
	1A+3C	2A+2C	3A+1C	4A	4C	SELETIVA
BARRA13,8	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
MONITOR1	27,904	32,384	35,712	35,712	11,904	0,000
MONITOR2	27,904	32,384	35,712	35,712	11,904	0,000
MONITOR3	27,904	32,384	35,712	35,712	11,904	0,000
MONITOR4	27,904	32,384	35,712	35,712	11,904	0,000
MONITOR5	27,904	32,384	35,712	35,712	11,904	0,000
MONITOR6	27,904	32,384	35,712	35,712	11,904	0,000
MONITOR7	27,904	32,384	35,712	35,712	11,904	0,000
MONITOR8	27,904	32,384	35,712	35,712	11,904	0,000
MONITOR9	27,904	32,384	35,712	35,712	11,904	0,000
MONITOR10	27,904	32,384	35,712	35,712	11,904	0,000
MONITOR11	27,904	32,384	35,704	35,704	11,904	0,000
I _{ics}	25,579	29,685	32,735	32,735	10,912	0,000

Na análise das elevações, a partir da Tabela 5.11, percebe-se que, quanto maior o número de curvas rápidas programadas no religador, maior será o número de eventos. A filosofia de proteção SELETIVA apresenta melhor resultado em termos de elevações ficando em segundo lugar a filosofia de proteção 4C.

Tabela 5.11 – Pontos de monitoramento – Indicadores de Elevações

ELEVAÇÕES						
	1A+3C	2A+2C	3A+1C	4ª	4C	SELETIVA
BARRA13,8	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
MONITOR1	11,408	11,616	11,816	11,816	11,128	7,000
MONITOR2	21,648	23,520	25,320	25,320	19,128	15,000
MONITOR3	21,648	23,520	25,320	25,320	19,128	15,000
MONITOR4	21,648	23,520	25,320	25,320	19,128	15,000
MONITOR5	21,648	23,520	25,320	25,320	19,128	15,000
MONITOR6	21,648	23,520	25,320	25,320	19,128	15,000
MONITOR7	22,464	23,920	25,320	25,320	20,504	15,000
MONITOR8	22,464	23,920	25,320	25,320	20,504	15,000
MONITOR9	23,744	25,408	27,008	27,008	21,504	16,000
MONITOR10	23,744	25,408	27,008	27,008	21,504	16,000
MONITOR11	23,744	25,408	27,008	27,008	21,504	16,000
I _{els}	19,651	21,107	22,507	22,507	17,691	13,333

Na análise das interrupções de longa duração, de acordo com a Tabela 5.12, os melhores resultados são obtidos com a filosofia de proteção 3A+1C. Estes resultados são bem próximos aos obtidos com as configurações 1A+3C e 2A+2C, conforme mostra o indicador de sistema I_{ils} . Os piores resultados são obtidos com as proteções SELETIVA e 4C.

Os pontos de monitoramento MONITOR4 e MONITOR6 encontram-se protegidos por dois fusíveis em série e o ponto MONITOR5 é protegido por 3 fusíveis em série. Pode-se afirmar que ocorre maior número de interrupções de longa duração, independente da proteção ser coordenada ou seletiva, nos pontos de monitoramento que estiverem protegidos por maior número de fusíveis em série.

Tabela 5.12 – Pontos de monitoramento – Indicadores de Interrupções de Longa Duração

INTERRUPÇÕES DE LONGA DURAÇÃO						
	1A+3C	2A+2C	3A+1C	4A	4C	SELETIVA
BARRA13,8	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
MONITOR1	1,600	1,600	1,600	4,800	1,600	8,000
MONITOR2	2,720	2,432	2,400	4,800	5,600	12,000
MONITOR3	2,720	2,432	2,400	4,800	5,600	12,000
MONITOR4	3,840	3,264	3,200	4,800	9,600	16,000
MONITOR5	4,120	3,472	3,400	4,800	10,600	17,000
MONITOR6	3,840	3,264	3,200	4,800	9,600	16,000
MONITOR7	1,600	1,600	1,600	4,800	1,600	8,000
MONITOR8	2,160	2,016	2,000	4,800	3,600	10,000
MONITOR9	1,600	1,600	1,600	4,800	1,600	8,000
MONITOR10	2,160	2,016	2,000	4,800	3,600	10,000
MONITOR11	2,440	2,224	2,200	4,800	4,600	11,000
I_{ils}	2,400	2,160	2,133	4,400	4,800	10,667

Para efeito de realização de uma análise gráfica, nas Figuras 5.8 e 5.9 são mostrados os resultados dos indicadores das proteções 3A+1C e SELETIVA, respectivamente. Estes gráficos nos dão uma visão geral dos resultados dos indicadores presentes em cada ponto de monitoramento.

