

**PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTES EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO AÉREAS DE 13,8 KV :
ANÁLISE DO DESEMPENHO DO SISTEMA ATUAL E
PROPOSTAS PARA MELHORIA**

RICARDO ARAÚJO DOS SANTOS

Monografia submetida à Comissão Coordenadora do Curso de Especialização em Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência – CESEP, Ênfase: Proteção de SEP, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do certificado da Especialização.

Aprovada em 16 de julho de 2012



Fernando Henrique Silveira - Dr.

Supervisor



Silvério Visacro Filho - Dr.

Coordenador do CESEP

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 RELEVÂNCIA E CONTEXTO DA INVESTIGAÇÃO.....	1
1.2 OBJETIVO E METODOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO.....	2
1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO.....	2
2. CARACTERÍSTICAS DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E FILOSOFIAS DE PROTEÇÃO	3
2.1 CONCESSIONÁRIAS ANALISADAS	3
2.1.1 <i>Bandeirante</i>	3
2.1.2 <i>Cemat</i>	3
2.1.3 <i>Cemig D</i>	4
2.1.4 <i>Copel</i>	4
2.1.5 <i>CPFL Paulista</i>	4
2.1.6 <i>Elektro</i>	5
2.2 TENSÕES NOMINAIS	5
2.3 TRANSFORMADORES	6
2.4 MÉTODOS DE ATERRAMENTO.....	6
2.4.1 <i>O Aterramento</i>	6
2.4.2 <i>Sistema Não Aterrado ou com Neutro Isolado</i>	7
2.4.3 <i>Aterramento Sólido ou Efetivo</i>	7
2.4.4 <i>Aterramento por Baixa Impedância</i>	9
2.4.5 <i>Aterramento por Alta Impedância</i>	9
2.4.6 <i>Aterramento Ressonante (Bobina de Petersen)</i>	9
2.5 FILOSOFIAS DE PROTEÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	10
2.5.1 <i>Aspectos Gerais</i>	10
2.5.2 <i>Proteção Seletiva</i>	11
2.5.3 <i>Proteção Coordenada</i>	11
2.5.4 <i>Proteção Mista (ou Combinada)</i>	11
2.5.5 <i>Escolha da Filosofia</i>	11
3. EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO	13
3.1 DISJUNTORES	13
3.1.1 <i>Relé de Sobrecorrente</i>	13
3.1.2 <i>Relé Temporizado</i>	14
3.1.3 <i>Relé Instantâneo</i>	15
3.1.4 <i>Relé de Religamento</i>	15
3.2 RELIGADORES.....	15

3.3 SECCIONALIZADORES	16
3.4 CHAVES FUSÍVEIS – ELOS FUSÍVEIS	17
3.5 CHAVES FUSÍVEIS RELIGADORAS (REPETIDORAS)	20
4. COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO	22
4.1 COORDENAÇÃO RELÉ – ELO FUSÍVEL.....	22
4.2 COORDENAÇÃO RELÉ – RELIGADOR.....	23
4.3 COORDENAÇÃO RELIGADOR – RELIGADOR	23
4.3.1 <i>Coordenação de Curvas Rápidas</i>	23
4.3.2 <i>Coordenação de Curvas Temporizadas (Lentas)</i>	24
4.4 COORDENAÇÃO RELIGADOR – SECCIONALIZADOR.....	25
4.5 COORDENAÇÃO RELIGADOR – ELO FUSÍVEL	26
4.6 COORDENAÇÃO RELIGADOR – SECCIONALIZADOR – ELO FUSÍVEL.....	26
4.7 COORDENAÇÃO ELO FUSÍVEL – ELO FUSÍVEL.....	27
4.8 COORDENAÇÃO UTILIZANDO CHAVES FUSÍVEIS RELIGADORAS.....	28
4.8.1 <i>Coordenação Religador – Chave Fusível Religadora</i>	29
4.8.2 <i>Seletividade Relé x Chave Fusível Religadora</i>	29
4.8.3 <i>Seletividade Chave Fusível x Chave Fusível Religadora</i>	29
4.8.4 <i>Seletividade Chave Fusível Religadora x Chave Fusível</i>	29
5. ANÁLISE COMPARATIVA.....	30
5.1 INTRODUÇÃO	30
5.2 METODOLOGIA	30
5.3 RESULTADOS.....	40
6. CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	41
6.1 INTRODUÇÃO	41
6.2 CONCLUSÕES	41
6.3 PROPOSTAS DE CONTINUIDADE.....	41
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	42

RESUMO

A qualidade e continuidade do fornecimento de energia elétrica aos clientes e a segurança dos trabalhadores e da população em geral dependem diretamente dos estudos de proteção contra sobrecorrentes das redes de distribuição. As faltas afetam duramente a qualidade do sistema elétrico, por este motivo as concessionárias de energia elétrica se dedicam aos estudos de várias metodologias a serem empregadas na proteção contra sobrecorrentes.

O objetivo deste trabalho é avaliar os sistemas de proteção contra sobrecorrentes de média tensão utilizados por algumas das principais concessionárias de energia elétrica no Brasil e fazer uma relação com os seus índices de desempenho e a sua segurança.

O trabalho se inicia com uma apresentação básica das concessionárias de energia elétrica avaliadas, a caracterização dos seus sistemas de distribuição de média tensão e as filosofias de proteção utilizadas. Depois são apresentados os equipamentos de proteção contra sobrecorrente de média tensão utilizados pelas concessionárias e os princípios para conseguir uma eficiente coordenação da proteção entre estes equipamentos. Na sequência os dados relativos aos índices de desempenho das concessionárias (DEC e FEC) são analisados e comparados com as características dos sistemas de proteção contra sobrecorrente.

As análises mostraram que não há uma relação direta entre os índices de desempenho DEC e FEC e as particularidades dos sistemas de proteção contra sobrecorrente das concessionárias. Isto sugere que, após estudos específicos, há concessionárias que podem tornar suas redes de distribuição mais seguras para a população, sem o comprometimento dos seus índices de desempenho.

ABSTRACT

The quality and continuity of electricity supply to customers and safety of workers and general population depend on the overcurrent protection studies of distribution networks. The faults severely affect the quality of the electrical system, for this reason the electric utilities are dedicated to studies of various methodologies to be employed in overcurrent protection.

The objective of this study is to evaluate the overcurrent systems protection for medium voltage used by some of the major electric utilities in Brazil and make a relationship with their levels of performance and safety.

The work begins with a basic presentation of electric utilities evaluated, the characterization of their distribution systems and medium voltage protection philosophies used. Then are presented the overcurrent protection equipment for medium voltage used by utilities and the principles to obtain an efficient coordination between the protection equipment. In the sequence the performance data of the concessionaires (DEC and FEC) are analyzed and compared with the characteristics of overcurrent protection systems.

The analyzes showed that there is not a direct relationship between the performance indexes DEC and FEC and characteristics of overcurrent protection systems of the utilities. This suggests that, after specific studies, there concessionaires that can make their distribution networks more secure for the population, without compromising its performance indexes.

TERMINOLOGIA:

Bloqueio - Condição em que um dispositivo automático deve permanecer depois de efetuado uma operação de abertura de seus contatos, não os fechando automaticamente devido à atuação de um dispositivo mecânico.

Capacidade de Interrupção - Capacidade do dispositivo de interromper correntes de curto-circuito e suportar seus respectivos esforços elétricos e mecânicos sem ocasionar danos e comprometer seu funcionamento. É a maior corrente que um equipamento pode interromper sem sofrer danos.

Capacidade Nominal - É o valor da corrente que um equipamento ou circuito pode conduzir sem que o aumento de temperatura provoque danos ao equipamento.

Controle Eletrônico ou Hidráulico - Dispositivo interno ao equipamento automático de proteção que conta o número de operações ou tempo automaticamente, hidráulica, ou eletronicamente, com a finalidade de estabelecer a condição de bloqueio ou não do equipamento.

Coordenação - Ato ou efeito de dispor dois ou mais equipamentos de proteção em série segundo certa ordem. A proteção é projetada e ajustada de forma a permitir o restabelecimento automático para faltas de origem transitória e manter seletividade para faltas permanentes, dentro de uma sequência de operação pré-estabelecida.

Corrente de Energização (inrush) - Corrente transitória devido à energização de transformadores e bancos de capacitores.

Corrente de Partida (pick-up) - Mínimo valor de corrente capaz de acionar um dispositivo automático de proteção.

Curto-Circuito (ou Falta) - Ligação intencional ou acidental entre dois ou mais pontos de um circuito elétrico através de uma baixa impedância e que compromete o funcionamento de um sistema ou equipamento elétrico.

Curto-Circuito Assimétrico - Curto-circuito no qual as correntes de faltas não são iguais em todas as fases, como por exemplo, em curtos-circuitos bifásicos e monofásicos.

Curto-Circuito Simétrico - Curto-circuito no qual as correntes de faltas são iguais em todas as fases, como por exemplo, em um curto-circuito trifásico.

Curvas de Tempo-Corrente - Característica de Operação, relações entre tempo e correntes de atuação de equipamentos de proteção.

Dispositivo de Retaguarda ou Protegido - Dispositivo de proteção, localizado anteriormente ao dispositivo protetor, cuja zona de proteção abrange a do dispositivo protetor, considerando a subestação como origem.

Dispositivo Protetor - Dispositivo de proteção localizado imediatamente antes do ponto do curto-circuito, considerando a subestação como origem.

Faixa de Coordenação - Intervalo de tempo e de valores de corrente de curto-circuito que determina a região onde a coordenação está assegurada.

Falha - Compreende-se por “deixar de cumprir a sua finalidade”. Está relacionado com aquilo que deveria ser feito e não foi, como por exemplo, um relé que não operou no instante devido ou que deixou de satisfazer uma condição essencial.

Falta - Termo que se aplica a todo fenômeno que impede o funcionamento normal de um Sistema ou Equipamento Elétrico (ex.: curto-circuito).

Falta Série - Falta de Fase ou abertura intencional e/ou acidental de uma ou mais fases de um Sistema ou Equipamento Elétrico (ex.: chave fusível monopolar aberta).

Falta Shunt - Curto-circuito ou ligação intencional e/ou acidental entre dois ou mais pontos de um circuito, com potenciais diferentes (ex.: curto Fase-Terra).

Falta Simultânea - Refere-se à ocorrência de uma falta shunt e uma série no mesmo sistema e no mesmo intervalo de tempo (ex.: curto-circuito permanente tipo Fase-Terra com abertura da correspondente chave fusível).

Interrupção Momentânea ou Transitória - Interrupção cuja duração é limitada ao período necessário para restabelecer o serviço através da operação automática (Religamento) de um equipamento de proteção que interrompeu o circuito ou parte dele.

Interrupção Sustentada ou Permanente - Toda interrupção não classificada como momentânea ou programada.

Intervalo de Religamento - É o tempo que o disjuntor ou o religador permanece com seus contatos principais abertos após um desligamento automático.

Nível Básico de Isolamento (NBI) - Nível de isolamento (em kV) contra impulso (Impulse withstand voltage – BIL) do equipamento ou sistema elétrico.

Relé de Sobrecorrente de Tempo Inverso ou Tempo Definido - É um relé com características de tempo inverso ou tempo definido e que atua quando a corrente num circuito em corrente alternada exceder um valor pré-determinado.

Relé Instantâneo de Sobrecorrente - É um relé que funciona instantaneamente para um aumento brusco e excessivo da corrente, indicando assim uma falha nos equipamentos ou circuito protegido.

Religamento - Operação que segue a uma abertura dos equipamentos automáticos de proteção, quando os contatos são novamente fechados.

Seletividade - Capacidade do dispositivo protetor atuar antes do dispositivo de retaguarda (dispositivo protegido), independente da natureza da falta ser de origem passageira ou permanente.

Sensor ou Bobina de Disparo de Terra - Dispositivo eletromagnético ou eletrônico que permite detectar correntes de desequilíbrio de neutro ou curto-circuito fase terra.

Sequência de Operação - Sucessão de desligamentos e religamentos de um equipamento na tentativa de eliminar faltas de natureza transitória, sem prejuízo da continuidade de serviço. Se a falta persistir a interrupção do fornecimento deverá ser feita pelo equipamento mais próximo do ponto com problemas.

Sobrecorrente - Intensidade de corrente superior à máxima permitida para um sistema, ou equipamento elétrico, ou um componente.

Tempo de Arco - É o tempo que, iniciada a fusão do elo, este demora em extinguir o arco voltaico.

Tempo de Religamento - É o tempo entre uma abertura e um fechamento automáticos de um equipamento de proteção.

Tempo de Rearme ou de restabelecimento - Tempo necessário para que o relé de sobrecorrente retornar à posição de repouso após a sua atuação, para uma dada curva. Para um religador é o tempo necessário para que o religador, após uma sequência de operações (completa ou incompleta), retorne à contagem zero. Para um seccionalizador é o tempo no qual o seccionalizador perde todas as contagens e retorna à contagem zero.

Tempo Mínimo de Fusão do Elo - É o maior tempo que o elo suporta uma determinada sobrecorrente sem se danificar. Para tempos superiores a sobrecorrente causa uma fusão parcial ou total do elo.

Tempo Total de Interrupção do Elo - É a soma do tempo de fusão mais o tempo de arco.

Zona de Proteção - É o trecho da rede protegido por um ou mais dispositivos de proteção, onde o equipamento de proteção consegue ser sensibilizado por uma sobrecorrente gerada por curto-circuito.

DEC - Duração de interrupção individual por unidade consumidora: Intervalo de tempo que, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.

DMIC - Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão: Tempo máximo de interrupção contínua de energia elétrica, em uma unidade consumidora ou ponto de conexão.

FEC - Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora: Número de interrupções ocorridas, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.

FIC - Frequência de interrupção individual por unidade consumidora: Número de interrupções ocorridas, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão.

