UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

OUTROS TRABALHOS EM:
www.projetoderedes.com.br

ATERRAMENTO DO PONTO NEUTRO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATRAVÉS DE BOBINA RESSONANTE

ISAAC GONÇALVES CAMPOS JUNIOR

ITAJUBÁ – AGOSTO DE 2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ISAAC GONÇALVES CAMPOS JUNIOR

ATERRAMENTO DO PONTO NEUTRO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATRAVÉS DE BOBINA RESSONANTE

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

Área de concentração:
Sistemas Elétricos de Potência

Orientador:
Prof. Dr. Manuel Luiz Barreira Martinez

AGOSTO DE 2009

ITAJUBÁ – MINAS GERAIS

Dedico este trabalho aos meus pais que sempre me apoiaram e se esforçaram para meu desenvolvimento, à minha esposa pelo apoio, dedicação e paciência e a todos os amigos que contribuíram ao longo de minha vida.

AGRADECIMENTOS

São muitas as pessoas as quais eu devo agradecimentos, porém algumas eu tive maior contato e contei com uma excepcional ajuda durante o período de realização deste trabalho.

Tenho muito que agradecer ao amigo e Professor Dr. Manuel Luís Barreira Martinez pela orientação na execução do trabalho, guiando nas diversas tarefas e principalmente pela ajuda e contribuição na minha vida profissional, pois sempre foi um exemplo de profiisonal e pessoa, digna de ser seguida e admirada, pois adota o melhor método de ensino que eu tenho conhecimento, que é o bom exemplo.

Agradeço também ao aos amigos do grupo de trabalho LAT-EFEI, João Cândido, aos companheiros de estudo Marco Aurélio, Ricardo Guedes, Credson Salles, e a todos os outros que tive o prazer de trabalhar em conjunto.

Um agradecimento especial à minha família, que nunca mediu esforços para que eu tivesse uma boa educação. Ao meu pai Isaac Campos que sempre sempre foi e continua sendo um exemplo de pessoa, que eu tento seguir, meu Herói por toda vida. A minha Mãe que dedicou sua vida a cuidar dos filhos e da família, sendo um ponto forte para todos, sempre atenta as necessidades de todos. Aos meus Irmãos Sara Cristina e Diego, que sempre estiveram comigo, sendo a base de tudo que consegui conquistar até hoje, muito obrigado pela amizade.

Aos amigos de infância que sempre estiveram ao lado.

À minha querida mulher Ana Cássia, que muito amo e agradeço pelo companheirismo, dedicação e paciência em me acompanhar, me ajudar e dar consolo em todos os momentos. Você foi e continua sendo muito importante em minha vida.

Principalmente à Deus, pela força, saúde, disposição e tudo mais que não sou capaz de mensurar.

Muito obrigado à todos.

RESUMO

O assunto principal desta dissertação é o método de aterramento do ponto neutro utilizado nas redes de distribuição de energiaelétrica. Realiza-se um estudo dos diversos métodos deaterramento utilizados no mundo e os mais utilizados no Brasil, procurando analizar as vantagens e desvantagens de cada método para assim propor um método de aterramento que seja mais eficiente, ou seja, que possibilite o menor número de interrupções relacionadas a defeitos que envolvam a “Terra”.

Para melhor compreensão da função do sistema de aterramento em um sistema elétrico de distribuição de energia dedica-se um capítulo para descrição do sistema elétrico de distribuição, ressaltando suas principais características e funcionalidade. Com omesmo intuito, descreve-se também os principais tipos de falhas que ocorrem no sistema de distribuição, principalmente as que envolvam a “Terra, para que se possa determinar o método de aterramento a ser utilizado.

Com base nos estudos e análises realizados, propõem-se o método de aterramento que utiliza uma bobina ressonante com a impedância capacitiva do sistema elétrico, conhecida como “Bobina de Petersen”, em homenagem a seu inventor. Essa bobina tem como função principal limitar a corrente de defeito fase-terra e agir na eliminção do arco de defeito e consequentemente a falha, impedindo o desligamento do sistema. Realizam-se vários estudos e simulações para verificação da viabilidade da aplicação deste método de aterramento em um sistema real de distribuição de energia elétrica.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Visão Histórica dos Métodos de Aterramento 7
Figura 2 – Evolução dos Métodos de Aterramento 8
Figura 3 – Panorama Atual e Tendência de Aplicação do Método..... 9
Figura 4 - Diagrama Unifilar do Sistema Elétrico de Distribuição [8]. 15
Figura 5 - Diagrama Unifilar de Rede Primária..... 20
Figura 6 - Primário Seletivo. 22
Figura 7 – Chave e Elo Fusível [12]. 26
Figura 8 - Exemplo de Curvas de Fusão de Elos Fusíveis [12]..... 27
Figura 9 - Religador Eletrônico [14]. 30
Figura 10 - Curvas de Operação [14]. 31
Figura 11 - Seccionador Automático Instalado [14]. 33
Figura 12 - Característica de Operação dos Relés de Sobrecorrente..... 34
Figura 13 - Característica de Operação dos Relés de Sobrecorrente Temporizados..... 36
Figura 14 - Sistemas Aterrados [30]. 63
Figura 15 - Circuito do sistema de neutro e diagramas equivalentes para sistemas não aterrados e vários tipos de aterramento do neutro [30]. 67
Figura 16 - Sistema com Neutro Isolado. 69
Figura 17 - Deslocamento da tensão para uma falha fase-terra em um sistema isolado. 70
Figura 18 – Correntes Capacitivas em Sistema Isolado..... 70
Figura 19 – Re-ignição do Arco Voltaico. 72
Figura 20 – Decaimento da Tensão nas Capacitâncias do Sistema. 73
Figura 21 – Fenômeno de Sobretensões Transitórias em Faltas Intermitentes 73
Figura 22 – Múltiplas Reignições do Arco. 74
Figura 23 - Diagramas Fasoriais (a) Operação Normal,..... 76
Figura 24 - Sistema Uniaterrado a Três – Fios..... 77
Figura 25 - Sistema Uniaterrado a Quatro - Fios..... 78
Figura 26- Sistema Multiaterrado a Quatro – Fios..... 78
Figura 27 - Aterramento Por Resistência. 80
Figura 28 - Sobretensões Versus Relação X_c / R_T [35]. 81

Figura 29 – Efeito do Resistor Conectado ao Neutro em uma Falta Intermitente. 82
Figura 30 – Aterramento por Resistor de Baixo Valor. 83
Figura 31 – Correntes num sistema aterrado por resistência de alto valor. 84
Figura 32 – Aterramento do Neutro por Resistor de Alto Valor. 85
Figura 33 - Aterramento do Neutro por Resistor de Alto Valor Através de Transformador de Aterramento. 86
Figura 34 - Aterramento por Reatância. 86
Figura 35 – Sistema Compensado ou Neutro Ressonante. 87
Figura 36 – Sistema com Neutro Ressonante. 101
Figura 37 – Comportamento do Sistema com Neutro Ressonante 103
Figura 38 – Circuito Equivalente de um Sistema com Neutro Aterrado por Bobina Ressonante. 104
Figura 39 – Circuito de Componentes Simétricas para Sistema com Neutro Aterrado por Bobina Ressonante. 106
Figura 40 – Limites de corrente para extinção de arco em sistema Isolado (1) e em sistema ressonante (2) [41]. 107
Figura 41 – Compensação Total da Corrente Residual. ..... **Erro! Indicador não definido.**
Figura 42 – Valores e Tempos Característicos de Diversos Tipos de Sobretensões [54]. 119
Figura 43 – Desenho Simplicado da Rede de Distribuição para Simulação. . 121
Figura 44 – Rede para Simulação no Software ATP. 123
Figura 45 – Modelo de Carga Trifásica Desequilibrada Ligada em “Estrela”. 125
Figura 46 – Modelo de Carga com Ligação Monofásica. 126
Figura 47 – Modelo de Carga com Ligação entre Fases. 126
Figura 48 – Corrente de Desbalanço Permanente. 130
Figura 49 – Tensão no Neutro Devido Corrente de Desbalanço. 131
Figura 50 – Utilização de um Resistor de Amortecimento. 132
Figura 51 – Representação Rede de Distribuição no Software ATP. 135
Figura 52 – Entrada de Dados no Software ATP para Representação de Rede. 136
Figura 53 – Chave de aplicação de Curto-Circuito. 137
Figura 54 – Corrente de Defeito em Diversos Pontos da Rede. 138

Figura 55 – Correntes dos Ramais para Defeitos em Diversos Pontos da Rede. 139
Figura 56 – Corrente de Defeito Final. 139
Figura 57 – Corrente Fornecida Pela Bobina de Petersen. 140
Figura 58 – Corrente de Falta Final. 141
Figura 59 – Correntes de Falta para Diferentes Resistências de Contato à Terra. 142
Figura 60 – Tensão no Ponto Neutro para Diferentes Resistências de Contato à Terra. 143

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Formas de Aterramento do Neutro nos Sistemas de Distribuição pelo Mundo e seu Desempenho..... 6
Tabela 2 - Corrente de Elos Fusíveis. ..... **Erro! Indicador não definido.**
Tabela 3 - Coordenação de Elos por Corrente de Curto-Circuito [12]. .....**Erro! Indicador não definido.**
Tabela 4 - Constantes de Declividade..... 35
Tabela 5 - Composição Probabilística das Falhas 43
Tabela 6 - Porcentagem dos Fatores que Geram Falhas no Sistema de Distribuição..... 46
Tabela 7 - Análise de Falhas em Concessionária de Energia Elétrica 48
Tabela 8 – Características básicas dos diversos tipos de aterramento..... 91
Tabela 9 - Características De Ensaio De Isolador Pino [38] 99
Tabela 10 – Corrente Capacitiva Resultante de um Defeito Fase-terra em mA. 108
Tabela 11 – Corrente Capacitiva Resultante de um Defeito Fase-terra em cabos Isolados em A / km. 109
Tabela 12 – Caracteristicas das Sobretesões de Manobra [54]..... 117

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS ..... **vi**

LISTA DE TABELAS ..... **ix**

Capítulo 1 INTRODUÇÃO **1**

1.1 Considerações Iniciais **1**

1.2 Aspectos Gerais dos Sistemas de Distribuição e o Método de Aterramento do Neutro **4**

1.3 Aterramento do Neutro em Diversos Países **5**

1.4 Motivação para Realização do Trabalho **10**

1.5 Descrição dos Capítulos **11**

Capítulo 2 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA **13**

2.1 Introdução **13**

2.2 Características Construtivas **15**

2.2.1 Sistema de subtransmissão 16

2.2.2 Subestação de distribuição 16

2.2.3 Sistema de distribuição primário 16

2.2.3.1 Considerações gerais 16

2.2.3.2 Redes Aéreas – Primário Radial 19

2.2.3.3 Primário Seletivo 21

2.2.4 Estações transformadoras 22

2.2.5 Sistema de distribuição secundário 22

2.3 Proteção de Redes Aéreas de Distribuição **23**

2.3.1 Considerações gerais 23

2.3.2 Dispositivos de proteção 24

2.3.2.1 Chave e Elos Fusíveis 25

2.3.2.2 Religadores 28

2.3.2.3 Seccionador Automático 33

2.3.2.4 Relés de Sobrecorrente 34

Capítulo 3 FALHAS NAS REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO **37**

3.1 Introdução **37**

3.2 Conceituação 42

3.3 Caracterização das Falhas 43

3.3.1 Falha momentânea 44

3.3.2 Falha transitória 44

3.3.3 Falha permanente 45

3.4 Causas de Falhas 45

3.5 Estatísticas das Falhas 48

3.5.1 Taxa de Falhas (w_0) 51

3.5.2 Tempo Médio de Despacho (τ_{desp}) 52

3.5.3 Tempo Médio de Deslocamento (τ_{desl}) 54

3.5.4 Tempo Médio de Manutenção 57

3.6 Análise da Qualidade da Energia Relacionada às Falhas nos Sistemas de Distribuição. 58

Capítulo 4 ATERRAMENTO DE REDES 62

4.1 Conceituação 62

4.2 Tipos de Aterramento para Sistemas de Média Tensão da Distribuição 65

4.2.1 Sistema Não Aterrado ou com Neutro Isolado 68

4.2.2 Aterramento sólido ou efetivo 74

4.2.3 Aterramento por Resistência 79

4.2.4 Aterramento por Reatância 86

4.2.5 Neutro Aterrado por “Bobina de Petersen” 87

4.3 Critérios de Escolha do Regime do Neutro em Sistemas Elétricos 88

Capítulo 5 NEUTRO RESSSONANTE 94

5.1 Introdução e Histórico de Utilização 94

5.2 Motivação para Mudança do Método de Aterramento dos Sistemas de Distribuição e Utilização da “Bobina de Petersen”. 95