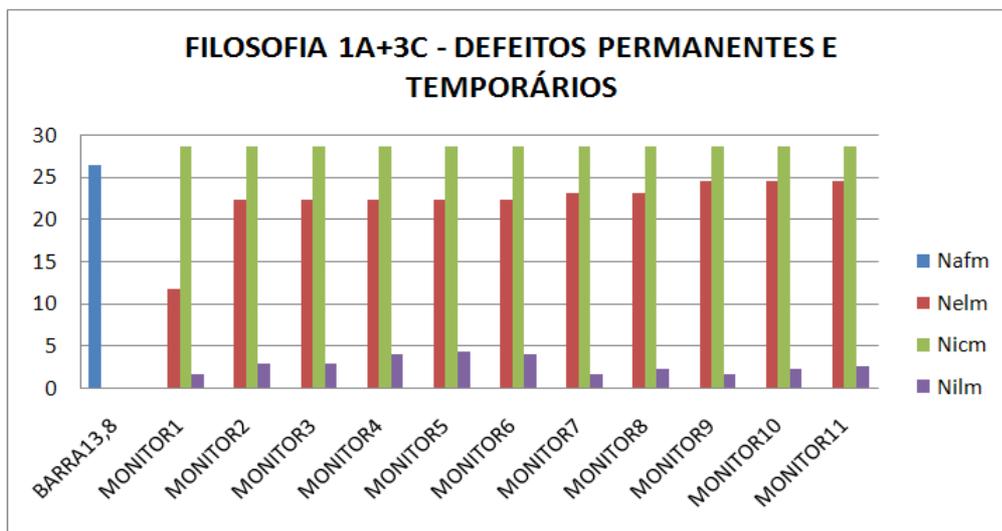


Figura 5.8 - Gráfico dos Indicadores para filosofia de Proteção 1A + 3C

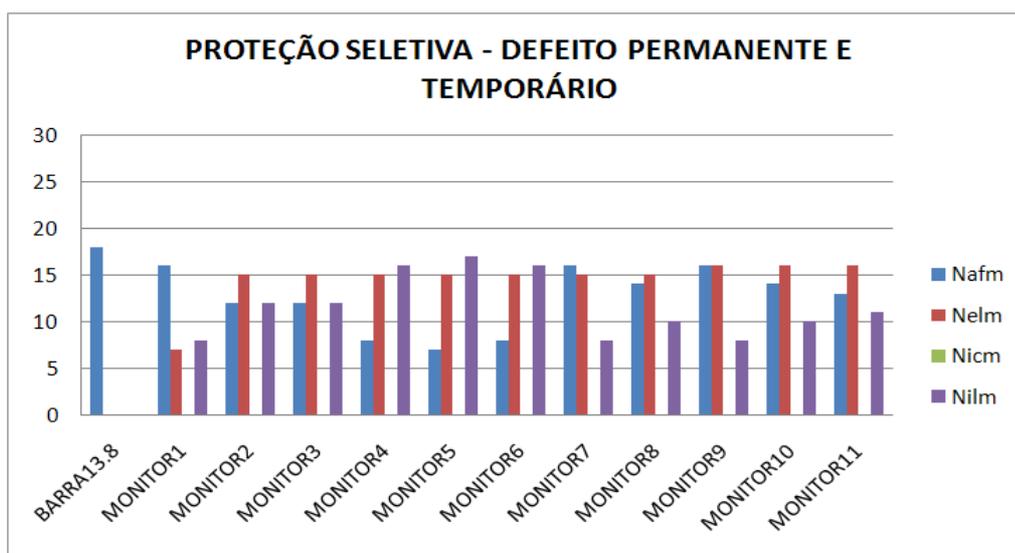


Figura 5.9 - Gráfico dos Indicadores para filosofia de Proteção Seletiva

5.5.4 – COMPARATIVO DOS INDICADORES MÉDIOS DO SISTEMA - PROTEÇÃO COORDENADA

As Tabelas 5.13, 5.14, 5.15 e 5.16 visam comparar todos os indicadores do sistema para as diversas filosofias de proteção. Cada célula corresponde à diferença entre os indicadores das filosofias na posição horizontal e vertical. Por exemplo, na Tabela 5.13 a primeira célula em $(1A+3C)/(2A+2C)$ é a diferença do indicador I_{afs} entre $(1A+3C)-(2A+2C)$. Este método de análise permite visualizar e comparar as diversas filosofias de proteção.

Na análise comparativa dos afundamentos, conforme Tabela 5.13, verifica-se que enquanto é usada a combinação de curvas rápidas com curvas lentas a diferença entre as filosofias é mínima. Quando o religador opera apenas na curva lenta a diferença é relevante. Desta forma, a aplicação da filosofia de proteção 4C em circuitos onde têm-se cargas sensíveis a afundamentos não é indicada.

Tabela 5.13 – Proteção Coordenada - Comparação dos Afundamentos

AFUNDAMENTOS				
	1A+3C	2A+2C	3A+1C	4A
2A+2C	-0,173			
3A+1C	-0,340	-0,167		
4A	-0,340	-0,167	0,000	
4C	-11,100	-10,927	-10,760	-10,760

Na análise das elevações, conforme Tabela 5.14, a opção pela filosofia 4C representa menor ocorrência destes eventos pois com esta filosofia o sistema se torna praticamente seletivo. As faltas a jusante de elos fusíveis serão eliminadas sem a atuação do religador, evitando a reincidência de elevações. Quanto maior o número de curvas rápidas programadas maior é a ocorrência de elevações no sistema.

Tabela 5.14 – Proteção Coordenada - Comparação das Elevações

ELEVAÇÕES				
	1A+3C	2A+2C	3A+1C	4A
2A+2C	-1,456			
3A+1C	-2,856	-1,400		
4A	-2,856	-1,400	0,000	
4C	1,960	3,416	4,816	4,816

Na análise das interrupções curtas, observa-se que à medida em que se aumenta o número de operações nas curvas rápidas, maiores serão a incidência de interrupções de curta duração, conforme mostra a Tabela 5.15. Não existe nenhuma diferença entre a programação de 3 ou 4 curvas rápidas no religador para efeitos de interrupções de curta duração.

Tabela 5.15 – Proteção Coordenada - Comparação das Interrupções Curtas

INTERRUPÇÕES CURTAS				
	1A+3C	2A+2C	3A+1C	4A
2A+2C	-4,107			
3A+1C	-7,157	-3,050		
4A	-7,157	-3,050	0,000	
4C	14,667	18,773	21,823	21,823

As operações nas curvas lentas resultam em menores incidências de interrupções de curta duração, porém aumentam as ocorrências de interrupções de longa duração como pode ser verificado na Tabela 5.16.

Tabela 5.16 – Proteção Coordenada - Comparação das Interrupções Longas

INTERRUPÇÕES DE LONGA DURAÇÃO				
	1A+3C	2A+2C	3A+1C	4A
2A+2C	0,240			
3A+1C	0,267	0,027		
4A	-2,000	-2,240	-2,267	
4C	-2,400	-2,640	-2,667	-0,400

As filosofias de proteção onde se combina curvas lentas com curvas rápidas geram menos interrupções de longa duração se comparadas às filosofias de proteção 4A e 4C. Comparando somente programações em curvas rápidas (4A) e lentas somente (4C) observa-se que a filosofia 4A oferece pequena vantagem em relação a 4C. A variação entre 4A e 4C é muito pequena, permitindo-nos dizer que as duas filosofias terão o mesmo efeito em termos de interrupções de longa duração. As filosofias 2A+2C e 3A+1C oferecem pequena vantagem em relação à filosofia 1A+3C.

5.5.5 – COMPARATIVO DOS INDICADORES MÉDIOS DO SISTEMA - PROTEÇÃO COORDENADA E SELETIVA

Neste tópico serão comparadas as filosofias de proteção coordenadas com a proteção SELETIVA. Esta comparação é feita nas Tabelas 5.17, 5.18, 5.19 e 5.20.

Com relação aos afundamentos constata-se na Tabela 5.17 que a filosofia de proteção SELETIVA tem índices mais elevados que as proteções coordenadas. Quando o religador é programado para atuar apenas na curva C percebe-se que praticamente não há variação do número de afundamentos de tensão.

Tabela 5.17 – Proteção Seletiva/Coordenada – Comparação Afundamentos

AFUNDAMENTOS	
	(SELETIVA)-(COORDENADA)
1A+3C	10,641
2A+2C	10,468
3A+1C	10,301
4A	10,301
4C	-0,459

As elevações ocorrem com maior frequência com a aplicação da filosofia de proteção coordenada, independente do tipo de combinação conforme pode ser observado na Tabela 5.18.

Tabela 5.18 – Proteção Seletiva/Coordenada – Comparação Elevações

ELEVAÇÕES	
	(SELETIVA)-(COORDENADA)
1A+3C	-6,317
2A+2C	-7,773
3A+1C	-9,173
4A	-9,173
4C	-4,357

O sistema de proteção seletivo resulta em menor número de interrupções curtas se comparado a qualquer sistema coordenado, conforme mostra a Tabela 5.19. Para um sistema

onde os consumidores são sensíveis às interrupções de curta duração, sem dúvida o sistema seletivo é o mais indicado.