LISTA DE TABELAS

- Tabela 2.1 – Tensões nominais padronizadas pelas concessionárias;
- Tabela 2.2 – Relação de transformação e tipos de ligação dos transformadores;
- Tabela 4.1 – Seletividade entre elos fusíveis tipo K;
- Tabela 4.2 – Seletividade entre elos fusíveis tipo T;
- Tabela 5.1 – Bandeirante, índices de continuidade dos últimos 10 anos. Fonte Aneel;
- Tabela 5.2 – Cemat, índices de continuidade dos últimos 10 anos. Fonte Aneel;
- Tabela 5.3 – Cemig, índices de continuidade dos últimos 10 anos. Fonte Aneel;
- Tabela 5.4 – Copel, índices de continuidade dos últimos 10 anos. Fonte Aneel;
- Tabela 5.5 – CPFL, índices de continuidade dos últimos 10 anos. Fonte Aneel;
- Tabela 5.6 – Elektro, índices de continuidade dos últimos 10 anos. Fonte Aneel;
- Tabela 5.7 – Média dos índices de continuidade dos últimos 10 anos;
- Tabela 5.8 – Média do DEC em p.u. dos últimos 10 anos;
- Tabela 5.9 – Média do FEC em p.u. dos últimos 10 anos;
- Tabela 5.10 – Bandeirante, índices de continuidade dos últimos 5 anos. Fonte Aneel;
- Tabela 5.11 – Cemat, índices de continuidade dos últimos 5 anos. Fonte Aneel;
- Tabela 5.12 – Cemig, índices de continuidade dos últimos 5 anos. Fonte Aneel;
- Tabela 5.13 – Copel, índices de continuidade dos últimos 5 anos. Fonte Aneel;
- Tabela 5.14 – CPFL, índices de continuidade dos últimos 5 anos. Fonte Aneel;
- Tabela 5.15 – Elektro, índices de continuidade dos últimos 5 anos. Fonte Aneel;
- Tabela 5.16 – Média calculada dos índices de continuidade dos últimos 5 anos;
- Tabela 5.17 – Média do DEC em p.u. dos últimos 5 anos;
- Tabela 5.18 – Média do FEC em p.u. dos últimos 5 anos;
- Tabela 5.19 – Comparação dos ajustes dos relés utilizados nos disjuntores das subestações;
- Tabela 5.20 – Comparação dos ajustes dos religadores utilizados nas subestações;
- Tabela 5.21 – Comparação dos ajustes dos equipamentos utilizados nas redes de distribuição;
- Tabela 5.22 – Comparação dos elos fusíveis utilizados na proteção dos transformadores;
- Tabela 5.23 – Comparação dos elos fusíveis utilizados na proteção dos clientes primários;
-

LISTA DE FIGURAS

- Figura 2.1 – Sistema não aterrado. Retirada de [Schweitzer Engineering Laboratories, 2001];
- Figura 2.2 - Sistemas solidamente aterrados: (a) Sistema uniaterrado a 3 fios, (b) Sistema uniaterrado a 4 fios, (c) Sistema multaterrado. Retirada de [Schweitzer Engineering Laboratories, 2001];
- Figura 2.3 – Sistema de aterramento ressonante. Retirada de [Schweitzer Engineering Laboratories, 2001];
- Figura 3.1 – Foto do relé eletromecânico IAC;
- Figura 3.2 – Característica das curvas IEC Tempo x Corrente;
- Figura 3.3 – Foto do religador OSM27;
- Figura 3.4 – Foto do seccionizador GN3E;
- Figura 3.5 – Foto da chave fusível;
- Figura 3.6 – Foto de elos fusíveis;
- Figura 3.7 – Curva dos elos fusíveis 25K e 25T;
- Figura 3.8 – Foto da chave fusível religadora;
- Figura 4.1 – Seletividade entre relé e elo fusível. Retirada de [MIT-162503/COPEL, 2009];
- Figura 4.2 – Diagrama unifilar com os pontos de instalação dos religadores A e B. Retirada de [MIT-162503/COPEL, 2009];
- Figura 4.3 – Coordenação entre curvas rápidas dos religadores A e B. Retirada de [MIT-162503/COPEL, 2009];
- Figura 4.4 – Diagrama unifilar com a zona de proteção dos religadores A e B. Retirada de [MIT-162503/COPEL, 2009];
- Figura 4.5 – Coordenação entre as curvas temporizadas dos religadores A e B. Retirada de [MIT-162503/COPEL, 2009];
- Figura 4.6 – Coordenação religador-elos fusíveis. Retirada de [MIT-162503/COPEL, 2009];
- Figura 4.7 – Diagrama unifilar religador-seccionizador-elos fusíveis. Retirada de [ED-3.3/CEMIG, 1994];
- Figura 4.8 – Coordenação religador-seccionizador-elos fusíveis. Retirada de [NT-2912/CPFL, 2006];
- Figura 4.9 – Diagrama unifilar da instalação de elos fusíveis em série. Retirada de [NT-2912/CPFL, 2006];
- Figura 4.10 – Seletividade entre elos fusíveis. Retirada de [MIT-162503/COPEL, 2009];
- Figura 5.1 – Gráfico da média do DEC em p.u. dos últimos 10 anos;
- Figura 5.2 – Gráfico da média do FEC em p.u. dos últimos 10 anos;
- Figura 5.3 – Gráfico da média do DEC em p.u. dos últimos 5 anos;
- Figura 5.4 – Gráfico da média do FEC em p.u. dos últimos 5 anos.
-

1 Introdução

1.1 Relevância e Contexto da Investigação

A qualidade e continuidade do fornecimento de energia elétrica aos clientes (consumidores residenciais, comerciais, industriais e outros) e a segurança dos trabalhadores (eletricistas, técnicos e engenheiros) e da população em geral dependem diretamente dos estudos de proteção contra sobrecorrentes das redes de distribuição. As faltas afetam duramente a qualidade do sistema elétrico, deste modo as concessionárias de energia elétrica se dedicam aos estudos de várias metodologias a serem empregadas na proteção contra sobrecorrentes.

Os projetos de proteção contra sobrecorrente devem ser elaborados de modo a proteger o sistema elétrico contra as condições anormais de operação, que podem ser causados por curto-circuito, desequilíbrios de corrente acima do estabelecido e sobrecargas, de modo a assegurar os índices de continuidade de serviço (DEC e FEC) e a segurança requerida adequada. Além disso, o estudo de proteção deve considerar os diversos dispositivos de proteção, com diferentes graus de sofisticação que, coordenados e adequadamente instalados, deverão ser ajustados de maneira a possibilitar os índices de continuidade desejados, aliados aos fatores de segurança, à redução dos trechos afetados pelos defeitos, à otimização dos investimentos de manutenção e de operação de rede, observando também a mínima redução no faturamento da empresa.

Para o estudo de coordenação de um determinado sistema, deve-se considerar uma série de fatores que influenciarão no critério a ser adotado. Tais fatores são peculiares a cada sistema, e deverão ser levados em consideração na elaboração do estudo. Dentre eles merecem destaque, a carga instalada e a demanda do sistema a ser protegido, o meio onde se situa o sistema elétrico, coordenação com dispositivos instalados no sistema de transmissão, critérios econômicos, condições de segurança, dentre outros.

1.2 *Objetivo e Metodologia de Desenvolvimento*

O objetivo deste trabalho é avaliar os sistemas de proteção contra sobrecorrentes de média tensão utilizados por algumas das principais concessionárias de energia elétrica no Brasil e fazer uma relação com os seus índices de desempenho e a sua segurança. Os conceitos básicos dos equipamentos de proteção, estudos de coordenação da proteção e sistemas de aterramento também serão abordados neste trabalho, de modo a auxiliar na análise do desempenho do sistema atual, visando a indicação de subsídios que possam contribuir para a definição de propostas de melhoria.

1.3 *Organização do Texto*

O texto desta monografia foi distribuído em 6 capítulos, incluindo a presente ***Introdução***.

No ***Capítulo 2*** é realizada uma apresentação básica das concessionárias de energia elétrica avaliadas, a caracterização dos seus sistemas de distribuição de média tensão e as filosofias de proteção utilizadas nestes sistemas.

No ***Capítulo 3*** são apresentados os equipamentos de proteção contra sobrecorrente de média tensão utilizados pelas concessionárias, destacando os seus princípios de funcionamento.

O ***Capítulo 4*** relaciona os equipamentos de proteção contra sobrecorrente que são instalados nas redes de média tensão, com ótica nos princípios para se conseguir uma eficiente coordenação da proteção entre eles.

No ***Capítulo 5*** os dados relativos aos índices de desempenho das concessionárias são analisados e comparados com as características dos sistemas de proteção contra sobre corrente.

As conclusões finais desta monografia, decorrentes das avaliações realizadas, assim como os possíveis desdobramentos relativos às propostas de continuidade, são apresentadas no ***Capítulo 6***.

Ao final do texto são apresentadas as ***Referências Bibliográficas*** utilizadas.

2 Características dos Sistemas de Distribuição e Filosofias de Proteção

2.1 Concessionárias Analisadas

2.1.1 Bandeirante

A EDP Bandeirante atua em 28 municípios do Estado de São Paulo, especificamente nas regiões do Alto do Tietê e Vale do Paraíba, atendendo aproximadamente 1,5 milhões de clientes. A partir de abril de 2005, a Companhia passou a ser subsidiária integral da EDP no Brasil.

2.1.2 Cemat

A Cemat - Centrais Elétricas Matogrossenses S.A., foi criada em outubro de 1958. Após o processo de privatização a concessionária foi adquirida pela Rede Energia em leilão realizado em novembro de 1997.

A Cemat distribui energia elétrica para o estado do Mato Grosso, numa área de concessão de 903.358 km², beneficiando um milhão de clientes nos 141 municípios do Estado.

2.1.3 Cemig D

A Companhia Energética de Minas Gerais - Cemig, fundada em 22 de maio de 1952, hoje é uma holding composta por mais de 100 empresas e com participações em consórcios e fundo de participações, além de possuir ativos e negócios em 22 estados brasileiros e no Distrito Federal e também no Chile.

A Cemig Distribuição S/A (Cemig D) tem uma área de concessão que abrange 567.740 km², aproximadamente 96% do Estado de Minas Gerais, atende 774 municípios e 5.415 localidades, um atendimento a mais de 7,0 milhões de clientes.

2.1.4 Copel

A Copel - Companhia Paranaense de Energia foi criada em 26 de outubro de 1954, com controle acionário do Estado do Paraná.

A Companhia atende a aproximadamente 3,8 milhões de clientes em 396 municípios e 1.117 localidades paranaenses.

2.1.5 CPFL Paulista

A Companhia Paulista de Força e Luz surgiu em 1912, com a fusão de quatro pequenas empresas de energia do interior paulista.

Em novembro de 1997, com a privatização, o controle da companhia passou para o atual grupo composto pela VBC Energia (Grupo Votorantim, Bradesco e Camargo Corrêa), pelo Fundo de Pensão dos Funcionários do Banco do Brasil (Previ), e pela Bonaire Participações (que reúne os fundos de pensão Funcesp, Sistel, Petros e Sabesprev).

Em 2002, foi criada a holding, ou seja, um grupo de controle chamado CPFL Energia. Hoje, o grupo é formado por 36 empresas, dentre elas a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL Paulista), que atua na distribuição de energia para 234 municípios do interior do Estado de São Paulo, atendendo a aproximadamente 3,6 milhões de consumidores. Entre os principais municípios estão Campinas, Ribeirão Preto, Bauru e São José do Rio Preto.

2.1.6 Elektro

A Elektro também está entre as maiores distribuidoras de energia elétrica do Brasil. A empresa atende 2,2 milhões de clientes de 223 cidades do interior do Estado de São Paulo (11,5% da energia elétrica distribuída no estado) e 5 cidades no norte do Mato Grosso do Sul, uma área de mais de 120 mil km². Em abril de 2011, o processo de venda da Elektro para a Iberdrola foi concluído e a empresa passou a fazer parte do maior grupo de energia elétrica da Espanha, que está presente em 40 países.

2.2 Tensões Nominais

As tensões nominais de operação padronizadas nas concessionárias que foram objeto deste estudo são: 3,8 kV, 6,6 kV, 11,9 kV, 13,2 kV, 13,8 kV, 23 kV, 23,1 kV e 34,5 kV, para as redes de média tensão trifásicas ou fase-fase.

Tabela 2.1 – Tensões nominais padronizadas pelas concessionárias

	TENSÕES NOMINAIS [kV]						
BANDEIRANTE	34,5	23,0		13,2		6,6	3,8
CEMAT	34,5		13,8				
CEMIG	34,5	23,0	13,8	13,2			
COPEL	34,5		13,8				
CPFL			13,8		11,9		
ELEKTRO	34,5		13,8				

Como pode ser verificado na Tabela 2.1 as tensões de operação mais utilizadas são 13,8 kV e 34,5 kV. Nas comparações a serem realizadas nesse trabalho, será utilizada a tensão de 13,8 kV. Para a empresa Bandeirante a referência será a tensão de 13,2 kV. A Cemig utiliza esta tensão de operação apenas nas suas redes de distribuição subterrâneas que não são objeto deste estudo.

A classe de tensão de isolamento dos equipamentos, para as tensões de operação padronizadas: 13,8 kV, 23 kV e 34,5 kV são respectivamente: 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV.

2.3 Transformadores

Os transformadores utilizados nas subestações das concessionárias estão listados na Tabela 2.2, nela temos as relações de transformação e os tipos de ligação dos enrolamentos.

Tabela 2.2 – Relação de transformação e tipos de ligação dos transformadores

Relação de Transformação	Tipo de Ligação
23/6,6 kV	Triângulo/Estrela Aterrada
23/13.8 kV	Triângulo/Estrela Aterrada
34.5/13.8 kV	Triângulo/Estrela Aterrada
69/13.8 kV	Triângulo/Estrela Aterrada
88/3.8 kV	Triângulo/Estrela Aterrada
88/6.6 kV	Triângulo/Estrela Aterrada
88/13.8 kV	Triângulo/Estrela Aterrada
88/23.0 kV	Triângulo/Estrela Aterrada
88/23.0 kV	Estrela/Triângulo + Trafo de Aterramento
88/34.5 kV	Triângulo/Estrela Aterrada
88/34.5 kV	Triângulo/Triângulo + Trafo de Aterramento
138/11.9 kV	Triângulo/Estrela Aterrada
138/13.2 kV	Triângulo/Estrela Aterrada
138/13.8 kV	Estrela/Triângulo/Estrela Aterrada
138/13.8 kV	Estrela Aterrada/Triângulo/Estrela Aterrada
138/13.8 kV	Triângulo/Estrela Aterrada
138/23 kV	Triângulo/Estrela Aterrada
138/34.5 kV	Triângulo/Estrela Aterrada
161/13.8 kV	Triângulo/Estrela Aterrada
230/13.8 kV	Estrela Aterrada/Triângulo/Estrela Aterrada
345/34.5 kV	Estrela/Triângulo + Trafo de Aterramento

Após a análise da Tabela 2.2 verifica-se que todas as concessionárias possuem o tipo de ligação estrela aterrada ou triângulo associado a um transformador de aterramento no lado de na média tensão.

2.4 Métodos de Aterramento

2.4.1 O Aterramento

Os principais objetivos do aterramento do sistema são propiciar a segurança para as equipes de trabalho, minimizar o stress térmico e de tensão nos equipamentos, auxiliar na detecção e eliminação rápidas de faltas à terra e reduzir as interferências nos sistemas de comunicação.