5.3 Princípios de Funcionamento 100

5.4 Extinção de Arco em Faltas à Terra 106

5.5 Formas e Possibilidades de Aplicação da Bobina de Petersen. 110

5.6 Concepção Moderna da Bobina de Petersen ..... Erro! Indicador não definido.

5.7 Vantagens da Aplicação da Bobina de Petersen 112

5.8 Dificuldades de Aplicação da Bobina de Petersen 114

5.9 Análise do Funcionamento dos Sistemas de Distribuição e Equipamentos Associados 115

5.9.1 Sobretensões nos sistemas de distribuição 116

5.9.1.1 Sobretensões temporárias 116

5.9.1.2 Sobretensões transitórias 117

5.9.2 Desempenho dos equipamentos sujeitos as sobretensões .... **Erro! Indicador não definido.**

5.9.2.1 Pára-raios ..... **Erro! Indicador não definido.**

5.9.2.2 Isoladores, muflas terminais e buchas de passagem ..... **Erro! Indicador não definido.**

5.9.2.3 Transformadores de corrente e potencial ..... **Erro! Indicador não definido.**

Capítulo 6 SIMULAÇÃO DE CASO 120

6.1 Importância e Validade das Simulações 120

6.2 Softwares para Simulação ..... Erro! Indicador não definido.

6.2.1 ATP (Alternative Transient Program) ..... **Erro! Indicador não definido.**

6.3 Simulação de uma Rede de Distribuição de Energia 122

6.3.1 Cargas do sistema 124

6.3.1.1 Cargas trifásicas 125

6.3.1.2 Cargas monofásicas 125

6.3.1.3 Cargas entre fases 126

6.3.2 Rede simétrica e não simétrica 126

6.3.2.1 Sistema perfeitamente equilibrado 127

6.3.2.2 Corrente de desbalanço permanente 129

6.3.2.3 Mitigação das sobretensões através de resistor de amortecimento 131
6.3.3 Cálculo das capacitâncias distribuídas do sistema 134
6.3.4 Aplicação de curto-circuitos fase-terra em diferentes pontos do sistema 136
6.4 Consolidação dos Resultados 143
6.5 Recomendações para Trabalhos Futuros 144
Capítulo 7 CONCLUSÕES 145
REFERÊNCIAS 149
BIBLIOGRAFIAS 154

Capítulo 1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

Sabe-se que a paralisação intempestiva dos sistemas elétricos de distribuição constitui-se em evento de conseqüências cada vez mais graves face principalmente a grande utilização de equipamentos e dispositivos eletrônicos que na maioria das vezes são sensíveis a qualquer tipo de interrupção e/ou variações bruscas de tensão. A paralisação ou o funcionamento inadequado destes dispositivos eletrônicos sensíveis em muitos casos pode acarretar a paralisação de linhas inteiras de produção, perda do controle de grandes máquinas e processos paralisados, gerando grande prejuízo. Com intuito de diminuir as paralisações ocasionadas por defeitos nas redes de distribuição de energia elétrica, muitos estudos vêm sendo desenvolvidos para obter-se um melhor desempenho dessas redes. Tendo em mente esse objetivo, procura-se fazer uma análise do desempenho das redes de distribuição de energia num aspecto mais amplo, estudando e avaliando as principais causas de falhas e desligamentos do sistema elétrico, a

origem dessas falhas e principalmente um método de mitigação desse problema, procurando sempre obter medidas e soluções que venham a minimizar tanto as falhas como as conseqüências que estas falhas podem trazer.

É sabido que muitos dos defeitos que ocorrem nos sistemas elétricos são de difícil solução e tentar eliminar todos os defeitos ou criar um sistema elétrico imune as falhas e ocorrências intempestivas é praticamente inviável, tanto em aspectos econômicos quanto em aspectos técnicos. Num levantamento das principais falhas que ocorrem nos sistemas de distribuição, tendo como base estudos realizados por distribuidoras de energia elétrica, chega-se a conclusão de que a grande maioria dos defeitos que ocorrem são monofásicos. E esses defeitos em muitos casos evoluem para outros tipos de defeitos: bifásicos e trifásicos. A constatação de maior relevância que será discutida neste trabalho é a de que entre 60% a 90% dos defeitos são transitórios, como por exemplo, uma descarga atmosférica que provoca sobretensões em uma rede de distribuição, sendo que essa sobretensão ultrapassa os valores de tensão suportáveis pela estrutura, gerando uma descarga pelo isolador. Esse arco gerado pela descarga fornece uma via de escoamento para a corrente de freqüência industrial do sistema, de tal forma que fica caracterizado um curto circuito fase terra, obrigando a operação do sistema de proteção com a conseqüente abertura do disjuntor do circuito. Segue-se então uma tentativa de religamento, que embora na maioria das vezes possa obter sucesso, não evita a paralisação temporária do fornecimento de energia pelo circuito, com os seus inconvenientes.

No Brasil praticamente a totalidade dos sistemas de distribuição são aéreos e possuem o neutro diretamente aterrado (ligação à terra sem nenhuma impedância intencional) e esses sistemas são muito suscetíveis aos mais variados tipos de defeitos. Outros tipos de aterramento do ponto de neutro do sistema são utilizados em vários países, tais como: sistemas com neutro isolado (Japão, Finlândia, Áustria), aterrados por resistor de baixo valor (França, Espanha), aterrado com bobina de Petersen (Alemanha, Suécia, Rússia). Em alguns desses países convivem mais de um tipo de sistema.

Assim um estudo dos diversos tipos de aterramento existentes e a proposta de outro tipo de aterramento que não seja o diretamente aterrado, mas que propicie bons resultados frente aos diversos tipos de defeitos a que estão sujeitas as redes de distribuição de energia, torna-se amplamente viável e até necessário. Neste

contexto a escolha do tipo de aterramento é de vital importância no comportamento do sistema sob falta.

É importante perceber que, de uma forma geral, o método ou filosofia de aterramento do neutro possui pouca influência durante a operação normal do sistema elétrico, mas é de importância fundamental quando ocorre uma falha na qual a terra é inserida no circuito.

Portanto, o estudo da forma de aterrar o neutro requer considerações cuidadosas, pois o sistema elétrico deve ser projetado de forma a suportar as sobretensões normais e transitórias e as correntes resultantes do defeito fase-terra, e, na maioria das vezes, o sistema de proteção deve ser capaz de detectar e isolar a falta em tempo hábil para evitar danos aos equipamentos, instalações e a vida humana.

Os níveis de sobretensões normais e transitórias e o valor das correntes que surgem durante uma falta à terra são profundamente influenciados pelo método de aterramento do neutro. Em termos gerais, se o sistema é diretamente aterrado ou aterrado através de baixa impedância, a corrente de falta à terra é alta. Conseqüentemente a destruição e os inconvenientes causados no local da falta são consideráveis. Por outro lado as tensões desenvolvidas nas fases sãs (fases sem defeito) para a terra são reduzidas e completamente suportáveis.

Se o sistema possui o neutro isolado ou aterrado através de impedância de alto valor, a corrente de falta à terra é reduzida, mas as tensões das fases sãs para terra podem atingir valores perigosos ou mesmo insuportáveis. Isto pode resultar em evolução do curto para as outras fases se não forem tomadas precauções especiais.

Os sistemas com neutro isolado ou com neutro aterrado por meio de impedância de alto valor (resistência ou reatância não sintonizada) são utilizados geralmente nas classes de baixa tensão e média tensão (tensões até 34,5 kV).

Nestas tensões, o custo da isolação dos componentes do sistema não é tão crítico, de forma que o mesmo pode ser isolado de forma a suportar razoavelmente as sobretensões originadas durante curtos de fase para terra. Esta é a filosofia da maioria dos países do norte da Europa e de alguns outros fora da Europa, como o Japão [4].

Por outro lado, para sistemas de alta e extra alta tensão, o custo para fornecer a isolação necessária torna-se proibitivo e estes sistemas são normalmente do tipo solidamente aterrado ou aterrado através de baixa impedância. Verifica-se

então que é possível utilizar uma variedade de métodos de aterramento, desde que sejam considerados os aspectos do valor da corrente do curto fase – terra, as tensões normais e transitórias que surgem durante este defeito, as facilidades de detecção do defeito e de seu local de ocorrência, a possibilidade de obtenção de seletividade, e outros aspectos inerentes a cada classe de tensão e da natureza do sistema elétrico em questão. Desta forma os sistemas de geração, transmissão e distribuição de concessionárias podem requerer e, em geral requerem, métodos diferentes de aterramento. Também para uma mesma classe de sistema (distribuição, por exemplo) a natureza dos aspectos envolvidos altera-se de país para país.

Estas considerações auxiliam na compreensão do fato de que dois sistemas de mesma classe podem, dentro ou fora de um mesmo país, serem aterrados de formas diferentes com desempenho aceitável. Não existe, portanto, um único método ideal de aterramento, sendo de responsabilidade dos projetistas decidirem a respeito do método mais conveniente. Para tanto é necessário conhecer de forma adequada as características do sistema elétrico em estudo, bem como as vantagens e desvantagens que cada um dos métodos propiciam. Como citado anteriormente, é muito importante conhecer também os principais tipos de falhas, a natureza e a origem delas, para assim poder optar por um método que venha a sanar os pontos fracos do sistema.

1.2 Aspectos Gerais dos Sistemas de Distribuição e o Método de Aterramento do Neutro

Em todo o mundo os sistemas de distribuição são construídos em média tensão (tensão entre fases menor ou igual a 34,5 kV), sendo que as tensões de 11 kV (Europa e Japão) e 13,8 kV (Estados Unidos e Brasil) são as mais utilizadas. Em alguns países são encontradas ainda as tensões de 6 kV, 9 kV, 20 kV, 22 kV, 24 kV, 30 kV.

Uma característica importante dos sistemas de distribuição é que, por razões econômicas, (devido a sua vasta extensão), são predominantemente aéreos. Nos centros urbanos dos países desenvolvidos a distribuição é feita com cabos subterrâneos, enquanto que nas áreas rurais continuam aéreos.

No Brasil somente algumas capitais possuem parte do seu sistema subterrâneo. Algumas companhias de distribuição estaduais introduziram recentemente nos bairros mais nobres, destas capitais, linhas aéreas com cabos revestidos de uma capa protetora externa, a qual confere proteção principalmente contra contatos eventuais com árvores e a vegetação de uma forma geral.

Na Europa, Estados Unidos e Japão a distribuição é do tipo trifásica mesmo em áreas rurais. No Brasil, nestas áreas, emprega-se, na maioria dos estados, uma sub-distribuição monofásica, mantendo-se em geral um ramal principal trifásico. Nas áreas urbanas a distribuição é quase que exclusivamente do tipo trifásica.

1.3 Aterramento do Neutro em Diversos Países

Uma vez eliminada a sobretensão transitória, o aterramento do neutro dos sistemas de distribuição é escolhido em geral, para atender um compromisso entre duas situações opostas:

- Reduzir a corrente de falta a terra, expondo o sistema durante maior tempo a este defeito e trabalhando no sentido de controlar as dificuldades de detecção.

- Aceitar correntes de falta a terra mais elevadas, de mais fácil detecção, mas desligando o sistema de forma rápida, para evitar os danos que poderiam ser causados caso não fosse adotado este procedimento.

Portanto, os critérios iniciais de escolha são relacionados com a segurança do sistema (evitando-se sobretensões transitórias) e a continuidade de serviço. Muitos outros fatores influenciam no desempenho final, como:

- Características físicas do sistema (sistema aéreo, subterrâneo, misto, longo, curto);

- Densidade e natureza das cargas alimentadas (cargas rurais, comerciais, industriais, residenciais, existência de alimentação monofásica);

- Densidade de descargas atmosféricas (nível ceráunico).

É importante salientar que o desenvolvimento de novas tecnologias associadas a uma determinada forma de aterrar o neutro pode alterar completamente o desempenho dos sistemas de distribuição. Por exemplo, em sistemas longos, com valores elevados de resistência de aterramento, (caso do Brasil, França, algumas áreas dos Estados Unidos) e ainda com elevado número de descargas atmosféricas, o aterramento do neutro de forma sólida, ou mesmo com resistência de baixo valor apresenta inúmeros inconvenientes, como detalhado a seguir.

Tabela 1 – Formas de Aterramento do Neutro nos Sistemas de Distribuição pelo Mundo e seu Desempenho

Esquema de Aterramento do Neutro	Alguns Países Que Utilizam o Esquema	Distribuição das Tensões das Fases Sãs Para a Terra Durante Um Curto à Terra	Confiabilidade e Sensibilidade das Proteções	Qualidade do Fornecimento	Nível de Isolamento da Rede
Sólido, Neutro Distribuído	U.S.A, Canadá, Austrália, Brasil	Boa	Má	Má	Tensão Simples (Fase-Neutro)
Sólido, Neutro não Distribuído	Inglaterra	Má	Boa	Má	Tensão Simples (Fase-Neutro)
Neutro Isolado	Itália, Japão, Áustria	-Boa Para Redes Muito Curtas -Má Para Redes Longas	De Média Para Má	Médio	Tensão Plena (Fase-Fase)
Com Resistor de Baixo Valor ($I_{øt}$=300 A)	França, Espanha	Médio	Boa	Médio	Tensão Plena (Fase-Fase)
Bobina de Petersen	Alemanha, Norte e Leste da Europa	Muito Boa	- Média com Equipamentos Convencionais -Boa com Equipamentos Especiais	Boa	Tensão Plena (Fase-Fase)

Sempre com intuito de melhorar o desempenho dos sistemas de distribuição, reduzindo-se as falhas e minimizando os efeitos causados pelas mesmas para diminuir o número de paralisações, muitos estudos a respeito do método de aterramento do sistema de distribuição vem sendo desenvolvidos. Diversos países pelo mundo vêm alterando seu método de aterramento para conseguir com isso a melhora do desempenho do sistema como citado acima. A seguir são mostrados alguns métodos de aterramento historicamente utilizados pelos diversos países da

Europa. Países como Itália, Grécia, Países Nórdicos e outros por muito utilizaram sistema de distribuição com neutro isolado. Já países com Espanha, Inglaterra, Holanda normalmente utilizavam sistemas de distribuição com neutro solidamente aterrado ou aterrado através de impedância de baixo valor. Outros países como Alemanha e países do leste Europeu vêm optando pelo método de aterramento do neutro através de bobina ressonante mais conhecida como “Bobina de Petersen”. A Figura 1 a seguir exemplifica o que foi descrito acima.