Tabela 5.19– Proteção Seletiva/Coordenada – Comparação Interrupções Curtas

INTERRUPÇÕES CURTAS	
	(SELETIVA)-(COORDENADA)
1A+3C	-25,579
2A+2C	-29,685
3A+1C	-32,735
4A	-32,735
4C	-10,912

Pela análise da Tabela 5.20, percebe-se que o número de interrupções de longa duração são menores quando são aplicadas as filosofias de proteção coordenada. A capacidade de eliminação das faltas temporárias no sistema coordenado faz com que esta filosofia de proteção seja mais eficiente que a proteção SELETIVA.

Tabela 5.20 – Proteção Seletiva/Coordenada – Comparação Interrupções Longas

INTERRUPÇÕES DE LONGA DURAÇÃO	
	(SELETIVA)-(COORDENADA)
1A+3C	8,267
2A+2C	8,507
3A+1C	8,533
4A	6,267
4C	5,867

5.6 – ANÁLISE DOS INDICADORES SOB O PONTO DE VISTA DO CONSUMIDOR

Para esta análise foi considerada uma carga instalada em cada ponto de monitoramento com as seguintes características:

- sensibilidade a afundamentos menores ou iguais a 0,80 p.u e com duração superior ou igual 0,1s;
- sensibilidade às elevações maiores ou iguais a 1,20 p.u com duração superior ou igual a 0,1s;
- sensibilidade às interrupções de curta duração.

Serão analisados a composição dos defeitos permanentes e temporários tomando como base suas respectivas probabilidades: 20% defeitos permanentes e 80% de defeitos temporários. Considera-se para esta análise que os defeitos temporários sejam eliminados no 1º religamento.

A aplicação das faltas e a computação dos eventos segue a mesma metodologia das análises anteriores. O diferencial desta análise é considerar a duração e a severidade dos eventos que podem ser plotados em um gráfico VxT, conforme exemplificado nas Figuras 5.10 e 5.11.

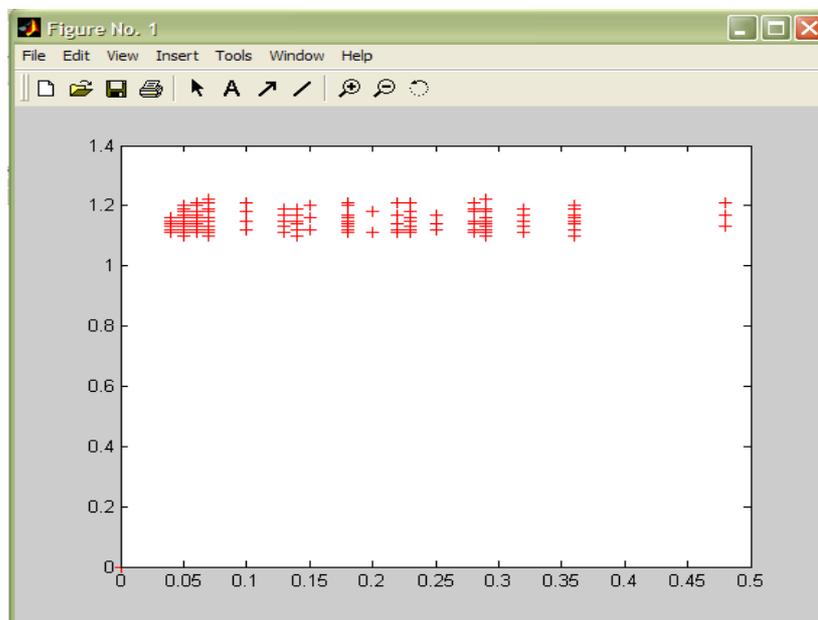


Figura 5.10 – Gráfico VxD para as elevações

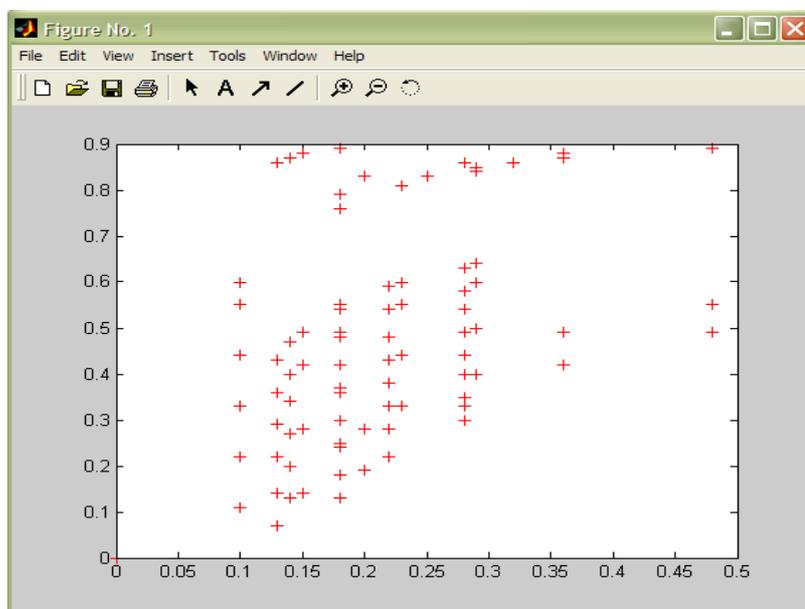


Figura 5.11– Gráfico VxD para os afundamentos

Após a plotagem dos gráficos são identificados e computados os pontos que se encontram dentro da curva de sensibilidade da carga. Foram considerados apenas o primeiro evento capaz de desligar a carga, conforme metodologia proposta no capítulo 4.

5.6.1 – ANÁLISE DOS INDICADORES POR PONTO DE MONITORAMENTO CONSIDERANDO DEFEITOS TEMPORÁRIOS E PERMANENTES

Em relação aos afundamentos, as filosofias de proteção 4A e 3A+1C são as que menos impactam a carga, conforme mostra a Tabela 5.21. As filosofias de proteção que mais impactam a carga são a 4C e SELETIVA. Analisando os pontos a jusante do religador, os pontos de monitoramento MONITOR4, MONITOR5 e MONITOR6 são os que sofrem menores impactos em relação aos demais. Ressalta-se que estes pontos estão protegidos por dois ou mais fusíveis em série.

Tabela 5.21 – Indicador I_{qaxm} e I_{qatp} para os afundamentos

	I _{qaxm}					
	1A+3C	2A+2C	3A+1C	4A	4C	SELETIVA
BARRA13.8	0,400	0,400	0,000	0,000	2,000	2,000
MONITOR1	0,000	0,000	0,000	0,000	23,200	16,000
MONITOR2	0,000	0,000	0,000	0,000	19,200	12,000
MONITOR3	0,000	0,000	0,000	0,000	19,200	12,000
MONITOR4	0,000	0,000	0,000	0,000	15,200	8,000
MONITOR5	0,000	0,000	0,000	0,000	14,200	7,000
MONITOR6	0,000	0,000	0,000	0,000	15,200	8,000
MONITOR7	0,000	0,000	0,000	0,000	23,200	16,000
MONITOR8	0,000	0,000	0,000	0,000	21,200	14,000
MONITOR9	0,000	0,000	0,000	0,000	23,200	16,000
MONITOR10	0,000	0,000	0,000	0,000	21,200	14,000
MONITOR11	0,000	0,000	0,000	0,000	20,200	13,000
I _{qatp}	0,033	0,033	0,000	0,000	18,100	11,500

Analisando as interrupções de curta duração, conforme Tabela 5.22, observa-se que o ajuste de pelo menos uma curva rápida faz com que todos os pontos de monitoramento a jusante do religador sofram interrupções de curta duração. A filosofia de proteção SELETIVA é única que não impacta a carga em relação a este evento.