A seguir, são descritos de forma sucinta os métodos de aterramento normalmente usados nos circuitos de média tensão do sistema de distribuição.

2.4.2 Sistema Não Aterrado ou com Neutro Isolado

Neste sistema, o neutro não tem conexão intencional com a terra. O sistema é conectado à terra através de capacitâncias fase-terra. Na Figura 2.1 este sistema está representado.

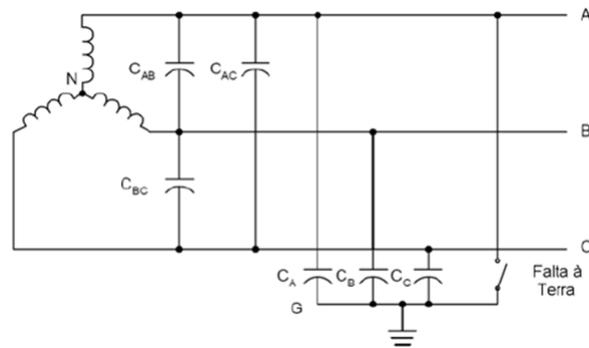


Figura 2.1 – Sistema não aterrado. Retirada de [Schweitzer Engineering Laboratories, 2001]

Neste tipo de sistema, correntes de curto circuito fase-terra são baixíssimas, pois são devidas apenas à capacitância. No momento da falta, ocorrem sobretensões elevadas nas fases sãs, há dificuldade para aplicar a proteção de sobrecorrente e os equipamentos devem ser isolados para tensão fase-fase, portanto tem um maior custo de aquisição.

2.4.3 Aterramento Sólido ou Efetivo

Um sistema, para ser classificado como efetivamente aterrado deve ter $(X_0 / X_1) \leq 3$ e $(R_0 / X_1) \leq 1$, onde X_0 e R_0 são a reatância e a resistência de sequência zero, e X_1 é a reatância de sequência positiva do sistema de potência.

Os sistemas média tensão da distribuição efetivamente aterrados podem ser uniaterrados e multiaterrados.

Todas as concessionárias analisadas utilizam os sistemas de aterramentos sólidos, que estão representados na Figura 2.2. Ocorrem variações apenas nos métodos: sistema uniaterrado a três fios, sistema uniaterrado a quatro fios ou sistema multiaterrado.

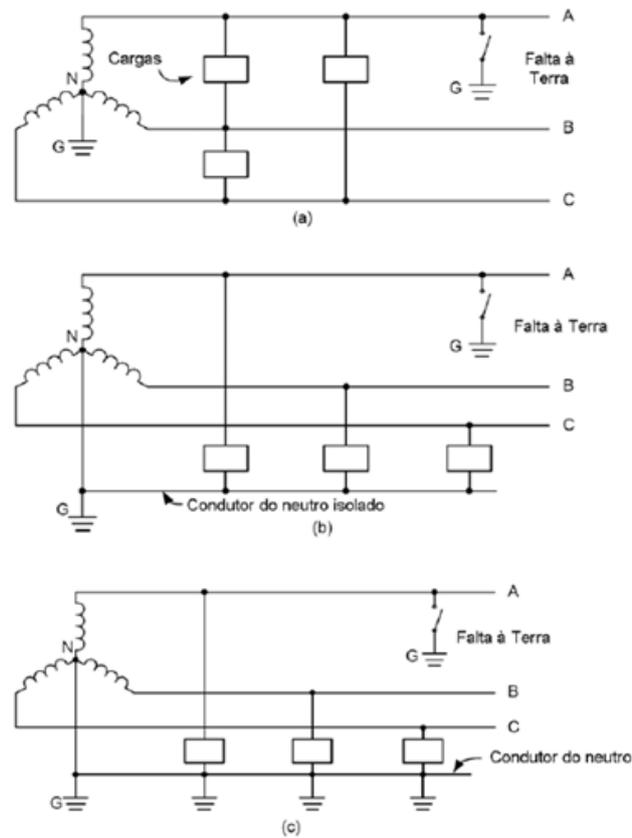


Figura 2.2 - Sistemas solidamente aterrados: (a) Sistema uniaterrado a 3 fios, (b) Sistema uniaterrado a 4 fios, (c) Sistema multaterrado. Retirada de [Schweitzer Engineering Laboratories, 2001]

Para os sistemas uniaterrados existem duas configurações, uma com três fios com todas as cargas conectadas entre fases e outra a quatro fios com um neutro isolado e as cargas conectadas fase-neutro. Nesta última aplicação, a corrente de desequilíbrio de carga retorna através do neutro enquanto a corrente de falta à terra retorna através da terra para o neutro da subestação.

Nos sistemas multiaterrados com quatro fios e cargas fase-neutro, o sistema é aterrado na subestação e em cada localização dos transformadores ao longo do circuito. Nesses sistemas, ambas as correntes de desequilíbrio de carga e de falta à terra são divididas entre o condutor do neutro e a terra. A detecção de faltas à terra de alta resistência nesses sistemas é difícil, pois o relé de proteção mede a corrente de falta à terra com alta resistência de contato associada com a corrente de desequilíbrio (desbalanço). Em algumas empresas existe sistema monofilar com retorno por terra (MRT), onde as cargas monofásicas em derivação são conectadas de uma fase para a terra, sem a existência do condutor neutro.

Em sistemas solidamente aterrados, as correntes de curto-circuito fase-terra são muito elevadas, as sobretensões no momento da falta são desprezíveis e há facilidade na aplicação de proteção contra sobrecorrente.

2.4.4 Aterramento por Baixa Impedância

Neste tipo de aterramento, o sistema é aterrado através de um reator ou resistor de baixa impedância com o objetivo de limitar a corrente de falta à terra. Ao limitar as magnitudes das correntes de falta à terra em dezenas ou centenas de amperes, o stress térmico nos equipamentos é reduzido, permitindo o uso de equipamentos de menor custo. Este método é, sob vários outros aspectos, equivalente ao aterramento sólido, incluindo os métodos de proteção contra faltas à terra.

2.4.5 Aterramento por Alta Impedância

Neste método, o sistema é aterrado através de um reator ou resistor de alta impedância, cujo valor é igual ou ligeiramente menor do que o da reatância capacitiva total para terra do sistema.

O método do aterramento através de alta impedância limita a corrente de falta à terra em poucas dezenas e limita as sobretensões transitórias em valores seguros durante essas faltas. O resistor de aterramento pode ser conectado no neutro de um transformador de potência ou aterramento, no gerador ou barra de aterramento do gerador,

O sistema de aterramento de alta impedância é muito utilizado em sistemas de média tensão industriais, pois permite que o sistema continue operando durante faltas à terra sustentadas.

2.4.6 Aterramento Ressonante (Bobina de Petersen)

O sistema é aterrado através de um reator de alta impedância, sintonizado com a capacitância fase-terra total do sistema. A bobina é normalmente conectada ao neutro do transformador da distribuição ou a um transformador de aterramento.

O reator de impedância variável é denominado bobina de Petersen em homenagem a seu inventor, que introduziu o conceito em 1917. Apesar de sua consolidação e crescente utilização na Europa, o uso deste sistema ainda é incipiente no Brasil.

O sistema de Aterramento ressonante é conhecido também como bobina de supressão de arco ou neutralizador de faltas à terra e são referidos como sistemas compensados ou com aterramento ressonante.

Na Figura 2.3 está representado um sistema de aterramento ressonante.

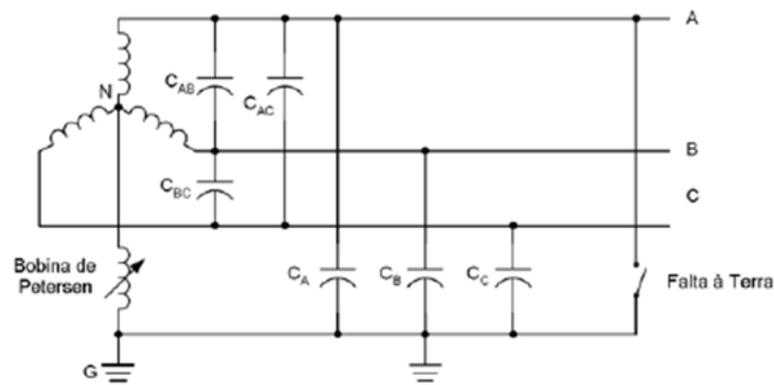


Figura 2.3 – Sistema de aterramento ressonante. Retirada de [Schweitzer Engineering Laboratories, 2001]

2.5 Filosofias de Proteção em Sistemas de Distribuição

A seguir serão apresentadas as filosofias de proteção contra sobrecorrente utilizadas em sistemas de distribuição. Estas informações são baseadas principalmente no Estudo de Distribuição ED-3.3, “Proteção Contra Sobrecorrentes em Redes de Distribuição Aéreas”, CEMIG, Novembro, 1994.

2.5.1 Aspectos Gerais

A proteção contra sobrecorrentes visa dar ao Sistema de Distribuição um alto grau de confiabilidade e segurança. Quando o projeto é bem dimensionado os ganhos operativos são significativos, uma vez que os tempos de inspeção e localização de defeito podem ser reduzidos, diminuindo o tempo total de restabelecimento do sistema.

A instalação de vários dispositivos de proteção em série, como requer um esquema de boa confiabilidade, tende a tornar lenta a proteção dos alimentadores na subestação. Por isso a temporização adotada não deve acarretar danos a materiais e a equipamentos. Assim sendo, quando se procura atingir altos níveis de confiabilidade, em termos de continuidade de fornecimento de energia elétrica, a preocupação com os aspectos de proteção e segurança deve aumentar proporcionalmente.

Para a definição do esquema de proteção ideal devem-se considerar as características do alimentador em estudo, sua área de exposição e as características diversas das cargas a ele ligadas. Por isso deve se verificar o equilíbrio dos circuitos, as correntes de carga, as correntes de curto-circuito, as correntes de partida de motores, as correntes de *inrush*, a capacidade de interrupção dos dispositivos de proteção e os limites térmicos dos condutores.

Um projeto de proteção que priorize os aspectos de coordenação entre os equipamentos instalados em série, minimiza os índices de DEC. Quanto ao FEC momentâneo, de duração inferior a três minutos, este pode permanecer elevado. Esse tipo de interrupção não faz parte dos índices de desempenho que são computados pela ANEEL, mas os consumidores sentem seus efeitos, e, dependendo das características das cargas atendidas, o dano independe da duração de interrupção.

2.5.2 Proteção Seletiva

É a proteção projetada e ajustada de tal forma que, para qualquer tipo de falta, ocorra apenas a atuação do dispositivo de proteção mais próximo ao local de falta, isolando o trecho defeituoso. A opção pela utilização de uma proteção com característica seletiva reduz a frequência de interrupções (FEC), mas eleva a duração das interrupções (DEC).

2.5.3 Proteção Coordenada

É a proteção projetada e ajustada com a finalidade de eliminar as faltas transitórias através do religamento automático do dispositivo de proteção de retaguarda e eliminar as faltas sustentadas (permanentes), através da operação do dispositivo mais próximo ao ponto de falta.

2.5.4 Proteção Mista (ou Combinada)

A proteção mista é largamente utilizada, pois aproveita as melhores características da proteção seletiva e da proteção coordenada. Esta filosofia é utilizada, prioritariamente, em alimentadores que possuem características urbanas e rurais. Na proteção da subestação (SE) e na área urbana utiliza-se a proteção seletiva e nos ramais para as áreas rurais a proteção coordenada.

2.5.5 Escolha da Filosofia

A escolha da filosofia adotada em projetos de proteção relaciona-se diretamente com a característica da carga a ser atendida. Nos locais com maior densidade populacional, o risco em potencial de acidentes envolvendo a rede elétrica é maior, exigindo do sistema elétrico alternativas de operação que propiciem eliminação de defeitos de maneira a que pessoas e animais não sejam atingidos, bem como sejam minimizados os prejuízos materiais decorrentes desse acidente. Esses

aspectos não estão relacionados apenas com os equipamentos e a filosofia de proteção, utilizados, mas também com as características do sistema elétrico e recursos operativos disponíveis na região.

As faltas transitórias são as mais frequentes em um sistema de distribuição. Estudos revelaram que 70% desses defeitos são eliminados no primeiro religamento automático, 10% no segundo e outros 10% no terceiro [ED-3.3/CEMIG, 1994]. A proteção coordenada é um esquema que permite o restabelecimento automático do circuito eliminando, assim, a maioria das faltas. Outros circuitos possuirão características que justifiquem a adoção da proteção seletiva. No entanto, sempre deverão ser tomados cuidados especiais quando da energização de circuitos, controlando os riscos de contatos de pessoas com a rede energizada.

3 Equipamentos de Proteção

3.1 Disjuntores

Os disjuntores são equipamentos de manobra utilizados para a energização e interrupção de circuitos. O disjuntor, em condições de faltas, recebe o comando de abertura dos relés de sobrecorrentes, funcionando como dispositivo de proteção. Durante a abertura do disjuntor ocorre a formação de um arco elétrico entre seus polos e a interrupção do circuito só será definitiva quando este arco for extinto.

O meio de extinção do arco elétrico é determinante na classificação dos disjuntores. Desta forma os disjuntores podem ser classificados como, ar comprimido, vácuo, sopro magnético, hexafluoreto de enxofre (gás SF₆), pequeno ou grande volume de óleo.

A seguir, serão apresentados os relés que atuam no disjuntor e o habilitam para ser utilizado como um equipamento de proteção do sistema elétrico.

3.1.1 Relé de Sobrecorrente

O relé de sobrecorrente é um dispositivo sensor que opera quando o valor da corrente do circuito ultrapassa um valor pré-fixado ou ajustado. Este relé atua para comandar a abertura do disjuntor, protegendo contra sobrecorrentes os equipamentos instalados na subestação e nos alimentadores, contra possíveis danos que poderiam ser ocasionados por defeitos (falhas) na rede de distribuição.

Nos alimentadores, saída das subestações, a proteção da rede de distribuição normalmente é feita por relés de sobrecorrente temporizados e por relés de sobrecorrente instantâneos. A Figura 3.1 apresenta um relé de sobrecorrente eletromecânico, que está sendo gradualmente substituído por relés eletrônicos ou microprocessados, mas ainda hoje é muito encontrado no sistema elétrico brasileiro.

RTC = relação de transformação de corrente do TC.

K = fator de tolerância, normalmente com valores entre 1 e 3.

O tape do relé de terra é escolhido de acordo com a máxima corrente de desequilíbrio permitida para este circuito. Na Cemig o ajuste do tape do relé de terra permite uma corrente de desequilíbrio próxima a 60A.