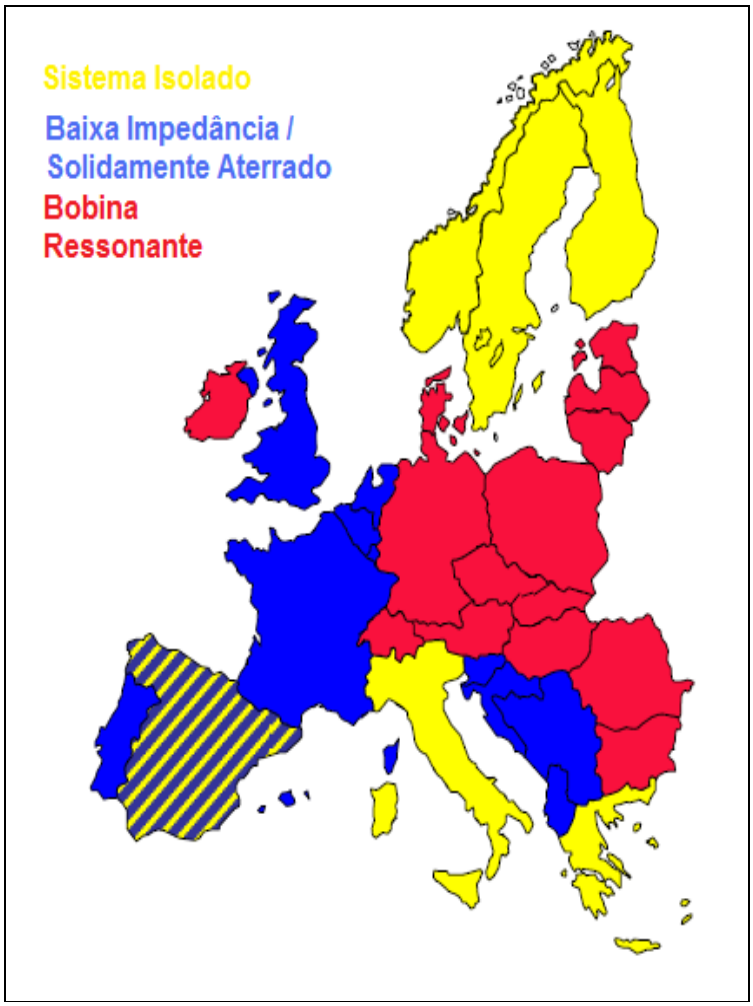

Figura 1 – Visão Histórica dos Métodos de Aterramento do Neutro Utilizados na Europa [5].

Um método de aterramento do neutro que vem ganhando cada vez mais espaço e sendo cada vez mais utilizado na Europa e em todo mundo é o

aterramento através de bobina ressonante. Este método de aterramento apresenta muitas vantagens no que diz respeito a eliminação de falhas e possíveis danos que elas podem vir a causar. Assim nos últimos tempos esse método vem sendo aplicado e cada vez mais aprimorado, pois existem diversas formas de utilização. Diversos países europeus vêm aumento sua utilização, trocando seus antigos métodos de aterramento para o método de aterramento através de bobina ressonante. As Figuras 2 e 3 exemplificam essa evolução.

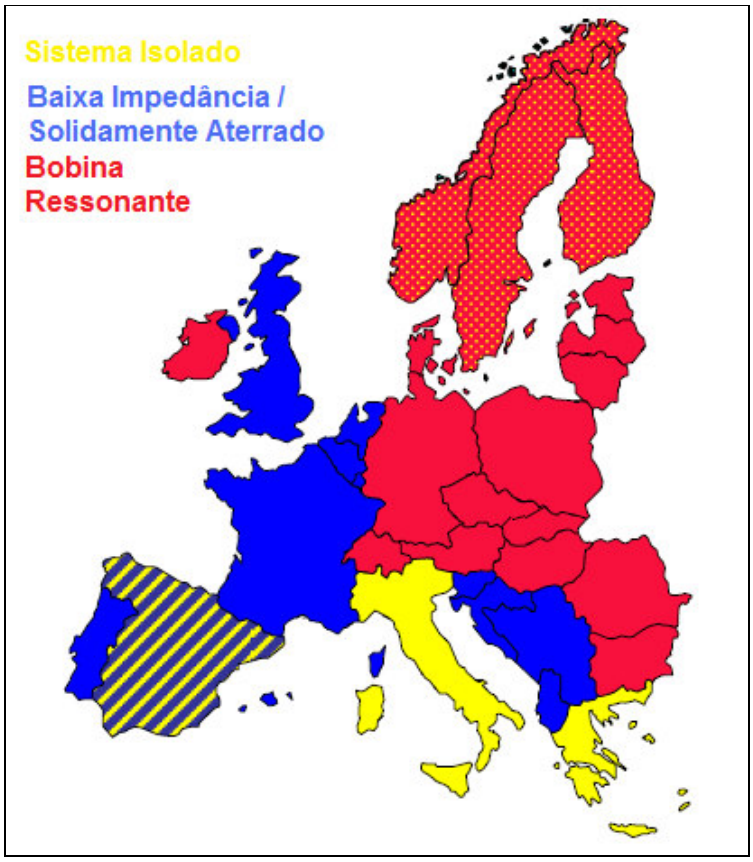

Figura 2 – Evolução dos Métodos de Aterramento do Neutro Utilizados na Europa [5].

Como se pode observar um dos primeiros países a realizar a mudança do tipo de aterramento do neutro foram os Países Nórdicos. Recentemente muitos outros países europeus resolveram optar também por este método de aterramento, trocando paulatinamente o método de aterramento por eles utilizado pela bobina ressonante, sendo que ultimamente a grande maioria das novas instalações já utiliza

esse método desde sua concepção. Um panorama mais atual da utilização deste método nos países europeus pode ser visualizado na Figura 3.

Figura 3 – Panorama Atual e Tendência de Aplicação do Método de Aterramento do Neutro Através de Bobina Ressonante [5].

Atualmente a grande maioria dos países europeus utiliza o método de aterramento do neutro através de bobina ressonante. No entanto, em muitos deles observa-se a coexistência de ambos os métodos. É importante ressaltar que a principal justificativa para utilização do método de aterramento do neutro através de bobina ressonante é o melhor desempenho das redes de distribuição frente às falhas transitórias. Em um estudo e aplicação em sistemas de 34,5 kV como mostra [6], obteve-se uma melhora substancial no desempenho frente a faltas do sistema, diminuindo-se em 80 % o número de desligamentos.

1.4 Motivação para Realização do Trabalho

O desenvolvimento deste trabalho teve como motivação diversos fatores. Primeiramente o fato deste tema (Aterramento dos sistemas de distribuição de energia elétrica) ser um tema desperta grande interesse devido ao fato de ser um assunto de extrema importância para o bom funcionamento de qualquer sistema elétrico, assim, a realização de um estudo mais aprofundado neste tema poderia acarretar um importante acréscimo de conhecimento, o que com certeza axilia o desenvolvimento profissional.

Outro motivo de grande relevância está no fato da experiência adquirida nos anos de trabalho no Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá e principalmente pela vocação deste laboratório para estudos e pesquisa relacionados a temas como este proposto por esta dissertação. O Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá a tempos, sob a coordenação do Professor D.Sc. Manuel Luis Barreira Martinez, vem desenvolvendo estudos e pesquisas em diversos assuntos relacionados ao setor elétrico, principalmente na avalição e propostas de melhorias no desempenho de redes aéreas de distribuição e transmissão de energia. Outras dissertações de mestrado e teses de doutorado foram e continuam sendo desenvolvidas pelo laboratório em relação a assuntos como o desempenho de redes, estudos relacionados à suportabilidade à descargas atmosféricas pelas redes de distribução, T. S. I. (Tensão suportável sob impulso, antigo NBI, Nível básico de isolação) de estruturas, coordenação de isolamento, desempenho de transformadores de distribuição, isoladores, pára-raios, equipamentos eletro-eletrônicos, entre outros, a muito são estudados neste laboratório, sempre tendo como premissa o aprimoramento e um melhor desempenho do sistema elétrico em geral, mais especificamente redes de distribuição, frente aos mais diversos tipos de falhas e desligamentos do sistema, dando maior ênfase às falhas originadas por descargas atmoféricas.

Como o método de aterramento adotado tem relevante importância no comportamento dos sistemas elétricos em uma condição de falha à terra, e estatisticamente a grande maioria das falhas que ocorrem nas redes aéreas de distribuição de energia elétrica envolvem a terra, um estudo sobre os diversos

métodos de aterramento e suas aplicações torna-se necessário quando se almeja um aprimoramento desse sistema elétrico.

Neste contexto, com uma boa base consolidada para o desenvolvimento desta dissertação, torna-se possível e atraente o desenvolvimento do trabalho detalhado nos próximos capítulos.

1.5 Descrição dos Capítulos

Uma explanação a respeito dos sistemas de distribuiçao de energia elétrica se faz necessário para melhor compreensão do trabalho como um todo. Assim no Capítulo 2 descrevem-se as características principais dos sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as diversas topologias adotadas mundialmente e principalmente no Brasil e suas características construtivas. Outro assunto relevante descrito neste capítulo diz respeito à proteção adotada nas redes de distribuiçao, os principais equipamentos e dispositivos empregados, seu princípio de funcionamento, aplicação, dentre outros detalhes.

O próximo capítulo, o terceiro, descreve as falhas que ocorrem nos sistemas de distribuição de energia elétrica, fazendo uma introdução geral a respeito da importância de se estudar, monitorar e principalmente quantificar as falhas que ocorrem no sistema. Com a atual regulamentação do setor elétrico, a atenção com respeito às falhas vem ganhando cada vez mais atenção. Neste contexto a conceituação e classificação das falhas recebe um tratamento considerável, a fim situar o leitor sobre a legislação atual e suas principais implicações para as concessionárias de distribuição de energia. No desenvolvimento deste trabalho, aborda-se também as causas das falhas que ocorrem no sistema, dando maior ênfase as que possuem maior freqüência. A fim de exemplificar e fixar a importância da análise das falhas, um estudo estatístico descreve as principais ocorrências e como essas são tratadas pelas concessionárias de distribuição de energia.

O capítulo quarto tem uma função de relevante importância, que é situar o leitor sobre os diversos métodos de aterramento existentes e os mais utilizados mundialmente, descrevendo as principais características, seu desempenho com relação às sobretensões e as correntes de curto-circuito, especialmente correntes de defeito para terra, as vantagens e desvantagens de aplicação de cada método.

Neste capítulo é possível observar a grande importância que a escolha do método de aterramento tem para o desempenho do sistema, mais notoriamente no caso de falhas que envolvam a terra, que são a grande maioria, e também a dificuldade que se encontra na hora da escolha do método de aterramento do ponto neutro do sistema. Defini-se também neste capítulo alguns critérios de relevante importância que devem ser considerados na hora da escolha do método de aterramento a ser utilizado.

O capítulo quinto introduz o conceito de "Aterramento Ressonante" ou aterramento através da "Bobina de Petersen", primeiramente trazendo uma introdução e o histórico de utilização deste método de se aterrar o neutro do sistema. A seguir traz as principais motivações que levam a proposta de mudança do método de aterramento utilizado em algumas redes de distribuição de energia elétrica do Brasil. Continuando descreve o principio de funcionamento do método de aterramento ressonante, dando especial atenção ao fenômeno de extinção de arco em faltas fase à terra. Este capítulo descreve também as diversas formas e possibilidade de aplicação do conceito de aterramento ressonante, mostrando as principais evoluções na aplicação do método desenvolvido por W. Petersen, detalhando o que seria uma concepção moderna para a sua aplicação nos sistemas elétricos atuais, citando as vantagens e desvantagens e caracterizando as principais dificuldades de aplicação deste método.

Por fim realiza-se uma análise geral do funcionamento de um sistema de distribuição que utilize este método de aterramento do ponto neutro, as implicações para a rede e para os equipamentos, com ênfase para as sobretensões e as principais mudanças no sistema de proteção utilizado.

Capítulo 2 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 Introdução

A energia elétrica é considerada um insumo básico e fundamental para o desenvolvimento das mais diversas atividades na sociedade moderna, assim a distribuição de energia elétrica pode ser considerada um dos serviços de maior importância para a população.