Tabela 5.22 – Indicador I_{qcxm} e I_{qctp} - Interrupções curtas

	I _{qcxm}					
	1A+3C	2A+2C	3A+1C	4A	4C	SELETIVA
BARRA13.8	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
MONITOR1	24,000	24,000	24,000	24,000	0,800	0,000
MONITOR2	24,000	24,000	24,000	24,000	0,800	0,000
MONITOR3	24,000	24,000	24,000	24,000	0,800	0,000
MONITOR4	24,000	24,000	24,000	24,000	0,800	0,000
MONITOR5	24,000	24,000	24,000	24,000	0,800	0,000
MONITOR6	24,000	24,000	24,000	24,000	0,800	0,000
MONITOR7	24,000	24,000	24,000	24,000	0,800	0,000
MONITOR8	24,000	24,000	24,000	24,000	0,800	0,000
MONITOR9	24,000	24,000	24,000	24,000	0,800	0,000
MONITOR10	24,000	24,000	24,000	24,000	0,800	0,000
MONITOR11	24,000	24,000	24,000	24,000	0,800	0,000
I _{qctp}	22,000	22,000	22,000	22,000	0,733	0,000

A análise das elevações, a partir da Tabela 5.23, é possível dizer que a filosofia de proteção 4C provoca o mesmo impacto quando comparado à filosofia de proteção SELETIVA. Não se observa desligamento da carga em nenhuma das filosofias coordenadas. Isto certamente ocorre devido ao baixo fator de severidade das elevações de tensão registradas.

Tabela 5.23 – Resultado I_{qexm} e I_{qetp} para as elevações

	Iqexm					
	1A+3C	2A+2C	3A+1C	4A	4C	SELETIVA
BARRA13.8	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
MONITOR1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
MONITOR2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
MONITOR3	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	1,000
MONITOR4	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	1,000
MONITOR5	0,000	0,000	0,000	0,000	2,000	2,000
MONITOR6	0,000	0,000	0,000	0,000	3,000	3,000
MONITOR7	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
MONITOR8	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
MONITOR9	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
MONITOR10	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	1,000
MONITOR11	0,000	0,000	0,000	0,000	2,000	2,000
Iqetp	0,000	0,000	0,000	0,000	0,833	0,833

5.6.2 – ANÁLISE DOS INDICADORES DO SISTEMA

Na Tabela 5.24 têm-se uma síntese dos indicadores de sistema I_{qatp} , I_{qctp} e I_{qetp} . A escala de cores da Tabela permite identificar quais são os maiores e menores impactos de acordo com cada filosofia de proteção. As cores mais fortes representam um impacto maior e as cores mais fracas representam impactos menores.

Tabela 5.24 – Síntese dos indicadores de sistema

	Iqatp	Iqetp	Iqctp
1A+3C	0,033	0,000	22,000
2A+2C	0,033	0,000	22,000
3A+1C	0,000	0,000	22,000
4A	0,000	0,000	22,000
4C	18,100	0,833	0,733
SELETIVA	11,500	0,833	0,000

Analisando somente o indicador I_{qatp} percebe-se que as filosofias de proteção 4A e 3A+1C correspondem a melhor alternativa. Entretanto são as que oferecem maior impacto devido as interrupções curtas, I_{qctp} , juntamente com as demais filosofias onde se tem pelo menos uma atuação na curva rápida. Nestas proteções não se percebe o impacto das elevações.

As proteções 4C e SELETIVA submetem a carga a afundamentos e a elevações, mas reduzem drasticamente a incidência de interrupções de curta duração.

Nas Tabelas 5.25 a 5.27 é possível comparar as diversas filosofias de proteção. Analisando primeiramente o I_{qatp} percebe-se maiores impactos das filosofias 4C e SELETIVA. Entretanto, quando se compara as interrupções curtas, conforme Tabela 5.26, as proteções 4C e SELETIVA são as que menos impactam a carga. Na análise conjunta das duas Tabelas percebe-se que quando se compara as proteções 1A+3C, 2A+2C, 3A+1C e 4A pode-se dizer que a aplicação de qualquer uma destas filosofias trará praticamente os mesmos impactos a carga.

Tabela 5.25 – Comparação dos afundamentos

	Iqatp				
	1A+3C	2A+2C	3A+1C	4A	4C
2A+2C	0,000				
3A+1C	0,033	0,033			
4A	0,033	0,033	0,000		
4C	-18,067	-18,067	-18,100	-18,100	
SELETIVA	-11,467	-11,467	-11,500	-11,500	6,600

Tabela 5.26 – Comparação das interrupções curtas

	Iqctp				
	1A+3C	2A+2C	3A+1C	4A	4C
2A+2C	0,000				
3A+1C	0,000	0,000			
4A	0,000	0,000	0,000		
4C	21,267	21,267	21,267	21,267	
SELETIVA	22,000	22,000	22,000	22,000	0,733

Em relação às elevações, as filosofias de proteção que apresentam o menor impacto a carga, conforme a comparação feita na Tabela 5.27, são as 1A+3C, 2A+2C, 3A+1C e 4A, ou seja, onde se tem pelo menos uma atuação na curva rápida. Os maiores impactos ocorrem nas filosofias de proteção 4C e SELETIVA.

Tabela 5.27 – Comparação das elevações

	Iqetp				
	1A+3C	2A+2C	3A+1C	4A	4C
2A+2C	0,000				
3A+1C	0,000	0,000			
4A	0,000	0,000	0,000		
4C	-0,833	-0,833	-0,833	-0,833	
SELETIVA	-0,833	-0,833	-0,833	-0,833	0,000

5.7 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

A análise abrangeu um sistema de distribuição típico, suprindo cargas com uma determinada sensibilidade. O propósito principal é responder a seguinte pergunta: qual a melhor filosofia de proteção a ser aplicada tendo em vista os indicadores de qualidade? Este questionamento não é tão simples de ser respondido, conforme observado ao longo deste capítulo. Isto porque os indicadores de qualidade, sejam afundamentos, elevações, interrupções de curta duração e interrupções de longa duração, provocam impactos diferentes, seja na carga, seja no sistema de distribuição.

Visando tentar responder a pergunta formulada, cabe ressaltar que os religamentos produzem interrupções de curta duração e evitam as interrupções de longa duração que estão diretamente associadas aos indicadores de continuidade. É necessário então definir em qual das duas prioridades devem ser configuradas as proteções: uma voltada à qualidade tendo em vista as interrupções de curta duração ou afundamentos e a outra voltada às interrupções de longa duração.

Considerando que o objetivo é resguardar o sistema das interrupções de curta duração ou dos afundamentos a filosofia mais adequada é a 4C. Já considerando o foco voltado às interrupções de longa duração, as filosofias de proteção mais adequadas são a 2A+2C e 3A+1C.