O dial do relé define o tempo de restabelecimento ou rearme do relé. A escolha do dial é em função da proteção dos condutores e equipamentos, e da coordenação com outros dispositivos de proteção.

Definido o tape, as curvas tempo x múltiplo do tape podem ser transformadas em curvas tempo x correntes usuais.

3.1.3 Relé Instantâneo

O ajuste do tape do relé instantâneo de fase é de acordo com a corrente de curto-circuito bifásica simétrica máxima do ponto mais distante da fonte que se deseja que a proteção instantânea atue. O trecho da rede de distribuição desde a saída da subestação até o ponto escolhido ficará protegido pela unidade instantânea. O tape do relé instantâneo de terra é ajustado utilizando-se o mesmo critério, porém considera-se a máxima corrente de curto circuito fase-terra assimétrica.

3.1.4 Relé de Religamento

O relé de religamento é utilizado para comandar automaticamente o religamento do disjuntor. Este religamento pode ser instantâneo ou temporizado e ter um número de operações variando de um até quatro.

A atuação do relé de religamento é ativada quando o relé de sobrecorrente aciona a abertura do disjuntor, neste momento o relé de religamento é energizado, iniciando-se então o religamento do disjuntor.

3.2 Religadores

São equipamentos que possuem a capacidade de realizar automaticamente operações de energização e interrupção de circuitos. Os religadores, de acordo com o ciclo de operação, podem programados para realizar 1, 2, 3 ou 4 aberturas. Estas aberturas, com exceção da última, são seguidas

de religamento. O tempo decorrido entre uma abertura e um religamento é chamado tempo de religamento.

Quando ocorrer uma falta em sua zona de proteção o religador será sensibilizado pelas sobrecorrentes geradas pela falta e iniciará seu ciclo de operação. Se a falta for permanente, o ciclo de operação será completado e o religador bloqueará interrompendo o circuito de forma definitiva, só podendo ser religado manualmente (ou por telecontrole). Caso a falta seja transitória o religador não completará o ciclo de operação e manterá o circuito energizado. Após o tempo de rearme, o religador retorna as condições iniciais ficando pronto para iniciar um novo ciclo de operação. O tempo de rearme depende do número de aberturas efetuadas e do modelo do equipamento.

Um religador muito utilizado nas redes de distribuição Cemig está representado na, foto, Figura 3.3.



Figura 3.3 – Foto do religador OSM27.

Os religadores podem ser classificados quanto ao número de fases, em trifásicos e monofásicos e trifásicos, quanto ao tipo de controle em hidráulicos, eletrônicos e microprocessados e quanto ao meio de interrupção (da corrente de curto circuito) a óleo, a vácuo ou a gás SF₆ [ED-3.3/CEMIG, 1994].

A proteção de terra, conhecida como sensor terra, é sensibilizada pela corrente residual resultante do somatório das correntes trifásicas. O circuito é protegido das correntes de desequilíbrio, pois a proteção de terra também atua, quando os limites preestabelecidos são ultrapassados.

3.3 Seccionalizadores

O seccionizador, representado na Figura 3.4, é basicamente uma chave a óleo com capacidade de fechamento e abertura em carga possuindo, portanto, as características de um equipamento de manobra [NTBD 3.01-0/BANDEIRANTE, 1987]. É um dispositivo de proteção automático, aplicado em sistemas de distribuição sempre em conjunto com um dispositivo de retaguarda, que pode ser um religador ou um disjuntor.

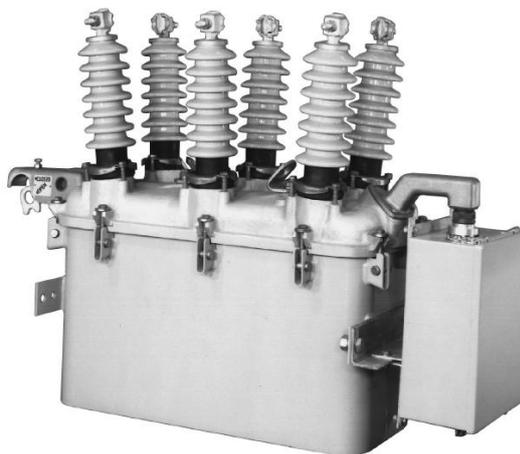


Figura 3.4 – Foto do seccionizador GN3E.

O seccionizador é programado para atuar em casos de sobrecorrente (na sua zona de proteção) em duas etapas, primeiro para contar o número de interrupções do dispositivo de retaguarda, e depois abrir os seus contatos, isolando o trecho defeituoso do circuito antes que o dispositivo de retaguarda complete seu ciclo de operação. Nas faltas permanentes, o seccionizador realizará as etapas programadas e só poderá ser fechado manualmente.

O número de operações do seccionizador, para que realize sua função adequadamente, deve ser menor que o número de operações programadas para o dispositivo de retaguarda, no mínimo em uma unidade.

Os seccionizadores não são projetados para abrir ou fechar sobrecorrente de falta. Estes equipamentos podem ser classificados quanto ao tipo de controle em hidráulicos e eletrônicos e de acordo com número de fases em monofásicos e trifásicos. O que diferencia o seccionizador dos demais equipamentos de proteção é o fato de não possuir curva característica tempo x corrente. Esta característica permite maior flexibilidade no projeto de coordenação, principalmente entre dispositivos de proteção com curvas de atuação muito próximas, onde é impossível acrescentar mais um passo de coordenação com outro tipo de equipamento [ED-3.3/CEMIG, 1994].

Os seccionizadores eletrônicos possuem um sensor que detecta as correntes de desequilíbrio e de falta para terra. Os níveis de atuação do sensor de terra são inferiores aos de atuação da proteção de fase e coordenam com a proteção de terra do equipamento de retaguarda, normalmente um religador.

3.4 Chaves Fusíveis – Elos Fusíveis

O conjunto chave e elo fusível formam um dispositivo de proteção instalado por fase em sistemas de distribuição com a finalidade de interrupção do circuito em condições de sobrecorrente. A chave fusível é um dispositivo com estrutura projetada para a conexão de um cartucho contendo um

elo fusível entre seus terminais. As principais partes de uma chave fusível são mostradas na Figura 3.5.

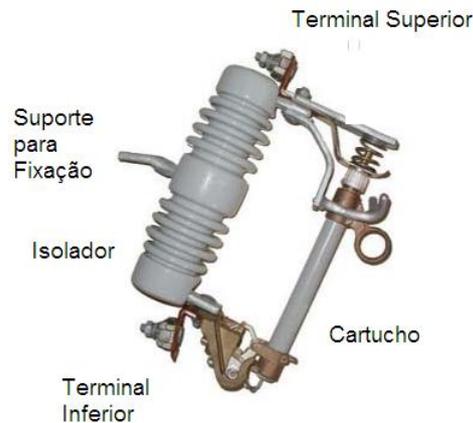


Figura 3.5 – Foto da chave fusível.

O elo fusível, ilustrado na Figura 3.6, é instalado dentro do cartucho (porta-fusível) e possui um elemento fusível que sofrerá fusão pelo calor produzido em caso de sobrecorrentes, provocando assim, a interrupção do circuito. Quando ocorre a fusão do elemento fusível, há a formação de um arco elétrico que é mantido por partículas ionizadas resultantes do processo de fusão. O calor emitido por este arco elétrico aquece o revestimento interno do cartucho que emite gases desionizantes que auxiliam na extinção do arco elétrico. Os gases se acumulam, aumentando a pressão no interior do cartucho, dessa forma, as partículas ionizadas remanescentes são expulsas do cartucho garantindo a extinção do arco, interrompendo e sinalizando a fase defeituosa [ED-3.3/CEMIG, 1994].

A chave fusível é um equipamento instalado em circuitos trifásicos e monofásicos. Porém é um dispositivo de interrupção monofásica que interrompe apenas a(s) fase(s) faltosa(s). Esta característica pode ser considerada como desvantagem ao causar fornecimento em duas fases para consumidores trifásicos, ou pode ser uma vantagem quando garante a continuidade de serviço de consumidores monofásicos, principalmente rurais, ligados às fases não defeituosas [ED-3.3/CEMIG, 1994].



Figura 3.6 – Foto de elos fusíveis.

As chaves fusíveis são muito utilizadas devido ao baixo custo de aquisição e a facilidade de instalação e operação deste equipamento.

A curva de tempo mínimo de fusão, informada nos catálogos dos fabricantes, é determinada para temperatura ambiente entre 20° e 30°C. A operação em temperaturas ambientes mais elevadas provoca redução do tempo mínimo de fusão.

Os elos fusíveis são classificados em rápidos (tipo K) e lentos (tipo T). Estes elos suportam valores de correntes até 150% do valor da corrente nominal sem perder as suas características, isto é, sem que haja fusão parcial ou total deste elo.

Existem também os elos tipo H que suportam correntes de surto em períodos de curta duração. Estes elos foram desenvolvidos para aplicações especiais, tais como a proteção de pequenos transformadores, com correntes nominais abaixo de seis amperes. São especialmente desenhados para prover proteção contra sobrecarga (e sobrecorrente) e evitar operações desnecessárias durante transientes de curta duração, tais como partida de motores, corrente de inrush e surtos atmosféricos.

Na Figura 3.7 estão representadas as curvas de tempo mínimo e tempo máximo de fusão para os elos 25K e 25T, pode-se observar que os elos K e T de mesma corrente nominal tem pontos de 300 segundos (início da curva) idênticos, mas tem diferentes curvas tempo x corrente. Os elos fusíveis tipo T por serem mais lentos, para as correntes elevadas, permitem uma faixa de coordenação em um maior intervalo de corrente. Os elos fusíveis tipo K fornecem uma boa proteção para transformadores e bancos de capacitores.

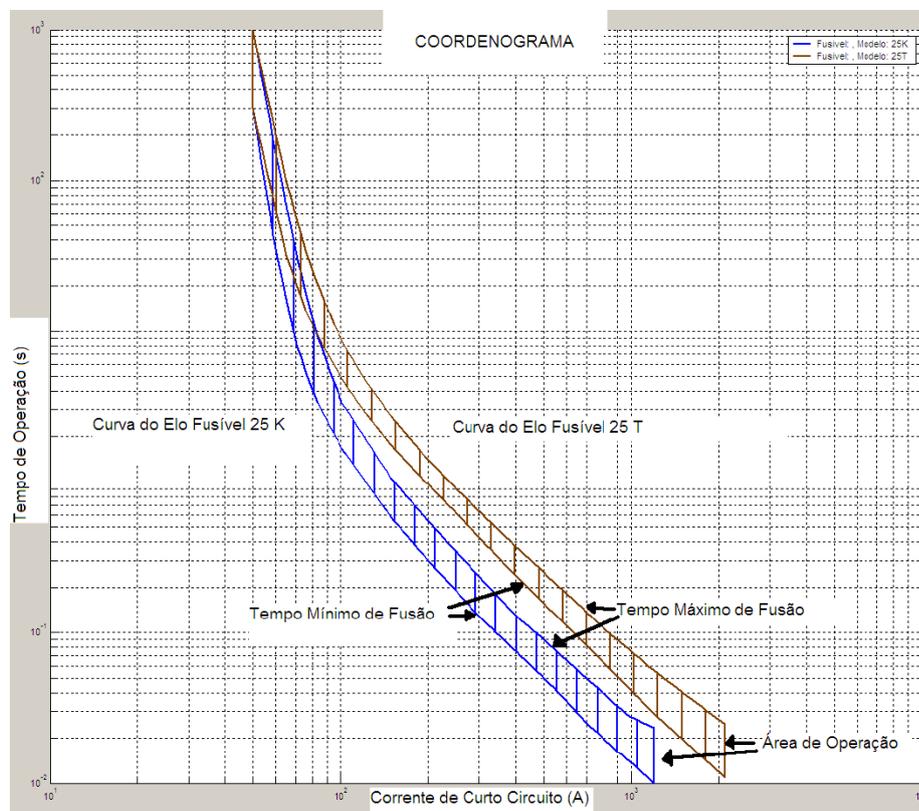


Figura 3.7 – Curva dos elos fusíveis 25K e 25T.

3.5 Chaves Fusíveis Religadoras (Repetidoras)

A chave fusível religadora, denominada na Cemig e na Elektro como chave fusível repetidora, é um dispositivo de proteção contra sobrecorrente, monofásico, com três operações de abertura e dois religamentos automáticos. Ela é composta por três chaves fusíveis, de corrente nominal 100 A e capacidade máxima de interrupção simétrica de 7,1 kA e assimétrica de 10 kA, montadas lado a lado numa mesma estrutura, sendo interligadas mecânica e eletricamente. Em função dessa proximidade entre polos e de outros aspectos que são relevantes para a interrupção dos arcos elétricos no momento da operação, a capacidade máxima de interrupção do conjunto das três chaves é limitada a 2 kA assimétricos (1,4 kA simétricos) e o elo fusível máximo que pode ser utilizado é o 40 T.

A chave repetidora, ilustrada na Figura 3.8, é equipada com um dispositivo de transferência de carga provido de olhal que permite rearmar manualmente o mecanismo, utilizando-se vara de manobra, após a sua operação automática.

Dentre os benefícios esperados com a aplicação da chave repetidora em lugar de chaves fusíveis convencionais, podemos destacar a melhoria da qualidade do fornecimento, (especialmente no que se refere à continuidade), a redução nos custos operacionais devido à redução no número de deslocamentos para atendimentos e restabelecimentos do sistema e redução do número de reclamações referentes a interrupções prolongadas do fornecimento de energia (maior satisfação dos consumidores).



Figura 3.8 – Foto da chave fusível religadora.

A conexão do lado fonte é na chave central da chave fusível repetidora, um barramento de cobre eletrolítico instalado na parte superior do conjunto e que interliga as três unidades (chaves fusíveis) eletricamente. Por sua vez, o lado de carga deve ser ligado à parte inferior da primeira chave fusível, o qual é automaticamente conectado às demais chaves ou estágios que permanecem, em

condições normais, como reserva do primeiro. Os três elos fusíveis, que devem ser de mesma capacidade, são instalados cada um em seu respectivo porta-fusível que são, posteriormente, montados nas bases das chaves do conjunto.

Na ocorrência de um defeito na rede, à jusante da chave repetidora, o elo fusível da primeira chave é rompido e, automaticamente, o próprio movimento de abertura do cartucho (porta-fusível) e com um impacto que é função do seu peso no final do percurso de abertura e de outros esforços dinâmicos envolvidos na operação da chave, aciona o dispositivo de contato móvel que insere o segundo estágio no circuito, mantendo a continuidade do fornecimento de energia e as condições de proteção.