Sistemas de distribuição de energia elétrica é o nome dado ao conjunto de equipamentos responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica aos consumidores ligados em um nível de tensão que pode chegar a algumas dezenas de quilovolts [1]. A necessidade de que a energia elétrica seja fornecida a todos os consumidores

de uma forma contínua e com qualidade faz com que os sistemas de distribuição de energia elétrica apresentem uma topologia bastante complexa. O fornecimento de energia elétrica aos consumidores é feito através de linhas de distribuição, também chamadas de alimentadores. Geralmente estas são linhas trifásicas radiais com tensões entre 10 kV a 40 kV. Ramificações no alimentador podem ser necessárias para que consumidores mais afastados do seu trajeto possam ser beneficiados. Em uma área urbana, por exemplo, um alimentador pode possuir várias ramificações e sub-ramificações, as quais podem ser tanto trifásicas quanto monofásicas. Em diversos pontos dos sistemas de distribuição de energia estão localizados transformadores de distribuição, os quais fazem a redução do nível de tensão para os consumidores de baixa tensão, usualmente 127 V ou 220 V.

Um Sistema de Distribuição, como mostrado de maneira esquemática na Figura 4, é o último elo no complexo dos Sistemas de Potência, que, finalmente, entregam a energia elétrica produzida nas centrais aos consumidores, ou seja, é a parte dos sistemas que esta diretamente em contato com o usuário. O seu desempenho está intimamente relacionado à concepção, à construção, à qualidade dos materiais e equipamentos empregados, às condições ambientais, aos danos causados por terceiro e aos trabalhos de manutenção [7].

Esta diversidade de fatores, aliada ao fato de que o sistema de distribuição depende da manipulação de uma quantidade imensa de itens, provoca grande número de interrupções no fornecimento, que nem sempre são de controle das concessionárias.

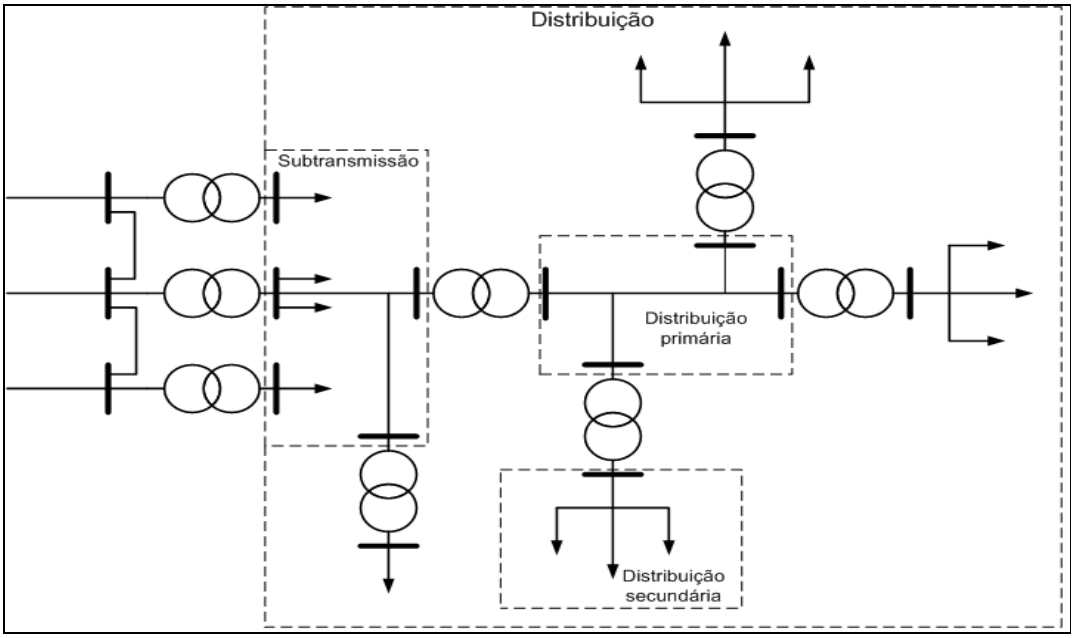

Figura 4 - Diagrama Unifilar do Sistema Elétrico de Distribuição [8].

2.2 Características Construtivas

O sistema elétrico de distribuição, segundo definição do órgão regulador ANEEL (Agencia Nacional de Energia Elétrica), compreende todo sistema com nível de tensão abaixo de 230 kV, porém, ele pode ser decomposto em vários subsistemas. Esses subsistemas consistem:

- Sistema de subtransmissão;
- Subestações de distribuição;
- Sistemas de distribuição primários;
- Estações transformadoras;
- Sistemas de distribuição secundários.

Cada subsistema envolve a utilização de equipamentos com características específicas e bem definidas para cada função. Neste capítulo é dada maior ênfase nos sistemas de distribuição primários, principalmente em redes aéreas.

2.2.1 Sistema de subtransmissão

Este elo tem a função de captar a energia das subestações de subtransmissão e transferi-las às subestações de distribuição e aos consumidores, em tensão de subtransmissão, através de linhas trifásicas operando em tensões, usualmente, de 138 KV ou 69 kV ou, mais raramente, em 34,5 kV, com capacidade de transporte de algumas dezenas de MW por circuito, usualmente de 20 a 150 MW. Os consumidores em tensão de subtransmissão são representados, usualmente, por grandes instalações industriais, estações de tratamento e bombeamento de água, entre outros.

O sistema de subtransmissão pode operar em configuração radial, com possibilidade de transferência de blocos de carga quando de contingências. Com cuidados especiais, no que se refere à proteção, pode também operar em malha.

2.2.2 Subestação de distribuição

As subestações de distribuição, que são supridas pelas redes de subtransmissão, são responsáveis pela transformação da tensão de subtransmissão para a de distribuição primária. Há inúmeros arranjos de subestações possíveis, variando com a potência instalada.

Assim, em subestações que suprem regiões de baixa densidade de carga, com transformador da subestação com potência nominal da ordem de 10 MVA, é bastante freqüente a utilização do arranjo designado por "*barra simples*", que apresenta custo bastante baixo. Este tipo de subestação pode contar com uma única linha de suprimento, ou, visando aumentar-se a confiabilidade, com duas linhas.

Em regiões de densidade de carga maior aumenta-se o número de transformadores utilizando-se arranjos de subestações com maior confiabilidade e maior flexibilidade operacional.

2.2.3 Sistema de distribuição primário

2.2.3.1 Considerações gerais

As redes de distribuição primaria, ou de *média tensão,* emergem das SEs de distribuição, podem apresentar diversos níveis de tensão, como mostra Gráfico 1, com projeto variando de país a país, de região a região, e entre concessionárias dentro de um país, de acordo com interesses técnicos, econômicos, políticos, sociais

ou até mesmo seguindo características históricas. As redes de distribuição são compostas por redes aéreas ou subterrâneas, a primeira de uso mais difundido, principalmente por características econômicas e práticas. As redes subterrâneas são comumente usadas em regiões com grande concentração de carga, como grandes centros urbanos onde se torna muito difícil a construção de redes aéreas, ou regiões históricas, onde se pretende conservar as características originais.

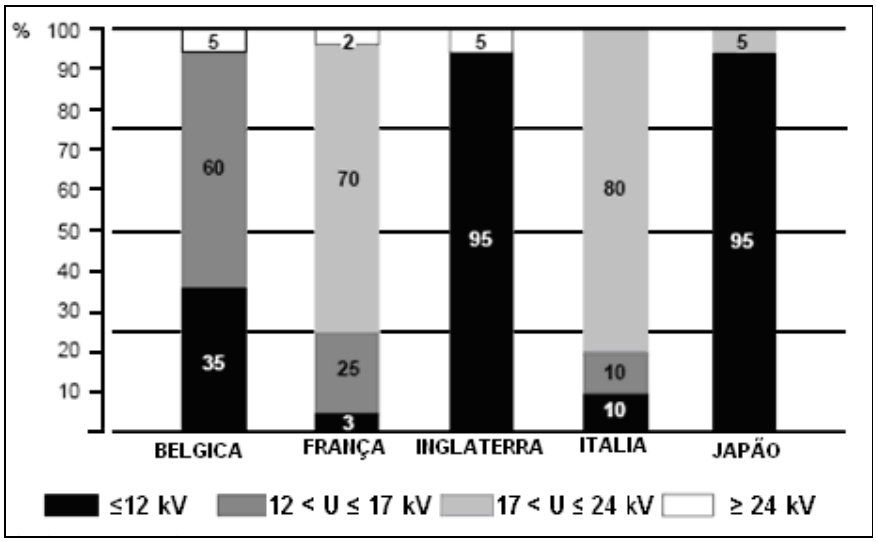

Gráfico 1 - Proporção dos Vários Níveis de Tensão Utilizados para Distribuição em Muitos Países [7].

O Gráfico 2 ilustra a utilização de redes aéreas e subterrâneas em diversos paises. Pode-se observar que paises com pequena extensão de área geográfica, como Holanda e Dinamarca, por exemplo, onde a concentração das cargas é maior, há maior utilização de redes subterrâneas, porém em paises com grande extensão de área geográfica, como Estados Unidos e Canadá, a utilização dessas redes é muito pequena, devido à necessidade de grande investimento econômico.

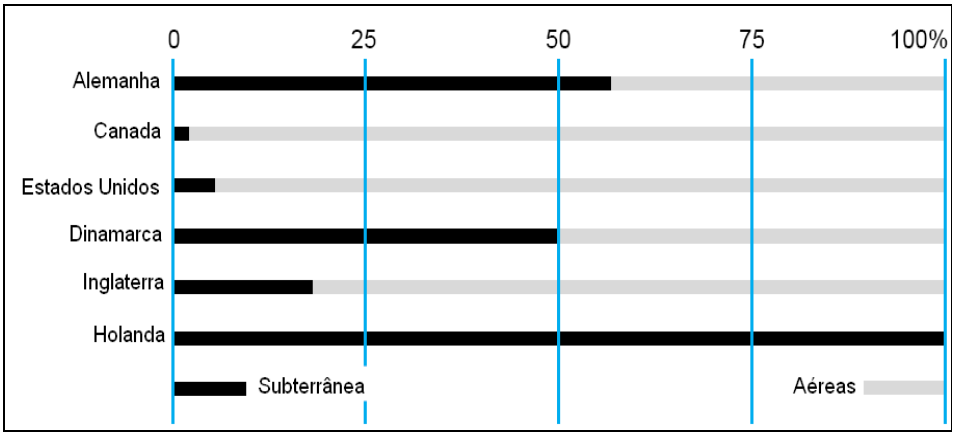

Gráfico 2 - Proporção das Redes Aéreas e Subterrâneas em Áreas Urbanas em Vários Países [7].

As redes aéreas que podem apresentar diversas características construtivas, são normalmente constituídas de cabos aéreos nus não isolados, na maioria dos casos, instalados em postes junto às ruas e avenidas. Em função deste tipo de construção, o número de acidentes e defeitos que resultam em curto circuito ou até mesmo na queda de condutores é maior do que em sistemas de transmissão [9]. Ainda, a grande extensão dos sistemas de distribuição de energia também influencia no elevado número de ocorrências que podem levar a interrupção no fornecimento de energia elétrica. A utilização de cabos protegidos com redes compactas pode ajudar a diminuir o número de falhas temporárias, como galho de árvore encostando-se à rede, etc. Porém devido à grande extensão das redes de distribuição, a utilização de redes compactas pode se tornar um investimento muito alto, inviabilizando-se sua utilização. Em regiões onde a carga é concentrada, podem-se utilizar redes compactas, já em regiões onde os consumidores estão espalhados e há necessidade de grande extensão de redes, utilizam-se na grande maioria dos casos, redes com cabos nus.

As redes de distribuição operam, no caso da rede aérea, radialmente, com possibilidade de transferência de blocos de carga entre circuitos para atendimento da operação em condições de contingência, devido à manutenção corretiva ou preventiva. Os troncos dos alimentadores empregam, usualmente, condutores de seção 336,4 MCM permitindo, na tensão de 13,8 KV, o transporte de potencia máxima que é de cerca de 12 MVA, que, face à necessidade de transferência de blocos de carga entre alimentadores, fica limitada a cerca de 8 MVA. Estas redes

atendem aos consumidores primários e aos transformadores de distribuição, estações transformadoras que suprem a rede secundária, ou de baixa tensão. Dentre os consumidores primários destacam-se indústrias de porte médio, conjuntos comerciais (“shopping centers”), instalações de iluminação pública, etc. Podem ser aéreas ou subterrâneas, as primeiras de uso mais difundido, pelo seu menor custo, e, as segundas, encontrando grande aplicação em aéreas de maior densidade de carga, por exemplo, zona central de uma metrópole, ou onde há restrições paisagísticas.

As redes aéreas apresentam as configurações:

- Primário radial com socorro;
- Primário seletivo;

E as redes subterrâneas podem ser de dois tipos:

- Primário seletivo;
- Primário operando em malha aberta;

2.2.3.2 Redes Aéreas – Primário Radial

As redes aéreas são construídas utilizando-se postes, de concreto, em zonas urbanas, ou de madeira tratada, em zonas rurais, que suportam, em seu topo, a cruzeta, usualmente em madeira, com cerca de dois metros de comprimento, cabos com alma de aço, CAA, ou sem alma de aço, CA, nus ou protegidos. Em algumas situações particulares, utilizam-se condutores de cobre. Os cabos protegidos contam com capa externa de material isolante que se destina à proteção contra contatos ocasionais de objetos, por exemplo, galhos de arvores, sem que se destine a isolar os condutores. A evolução tecnológica dos materiais isolantes permitiu a substituição da cruzeta por estrutura isolante, sistema “Spacer Cable”, que permite a sustentação dos cabos protegidos. Este tipo de construção apresenta custo por quilometro maior que o anterior. Apresenta como vantagens a redução sensível da taxa de falhas e, pela redução do espaçamento entre os condutores, a viabilização da passagem da linha por regiões em que, face à presença de obstáculos, era impossível a utilização da linha convencional, com cruzeta.