Percebe-se também que a variação, sob o ponto do sistema, da proteção 3A+1C para a 2A+2C é mínima. Desta forma do ponto de vista das interrupções de longa duração a aplicação das proteções 3A+1C e 2A+2C tem o mesmo efeito sendo que a proteção 2A+2C tem um ganho maior nas interrupções de curta duração e afundamentos. Portanto a proteção 2A+2C é o ponto de equilíbrio e a melhor opção.

Sob o ponto de vista da carga, considerando a sensibilidade específica analisada neste trabalho, pode-se ter uma impressão inicial de que a proteção 4A é a mais indicada. Entretanto, quando são analisadas as interrupções curtas o resultado é um dos piores. De uma forma geral, as proteções 4C e SELETIVA são as que menos impactam a carga. Contudo, ainda prevalece a conclusão de que a proteção 2A+2C represente um ponto de equilíbrio. É importante ressaltar que a sensibilidade da carga aos afundamentos ou as interrupções de curta duração é essencial para a definição da melhor filosofia de proteção a ser aplicada.

6 - CONCLUSÕES

As conclusões desta Dissertação foram divididas em duas seções quais sejam:

- Conclusões finais: aborda a parte conceitual e a parte metodológica da dissertação formando o conjunto, o fechamento e a complementação das considerações finais de cada capítulo;
- Proposta para trabalhos futuros: destaca os principais estudos que podem ser desenvolvidos a partir da metodologia desenvolvida e aplicada nesta dissertação.

6.1 – CONCLUSÕES FINAIS

Esta dissertação tem o seu escopo principal dividido em quatro capítulos. O segundo e o terceiro capítulos foram dedicados à parte conceitual sobre Variações de Tensão de Curta Duração (VTCDs), interrupções de longa duração e proteção de sistemas de distribuição. Já o quarto e quinto capítulos se dedicam à proposta de metodologia para a avaliação do impacto da proteção na qualidade da energia e sua aplicação em um sistema de distribuição utilizado como caso teste.

No capítulo 2 foram abordados alguns documentos importantes na área de qualidade da energia para o sistema elétrico brasileiro contextualizando basicamente a Resolução Aneel 024 [ANEEL, 2000], os Procedimentos de Rede de Distribuição – Prodist Módulo 8 [ANEEL, 2008] e ainda os procedimentos de rede do ONS [ONS, 2008]. Com esta abordagem foi possível definir as variações de tensão de curta duração VTCDs e as Interrupções de Longa Duração.

No capítulo 3 é apresentada a proteção contra sobrecorrente em sistemas aéreos de distribuição. São apresentados os principais equipamentos de proteção, bem como suas filosofias denominadas de proteção coordenada e seletiva. Estas configurações influenciam diretamente na ocorrência de VTCDs e interrupções de longa duração.

No capítulo 4 é apresentada a proposta de metodologia para análise da influência da proteção na qualidade da energia permitindo quantificar o impacto da proteção na ocorrência de afundamentos, elevações e interrupções de curta e longa duração, considerando a filosofia

de proteção aplicada. As equações apresentadas neste capítulo retratam a influência da proteção na qualidade da energia tanto sob o ponto de vista de sistema quanto sob o ponto de vista do consumidor. Sob o ponto de vista do sistema identifica-se e quantificam-se os eventos. Sob o ponto de vista do consumidor é levada em consideração a curva de sensibilidade da carga em termos de afundamentos e elevações de tensão.

No capítulo 5 são apresentados os resultados da aplicação da metodologia proposta no capítulo 4 tomando como base um sistema de distribuição típico. A conclusão do capítulo 5 é dividida em duas partes sendo uma relativa às conclusões referentes a análise sob o ponto de vista do sistema e a outra sob o ponto de vista da carga.

Sob o ponto de vista do sistema e considerando os indicadores individuais, as conclusões são conduzidas considerando pontos de monitoramento localizados a montante e a jusante do religador. Nos pontos localizados a jusante do religador conclui-se que:

- O impacto referente aos afundamentos quando se programa curvas rápidas no religador, 1A+3C, 2A+2C, 3A+1C e 4A é zero, uma vez que os eventos resultantes, de acordo com a metodologia proposta, são contabilizados como interrupções de curta duração;
- O impacto da proteção seletiva nas interrupções de curta duração é zero sendo esta recomendada para sistemas onde a carga não suporta em hipótese alguma os religamentos. Entretanto em sistemas que suportam religamentos a proteção mais recomendada é a filosofia 4C seja para defeitos permanentes ou temporários;
- O impacto nas interrupções de longa duração são menores quando é aplicada a filosofia de proteção 3A+1C. Apesar de parecer óbvio que a proteção 4A é a mais recomendada, conclui-se exatamente o contrário, pois no caso de defeitos permanentes, mesmo que a ocorrência da falta seja após um fusível, todo o sistema que está dentro da zona de proteção do religador será desligado;
- O impacto nas elevações são menores quando é programada a filosofia seletiva. Cabe aqui o mesmo raciocínio quando a carga suporta religamentos, a filosofia mais indicada é a proteção 4C.

Nos pontos localizados a montante do religador conclui-se:

- não são registradas interrupções, seja de curta ou longa duração;

- são registrados afundamentos de tensão sucessivos quando o religador é programado para executar atuações pela curva rápida, sobretudo quando o defeito é permanente. Quanto maior o número de tentativas de religamento maior será o número de afundamento, destacadamente nas filosofias 4A e 3A+1C, respectivamente;
- as elevações de tensão apresentam comportamento semelhante aos afundamentos de tensão relatados anteriormente. Entretanto, devido as características específicas do caso teste simulado, não foram registradas elevações de tensão na BARRA13.8;
- o número de afundamentos é minimizado quando se utiliza a filosofia SELETIVA ou 4C.

As conclusões do capítulo 5 sob o ponto de vista da carga estão relacionadas diretamente à curva de sensibilidade da carga. Foram analisados os impactos dos afundamentos, interrupções de curta duração e elevações.

Semelhante às conclusões sob o ponto de vista do sistema as conclusões são apresentadas a jusante e a montante do religador. Nos pontos localizados a jusante do religador conclui-se que:

- Na análise dos afundamentos, as filosofias mais indicadas são aquelas onde se tem pelo menos uma curva rápida programada no religador. Em contrapartida, quando se analisa as interrupções de curta duração ocorre o contrário, as filosofias de proteção 4C ou SELETIVA são as mais indicadas;
- Com relação as elevações de tensão as filosofias de proteção mais indicadas são aquelas onde se habilita pelo menos uma curva rápida no religador, pois apenas o tempo de atuação da curva C atinge a região de sensibilidade da carga estudada;
- Os pontos de monitoramento protegidos por dois ou mais fusíveis são os que menos sofrem com afundamentos, considerando as filosofias de proteção 4C e SELETIVA, pois boa parte das faltas ocorridas nestes trechos são isoladas pelos elos fusíveis;

No ponto de monitoramento localizado a montante do religador percebe-se que as filosofias de proteção adequadas a esta carga são as filosofia 3A+1C e 4A, pois não sofrem impactos de afundamentos, elevações ou interrupções de curta duração.