Caso o defeito na rede seja eliminado (falta temporária), a segunda chave permanece fechada. De outra forma, se o defeito permanecer, é rompido o elo fusível da segunda chave, e o terceiro estágio é inserido automaticamente no circuito. Permanecendo o defeito, essa chave também é aberta e interrompe definitivamente o ramal defeituoso. Nesse caso, será necessária a intervenção do eletricitista de forma a verificar o ocorrido na rede, eliminar a causa do problema (se for o caso), substituir os elos queimados e recolocar a chave fusível repetidora em serviço.

4 Coordenação da Proteção

4.1 Coordenação Relé – Elo Fusível

Na Figura 4.1 está representada a seletividade entre um relé de sobrecorrente e um elo fusível.

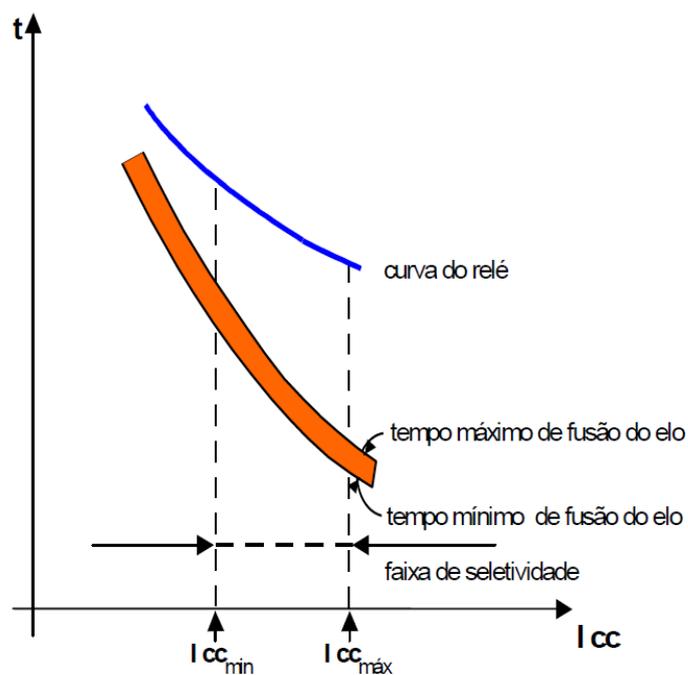


Figura 4.1 – Seletividade entre relé e elo fusível. Retirada de [MIT-162503/COPEL, 2009]

A seletividade entre o relé de sobrecorrente instalado na saída dos alimentadores e os elos fusíveis ao longo do circuito de média tensão é garantida na faixa dos valores de corrente de curto-circuito, na qual exista uma diferença de no mínimo 0,2 segundos entre o tempo máximo de interrupção do elo fusível e o tempo mínimo de operação da curva do relé.

4.2 Coordenação Relé – Religador

Esta configuração é comumente encontrada no sistema de distribuição, onde os relés são instalados em subestações e os religadores instalados em postes ao longo dos circuitos de distribuição.

Caso o relé de sobrecorrente seja estático ou microprocessado, a seletividade será garantida se a diferença de tempo entre a curva lenta do religador e a curva do relé for maior ou igual a 0,2 segundos, para todos valores de corrente de curto circuito encontrado na zona de proteção do religador. Para os relés de sobrecorrente eletromecânicos (indução), deve ainda ser verificado o avanço acumulado do disco de indução do relé durante os tempos de operação e religamento automático do religador

4.3 Coordenação Religador – Religador

Para a coordenação entre dois religadores instalados em série deve-se atender os Critérios, destacados a seguir:

4.3.1 Coordenação de Curvas Rápidas

A coordenação entre curvas rápidas raramente é alcançada devido ao reduzido intervalo de tempo entre as curvas, portanto, são possíveis operações simultâneas entre os religadores. A diferença entre os tempos de operação das curvas rápidas dos equipamentos deverá ser igual ou superior a 0,066 segundos podendo variar de acordo com as características de cada equipamento.

Em alimentadores que possuam clientes industriais a curva rápida não deverá ser utilizada.

Na Figura 4.2 está representado o diagrama unifilar de um circuito com os religadores “A” e “B” e suas respectivas zonas de proteção. As curvas rápidas dos religadores “A” e “B” estão representadas na Figura 4.3.

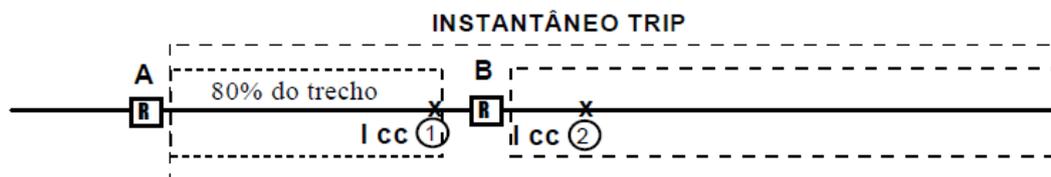


Figura 4.2 – Diagrama unifilar com os pontos de instalação dos religadores A e B. Retirada de [MIT-162503/COPEL, 2009]

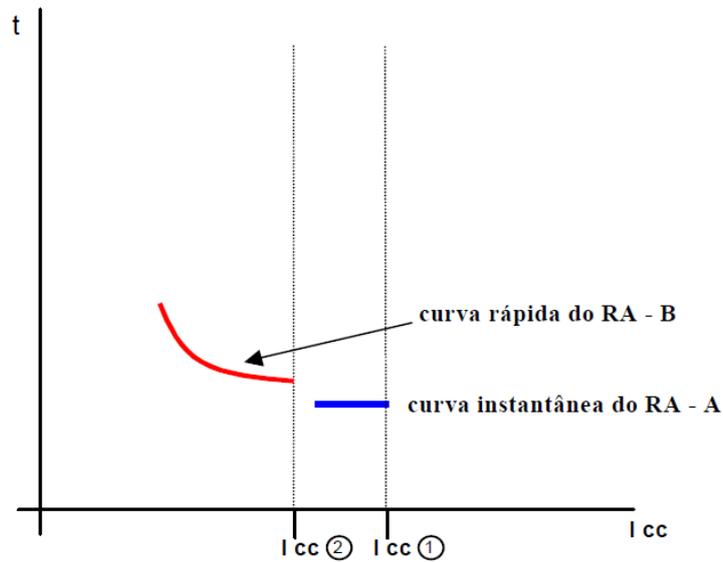


Figura 4.3 – Coordenação entre curvas rápidas dos religadores A e B. Retirada de [MIT–162503/COPEL, 2009]

4.3.2 Coordenação de Curvas Temporizadas (Lentas)

A coordenação entre curvas lentas é obtida quando a diferença entre os tempos de operação das curvas temporizadas dos equipamentos é superior a 0,2 segundos.

Na Figura 4.4 está representado o diagrama unifilar de um circuito com os religadores “A” e “B” e suas respectivas zonas de proteção. As curvas temporizadas (lentas) dos religadores “A” e “B” estão representadas na Figura 4.5.

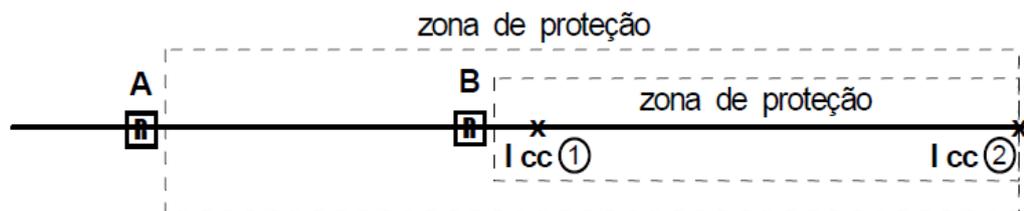


Figura 4.4 – Diagrama unifilar com a zona de proteção dos religadores A e B. Retirada de [MIT–162503/COPEL, 2009]

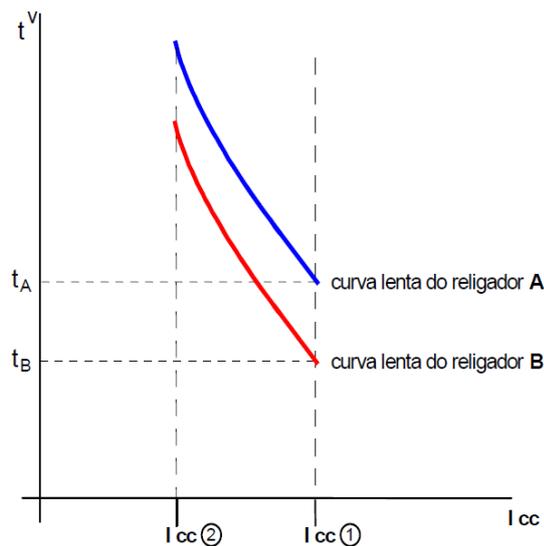


Figura 4.5 – Coordenação entre as curvas temporizadas dos religadores A e B. Retirada de [MIT-162503/COPEL, 2009]

4.4 Coordenação Religador – Seccionalizador

Na coordenação entre um religador e um seccionalizador não há necessidade de um coordenograma para o estudo, pois o seccionalizador não possui características tempo x corrente.

A zona de proteção do religador deve incluir toda a zona de proteção do seccionalizador, desta forma o religador será sensível à corrente de falta na zona de proteção do seccionalizador. Após atingir a contagem programada o seccionalizador abrirá o circuito, isolando o trecho em falta.

Para garantir uma perfeita coordenação, é preciso verificar a corrente mínima de atuação, o número de contagens e o tempo de memória do seccionalizador.

A corrente mínima de atuação do seccionalizador deve ser 80% da corrente de atuação do religador. O número de operações do seccionalizador deve ser menor que o número de operações programadas para o religador, no mínimo em uma unidade. Cada seccionalizador colocado em série (a jusante) deve ser ajustado com um número de operação menor que o anterior posicionado mais próximo à fonte.

O tempo de memória do seccionalizador deve ser maior que o tempo total acumulado (TTA) do religador, que é a soma dos tempos de abertura, excluída a primeira, mais os tempos de religamento do ciclo de operação do religador. Senão, uma contagem poderá ser perdida durante o ciclo de operação do religador levando o seccionalizador a uma contagem extra. Caso isto ocorra o religador irá interromper o circuito nas faltas permanentes, e o seccionalizador não terá nenhuma função neste circuito.

Para permitir coordenação de fase e de terra com o religador de retaguarda os seccionalizadores eletrônicos podem ser equipados com sensor terra. Os ajustes e a atuação da proteção de fase e terra são independentes, porém os critérios de coordenação são idênticos.

4.5 Coordenação Religador – Elo Fusível

Na Figura 4.6 está representado um coordenograma com a curva rápida e a curva temporizada do religador e as curvas de tempo máximo e tempo mínimo de interrupção do elo fusível (faixa de operação).

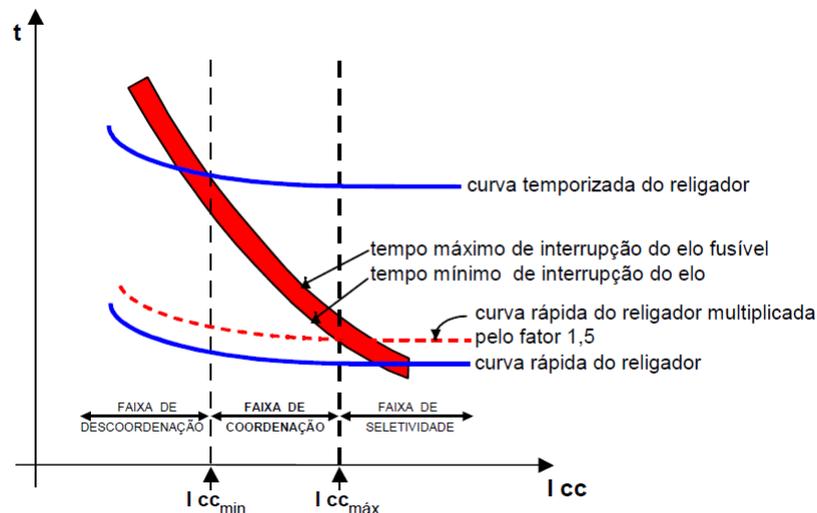


Figura 4.6 – Coordenação religador-elo fusível. Retirada de [MIT-162503/COPEL, 2009]

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. Portanto o religador, em questão, deve estar ajustado para operar na curva rápida e a seguir na curva temporizada.

4.6 Coordenação Religador – Seccionalizador – Elo Fusível

Para se conseguir a coordenação religador-seccionalizador-elo fusível devem ser simultaneamente atendidos os critérios para a coordenação religador-seccionalizador e para a coordenação religador-elo fusível. No caso de uma falta na zona de proteção mútua, o funcionamento destes equipamentos deve ser analisado.

A Figura 4.7 apresenta o diagrama unifilar com um religador, um seccionalizador e uma chave fusível (elo fusível), instalados em série. Na Figura 4.8 está representado o caso de um religador programado para 1 operação rápida e 3 operações temporizadas. Para esta situação, espera-se que o religador extinga as faltas temporárias na operação rápida e que ocorra a fusão do elo em faltas permanentes antes da primeira operação temporizada do religador, impedindo a segunda contagem do seccionalizador. Para o caso de faltas permanentes na zona de proteção principal do seccionalizador, o religador irá realizar uma operação na curva rápida e 2 operações na curva temporizada. Neste

momento o seccionizador completará as suas 3 contagens programadas e bloqueará isolando o defeito.

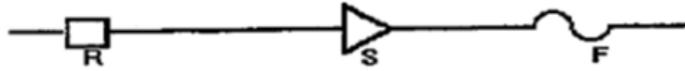


Figura 4.7 – Diagrama unifilar religador-seccionizador-elo fusível. Retirada de [ED-3.3/CEMIG, 1994]

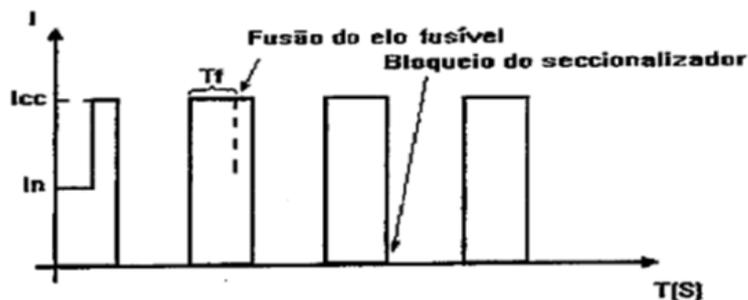


Figura 4.8 – Coordenação religador-seccionizador-elo fusível. Retirada de [ED-3.3/CEMIG, 1994]

4.7 Coordenação Elo fusível – Elo Fusível

A seletividade, entre os elos fusíveis instalados em série, é satisfatória quando o tempo total de interrupção do elo fusível protetor não exceder a 75% do tempo mínimo de fusão do elo fusível protegido [CIPOLI, 1993].