As redes primárias, Figura 5, contam com um tronco principal do qual se derivam ramais, que usualmente são protegidos por fusíveis. Dispõem de chaves de

seccionamento, que operam na condição normal fechada, "*chaves normalmente fechadas, NF*", que se destinam a isolar blocos de carga, para permitir sua manutenção corretiva ou preventiva. É usual instalar-se em um mesmo circuito, ou entre circuitos diferentes, chaves que operam abertas, "*chaves normalmente abertas, NA'*, que podem ser fechadas em manobras de transferência de carga. Na Figura 5 estão apresentados dois circuitos que derivam de uma mesma subestação. Supondo a ocorrência de defeito entre as chaves 01 e 02, do circuito 1, ter-se-á, inicialmente, o desligamento do disjuntor na saída da SE e, posteriormente, após a equipe de manutenção identificar o trecho com defeito ela o isola pela abertura das chaves 01 e 02. Após a isolação do trecho com defeito fecha-se o disjuntor da SE restabelecendo-se o suprimento de energia aos consumidores existentes até a chave 01, restando os a jusante da chave 02 desenergizados. Fechando-se a chave NA de "*socorro externo'* 03 restabelece-se o suprimento desses consumidores através do circuito 02. Destaca-se que o circuito 02 poderia derivar-se de outra SE.

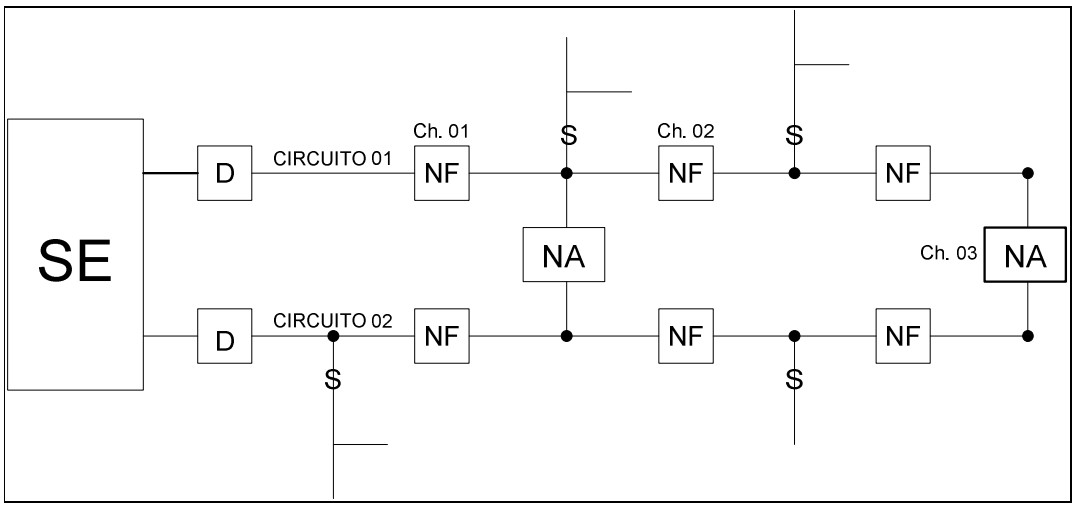

Figura 5 - Diagrama Unifilar de Rede Primária.

Evidentemente o circuito 02 deve ter capacidade para transporte da carga transferida a mais. Assim um critério usual para a fixação do carregamento de circuitos, em regime normal de operação, é o de se definir o número de circuitos que devem receber a carga a ser transferida. Usualmente dois circuitos socorrem um terceiro, isto implica que o carregamento dos circuitos que devem receber a carga transferida não correspondem ao limite. Assim, sendo:

n → número de circuitos que irão absorver carga do circuito em contingência;

S_{term} → carregamento correspondente ao limite térmico do circuito;

S_{reg} → carregamento do circuito para operação em condições normais;

Resulta para cada um dos circuitos que devem absorver a carga do circuito em contingências, um carregamento dado por:

$$S_{term} = S_{reg} + \frac{S_{reg}}{n}$$

Donde o carregamento de regime é dado por:

$$S_{reg} = \frac{n}{n+1} S_{term}$$

Que no caso de dois circuitos de socorro corresponde a 67% da capacidade do limite térmico. O advento da automação, com chaves manobradas à distancia, permite aumentar a flexibilidade (maior "n") e, consequentemente, maior carregamento dos alimentadores em operação normal, S_{reg}.

2.2.3.3 Primário Seletivo

Neste sistema, que se aplicam as redes aéreas e subterrâneas, a linha é construída em circuito duplo. Os os consumidores são ligados a ambos circuitos através de chaves de transferência, isto é, chaves que, na condição de operação normal, conectam o consumidor a um dos circuitos e, em emergência, transferem-no para o outro. Estas chaves usualmente são de transferência automática, contando com relés que detectam a existência de tensão nula em seus terminais, verificam a inexistência de defeito na rede do consumidor, e comandam o motor de operação da chave, transferindo automaticamente o consumidor para outro circuito. Na Figura 6 apresenta-se diagrama unifilar de primário seletivo.

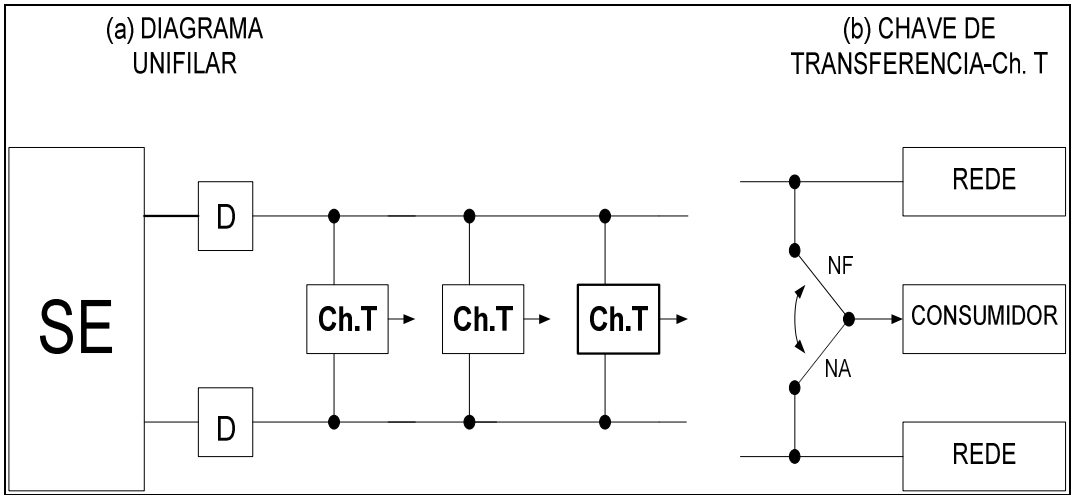

Figura 6 - Primário Seletivo.

Neste caso cada circuito deve ter capacidade para absorver toda a carga do outro, logo, o carregamento admissível em condições normais de operação deve ser limitado a 50% do limite térmico.

2.2.4 Estações transformadoras

As estações transformadoras são constituídas por transformadores, que reduzem a tensão primária, ou média tensão, para a de distribuição secundária, ou baixa tensão. Contam, usualmente, com pára-raios, para proteção contra sobretensões, e elos fusíveis para a proteção contra sobrecorrentes, instalados no primário. De seu secundário deriva-se, sem proteção alguma, a rede secundária. Nas redes aéreas utilizam-se, usualmente, transformadores trifásicos, instalados diretamente nos postes. Em geral, suas potências nominais são fixadas na série padronizada, isto é, 10,0 – 15,0 – 30,0 – 45,0 – 75,0 – 112,5 – 150 kVA.

2.2.5 Sistema de distribuição secundário

No Brasil, a tensão de distribuição secundária está padronizada nos valores 220/127 V e 380/220 V, havendo predominância da primeira nos estados das regiões sul e sudeste e da segunda no restante do país. Pode operar em malha ou radialmente, e suprem os consumidores instalados em baixa tensão, principalmente consumidores residenciais, pequenos comércios e indústrias. Alcança, por circuito, comprimentos da ordem de centenas de metros.

2.3 Proteção de Redes Aéreas de Distribuição

2.3.1 Considerações gerais

Os sistemas de distribuição de energia são responsáveis pela ligação entre o consumidor final e o sistema de transmissão, provendo energia na tensão e freqüência corretas e na quantidade exata necessária para o consumidor. Para este último, a energia elétrica fornecida aparenta ser constante e de infinita capacidade. No entanto, sistemas de energia, especialmente sistemas de distribuição, estão sujeitos a diversas perturbações causadas por acréscimos de cargas, faltas ocasionadas por fontes naturais, falhas de equipamentos, etc. O caráter de regime permanente da energia fornecida ao consumidor é mantido basicamente por dois fatores: A grande dimensão do sistema frente às cargas individuais e as corretas ações corretivas tomadas pelos sistemas de proteção em casos de distúrbios [10]. Assim os sistemas de proteção são de fundamental importância no fornecimento de energia elétrica.

De modo a manter a qualidade do fornecimento de energia elétrica ao consumidor, os sistemas de proteção devem atender aos seguintes requisitos, conforme [9]:

- Seletividade: Somente deve ser isolada a parte defeituosa do sistema, mantendo em serviço as demais partes;
- Rapidez: As sobrecorrentes geradas pela falta devem ser extintas no menor tempo possível, de modo a dificultar que o defeito interfira em outras partes do sistema e danifique os equipamentos da instalação;
- Sensibilidade: A proteção deve ser sensível aos defeitos que possam ocorrer no sistema;
- Segurança: A proteção não deve atuar de forma errônea em casos onde não houver falta, bem como deixar de atuar em casos faltosos;
- Economia: A implementação do sistema de proteção deve ser economicamente viável.

De modo a satisfazer os requisitos acima, a instalação e ajuste dos equipamentos de proteção em uma linha de distribuição (geralmente chamado de *alimentador*) devem levar em conta a existência de cargas e ramificações em seu

percurso. Além disso, chaves distribuídas ao longo do sistema podem mudar a topologia de um determinado alimentador em caso de ocorrência de faltas, sobrecargas ou manutenções programadas, o que também deve ser considerado na proteção. Estas características fazem com que freqüentemente haja a necessidade de instalação de dispositivos de proteção em diversos pontos do sistema.

Com a utilização de vários dispositivos de proteção ao longo do alimentador, surge outro fator a ser considerado no projeto de sistemas de proteção: A coordenação dos diversos dispositivos de proteção. A coordenação é necessária para que somente o dispositivo de proteção mais próximo da falta atue, isolando esta do resto do sistema, satisfazendo o requisito da seletividade e proporcionando maior confiabilidade ao sistema. Sua implementação é feita com a escolha e ajuste adequados dos dispositivos de proteção utilizados [11].

2.3.2 Dispositivos de proteção

Uma das alternativas na busca de altos níveis de confiabilidade de fornecimento com o melhor custo benefício está na correta utilização dos dispositivos de proteção existentes nos sistemas de distribuição, os quais devem ser eficazes e seletivos, pois caso os mesmos não sejam corretamente aplicados podem vir a interferir diretamente nos indicadores técnicos de continuidade de forma negativa. Dentre os diversos componentes dos sistemas de distribuição, os dispositivos de proteção apresentam uma importância fundamental, visto que visam manter a integridade física não só de equipamentos, mas também dos eletricistas e da população em geral. A aplicação correta destes dispositivos demanda um tempo elevado e é extremamente trabalhosa, devido ao seu grande número, bem como ao fato de que ao se estudar seus ajustes é necessário levar em conta diversos fatores, tais como, a corrente de carga futura, níveis de correntes de curto-circuito máximos e mínimos, ajustes dos dispositivos de proteção a jusante e a montante.

Os dispositivos de manobra e proteção tradicionalmente utilizados nas redes de distribuição são as chaves fusíveis, chaves repetidoras (religadoras), seccionalizadoras, chaves unipolares do tipo faca e chaves trifásicas com abertura sob carga. Estes dispositivos apresentaram nos últimos anos apenas evoluções construtivas, pois os seus princípios de funcionamento não evoluíram muito. Cada um destes equipamentos apresenta características próprias de aplicação, operação

e ajustes. Para uma melhor compreensão, descreve-se a seguir as suas características construtivas e operacionais.

2.3.2.1 Chave e Elos Fusíveis

Os elos fusíveis são dispositivos de proteção amplamente utilizados em sistemas de distribuição. Suas aplicações envolvem basicamente a proteção de ramais de alimentadores, cargas e transformadores de distribuição. Em caso de atuação, os fusíveis resultam na súbita interrupção da corrente que circula pelo circuito, necessitando serem manualmente substituídos para que o sistema volte a sua condição de operação normal.