Para finalizar, observa-se que a metodologia desenvolvida nesta dissertação permite a análise da influência da proteção de sistemas de distribuição na qualidade da energia.

A metodologia proposta permitirá aos engenheiros e técnicos que trabalham diretamente com projetos de proteção a escolherem a melhor filosofia de proteção levando em consideração as características de sensibilidade da carga.

6.2– PROPOSTAS PARA FUTUROS TRABALHOS

Visando dar continuidade a esta linha de pesquisa, propõe-se os seguintes desenvolvimentos futuros:

- Avaliação dos impactos dos religamentos na área de ressarcimento. A rigidez nas metas dos indicadores FEC e DEC levam as concessionárias a aplicarem cada vez mais religadores no sistema de distribuição inserindo muitos eventos de interrupções de curta duração, afundamentos e elevações, com conseqüente danos aos equipamentos dos consumidores;
- Estudos do impacto da proteção na qualidade da energia em consumidores atendidos na baixa tensão tendo em vista a abertura monofásica de elos fusíveis e a existência de transformadores com conexão delta-estrela;
- Estudo do impacto da proteção nas configurações utilizando o seccionalizador;
- Aplicação de simulação Monte Carlo utilizando a metodologia proposta nesta dissertação;
- Estudos do impacto da proteção na qualidade da energia considerando outros tipos de falta inclusive com resistência de falta diferente de zero;
- Inserir na metodologia a probabilidade de falhas na proteção;
- Utilizar as curvas de sensibilidade clássica de cargas, CBEMA, ITIC, etc..., para avaliação dos impactos no consumidor;
- Utilizar a média ponderada para avaliação dos indicadores globais, atribuindo-se pesos adequados para cada ponto de monitoramento em função das características das cargas.

7 – REFERÊNCIAS

- [ABB, 2007] – Catálogo da ABB: “OVR Outdoor Vacuum Reclosers 15-38 kV – Innovative designs ensure system reliability”; Abril, 2007.
- [ABRADEE, 2009] – ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Capturado em 01/03/2009. Disponível na internet no endereço: www.abradee.com.br
- [ANEEL, 2000] – Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL; “Resolução ANEEL N° 024 de 27/01/2000”.
- [ANEEL, 2008] – Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL; “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Prodist, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica”, 19/02/2008.
- [ANEEL, 2009] – Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Capturado em 19/08/2009. Disponível na internet no endereço: www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=77
- [APOSTOLOV, 2004] Apostolov, A. P.; Areva T&D EAI,U.S.A “Improving power quality by optimizing the protection of distribution systems”,.The Institution of Electrical Engineers, 2004.
- [BARAN, 2006] – Baran, Mesut E.; Kim, Jinsang; “A Classifier for Distribution Feeder Overcurrent Analysis, Artigo, IEEE Transaction on power delivery, vol. 21, N° 1, Janeiro 2006.
- [BENETT, 1997] – Bennett Alan; “Can new technology make a difference”, IEE Colloquium on – “The impact of protection and control on quality of supply”; 1997.
- [BOLLEN, 2000] Bollen, M. H. J., “Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions”, IEEE Press, 2000.
- [CARVALHO FILHO, 2000] José Maria Carvalho Filho, “Uma Contribuição à Avaliação do Atendimento a Consumidores com Cargas Sensíveis – Proposta de Novos Indicadores”, Tese de Doutorado, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Dezembro de 2000.

- [ITIC, 2000] Information Technology Industry Council, “ITI (CBEMA) CURVE APPLICATION NOTE”, Revised in 2000, Available at <http://www.itic.org/technical/iticurv.pdf>
- [CEMIG, 1994] – Companhia Energética de Minas Gerais CEMIG; “Proteção contra sobrecorrentes em Redes de Distribuição Aéreas”; Diretoria de Distribuição. Estudo de Distribuição ED-3.3; Novembro de 1994.
- [CEMIG, 2002] – Companhia Energética de Minas Gerais CEMIG: “Proteção do Sistema Elétrico de Distribuição”, Maio 2002.
- [CEMIG, 2010] – CEMIG DISTRIBUIÇÃO S/A. Capturado em 19/01/2010. Disponível na internet no endereço:
http://www.cemig.com.br/cemig2008/content/nnegocios/negocio_distribuicao.asp
- [CEPEL, 2006] CEPEL. Proteção para Sistemas MRT, RER-10. Capturado em 15 de março de 2006. On-line. Disponível na Internet <http://www.cepel.br/~per/download/rer/rer-10.pdf>.
- [COOPER, 1998] – Cooper Power Systems: “Religador a Vácuo – Tipo KFE e KFVE Controle Eletrônico Instruções de Instalação”, Maio 1998.
- [CPFL, 2003] CPFL. Proteção de Redes Aéreas de Distribuição – Sobrecorrente. Norma Técnica nº 2912, versão 1.1. Maio de 2003.
- [DUGAN, 2002] – Dugan, Roger C.; McGranaghan, Mark F.; Santoso Surya; Beaty, H. Wayne; “Electrical Power Systems Quality”, Mc Graw Hill, 2002.
- [ELETROBRAS, 1982] – Eletrobrás Comitê de Distribuição; “Proteção de sistemas aéreos de distribuição – Volume 2”; Rio de Janeiro: Campus, 1982; 233págs.
- [GIGUER, 1988] – Giguier, Sérgio; “Proteção de Sistemas Elétricos de Distribuição”; Sagra Editora, RS; 1988; 344 pags.
- [GÓMEZ, 2005] – Gómez, J. Carlos; Morcos, Medhat M.; “Coordination of Voltage Sag and Overcurrent Protection in DG Systems”, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol 20, No 1, Janeiro, 2005.

- [GONEN, 1986] – Gonen, GONEN; “Electric Power Distribution System Engineering, 1986, McGraw-Hill Book Company, 739 págs.
- [IEEE, 1995] – IEEE, “IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality”, Junho, 1995, Std 1159-1995.
- [LEBORGNE, 2003] – Leborgne, Roberto Chouhy; “Uma contribuição à caracterização da sensibilidade de processos industriais frente a afundamentos de tensão”, Dissertação de Mestrado, UNIFEI, Maio de 2003.
- [KOJOVIC, 1998] – Kojovic, Lj A; Hassler, S. P.; Leix, K.L.; Williams, C.W.; Baker, E.E.; “Comparative analysis of expulsion and current-limiting fuse operation in distribution system for improved power quality and protection, IEEE, Transaction on Power Delivery, Vol 13, No 13, Julho 1998.
- [ONS, 2008] – Procedimento de Rede do ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Submódulo 2.8 – Gerenciamento dos Indicadores de desempenho da rede básica e de seus componentes”, Julho de 2008.
- [SILVA, 2005] – Silva, Luiz Gustavo Wesz da; “Desenvolvimento de uma metodologia integrada para alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção em sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”, Tese de Doutorado, Universidade Estadual Paulista – UNESP, Outubro de 2005.
- [TOPHAM, 1997a] – Topham, G H; “Protection strategies for improving quality of supply”, Artigo, Developments in Power System Protection, Conference Publication N° 434, IEE, 1997.
- [TOPHAM, 1997b] – Topham, G H; “The influence of the design and operation and control on power quality, IEE, The Institution of Electrical Engineers, 1997.