Um diagrama de um circuito com duas chaves fusíveis instaladas em série está representado na Figura 4.9.

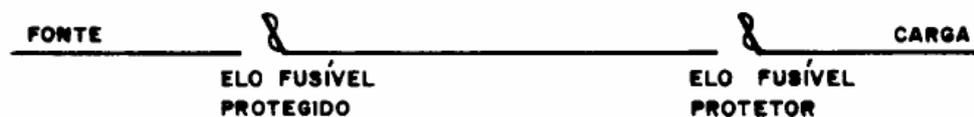


Figura 4.9 – Diagrama unifilar da instalação de elos fusíveis em série. Retirada de [NT-2912/CPFL, 2006]

Na Figura 4.10 pode-se verificar a seletividade entre o elo protegido e o elo protetor.

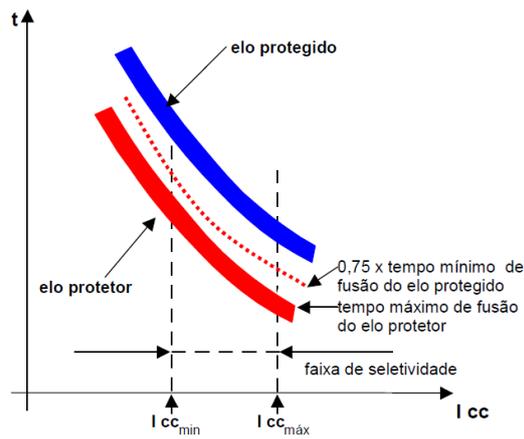


Figura 4.10 – Seletividade entre elos fusíveis. Retirada de [MIT-162503/COPEL, 2009]

As correntes máximas de curto circuito para se conseguir coordenação entre elos tipo K e entre os elos tipo T estão, respectivamente, na Tabela 4.1 e na Tabela 4.2, estas tabelas práticas facilitam o trabalho de coordenação da proteção pois evitam a necessidade de comparação, manual ou através de programas, das curvas dos elos fusíveis.

Tabela 4.1 – Seletividade entre elos fusíveis tipo K.

COORDENAÇÃO ENTRE ELOS TIPO K													
ELO A MONTANTE	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
ELO A JUSANTE	MÁXIMA CORRENTE DE FALTA - AMPÈRE												
6K	190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K		210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K			300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K				320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K					430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K						500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K							660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K								850	1700	2800	3900	5800	9200
40K									1100	2200	3900	5800	9200
50K										1450	3900	5800	9200
65K											2400	5800	9200
80K												4500	9200
100K												2000	9100
140K													4000

Tabela 4.2 – Seletividade entre elos fusíveis tipo T.

COORDENAÇÃO ENTRE ELOS TIPO T													
ELO A MONTANTE	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
ELO A JUSANTE	MÁXIMA CORRENTE DE FALTA - AMPÈRE												
6T	350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8T		375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10T			530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12T				680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15T					730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20T						990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25T							1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30T								1500	3100	5000	6100	9700	15200
40T									1700	3800	6100	9700	15200
50T										1750	4400	9700	15200
65T											2200	9700	15200
80T												7200	15200
100T												4000	15200
140T													7500

4.8 Coordenação Utilizando Chaves Fusíveis Religadoras

Na utilização de chaves fusíveis religadoras (repetidoras) de três operações nas redes de distribuição, deverão ser considerados para a sua coordenação e seletividade com outros equipamentos de proteção, os itens listados a seguir.

4.8.1 Coordenação Religador – Chave Fusível Religadora

Para um curto-circuito qualquer na zona de proteção da chave fusível religadora onde a corrente de curto sensibilize o elo fusível da respectiva chave, bem como a proteção de fase do religador de retaguarda, a coordenação ficará garantida quando o tempo máximo de interrupção de uma unidade da chave fusível religadora for 0,2 s inferior ao tempo da curva temporizada de fase do religador e ainda menor ou igual a 75% do tempo de disparo de fase na curva temporizada do religador. Deve-se escolher o menor elo fusível possível para permitir o máximo de seletividade com a curva temporizada da proteção de terra do religador.

4.8.2 Seletividade Relé x Chave Fusível Religadora

Para que ocorra seletividade entre o relé de sobrecorrente eletrônico de neutro com chave fusível religadora o tempo máximo de interrupção desta chave deverá ser menor que 75% do tempo do relé de neutro e a diferença entre o tempo do relé de neutro e o tempo máximo de interrupção da chave religadora deve ser no mínimo 0,2 segundos.

4.8.3 Seletividade Chave Fusível x Chave Fusível Religadora

Para esta proteção ser seletiva o tempo máximo de interrupção de uma unidade da chave fusível religadora multiplicado por três deverá ser menor ou igual a 75% do tempo mínimo de fusão do elo protegido (retaguarda) na faixa de corrente de curto circuito fase-terra mínimo correspondente na zona de proteção principal da chave fusível repetidora

4.8.4 Seletividade Chave Fusível Religadora x Chave Fusível

Para a proteção ser seletiva com a chave fusível religadora a montante da chave fusível, o tempo máximo de interrupção chave fusível deverá ser menor ou igual a 75% do tempo mínimo de fusão do elo de uma unidade da chave fusível repetidora.

5 Análise Comparativa

5.1 Introdução

A duração das interrupções, controladas através do DEC, está ligada à operação e manutenção das redes e à eficiência da concessionária para recuperar o sistema elétrico após cada interrupção, o que depende, principalmente, da qualificação do pessoal, do número de veículos e do nível de automação das redes. Este indicador está principalmente relacionado ao custo operacional da distribuidora (OPEX), pois reflete em grande parte o custo com a implantação e o gerenciamento das equipes de manutenção.

A frequência das interrupções, FEC, caracteriza a fragilidade do sistema frente ao meio ambiente (causas externas) e à degradação por envelhecimento e/ou falta de manutenção adequada. O FEC está relacionado principalmente aos investimentos em equipamentos e redes (CAPEX).

Para definir as metas de qualidade, a área de concessão de cada empresa é subdividida em conjuntos consumidores definidos pela concessionária e aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Em seguida estes conjuntos de consumidores são agrupados em sub-grupos, denominados *clusters*, com atributos semelhantes (área, comprimento de rede primária, consumo médio mensal, potência instalada e número de consumidores). A meta é então definida com base nos conjuntos de consumidores com melhor desempenho dentro de um *cluster*.

5.2 Metodologia

As concessionárias de energia elétrica questionam frequentemente à ANEEL, a fórmula de construção dos *clusters*, principalmente pela diversidade das regiões onde estão inseridos os sistemas de distribuição.

A avaliação desta metodologia não é o objetivo deste trabalho, portanto para efeito de comparação entre os índices de desempenho das concessionárias, será considerada a relação entre os índices apurados e as metas destes índices estipuladas pelo órgão regulador a cada concessionária, conforme as equações (6.1) e (6.2).

$$X = \text{DEC Apurado} / \text{DEC Limite} \quad (6.1)$$

$$Y = \text{FEC Apurado} / \text{FEC Limite} \quad (6.2)$$

No histórico, disponível no site da ANEEL, são fornecidos dados referentes aos últimos 12 anos. Na comparação entre os índices apurados e as metas será calculada a média do resultado das concessionárias nos últimos 10 anos. Utilizando-se este intervalo pode-se fazer uma extrapolação de como foi a política de investimentos da empresa para melhoria dos índices neste período. Nas Tabelas 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5 e 5.6 estão listados os dados dos índices de desempenho das concessionárias e calculados o “X” e o “Y” (utilizando as equações 6.1 e 6.2) anual e a média dos últimos 10 anos. Na Tabela 5.7 foram agrupadas as médias dos índices das concessionárias e calculada uma média geral destes dados.

Tabela 5.1 – Bandeirante, índices de continuidade dos últimos 10 anos. Fonte Aneel.

BANDEIRANTE	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Média
DEC APURADO	12,40	8,20	6,53	9,03	8,82	9,46	11,37	12,78	12,21	9,43	10,02
DEC LIMITE	13,89	12,59	12,53	12,54	12,46	12,27	11,75	11,25	10,15	9,66	11,91
FEC APURADO	8,47	6,47	5,48	6,49	5,51	5,85	6,30	6,44	7,09	6,17	6,43
FEC LIMITE	10,57	9,74	9,72	9,74	9,74	9,74	9,60	9,36	8,79	8,39	9,54
Nº CONSUMIDORES	1.281.752	1.317.365	1.379.628	1.425.620	1.469.604	1.514.367	1.560.481	1.606.364	1.479.523	1.525.652	
DEC Ap / DEC Lim	0,89	0,65	0,52	0,72	0,71	0,77	0,97	1,14	1,20	0,98	0,85
FEC Ap / FEC Lim	0,80	0,66	0,56	0,67	0,57	0,60	0,66	0,69	0,81	0,74	0,67

Tabela 5.2 – Cemat, índices de continuidade dos últimos 10 anos. Fonte Aneel.

CEMAT	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Média
DEC APURADO	22,61	24,43	31,13	30,59	25,78	27,52	27,86	29,28	28,66	29,23	27,71
DEC LIMITE	48,11	46,46	43,72	41,96	39,60	38,00	37,20	34,08	32,74	31,24	39,31
FEC APURADO	26,26	26,13	24,68	22,39	26,36	24,80	23,79	22,86	21,90	20,79	24,00
FEC LIMITE	56,13	51,75	43,75	40,14	36,43	33,91	32,59	29,29	27,74	26,31	37,80
Nº CONSUMIDORES	661.014	688.288	725.167	768.461	799.870	846.899	906.762	967.111	1.006.619	1.073.397	
DEC Ap / DEC Lim	0,47	0,53	0,71	0,73	0,65	0,72	0,75	0,86	0,88	0,94	0,72
FEC Ap / FEC Lim	0,47	0,50	0,56	0,56	0,72	0,73	0,73	0,78	0,79	0,79	0,66

Tabela 5.3 – Cemig, índices de continuidade dos últimos 10 anos. Fonte Aneel.

CEMIG-D	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Média
DEC APURADO	13,01	10,74	10,93	12,21	13,03	13,14	13,66	14,09	12,99	14,32	12,81
DEC LIMITE	13,07	12,55	13,77	13,68	13,47	13,24	13,23	13,25	13,19	12,99	13,24
FEC APURADO	7,34	6,42	6,58	6,78	6,43	6,40	6,53	6,76	6,55	7,00	6,68
FEC LIMITE	10,36	9,86	10,46	10,40	10,27	10,11	9,83	9,71	9,35	9,05	9,94
Nº CONSUMIDORES	5.510.919	5.713.174	5.914.212	5.914.439	6.047.547	6.279.607	6.468.494	6.590.750	6.955.311	7.039.989	
DEC Ap / DEC Lim	1,00	0,86	0,79	0,89	0,97	0,99	1,03	1,06	0,98	1,10	0,97
FEC Ap / FEC Lim	0,71	0,65	0,63	0,65	0,63	0,63	0,66	0,70	0,70	0,77	0,67

Tabela 5.4 – Copel, índices de continuidade dos últimos 10 anos. Fonte Aneel.

COPEL-DIS	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Média
DEC APURADO	16,33	18,90	14,04	13,48	14,79	13,54	12,19	12,91	11,46	10,64	13,83
DEC LIMITE	16,49	15,25	14,04	14,76	14,29	13,74	13,22	14,02	14,05	13,62	14,35
FEC APURADO	15,70	16,55	14,19	13,51	13,66	12,41	10,69	11,03	9,46	8,26	12,55
FEC LIMITE	18,03	16,33	14,78	14,62	14,02	13,38	12,80	13,52	12,84	12,02	14,23
Nº CONSUMIDORES	3.016.118	3.112.495	3.171.751	3.261.029	3.325.879	3.400.202	3.498.551	3.575.236	3.700.608	3.838.144	
DEC Ap / DEC Lim	0,99	1,24	1,00	0,91	1,03	0,99	0,92	0,92	0,82	0,78	0,96
FEC Ap / FEC Lim	0,87	1,01	0,96	0,92	0,97	0,93	0,84	0,82	0,74	0,69	0,87

Tabela 5.5 – CPFL, índices de continuidade dos últimos 10 anos. Fonte Aneel.

CPFL-Paulista	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Média
DEC APURADO	6,43	5,35	5,34	6,21	6,59	6,98	6,85	7,62	5,65	6,76	6,38
DEC LIMITE	10,46	10,25	10,22	10,10	9,85	9,59	9,54	9,43	9,04	8,65	9,71
FEC APURADO	6,00	5,09	5,00	5,31	5,49	5,86	5,87	5,77	5,05	5,36	5,48
FEC LIMITE	8,91	8,54	8,53	8,54	8,52	8,37	8,35	8,35	8,08	7,81	8,40
Nº CONSUMIDORES	2.963.710	3.068.762	3.146.234	3.214.517	3.294.779	3.319.136	3.442.690	3.521.729	3.594.509	3.659.888	
DEC Ap / DEC Lim	0,61	0,52	0,52	0,61	0,67	0,73	0,72	0,81	0,63	0,78	0,66
FEC Ap / FEC Lim	0,67	0,60	0,59	0,62	0,64	0,70	0,70	0,69	0,63	0,69	0,65

Tabela 5.6 – Elektro, índices de continuidade dos últimos 10 anos. Fonte Aneel.

ELEKTRO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Média
DEC APURADO	11,97	9,82	9,88	10,37	10,17	9,36	8,52	11,09	9,48	9,05	9,97
DEC LIMITE	12,07	11,77	11,54	11,55	11,37	11,30	11,05	10,62	10,09	9,63	11,10
FEC APURADO	8,90	7,69	7,21	7,11	6,74	6,41	6,02	6,60	5,74	5,39	6,78
FEC LIMITE	10,38	10,13	9,88	9,89	9,80	9,74	9,61	9,19	8,78	8,40	9,58
Nº CONSUMIDORES	1.718.546	1.746.089	1.804.467	1.865.776	1.910.497	1.972.719	2.035.747	2.087.502	2.141.617	2.218.242	
DEC Ap / DEC Lim	0,99	0,83	0,86	0,90	0,89	0,83	0,77	1,04	0,94	0,94	0,90
FEC Ap / FEC Lim	0,86	0,76	0,73	0,72	0,69	0,66	0,63	0,72	0,65	0,64	0,71

Tabela 5.7 – Média dos índices de continuidade dos últimos 10 anos.