O elo fusível atua quando uma corrente de valor acima de sua capacidade de condução circula pelo elemento fusível, que entra em fusão, interrompendo o circuito. Apresenta um tempo de atuação que varia de acordo com a intensidade da corrente. O elemento fusível é o principal componente do elo fusível, formado por um fio composto de liga de estanho, prata ou níquel-cromo, conforme mostrado na Figura 7a. Os elos fusíveis são utilizados juntamente com chaves mecânicas que abrem os contatos em casos de rompimento do fusível, facilitando também a sua troca e o religamento do circuito. Estas chaves são chamadas chaves fusíveis e um exemplo delas pode ser visto na Figura 7b. O elo fusível é alojado dentro de um tubo de fibra isolante o qual é revestido internamente por uma fibra especial. A queima desta fibra no instante de fusão do elemento fusível produz gases desionizantes importantes na extinção do arco elétrico que surge no momento em que o circuito é aberto.

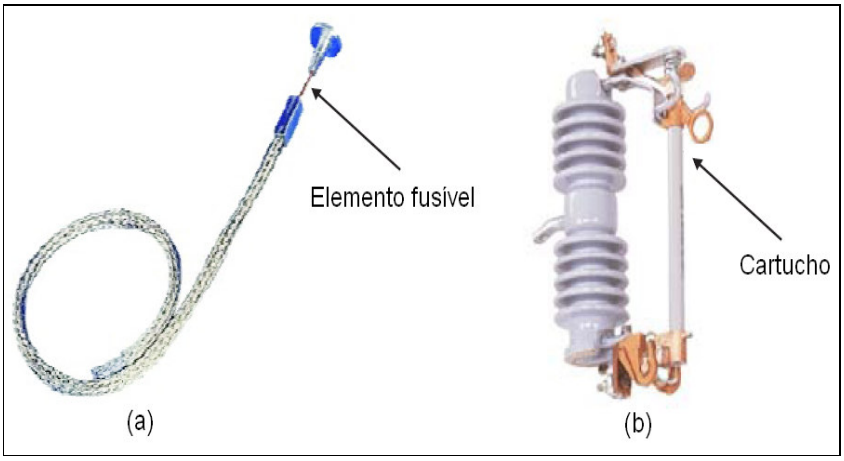

Figura 7 – Chave e Elo Fusível [12].

Os elos fusíveis têm a característica inversa na relação tempo x corrente, isto é, quanto maior a corrente de curto-circuito, menor o tempo de fusão do elo fusível. Existem diversos tipos de bases para as chaves fusíveis dependendo de sua aplicação. Para os sistemas de distribuição de energia elétrica, os tipos de bases mais utilizadas são do tipo A e C, na qual a sua diferenciação está no tamanho, na sua corrente nominal e capacidade de interrupção de corrente de curto-circuito.

Da mesma forma que as chaves fusíveis, existem diversos tipos de elos fusíveis que variam de acordo com as suas aplicações. Para os sistemas de distribuição de energia os mais utilizados são os elos do “TIPO K”. Os elos “TIPO K” têm características rápidas de atuação e admitem sobrecargas de 1,5 vezes os seus valores nominais, sem causar excesso de temperatura ou perda de sua característica “tempo x corrente” (Corrente admissível). Por outro lado, a fusão dos elos “TIPO K” se dá com duas vezes o seu valor nominal.

Os elos fusíveis não possuem um tempo de atuação exato, pois como a sua atuação depende da temperatura de fusão do elemento fusível, esta é influenciada pela temperatura ambiente, corrente de carga, dentre outros. Desta forma o fabricante determina uma faixa de operação aceitável entre duas curvas. Para um mesmo elo fusível, existe a curva de tempo mínimo de fusão (T.mín. F) e a curva de tempo máximo de fusão (T.máx. F). Em resumo, um elo fusível "nunca deve” fundir antes do T.mín. F e nem ultrapassar o T.máx.F. Desta forma o fabricante estabelece

uma faixa de tolerância onde pode ocorrer a fusão, que é chamada de "faixa de operação" do elo fusível.

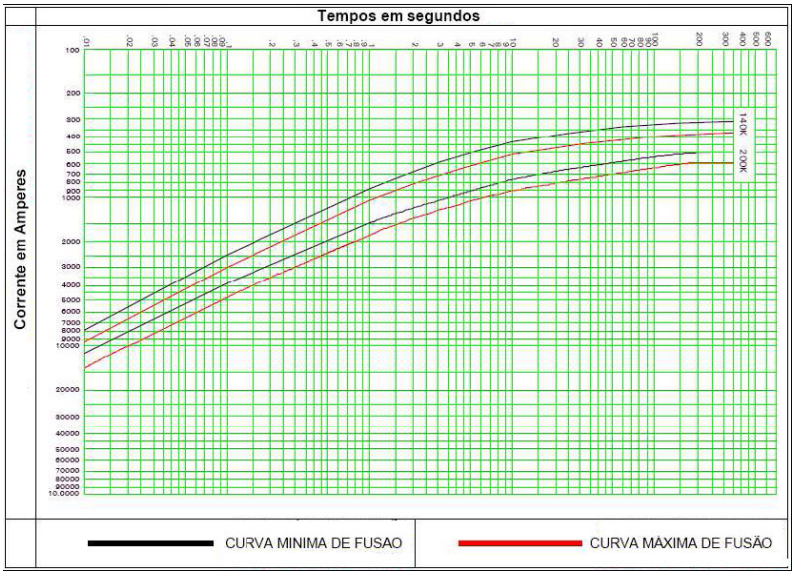

Figura 8 - Exemplo de Curvas de Fusão de Elos Fusíveis [12].

O elo fusível deve suportar em regime permanente a carga máxima no ponto de sua instalação. Sua corrente nominal não deve ser superior a mínima corrente de falta no trecho a ser protegido, se possível considerando o fim do trecho para o qual é proteção de retaguarda.

$$K \cdot In \leq Ie \leq \frac{1}{4}.Icc_{\Phi t\,\min}$$

$$K = \left(1 + \frac{C\%}{100}\right)^{n}$$

Onde:

In → Corrente nominal do trecho;

Ie → Corrente nominal do elo;

$Icc_{\Phi t\,\min}$ → Corrente de fase terra mínimo no final do trecho protegido;

$C\%$ → Taxa de crescimento anual da carga da região;

n → Número de anos previsto;

4 → Fator de segurança.

Para a coordenação fusível x fusível é adotada uma regra de condição de coordenação. "O tempo mínimo de atuação do fusível protegido/retaguarda ($T_{\min}$) deve ser maior que o tempo máximo de atuação do fusível protetor ($T_{máx}$) com uma tolerância de 33% de tempo".

Matematicamente isto é expresso da seguinte forma:

$$T_{máx} \leq \frac{T_{\min}}{1{,}33}$$

Além da condição básica expressa anteriormente, devem ser adotar alguns outros critérios para que a coordenação fusível x fusível atenda a todos os requisitos suficientes para uma operação mínima satisfatória. Desta forma, o fusível de retaguarda (a montante) deve coordenar com o fusível protetor (em estudo), para o valor de máxima corrente de curto-circuito no ponto de instalação do fusível protetor. Devido ao curto-circuito fase-terra ser o mais freqüente o elo protegido (retaguarda) normalmente é coordenado com o elo protetor, pelo menos para o valor da corrente de curto-circuito fase-terra, no ponto de instalação do elo protetor.

2.3.2.2 Religadores

Os religadores automáticos são amplamente utilizados pelas concessionárias de distribuição de energia. Seu uso aumentou em função das desvantagens geradas pela atuação dos elos fusíveis em alguns casos, pois estes não são capazes de diferenciar uma falta permanente de uma transitória, sendo que estas últimas representam de 60 a 90% dos casos de falta ocorridos [13]. A atuação dos elos fusíveis em casos de faltas transitórias gera elevados custos de operação e principalmente um maior período da interrupção, sendo os índices de qualidade relacionados avaliados pelas agências reguladoras, podendo resultar em multas para a empresa.

O religador é um dispositivo que pode ser trifásico ou monofásico e constituído de chaves controladas e submersas em óleo ou a vácuo. Estas são ligadas em série no circuito, interrompendo-o de forma temporizada. Após detectar o defeito através da medida da corrente em seus terminais o religador dispara rapidamente, abrindo o circuito. Após um determinado tempo os terminais do

religador são fechados. Se a falta for de caráter transitório, o sistema continua operando após um mínimo tempo de interrupção. O processo de abrir e fechar pode se repetir várias vezes até que a falta seja eliminada. Se o defeito continuar após as várias tentativas, o religador abre definitivamente seus contatos, isolando a parte defeituosa do sistema. Os tempos de operação, o número de interrupções, os ajustes da corrente de disparo e outros parâmetros podem ser facilmente modificados pelo usuário, resultando em grande flexibilidade e possibilitando a coordenação com outros dispositivos de proteção, como os fusíveis, por exemplo [6].

A operação do religador não se limita apenas a sentir e interromper os defeitos na linha e efetuar os religamentos. O religador é dotado também de um mecanismo de temporização, o qual pode ser ajustado em duas características distintas, as operações rápidas, que reduzem ao mínimo as possibilidades de danos ao sistema, evitando ao mesmo tempo a queima de elos fusíveis entre o local do defeito e o religador e as operações lentas, proporcionando maior tempo para eliminar defeitos permanentes queimando os elos fusíveis entre o local do defeito e o religador.

É importante citar que entre um religamento e outro, o sistema permanece por um curto período de tempo desenergizado, o que para consumidores residenciais, por exemplo, é quase imperceptível, porém para alguns consumidores industriais esse período pode comprometer seriamente o processo industrial, acarretando paradas da linha de produção, perda da qualidade do produto e outros prejuízos possíveis.

Os religadores são classificados em diferentes classes como monofásicos ou trifásicos, com controle hidráulico ou eletrônico, com meio de interrupção do arco elétrico a vácuo, a óleo ou a gás SF_6.

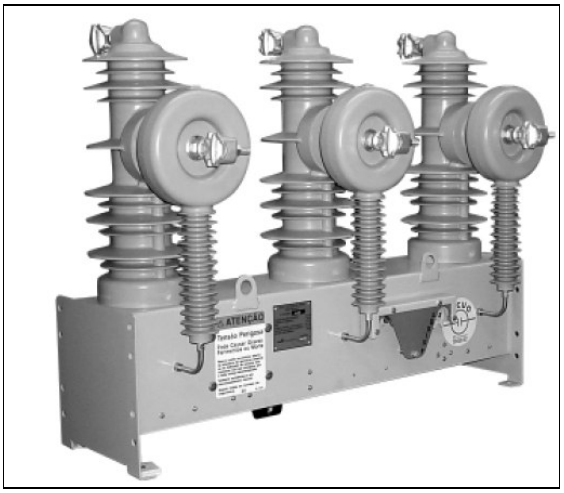

Figura 9 - Religador Eletrônico [14].

Independentemente de seus princípios construtivos, através de bobinas, resistores, controles hidráulicos ou eletrônicos, o seu funcionamento está diretamente relacionado à corrente de falta, obedecendo a um gráfico de “tempo x corrente”, no qual quanto maior a corrente de falta, menor é o tempo de atuação do religador.

Normalmente os religadores possuem curvas de atuação e ajustes de proteção individualizados para defeitos de “fases” (proteção de fase) e para os defeitos envolvendo retorno por terra, “neutro” (proteção de neutro).

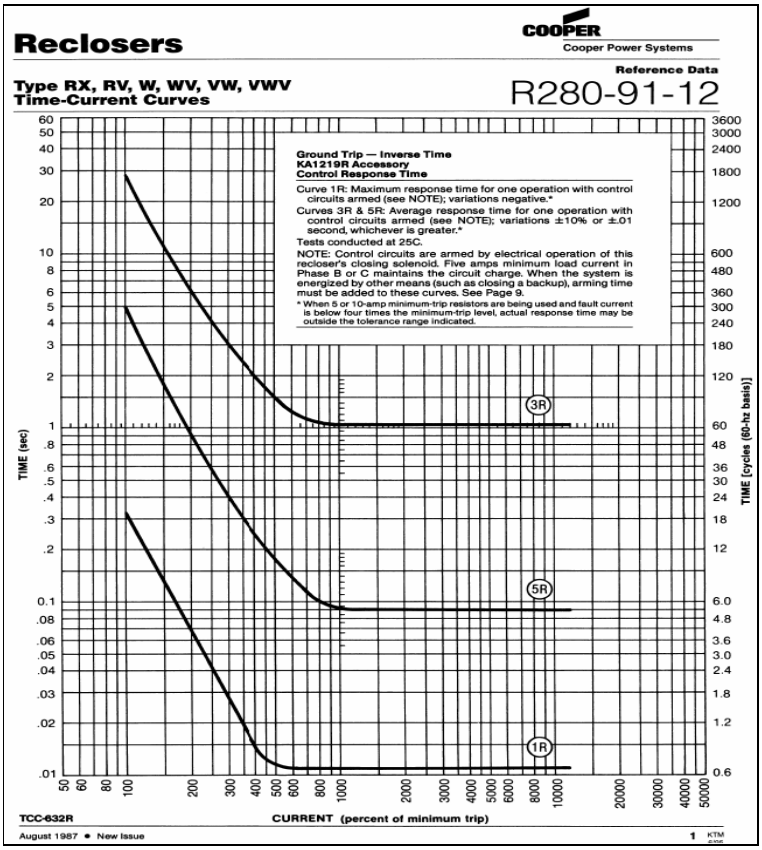

Figura 10 - Curvas de Operação [14].