DADOS DA REDE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO TÍPICO DO CASO TESTE

DADOS DA REDE CASO TESTE							
REFERÊNCIA		DADOS FÍSICOS		Z_1 (p.u)		Z_0 (p.u)	
DE	PARA	TAMANHO KM	CABO	R	X	R	X
MONITOR1	PONTO1	1	1/0CA	0,64	0,43	1,91	1,28
PONTO1	MONITOR2	1	1/0CA	0,64	0,43	1,91	1,28
MONITOR2	PONTO2	1	1/0CA	0,64	0,43	1,91	1,28
PONTO2	MONITOR3	1	1/0CA	0,64	0,43	1,91	1,28
MONITOR4	MONITOR5	1	1/0CA	0,64	0,43	1,91	1,28
PONTO4	MONITOR6	1	1/0CA	0,64	0,43	1,91	1,28
MONITOR1	PONTO5	1	RDP150	0,25	0,26	0,74	0,78
PONTO5	PONTO6	1	RDP150	0,25	0,26	0,74	0,78
PONTO6	PONTO7	1	RDP150	0,25	0,26	0,74	0,78
PONTO7	MONITOR7	1	RDP150	0,25	0,26	0,74	0,78
MONITOR7	PONTO8	1	RDP150	0,25	0,26	0,74	0,78
PONTO8	MONITOR8	1	RDP150	0,25	0,26	0,74	0,78
MONITOR7	PONTO9	1	RDP150	0,25	0,26	0,74	0,78
PONTO9	MONITOR9	1	RDP150	0,25	0,26	0,74	0,78
MONITOR9	PONTO11	1	1/0CA	0,64	0,43	1,91	1,28
PONTO11	PONTO12	1	1/0CA	0,64	0,43	1,91	1,28
PONTO12	MONITOR11	1	1/0CA	0,64	0,43	1,91	1,28
MONITOR9	PONTO10	1	1/0CA	0,64	0,43	1,91	1,28
PONTO10	MONITOR10	1	1/0CA	0,64	0,43	1,91	1,28
MONITOR2	PONTO3	1	1/0CA	0,64	0,43	1,91	1,28
PONTO3	MONITOR4	1	1/0CA	0,64	0,43	1,91	1,28
MONITOR4	PONTO4	1	1/0CA	0,64	0,43	1,91	1,28
BARRA13.8	RELIGADOR	6	RDP150	0,25	0,26	0,74	0,78
RELIGADOR	MONITOR1	1	RDP150	0,25	0,26	0,74	0,78

IMPEDÂNCIA DA FONTE DO CASO TESTE			
Z_1 (p.u)		Z_0 (p.u)	
R	X	R	X
0,01	0,04	0,01	0,04

DADOS DO TRAFÓ DO CASO TESTE				
POTENCIA	Z_1 (p.u)		Z_0 (p.u)	
	R	X	R	X
10MVA	0,04	0,04	0,01	0,01

TABELAS DE TENSÕES DO CASO TESTE

	PONTOS DE FALTA											
	RELIGADOR			MONITOR1			PONTO1			MONITOR2		
TENSOES p.u	VA	VB	VC	VA	VB	VC	VA	VB	VC	VA	VB	VC
BARRA13.8	0,76	0,93	0,97	0,79	0,94	0,97	0,83	0,95	0,98	0,86	0,95	0,99
MONITOR1	0,00	1,08	1,14	0,00	1,10	1,15	0,19	1,09	1,11	0,33	1,08	1,09
MONITOR2	0,00	1,08	1,14	0,00	1,10	1,15	0,00	1,12	1,18	0,00	1,14	1,19
MONITOR3	0,00	1,08	1,14	0,00	1,10	1,15	0,00	1,12	1,18	0,00	1,14	1,19
MONITOR4	0,00	1,08	1,14	0,00	1,10	1,15	0,00	1,12	1,18	0,00	1,14	1,19
MONITOR5	0,00	1,08	1,14	0,00	1,10	1,15	0,00	1,12	1,18	0,00	1,14	1,19
MONITOR6	0,00	1,08	1,14	0,00	1,10	1,15	0,00	1,12	1,18	0,00	1,14	1,19
MONITOR7	0,00	1,08	1,14	0,00	1,10	1,15	0,19	1,09	1,11	0,33	1,08	1,09
MONITOR8	0,00	1,08	1,14	0,00	1,10	1,15	0,19	1,09	1,11	0,33	1,08	1,09
MONITOR9	0,00	1,08	1,14	0,00	1,10	1,15	0,19	1,09	1,11	0,33	1,08	1,09
MONITOR10	0,00	1,08	1,14	0,00	1,10	1,15	0,19	1,09	1,11	0,33	1,08	1,09
MONITOR11	0,00	1,08	1,14	0,00	1,10	1,15	0,19	1,09	1,11	0,33	1,08	1,09

	PONTOS DE FALTA											
	PONTO2			MONITOR3			PONTO3			MONITOR4		
TENSOES p.u	VA	VB	VC	VA	VB	VC	VA	VB	VC	VA	VB	VC
BARRA13.8	0,88	0,96	0,99	0,89	0,96	0,99	0,88	0,96	0,99	0,89	0,96	0,99
MONITOR1	0,42	1,07	1,07	0,49	1,06	1,06	0,42	1,07	1,07	0,49	1,06	1,06
MONITOR2	0,14	1,12	1,16	0,25	1,11	1,13	0,14	1,12	1,16	0,25	1,11	1,13
MONITOR3	0,00	1,15	1,20	0,00	1,17	1,21	0,14	1,12	1,16	0,25	1,11	1,13
MONITOR4	0,14	1,12	1,16	0,25	1,11	1,13	0,00	1,15	1,20	0,00	1,17	1,21
MONITOR5	0,14	1,12	1,16	0,25	1,11	1,13	0,00	1,15	1,20	0,00	1,17	1,21
MONITOR6	0,14	1,12	1,16	0,25	1,11	1,13	0,00	1,15	1,20	0,00	1,17	1,21
MONITOR7	0,42	1,07	1,07	0,49	1,06	1,06	0,42	1,07	1,07	0,49	1,06	1,06
MONITOR8	0,42	1,07	1,07	0,49	1,06	1,06	0,42	1,07	1,07	0,49	1,06	1,06
MONITOR9	0,42	1,07	1,07	0,49	1,06	1,06	0,42	1,07	1,07	0,49	1,06	1,06
MONITOR10	0,42	1,07	1,07	0,49	1,06	1,06	0,42	1,07	1,07	0,49	1,06	1,06
MONITOR11	0,42	1,07	1,07	0,49	1,06	1,06	0,42	1,07	1,07	0,49	1,06	1,06