10 ANOS	Média DEC Ap / DEC Lim	Média FEC Ap / FEC Lim
BANDEIRANTE	0,85	0,67
CEMAT	0,72	0,66
CEMIG	0,97	0,67
COPEL	0,96	0,87
CPFL Paulista	0,66	0,65
ELEKTRO	0,90	0,71
Média Geral	0,84	0,71

Para auxiliar a comparação entre os índices desempenho das concessionárias a média geral foi referenciada em um 1 p.u. (Tabela 5.8).

Tabela 5.8 – Média do DEC em p.u. dos últimos 10 anos.

10 ANOS	Média DEC Ap / DEC Lim
BANDEIRANTE	1,01
CEMAT	0,86
CEMIG	1,15
COPEL	1,14
CPFL Paulista	0,78
ELEKTRO	1,07
Média Geral	1,00

A partir dos dados da Tabela 5.8 foi construído o gráfico da Figura 5.1.

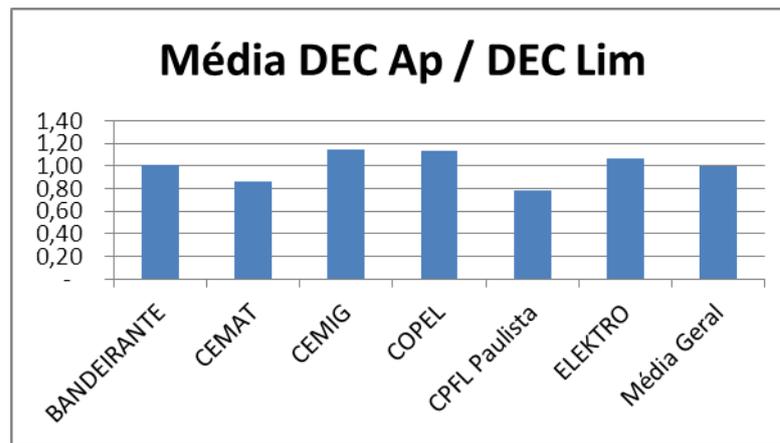


Figura 5.1 – Gráfico da média do DEC em p.u. dos últimos 10 anos.

Para um período de 10 anos a média dos índices de DEC da Cemig ficou 15% acima da média das empresas pesquisadas e a Copel 14% acima. Neste período as concessionárias com melhor desempenho de DEC e FEC foram a CPFL Paulista e a Cemat.

Para analisar o FEC aproveitou-se a metodologia utilizada no DEC, com isso foram criadas a Tabela 5.9 e a Figura 5.2.

Tabela 5.9 – Média do FEC em p.u. dos últimos 10 anos.

10 ANOS	Média FEC Ap / FEC Lim
BANDEIRANTE	0,95
CEMAT	0,94
CEMIG	0,95
COPEL	1,24
CPFL Paulista	0,92
ELEKTRO	1,00
Média Geral	1,00

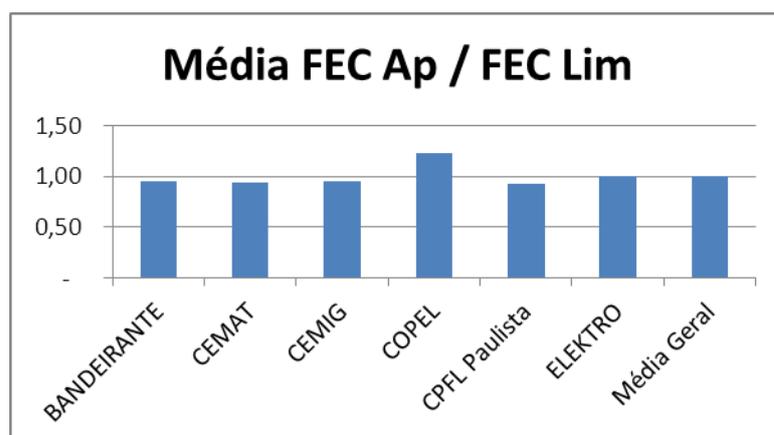


Figura 5.2 – Gráfico da média do FEC em p.u. dos últimos 10 anos.

O FEC da Cemig neste período ficou 5% abaixo da média das concessionárias e o da Copel 24% acima. Os índices da Copel apresentam uma relação direta, pois quanto maior a frequência de interrupções (FEC) a capacidade de restabelecimento fica comprometida e eleva o tempo das

interrupções (DEC), portanto esta concessionária deve direcionar os seus esforços na redução das falhas nas redes de distribuição. A situação da Cemig, DEC acima da média e o FEC abaixo da média, indica que o principal problema no controle do DEC foi o tempo de restabelecimento dos circuitos após uma falha. Este maior tempo de restabelecimento deve-se principalmente a capacidade dos recursos disponíveis, sendo a qualificação do pessoal, o número de equipes disponíveis e a automação das redes de distribuição, os principais fatores de influência.

Quando se considera um intervalo menor, de 5 anos, pode-se verificar a tendência da evolução destes índices.

Nas Tabelas 5.10 a 5.16 estão listados os dados dos índices de desempenho das concessionárias e calculados o “X” e o “Y” (utilizando as equações 6.1 e 6.2) anual e a média dos últimos 5 anos. Na Tabela 5.17 foram agrupadas as médias dos índices das concessionárias e calculada uma média geral destes dados.

Tabela 5.10 – Bandeirante, índices de continuidade dos últimos 5 anos. Fonte Aneel.

BANDEIRANTE	2007	2008	2009	2010	2011	Média
DEC APURADO	9,46	11,37	12,78	12,21	9,43	11,05
DEC LIMITE	12,27	11,75	11,25	10,15	9,66	11,02
FEC APURADO	5,85	6,30	6,44	7,09	6,17	6,37
FEC LIMITE	9,74	9,60	9,36	8,79	8,39	9,18
Nº CONSUMIDORES	1.514.367	1.560.481	1.606.364	1.479.523	1.525.652	
DEC Ap / DEC Lim	0,77	0,97	1,14	1,20	0,98	1,01
FEC Ap / FEC Lim	0,60	0,66	0,69	0,81	0,74	0,70

Tabela 5.11 – Cemat, índices de continuidade dos últimos 5 anos. Fonte Aneel.

CEMAT	2007	2008	2009	2010	2011	Média
DEC APURADO	27,52	27,86	29,28	28,66	29,23	28,51
DEC LIMITE	38,00	37,20	34,08	32,74	31,24	34,65
FEC APURADO	24,80	23,79	22,86	21,90	20,79	22,83
FEC LIMITE	33,91	32,59	29,29	27,74	26,31	29,97
Nº CONSUMIDORES	846.899	906.762	967.111	1.006.619	1.073.397	
DEC Ap / DEC Lim	0,72	0,75	0,86	0,88	0,94	0,83
FEC Ap / FEC Lim	0,73	0,73	0,78	0,79	0,79	0,76

Tabela 5.12 – Cemig, índices de continuidade dos últimos 5 anos. Fonte Aneel.

CEMIG-D	2007	2008	2009	2010	2011	Média
DEC APURADO	13,14	13,66	14,09	12,99	14,32	13,64
DEC LIMITE	13,24	13,23	13,25	13,19	12,99	13,18
FEC APURADO	6,40	6,53	6,76	6,55	7,00	6,65
FEC LIMITE	10,11	9,83	9,71	9,35	9,05	9,61
Nº CONSUMIDORES	6.279.607	6.468.494	6.590.750	6.955.311	7.039.989	
DEC Ap / DEC Lim	0,99	1,03	1,06	0,98	1,10	1,04
FEC Ap / FEC Lim	0,63	0,66	0,70	0,70	0,77	0,69

Tabela 5.13 – Copel, índices de continuidade dos últimos 5 anos. Fonte Aneel.

COPEL-DIS	2007	2008	2009	2010	2011	Média
DEC APURADO	13,54	12,19	12,91	11,46	10,64	12,15
DEC LIMITE	13,74	13,22	14,02	14,05	13,62	13,73
FEC APURADO	12,41	10,69	11,03	9,46	8,26	10,37
FEC LIMITE	13,38	12,80	13,52	12,84	12,02	12,91
Nº CONSUMIDORES	3.400.202	3.498.551	3.575.236	3.700.608	3.838.144	
DEC Ap / DEC Lim	0,99	0,92	0,92	0,82	0,78	0,89
FEC Ap / FEC Lim	0,93	0,84	0,82	0,74	0,69	0,80

Tabela 5.14 – CPFL, índices de continuidade dos últimos 5 anos. Fonte Aneel.

CPFL-Paulista	2007	2008	2009	2010	2011	Média
DEC APURADO	6,38	6,85	7,62	5,65	6,76	6,77
DEC LIMITE	9,59	9,54	9,43	9,04	8,65	9,25
FEC APURADO	5,88	5,87	5,77	5,05	5,36	5,59
FEC LIMITE	8,37	8,35	8,35	8,08	7,81	8,19
Nº CONSUMIDORES	3.319.136	3.442.690	3.521.729	3.594.509	3.659.888	
DEC Ap / DEC Lim	0,73	0,72	0,81	0,63	0,78	0,73
FEC Ap / FEC Lim	0,70	0,70	0,69	0,63	0,69	0,68

Tabela 5.15 – Elektro, índices de continuidade dos últimos 5 anos. Fonte Aneel.

ELEKTRO	2007	2008	2009	2010	2011	Média
DEC APURADO	9,36	8,52	11,09	9,48	9,05	9,50
DEC LIMITE	11,30	11,05	10,62	10,09	9,63	10,54
FEC APURADO	6,41	6,02	6,60	5,74	5,39	6,03
FEC LIMITE	9,74	9,61	9,19	8,78	8,40	9,14
Nº CONSUMIDORES	1.972.719	2.035.747	2.087.502	2.141.617	2.218.242	
DEC Ap / DEC Lim	0,83	0,77	1,04	0,94	0,94	0,90
FEC Ap / FEC Lim	0,66	0,63	0,72	0,65	0,64	0,66

Tabela 5.16 – Média calculada dos índices de continuidade dos últimos 5 anos.

5 ANOS	Média DEC Ap / DEC Lim	Média FEC Ap / FEC Lim
BANDEIRANTE	1,01	0,70
CEMAT	0,83	0,76
CEMIG	1,04	0,69
COPEL	0,89	0,80
CPFL Paulista	0,73	0,68
ELEKTRO	0,90	0,66
Média Geral	0,88	0,72

Tabela 5.17 – Média do DEC em p.u. dos últimos 5 anos.

5 ANOS	Média DEC Ap / DEC Lim
BANDEIRANTE	1,15
CEMAT	0,94
CEMIG	1,18
COPEL	1,01
CPFL Paulista	0,83
ELEKTRO	1,03
Média Geral	1,00

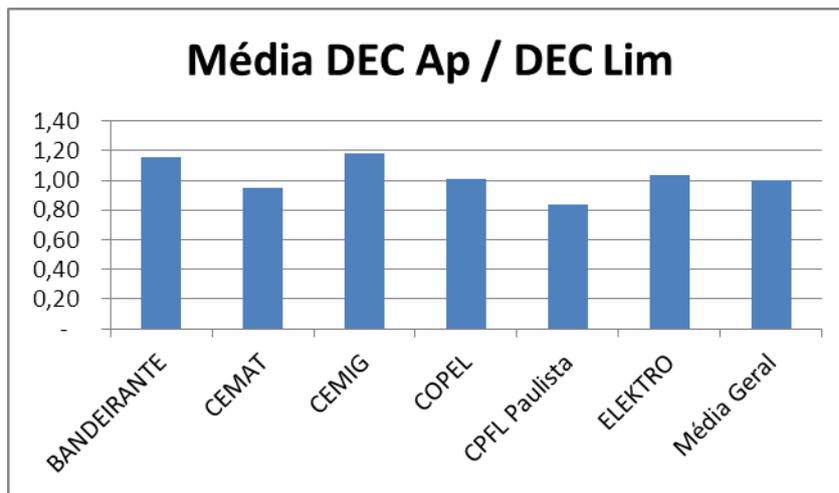


Figura 5.3 – Gráfico da média do DEC em p.u. dos últimos 5 anos.

Para um período de 5 anos a média dos índices de DEC da Cemig ficou 18% acima da média das empresas pesquisadas e a Bandeirante 15% acima. Neste período a concessionária com melhor desempenho de DEC foi a CPFL Paulista.

Tabela 5.18 – Média do FEC em p.u. dos últimos 5 anos.

5 ANOS	Média FEC Ap / FEC Lim
BANDEIRANTE	0,97
CEMAT	1,07
CEMIG	0,97
COPEL	1,12
CPFL Paulista	0,95
ELEKTRO	0,92
Média Geral	1,00

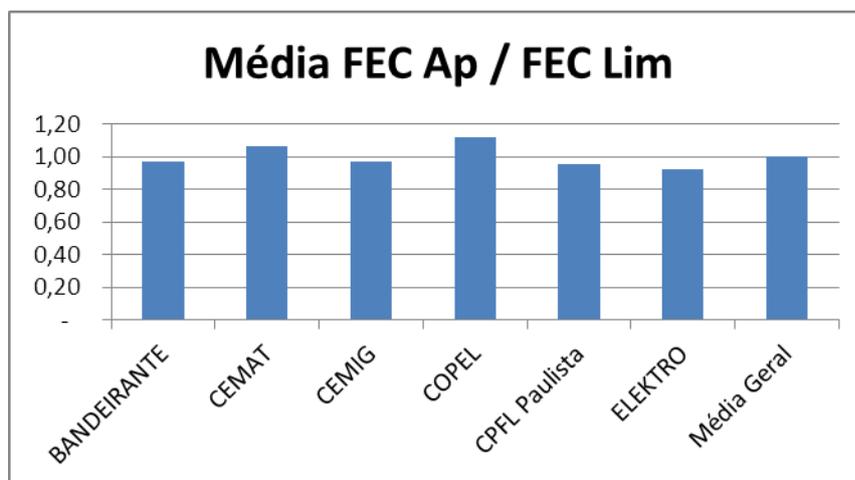


Figura 5.4 – Gráfico da média do FEC em p.u. dos últimos 5 anos.

O FEC da Cemig neste período ficou 3% abaixo da média das concessionárias e o da Copel 12% acima. O FEC da Copel apesar de se manter elevado em relação à média das empresas melhorou significativamente (se comparado ao período de 10 anos), não comprometeu muito o DEC que ficou

apenas 1% acima da média. Para melhor ainda mais seus índices esta concessionária deve continuar reduzindo as falhas em suas redes de distribuição.

A Cemig continua com a mesma situação, DEC acima da média e o FEC abaixo da média. Para melhorar os seus índices de desempenho a Cemig tem investido muito em equipamentos, tanto que entre 2010 e 2011 foram adquiridos quase 3000 religadores para serem instalados em suas redes de distribuição [Portal de Compras/CEMIG, 2012].