Como os ajustes de proteção dos religadores são divididos em duas categorias, fase e neutro, os critérios de ajustes são diferenciados. Devido às configurações construtivas do religador, as proteções de fase são sensibilizadas por qualquer tipo de defeito, na qual a corrente de falta seja superior a sua corrente de ajuste (defeitos trifásicos, bifásicos, fase-terra e bifásicos terra). Já a proteção de neutro somente é sensibilizada pela corrente de falta com retorno por terra, na qual a corrente de falta seja superior a sua corrente de ajuste (defeitos fase-terra e bifásicos-terra).

Para a definição dos ajustes de fase dos religadores, devem ser considerados dois parâmetros:

- A corrente de partida de fase do religador, corrente a qual o equipamento é sensibilizado e inicia a contagem de tempo para a interrupção do defeito:

$$1{,}5 \cdot I_c \leq I_p \leq \frac{I_{2F}}{2}$$ Onde:

I_c – Corrente de carga no trecho;

I_P – Corrente de Partida de Fase;

I_{2f} – Corrente de Curto-circuito bifásica.

- A curva de operação de fase do religador é selecionada de modo a coordenar com as chaves fusíveis a jusante e a proteção de sobrecorrente de fase do módulo do alimentador.

Para a definição dos ajustes de neutro dos religadores, também devem ser considerados dois parâmetros:

- A corrente de partida de neutro do religador, corrente a qual o equipamento é sensibilizado e inicia a contagem de tempo para a interrupção do defeito:

$$(0{,}1a0{,}3) \cdot I_c \leq I_p \leq \frac{I_{1Ftm}}{2}$$ Onde:

I_c – Corrente de carga no trecho;

I_P – Corrente de Partida de Neutro;

I_{2f} – Corrente de Curto-circuito fase terra mínimo.

Onde o termo (0,1 a 0,3) é a faixa admissível de corrente.

- A curva de operação de neutro do religador é selecionada de modo a coordenar com as chaves fusíveis a jusante e a proteção de sobrecorrente de neutro do módulo do alimentador.

2.3.2.3 Seccionador Automático

O seccionador automático pode ser definido como:

"Um equipamento utilizado para interrupção automática de circuitos, que abre seus contatos quando o circuito é desenergizado por um equipamento de proteção situado à sua retaguarda e equipado com dispositivo para religamento automático".

Os seccionadores automáticos são dispositivos projetados para operar em conjunto com os religadores. Basicamente, eles são constituídos de uma chave a óleo monofásica ou trifásica e possuem a aparência de um religador. Seu controle pode ser tanto hidráulico quanto eletrônico.

Diferentemente do religador, o seccionador automático não interrompe a corrente de defeito. Ele é ligado a certa distância do religador, no seu lado de carga. A cada vez que o religador interrompe um corrente de falta, o seccionador conta a interrupção, e após um pré-determinado número de interrupções abre seus contatos antes da abertura definitiva do religador. Desta forma, um trecho sob condições de falta permanente pode ser isolado, permanecendo o religador e os demais trechos em situação normal. Além de sua operação normal, o seccionador pode ser operado manualmente para interromper a corrente nominal de carga e ser empregado como chave para seccionamento manual de alimentadores [14].

A Figura 11 apresenta uma vista de um seccionador instalado em um sistema de distribuição de energia.

Figura 11 - Seccionador Automático Instalado [14].

2.3.2.4 Relés de Sobrecorrente

Relés de sobrecorrente, conectados conforme mostrado na Figura 12, são todos os relés que atuam para uma corrente maior que a do seu ajuste.

Nos relés de tempo inverso (51ABC e 51N), a temporização ou retardo de atuação varia inversamente com a corrente, isto é, quanto maior a corrente de defeito menor é o tempo de atuação, como se vê na Figura 13. Este comportamento define as curvas características inversas de um relé de sobrecorrente, denominadas "Características de tempo x corrente" que são fornecidas pelos fabricantes.

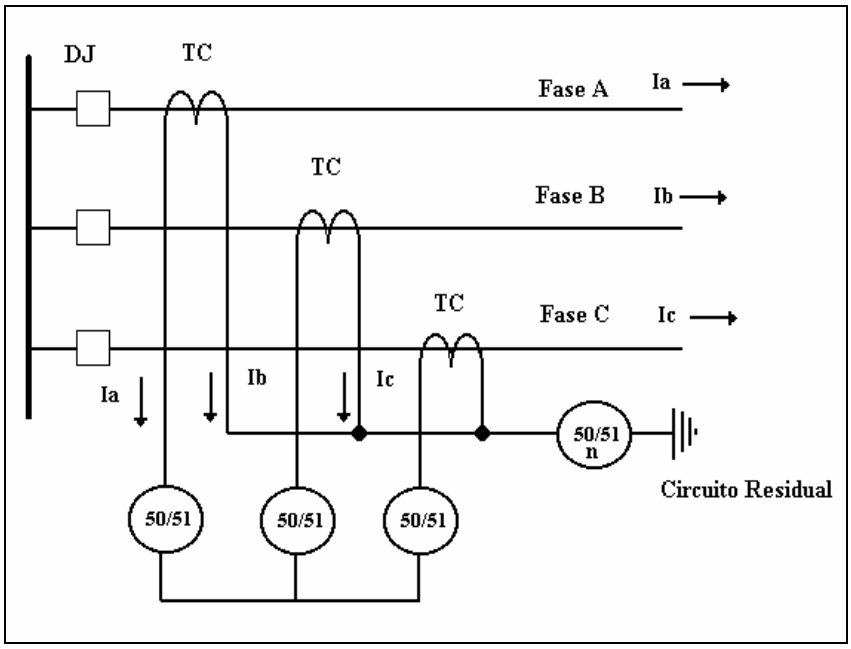

Figura 12 - Característica de Operação dos Relés de Sobrecorrente

A curva característica do relé é geralmente expressa em termos de tempo x múltiplo do valor de TAP. No eixo vertical estão os tempos expressos em segundos(s) e no eixo horizontal as correntes de acionamentos em múltiplos do TAP escolhido, e este passa a ser o valor para o qual o relé começa a atuar.

As curvas características de tempo são denominadas de:

- Normalmente inverso;
- Muito inverso;

- Extremamente inverso.

A relação entre tempo e corrente é estabelecida por normas, tais como a IEC 255-4 é expressa por:

$$t(i) = \frac{k \cdot \beta}{i^{\alpha} - 1} \qquad \text{Onde:}$$

t(i) → tempo de operação em segundos

k → múltiplo de tempo

i → múltiplo da corrente de ajuste

β e α → constantes específicas de cada tipo de curva

O ajuste da declividade da curva tempo x corrente é determinado pelas constantes β e α.

Tabela 2 - Constantes de Declividade

Tipo de Curva	Constante α	Constante β
Normalmente inversa	0,02	0,14
Muito inversa	1,00	13,5
Extremamente inversa	2,00	80,0

Do mesmo modo que os religadores, as falhas que não envolvem a terra (defeitos bifásicos ou trifásicos) são detectadas exclusivamente pelos relés de fase (50/51ABC), pois não existe a circulação de corrente pelo circuito residual. Os mesmos devem ter sensibilidade para detectar curtos-circuitos e não devem atuar para correntes de carga.

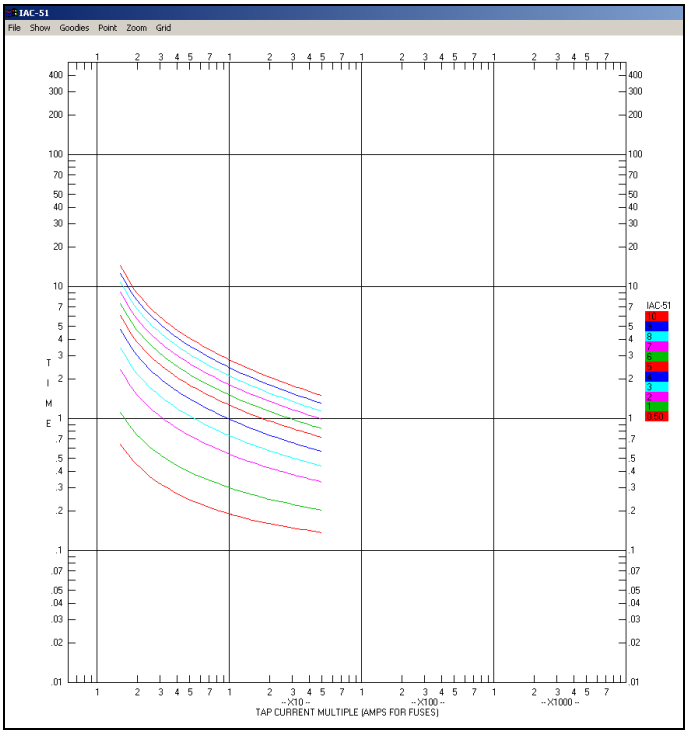

Figura 13 - Característica de Operação dos Relés de Sobrecorrente Temporizados.

Os relés de sobrecorrente com elementos de operação instantâneas (50 e 50N) são ajustados para detectar defeitos próximos, normalmente de valores elevados, os quais podem gerar desgastes prematuros e danificar alguns componentes do sistema. O ajuste de corrente mínima de atuação dos relés de sobrecorrente de fase deve levar em conta a carga máxima possível da linha protegida, isso é, a corrente mínima de atuação deve ser superior a corrente de carga máxima possível, considerando inclusive situações de sobrecarga, desde que se respeitando o limite operacional do condutor

As falhas que envolvem a terra (defeitos bifásicos-terra ou fase-terra) são detectadas principalmente pelo relé de neutro (51N e 50N), isso não significa que a proteção de fase não possa operar. O relé de neutro pode ser ajustado com valores baixos pelo fato do mesmo não detectar condições de cargas trifásicas equilibradas, desde que se respeitando a seletividade.

Capítulo 3 FALHAS NAS REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO

3.1 Introdução

O interesse pelo monitoramento da continuidade do fornecimento da energia elétrica remonta ao início da utilização da própria energia elétrica, principalmente com o objetivo de proteger dispositivos sensíveis à sua falta. Esse interesse persiste até os dias de hoje, pois, a despeito dos melhores esforços despendidos pelas concessionárias, interrupções no fornecimento de energia podem naturalmente ocorrer.

Os sistemas de distribuição são os últimos elos no complexo sistema de potência que, finalmente, entregam a energia elétrica, produzida nas centrais geradoras, aos usuários, ou seja, são a parte do sistema que está diretamente ligado às instalações consumidoras. O seu desempenho está intimamente

relacionado, dentre outros, à concepção do projeto, à construção, à qualidade dos materiais e equipamentos empregados, às condições ambientais, aos danos causados por terceiros e aos trabalhos de manutenção e operação.

Esta diversidade de fatores acarreta grande número de interrupções no fornecimento de energia, que nem sempre são de controle das concessionárias. Por outro lado, os consumidores tornam-se cada vez mais exigentes quanto ao fornecimento de energia elétrica, devido à utilização de equipamentos e processos produtivos vulneráveis às interrupções e às suas necessidades de conforto. Isto leva as concessionárias a se preocupar com a prestação de um serviço de boa qualidade, procurando sempre garantir a continuidade do fornecimento. Para cumprir esse objetivo, é conveniente que, os estudos de avaliação do desempenho dos sistemas, passem também a incorporar e aprimorar critérios de planejamento, projeto, construção, operação e manutenção das redes de distribuição, bem como se preocupem com a melhoria da qualidade dos materiais e equipamentos utilizados.

O fato do setor de distribuição ser um monopólio natural e, portanto, com características de poder de mercado, implica na necessidade de regulação dos parâmetros de qualidade no serviço público de fornecimento de energia elétrica. Além do mais, na atual regulação econômica adotada no Brasil, a remuneração das distribuidoras é baseada no serviço pelo preço, o que possibilita à concessionária a apropriação do ganho com minimização do custo. Assim, a regulação deve contemplar a implantação de padrões mínimos de desempenho, estabelecendo parâmetros básicos para garantir o fornecimento adequado dos serviços.

Para se estabelecer padrões de qualidade adequados é necessário definir a real expectativa dos consumidores, isto é, identificar o quanto a sociedade está disposta a pagar pelos mesmos, pois a melhoria do nível de qualidade implica em aumento dos custos. A qualidade do serviço prestado pelas empresas do setor elétrico de distribuição de energia pode ser avaliada nos seguintes grandes aspectos: a qualidade do atendimento ao consumidor, a qualidade do produto energia elétrica e a continuidade do fornecimento.

Esses aspectos são pontos básicos para a definição dos diversos critérios de localização e arranjo das subestações, localização das equipes de serviços, critérios

de escolha dos materiais e equipamentos de controle e proteção, regulação de tensão, e configuração da rede de distribuição.

A qualidade do atendimento abrange a relação comercial existente entre a concessionária e o consumidor, considerando-se a cortesia, o tempo de atendimento às solicitações de serviços, o grau de presteza, o respeito aos direitos do consumidor, entre outros.

A qualidade do produto está relacionada com os fenômenos associados à forma de onda de tensão, tais como: flutuações de tensão, distorções harmônicas, variações momentâneas de tensão, entre outros.

A continuidade do fornecimento corresponde à disponibilidade da energia elétrica ao consumidor e é caracterizada por dois parâmetros: a duração e a freqüência das interrupções. Vale ressaltar que o termo interrupção é definido como a descontinuidade do neutro ou da tensão disponível em qualquer uma das fases de um circuito elétrico que atende a unidade consumidora [15].