	PONTOS DE FALTA											
	MONITOR5			PONTO4			MONITOR6			PONTO5		
TENSOES p.u	VA	VB	VC	VA	VB	VC	VA	VB	VC	VA	VB	VC
BARRA13.8	0,91	0,97	0,99	0,91	0,97	0,99	0,92	0,97	0,99	0,81	0,95	0,98
MONITOR1	0,55	1,05	1,05	0,55	1,05	1,05	0,60	1,05	1,05	0,10	1,09	1,13
MONITOR2	0,33	1,10	1,12	0,33	1,10	1,12	0,40	1,09	1,10	0,10	1,09	1,13
MONITOR3	0,33	1,10	1,12	0,33	1,10	1,12	0,40	1,09	1,10	0,10	1,09	1,13
MONITOR4	0,11	1,15	1,18	0,11	1,15	1,18	0,20	1,13	1,16	0,10	1,09	1,13
MONITOR5	0,00	1,17	1,21	0,11	1,15	1,18	0,20	1,13	1,16	0,10	1,09	1,13
MONITOR6	0,11	1,15	1,18	0,00	1,17	1,21	0,00	1,18	1,22	0,10	1,09	1,13
MONITOR7	0,55	1,05	1,05	0,55	1,05	1,05	0,60	1,05	1,05	0,00	1,12	1,16
MONITOR8	0,55	1,05	1,05	0,55	1,05	1,05	0,60	1,05	1,05	0,00	1,12	1,16
MONITOR9	0,55	1,05	1,05	0,55	1,05	1,05	0,60	1,05	1,05	0,00	1,12	1,16
MONITOR10	0,55	1,05	1,05	0,55	1,05	1,05	0,60	1,05	1,05	0,00	1,12	1,16
MONITOR11	0,55	1,05	1,05	0,55	1,05	1,05	0,60	1,05	1,05	0,00	1,12	1,16

	PONTOS DE FALTA											
	PONTO6			PONTO7			MONITOR7			PONTO8		
TENSOES p.u	VA	VB	VC	VA	VB	VC	VA	VB	VC	VA	VB	VC
BARRA13.8	0,83	0,95	0,98	0,84	0,95	0,98	0,85	0,96	0,98	0,86	0,96	0,98
MONITOR1	0,18	1,08	1,12	0,25	1,07	1,11	0,31	1,07	1,10	0,36	1,06	1,09
MONITOR2	0,18	1,08	1,12	0,25	1,07	1,11	0,31	1,07	1,10	0,36	1,06	1,09
MONITOR3	0,18	1,08	1,12	0,25	1,07	1,11	0,31	1,07	1,10	0,36	1,06	1,09
MONITOR4	0,18	1,08	1,12	0,25	1,07	1,11	0,31	1,07	1,10	0,36	1,06	1,09
MONITOR5	0,18	1,08	1,12	0,25	1,07	1,11	0,31	1,07	1,10	0,36	1,06	1,09
MONITOR6	0,18	1,08	1,12	0,25	1,07	1,11	0,31	1,07	1,10	0,36	1,06	1,09
MONITOR7	0,00	1,13	1,17	0,00	1,14	1,18	0,00	1,15	1,18	0,07	1,13	1,17
MONITOR8	0,00	1,13	1,17	0,00	1,14	1,18	0,00	1,15	1,18	0,00	1,15	1,19
MONITOR9	0,00	1,13	1,17	0,00	1,14	1,18	0,00	1,15	1,18	0,07	1,13	1,17
MONITOR10	0,00	1,13	1,17	0,00	1,14	1,18	0,00	1,15	1,18	0,07	1,13	1,17
MONITOR11	0,00	1,13	1,17	0,00	1,14	1,18	0,00	1,15	1,18	0,07	1,13	1,17

	PONTOS DE FALTA											
	MONITOR8			PONTO9			MONITOR9			PONTO10		
TENSOES p.u	VA	VB	VC	VA	VB	VC	VA	VB	VC	VA	VB	VC
BARRA13.8	0,87	0,96	0,98	0,86	0,96	0,98	0,87	0,96	0,98	0,89	0,97	0,99
MONITOR1	0,40	1,06	1,09	0,36	1,06	1,09	0,40	1,06	1,09	0,48	1,05	1,07
MONITOR2	0,40	1,06	1,09	0,36	1,06	1,09	0,40	1,06	1,09	0,48	1,05	1,07
MONITOR3	0,40	1,06	1,09	0,36	1,06	1,09	0,40	1,06	1,09	0,48	1,05	1,07
MONITOR4	0,40	1,06	1,09	0,36	1,06	1,09	0,40	1,06	1,09	0,48	1,05	1,07
MONITOR5	0,40	1,06	1,09	0,36	1,06	1,09	0,40	1,06	1,09	0,48	1,05	1,07
MONITOR6	0,40	1,06	1,09	0,36	1,06	1,09	0,40	1,06	1,09	0,48	1,05	1,07
MONITOR7	0,13	1,12	1,15	0,07	1,13	1,17	0,13	1,12	1,15	0,24	1,11	1,13
MONITOR8	0,00	1,16	1,19	0,07	1,13	1,17	0,13	1,12	1,15	0,24	1,11	1,13
MONITOR9	0,13	1,12	1,15	0,00	1,15	1,19	0,00	1,16	1,19	0,13	1,14	1,16
MONITOR10	0,13	1,12	1,15	0,00	1,15	1,19	0,00	1,16	1,19	0,00	1,17	1,20
MONITOR11	0,13	1,12	1,15	0,00	1,15	1,19	0,00	1,16	1,19	0,13	1,14	1,16

	PONTOS DE FALTA											
	MONITOR10			PONTO11			PONTO12			MONITOR11		
TENSOES p.u	VA	VB	VC	VA	VB	VC	VA	VB	VC	VA	VB	VC
BARRA13.8	0,90	0,97	0,99	0,89	0,97	0,99	0,90	0,97	0,99	0,91	0,97	0,99
MONITOR1	0,54	1,05	1,06	0,48	1,05	1,07	0,54	1,05	1,06	0,58	1,05	1,05
MONITOR2	0,54	1,05	1,06	0,48	1,05	1,07	0,54	1,05	1,06	0,58	1,05	1,05
MONITOR3	0,54	1,05	1,06	0,48	1,05	1,07	0,54	1,05	1,06	0,58	1,05	1,05
MONITOR4	0,54	1,05	1,06	0,48	1,05	1,07	0,54	1,05	1,06	0,58	1,05	1,05
MONITOR5	0,54	1,05	1,06	0,48	1,05	1,07	0,54	1,05	1,06	0,58	1,05	1,05
MONITOR6	0,54	1,05	1,06	0,48	1,05	1,07	0,54	1,05	1,06	0,58	1,05	1,05
MONITOR7	0,33	1,10	1,11	0,24	1,11	1,13	0,33	1,10	1,11	0,40	1,09	1,10
MONITOR8	0,33	1,10	1,11	0,24	1,11	1,13	0,33	1,10	1,11	0,40	1,09	1,10
MONITOR9	0,22	1,13	1,14	0,13	1,14	1,16	0,22	1,13	1,14	0,30	1,12	1,12
MONITOR10	0,00	1,18	1,21	0,13	1,14	1,16	0,22	1,13	1,14	0,30	1,12	1,12
MONITOR11	0,22	1,13	1,14	0,00	1,17	1,20	0,00	1,18	1,21	0,00	1,18	1,21