Destes religadores, devem-se destacar os monofásicos que estão substituindo as chaves fusíveis e as chaves fusíveis repetidoras nas derivações rurais, além dos religadores trifásicos que foram automatizados, podendo ser monitorados e operados do centro de operação da distribuição (COD). Neste ano de 2012 já foram licitados mais de 4000 religadores, com a previsão de recebimento e instalação até o final de 2014.

Com o investimento em equipamentos a empresa almeja reduzir os índices de DEC e FEC. A redução do FEC, apesar de não ser o principal problema a ser atacado pela empresa, auxilia na redução do DEC. Pois se tem um melhor aproveitamento das equipes disponíveis, reduzindo assim o tempo para o reparo das redes de distribuição.

Nas Tabelas 5.19 a 5.23 as proteções das concessionárias foram apresentadas em detalhes.

Tabela 5.19 – Comparação dos ajustes dos relés utilizados nos disjuntores das subestações.

Equipamento	BANDEIRANTE	CEMAT	CEMIG	COPEL	CPFL	ELEKTRO
Disjuntor na SE	Urbano (Rural)	Urbano (Rural)	Urbano (Rural)	Urbano (Rural)	Urbano (Rural)	Urbano (Rural)
Relé 51 SE - Fase			600 A		600 A ou 400 A	1 pick-up de fase > I
Tempo de operação máximo p/ Icc máxima			0,5 s			
Relé 51 SE - N1			300 A			1 pick-up de neutro > I pick-
Tempo de operação máximo p/ Icc máxima			0,5 s			
Relé 51 SE - N2 ou RAI - relé de neutro de alta impedância (51NHI ou 51SEF)		<=60A	60 A	25 A (SEF 10 A)	8 a 12 A	6 a 12 A
Tempo de operação do N2 ou RAI			16 segundos	entre 2,5 s e 5 s	6 s (início da curva)	3 a 5 s
Relé 50 SE - Fase			60% Icc máximo			
Relé 50 SE - N1			60% Icc máximo			>=600 A
Tempo de operação do relé 50			0,1 s			
Nº de religamentos			3 ou 2	3 ou 2	3	2
Sequencia de operação - R (curvas rápidas) + L (curvas)		1 R + 2 L	4 L		2 R + 2 L	1R+3L
Tempo do 1º religamento			15 s ou 10 s	5 s ou 2s		0,5 s
Tempo do 2º religamento			40 s	10 s ou 5 s		15 a 20 s
Tempo do 3º religamento			60 s	entre 20 s e 60		*

Tabela 5.20 – Comparação dos ajustes dos religadores utilizados nas subestações.

Equipamento	BANDEIRANTE	CEMAT	CEMIG	COPEL	CPFL	ELEKTRO
Religador na SE	Urbano (Rural)	Urbano (Rural)	Urbano (Rural)	Urbano (Rural)	Urbano (Rural)	Urbano (Rural)
Religador SE - Fase			560 A, 450 A, ou 280 A		560 A ou 400 A	560 A
Tempo de operação máximo			0,5 s			
Religador SE - Neutro			70 A	25 A (SEF 10 A)	5 A a 10 A	
Tempo de operação II			15 ou 10 s	entre 2,5 s e 5 s	<= 3 s	
Nº de religamentos			3 ou 2	3 ou 2	3	3
Sequencia de operação - R (curvas rápidas) + L (curvas lentas)	1R+3L				2R+2L	1R+3L ou 2R+2L
Tempo do 1º religamento	2 s		15 s ou 10 s	5 s ou 2s	2 s	1 s
Tempo do 2º religamento	2 s		40 s	10 s ou 5 s	2 s	>= 6 s
Tempo do 3º religamento	2 s		60 s	entre 20 s e 60	2 s	>= 6 s

Tabela 5.21 – Comparação dos ajustes dos equipamentos utilizados nas redes de distribuição.

Equipamento	BANDEIRANTE	CEMAT	CEMIG	COPEL	CPFL	ELEKTRO
Religador de Rede - Fase			200 A, 140 A, 100 A ou 70 A		560 A, 400 A, ou 250 A	600 A, 400 A, 280 A ou 140 A
Religador de Rede - Terra			50 A, 35 A ou 30 A		5 A a 10 A	6 A < I disparo < 0,9 x I atuação RAI
Tempo de operação - Terra	0,1 e 3 s		entre 10 e 5 s		<= 3 s	
Nº de religamentos	3	2	3 ou 2		3	3
Tempo do 1º religamento		0,5 s	15 s ou 10 s		2 s ou 2,5 s	1,25 s
Tempo do 2º religamento		20 s	40 s		2 s ou 5 s	1,25 s
Tempo do 3º religamento		*	60 s		2 s ou 5 s	2,5 s
Seccionizador - Fase	160 A ou 112 A		160 A, 112 A ou 80 A	*		I mínima de atuação de fase do SL < 0,8 x I mínima de
Seccionizador - Terra			40 A, 30 A	*		6 A < I mínima de atuação de terra do SL < 0,8 x I mínima de
Nº de operações			2 ou 1	*	2	2
Ch. Fusível Repetidora Elo Máximo			40K (40T)	40K		
Ch. Fusível Elo Mínimo		10K (10K)	12K (10T)	6K	15K (10K)	10K
Ch. Fusível Elo Máximo		40K (25K)	100K	100K	65K	25K

Com base nas Tabelas 5.19, 5.20 e 5.21 observa-se a grande similaridade da proteção de sobrecorrente das concessionárias pesquisadas. Analisando as particularidades, pode-se observar que as proteções de neutro das concessionárias CPFL Paulista, Copel e Elektro são mais sensíveis, pois são ajustadas com menores valores de pick-up (entre 6 e 25 A), que das concessionárias Cemat e Cemig (entre 60 e 70 A) e os tempos de religamento das empresas CPFL Paulista e Elektro são inferiores do que o das empresas Cemig e Copel. Verifica-se também que a concessionária Copel não utiliza seccionizadores em suas redes de distribuição.

O número de religamentos automáticos e a utilização de curvas rápidas e temporizadas são diversificados, variando bastante entre as concessionárias, mas isto se deve principalmente a característica das redes (urbanas ou rurais) e predominância das cargas dos clientes (residenciais ou rurais ou industriais). Para a maioria dos clientes industriais um religamento automático é tão danoso quanto à falta sustentada, por isso as concessionárias evitam a utilização de curvas rápidas nos circuitos que suprem a energia destes clientes.

O material de pesquisa de algumas concessionárias apesar de sua importância para este estudo, não contempla todos os detalhes das proteções utilizadas. Nestes casos, devido à indefinição dos dados, os campos permaneceram em branco.

Tabela 5.22 – Comparação dos elos fusíveis utilizados na proteção dos transformadores.

Transformadores Trifásicos 13,8 kV - Potência kVA	BANDEIRANTE	CEMAT	CEMIG	COPEL	CPFL	ELEKTRO
	Urbano (Rural)					
15	1H	*	1H (1H)	1H	1H (3H)	1H
25	*	*	*	*	*	2H
30	2H	1,75 (1,25H)	2H (2H)	2H	2H (3H)	2H
45	*	3H (1,75H)	3H (3H)	3H	3H (5H)	3H
50	*	*	*	*	*	3H
75	5H	5H (3H)	5H (5H)	5H	5H	5H
112,5	6K	6K (5H)	6K (6K)	6K	6K	6K
150	8K	10K (6K)	8K (8K)	8K/10K	8K	8K
225	12K	*	12K (12K)	10K	12K	10K
300	20K	*	15K (15K)	*	20K	15K
Transformadores Monofásicos 7,96 kV - Potência kVA	BANDEIRANTE	CEMAT	CEMIG	COPEL	CPFL	ELEKTRO
	Urbano (Rural)					
5	*	(0,75H)	1H (1H)	*	*	*
10	*	(1,25H)	2H (2H)	*	2H	2H
15	*	(1,75H)	3H (3H)	2H	3H	2H
25	5H	(3H)	5H (5H)	3H	2H	3H
30	*	*	*	*	*	5H
37,5	*	*	6K (6K)	5H	*	*
50	10K	*	*	*	10K	*
100	15K	*	*	*	15K	*

Na proteção dos transformadores de distribuição são utilizados elos fusíveis com a função de proteção contra sobrecarga e curto circuitos. Algumas empresas são mais criteriosas e utilizam elos diferentes nas áreas urbanas e nas áreas rurais, porém este fato não é muito relevante, pois estes elos possuem curvas de operação muito próximas.

Tabela 5.23 – Comparação dos elos fusíveis utilizados na proteção dos clientes primários.

Elos fusíveis para clientes primários - Demanda kVA	BANDEIRANTE	CEMAT	CEMIG	COPEL	CPFL	ELEKTRO
15		*	1H	*		
30		10K	2H	*		
45		10K	3H	*		
75		10K	5H	5H		
112,5		10K	6K	6K		
150		10K	8K	8K		
225		15K	12K	10K		
300		25K	15K	15K		
412,5		25K	20K	20K		
500		25K	25K	25K		
750		25K	40K	30K		
825		Ch. Secc.	40K	40K		
1000		Ch. Secc.	50K	50K		
1500		Ch. Secc.	80K			
2000		Ch. Secc.	100K			
2500	140K	Ch. Secc.	140K			

Os elos fusíveis utilizados na proteção dos clientes primários são basicamente os mesmos, pois estão diretamente relacionados com a demanda contratada.

A Cemig tem exigido a instalação de um religador (com a função de religamento bloqueada) para proteção na derivação para os clientes primários com demanda contratada superior a 2500 kW e nas derivações de clientes em locais onde a coordenação da proteção utilizando o elo fusível não for satisfatória [ND-5.3/CEMIG, 2009].

No item a seguir os índices de desempenho das concessionárias trabalhados nas Tabelas 6.1 a 6.18 serão comparados com as proteções características de cada sistema.

5.3 Resultados

Após a análise dos dados e a classificação das empresas pelo desempenho do DEC e do FEC e comparando com seus sistemas de proteção contra sobrecorrente, pode-se concluir que não há relação direta entre os índices de desempenho DEC e FEC e as particularidades dos seus sistemas de proteção contra sobrecorrente. Os principais fatores que interferem diretamente nestes índices são: manutenção preventiva, investimento nas redes, equipamentos, automação, qualificação da mão de obra e outros.

A independência entre a proteção contra sobrecorrentes e os índices de desempenho DEC e FEC, sugere que os sistemas em que as proteções de neutro são mais sensíveis para detectar curto circuito fase terra e por isso, são mais seguros para a população (apesar de não detectarem faltas de alta impedância) podem servir de modelo para as outras concessionárias que utilizam a proteção com características convencionais (conservativas). Com a redução dos valores das correntes de pick-up da ordem de 70 A para valores em torno de 10 A, muitas falhas que hoje não sensibilizam a proteção de terra passarão a sensibilizar, desta forma os circuitos poderão ficar mais seguros para a população.

Antes da aplicação desta metodologia deve-se fazer um estudo específico do circuito para verificar a sua aplicabilidade e a necessidade de obras, pois o seu uso pode acarretar em operações indevidas da proteção de terra.

As empresas que utilizam proteções de neutro, mais sensíveis, possuem em seus circuitos de média tensão, basicamente, cargas trifásicas ou em alguns casos pequenas cargas monofásicas. Os circuitos são equilibrados, e é esta a principal característica que viabiliza a aplicação desta metodologia.

6 Conclusões e Propostas de Continuidade

6.1 Introdução

A principal meta em avaliar a relação entre as características dos sistemas de proteção e os índices de desempenho, DEC e FEC, mostrou que não há uma interferência direta entre estes “pontos”.

6.2 Conclusões

Nas empresas, como a CEMIG, que possuem grandes trechos monofásicos, uma avaliação superficial sugere a impossibilidade da aplicação de uma proteção de neutro mais sensível. Porém para os alimentadores dos grandes centros urbanos que são locais com grande aglomeração de pessoas, no caso de uma falha com rompimento de cabos, há uma maior probabilidade de ocorrer um grave acidente. Nestes locais as redes de distribuição são normalmente mais equilibradas, portanto após uma análise criteriosa das características do alimentador e das possíveis manobras para transferências das cargas para os circuitos vizinhos, pode-se concluir que a aplicação da proteção com neutro sensível é viável.

6.3 Propostas de Continuidade

Como proposta para novos estudos, sugere-se avaliar técnica e economicamente os ganhos com a segurança da população em relação aos investimentos necessários para se aplicar o conceito de neutro sensível nas redes de distribuição nos centros urbanos.

Referências

Bibliográficas

- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Banco de Informações da Distribuição. Disponível em < http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores_de_qualidade/pesquisa.cfm?regiao=SE > Acesso em: 8 de junho de 2012.
- ARTIGO, “Análise dos Métodos de Proteção Contra Faltas a Terra nos Sistemas da Distribuição Aterrados, Não Aterrados e Compensados”, Jeff Roberts, Dr. Hector J. Altuve e Dr. Daqing Hou, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Pullman, WA USA, Outubro, 2001.
- CEMIG – Portal de Compras CEMIG. Disponível em < <http://pregao.cemig.com.br/publico/> > Acesso em: 16 de junho de 2012.
- CIPOLI, JOSÉ ADOLFO, Engenharia de Distribuição, Livro, Editora Qualitymark, 1993.
- ESTUDO DE DISTRIBUIÇÃO ED – 3.3, “Proteção Contra Sobrecorrentes em Redes de Distribuição Aéreas”, CEMIG, Novembro, 1994.
- MANUAL DE DISTRIBUIÇÃO ND – 5.3, “Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão - Rede de Distribuição Aérea ou Subterrânea”, CEMIG, Dezembro de 2009.
- MANUAL DE INSTRUÇÕES TÉCNICAS MIT – 162503, “Proteção de Sobrecorrente para Sistemas de Distribuição”, COPEL, Dezembro de 2009.
- NORMA TÉCNICA DE DISTRIBUIÇÃO NT – 2912, “Proteção de Redes Aéreas de Distribuição – Sobrecorrente”, CPFL, Setembro, 2006.
- NORMA DE DISTRIBUIÇÃO ND – 78, “Proteção de Redes Aéreas de Distribuição”, ELEKTRO, Agosto, 2008.
- NORMA TÉCNICA NTE – 022, “Ajustes, Aplicação e Coordenação de Equipamentos de Proteção de Sobrecorrentes da Distribuição”, CEMAT (Grupo REDE), Dezembro, 2005.
- NORMA TÉCNICA NTBD – 3.01-0, “Proteção de Redes de Distribuição Aérea Primária”, BANDEIRANTE (Grupo EDP), Dezembro, 1987.