O ideal é que não haja interrupção, ou, se houver que seja a mínima possível e informada ao consumidor em tempo hábil, a fim de prevenir maiores prejuízos decorrentes da sua falta. Dentre os aspectos de qualidade do serviço prestado, destaca-se a continuidade do fornecimento de energia, pois ela afeta diretamente os processos produtivos e acarreta a insatisfação dos consumidores de todas as classes. Além disso, não se pode falar em melhoria da qualidade do produto, se o produto nem mesmo foi entregue.

No Brasil, compete à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, regular os serviços de eletricidade, expedindo os atos necessários ao cumprimento das normas estabelecidas, promovendo e estimulando dessa forma a crescente melhoria dos padrões de qualidade a serem cumpridos pelas empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Como parte dos esforços para atingir esse objetivo, foi editada a Resolução 024/2000-ANEEL de 27 de janeiro de 2000 (aprimorada pela Resolução 177/2005-ANEEL de 28 de novembro de 2005) [15], que introduziu novos avanços e reformulou os procedimentos até então existentes de controle da qualidade

relacionados às interrupções no fornecimento da energia elétrica com duração a partir de 3 minutos. As metas dos indicadores de continuidade coletivos, que expressam os valores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras, foram reduzidas. Também foram fixadas metas mais apertadas para os indicadores individuais, que são associados a cada unidade consumidora individualmente considerada, tendo sido inclusive criado mais um indicador para melhor avaliar a qualidade do fornecimento sob o ponto de vista do consumidor. Para cada indicador estabelecido associou-se um limite considerado adequado e prevêem-se penalidades pela sua violação.

Os indicadores coletivos são particularmente úteis à agência reguladora para atender suas necessidades de avaliação das concessionárias, enquanto os individuais servem mais, em especial, ao interesse dos consumidores, para avaliar especificamente o seu atendimento pela distribuidora.

Vale ressaltar que os indicadores são apurados pelas próprias concessionárias e enviados posteriormente à ANEEL, a qual se encarrega de auditagens periódicas a fim de verificar a confiabilidade dessas informações.

As organizações almejam continuamente a redução e eliminação das falhas que estão inerentes aos seus produtos e serviços. Com as empresas de distribuição de energia elétrica não poderia ser diferente. No entanto, no caso de tais empresas, a eliminação de falhas além de estar ligada com a busca da vantagem competitiva, envolve também o atendimento de padrões estabelecidos pelo órgão regulador ANEEL e a necessidade de se evitar algumas falhas cuja peculiaridade não é comum a outras empresas. Devido à necessidade de se garantir a disponibilidade de energia de forma contínua, as empresas deste setor têm ampliado o uso de novas tecnologias.

Qualquer tipo de serviço, incluindo a distribuição de energia elétrica, pode conter falhas durante sua prestação. No entanto, falhas mais graves como a interrupção, podem gerar grandes prejuízos, cuja peculiaridade não é comum a outros tipos de prestações de serviços. O prejuízo aqui mencionado não significa apenas a quantidade de dinheiro que a distribuidora deixa de receber quando a carga é interrompida. A falha pode atingir grandes proporções se afetar indústrias

que tenham sua produção comprometida e que possam mover processos judiciais, implicando em penalidades financeiras contra a concessionária. Piores ainda são os casos em que as interrupções no fornecimento de energia possam afetar a vida humana, por exemplo, se a energia for interrompida para um hospital. Logo, a análise das falhas em empresas do setor elétrico é fundamental, principalmente pelo aspecto de se evitar a reincidência das mesmas e para garantir a confiabilidade do sistema, garantindo à população um serviço essencial à qualidade de vida.

Para minimizar os efeitos causados por falhas nos sistemas elétricos de distribuição, fazem-se necessários estudos sobre: origem, causas, duração, tipo e principalmente uma quantificação das falhas. Dentro deste contexto, os principais objetivos a serem alcançados na empresa, com estes estudos são:

• Possibilitar adequada atuação gerencial através do estudo das causas, pois quanto maior o conhecimento das falhas, menor a chance de haver reincidência das mesmas. Ou seja, através de conhecimentos mais precisos é possível administrar adequadamente os recursos da empresa, tanto técnicos quanto materiais.

• Minimizar perdas financeiras devido à carga interrompida: a perda financeira mencionada aqui não significa apenas o que a empresa deixa de ganhar quando a carga é interrompida para determinada região. Apesar de esta perda ser enorme, ela é ínfima quando comparada com processos judiciais que podem ser movidos contra a concessionária devido a essa descontinuidade e descumprimento de cláusulas contratuais.

• Aumentar a satisfação do consumidor uma vez que a ANEEL tem um índice especial para avaliar a satisfação dos consumidores em relação aos serviços prestados pela sua concessionária. Este índice é denominado IASC (Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor).

• Atendimento mais eficaz às normas do agente regulador uma vez que a ANEEL estabelece alguns indicadores que as empresas devem respeitar e continuamente melhorar seus valores. Dentre estes indicadores os mais conhecidos são o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e o FEC (Freqüência Equivalente por Unidade Consumidora) [15]. Com o estudo das falhas que afetam o sistema de distribuição, a concessionária consegue reduzir os valores

do tempo médio de interrupção e da quantidade de interrupções em determinado período e este fato auxilia na melhoria de tais indicadores.

3.2 Conceituação

Falha em sistemas de distribuição é todo evento que produz a perda de capacidade de um componente ou sistema desempenhar sua função, levando-os à condição de operação inadmissível [13]. Dentre as falhas a interrupção do fornecimento de energia apresenta alta gravidade e influencia negativamente os índices de continuidade[16].

O termo operação normal assume que não há falhas de equipamento, nenhum erro de pessoal, ou “acasos fortuitos” [16]. Isto envolve as exigências mínimas para alimentar a carga existente e certa quantia de carga futura antecipada.

É importante citar, que, em estudos de falhas nos sistemas de distribuição, onde se devem tomar providências para minimizar danos a equipamentos e interrupções do serviço quando falhas acontecerem, dois fatores são considerados:

- Incorporar características de projeto para prevenir e evitar falhas; e
- Incluir providências para diminuir os efeitos de falhas quando elas ocorrerem.

É impossível ou até mesmo inviável economicamente tentar prevenir completamente todas as falhas. É muito mais lucrativo, então, deixar algumas falhas acontecerem e providenciar medidas para diminuir os seus efeitos, e tentar melhorar o desempenho do sistema de distribuição quando sujeito a falhas.

Deve-se tomar cuidado ao se utilizar o termo “*desempenho*” ao analisar os sistemas elétricos de distribuição e seus diversos componentes. Pode-se considerar o significado da palavra desempenho sob dois aspectos:

1) No sentido restrito, caracterizado pelo comportamento frente aos ensaios típicos de recepção, ou seja, a constatação de que o desempenho de um determinado item esteja de acordo com os valores garantidos e especificados pelo fabricante e pela norma específica;

2) No sentido amplo, que é caracterizado não só pelo seu comportamento perante os ensaios de recepção, mas também pelo seu comportamento no campo, como parte integrante de um sistema, tendo em vista que, neste caso, o item pode estar sujeito a outras solicitações que não as especificadas.

Neste trabalho, é sempre considerado o segundo sentido, pois a rede é analisada como um todo, e o seu comportamento frente às falhas existentes no sistema.

3.3 Caracterização das Falhas

Para uma melhor operação dos sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como para uma melhor gestão interna dos problemas que podem ocasionar interrupções no fornecimento de energia, é muito importante que se faça uma classificação das falhas, pois baseado nesta classificação é que se dimensiona e se aperfeiçoa a operação das equipes de manutenção em campo.

Os responsáveis envolvidos com a gestão de falhas têm basicamente três conjuntos de atividades relacionadas: compreensão de quais falhas estão ocorrendo e por quê? (etapa de detecção); análise das formas de reduzir a probabilidade de falhas ou minimizar as conseqüências das mesmas (etapa de análise de falhas); elaboração de procedimentos que auxiliem na recuperação das falhas quando elas ocorrem. As falhas são classificadas como: momentâneas, transitórias e permanentes. Na Tabela 3 são apresentadas as distribuições percentuais das faltas que ocorrem nos sistemas de distribuição, onde se pode ver que a maioria dos defeitos que ocorrem nos sistemas aéreos de distribuição é do tipo que envolve a terra (fase-terra) na forma de defeitos transitórios.

Tabela 3 - Composição Probabilística das Falhas no Sistema de Distribuição Copel.

	Total	**Permanentes**	**Transitórias**
Trifásicos	2%	95%	5%

Bifásicos	11%	70%	30%
Fase/terra	79%	20%	80%
Outros	8%	-	-

Os dados da Tabela 3 foram retirados de relatórios estatísticos da Copel [17].

3.3.1 Falha momentânea

É aquela que ocorre num curto espaço de tempo, em geral um décimo de um semi-ciclo da freqüência da rede, aonde o religador de uma subestação não chega a ser acionado [13]. Neste caso, nem sempre é feito uma manutenção corretiva por não haverem dados que confirmem o evento, a não ser por relatos de consumidores, ou por não haver necessidade da mesma. Este tipo de falha é a causadora do maior número de defeitos em equipamentos comerciais, industriais e domésticos, pois resulta nos chamados impulsos na rede, que chegam a valores em torno de 800 V, na baixa tensão, e são conhecidos como “spikes” [18].

3.3.2 Falha transitória

Uma falha transitória por sua vez, também ocorre em um curto intervalo de tempo, porém com um maior período de duração. Neste caso, o religador na subestação controla para que não haja maiores efeitos sobre a linha de distribuição. Segundo o Comitê de Distribuição - Eletrobrás (1982) [1], uma falha transitória é aquela que causa uma interrupção com tempo máximo de duração de 3 minutos. Já de acordo com a resolução Nº 024 [15] da Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), este tipo de falha (com mesmo tempo de duração máxima), é definida como interrupção de curta duração, que não é computada para os cálculos dos índices de continuidade. Porém o senso prático, e a experiência obtida com estudos [20], permite concluir que uma falha transitória pode ser definida como:

“Falha transitória é uma falha onde as condições de operação normal do sistema podem ser restituídas, ou seja, o defeito em algum componente do sistema que originou a falha pode ser eliminado”.

Nestes casos, tem-se como exemplos um galho batendo no cabo da rede, ou o choque de dois cabos. É importante ressaltar que a possibilidade de haver uma reversão da falha não implica que haja uma restituição das condições operativas do

sistema, pois em muitos casos uma falha transitória pode evoluir para uma falha permanente, onde há necessidade de desligamento do sistema pelos dispositivos de proteção.

3.3.3 Falha permanente

Uma falta permanente é aquela onde o defeito permanece sem a possibilidade do sistema restituir a condição de operação normal. O sistema afetado por ela deve ser desligado, ou seja, deve-se desconectar o ramal ou equipamento do restante do sistema para evitar danos maiores devido à permanência do defeito. Neste caso ocorre um defeito que o religador na subestação detecta o curto-circuito franco e impede que o circuito seja religado.

Quando acontece esse tipo de falha, grupos de manutenção são acionados e se deslocam até o local o mais rápido possível para realizarem a manutenção do sistema e a remoção da falha, fazendo com que o sistema esteja apto novamente para operação normal, evitando assim que consumidores deixem de serem atendidos.

Segundo o Comitê de Distribuição - Eletrobrás (1982) [1], uma falha permanente é aquela que causa uma interrupção com tempo de duração maior ou igual a 3 minutos. Já de acordo com nova resolução Nº 024 [15] da Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), este tipo de falha (com as mesmas características), é definida como interrupção de longa duração, que é computada para os cálculos dos índices de continuidade.

3.4 Causas de Falhas

Para uma correta mensuração dos níveis de confiabilidade dos sistemas de distribuição, se torna necessária a compreensão das causas das interrupções de energia e suas conseqüências para o sistema de distribuição. Deste modo, através de conhecimentos mais precisos torna-se possível administrar adequadamente os recursos da empresa, tanto técnicos quanto materiais.

No Brasil, os sistemas de distribuição de energia elétrica são compostos em sua grande maioria por redes aéreas, devido a esse fato, eles estão sujeitos a uma variedade muito grande de fatores que podem ocasionar falhas.

Na Tabela 4 é apresentada a distribuição percentual dos fatores que originam as faltas nos sistemas de distribuição, onde se pode verificar que a maioria dos defeitos, para o caso de sistemas aéreos de distribuição, é originária de fenômenos naturais (ventos e descargas atmosféricas),

Tabela 4 - Porcentagem dos Fatores que Geram Falhas no Sistema de Distribuição.

Causas	Percentual
Árvores e Ventos	46%
Descargas Atmosféricas	19%
Falhas de Equipamentos	11%
Erros Humanos	9%
Falhas de Isoladores	6%
Objetos Estranhos	2%
Outras Causas	6%

Os valores da Tabela 4 foram retirados dos relatórios estatísticos gerados na Copel [17] e do Livro: Curto Circuito de Geraldo Kindermann [22].

Tendo como base [20], onde se fez um estudo em vários ramais da rede de uma Concessionária de distribuição de energia elétrica para se levantar o número de falhas e principalmente as causas associadas às mesmas em certo período, procurou-se definir duas classes de defeitos: Defeitos Primários e Defeitos Secundários.

São considerados Defeitos Primários aqueles cujas causas são as seguintes:

- Chuva;
- Descarga atmosférica;
- Contaminação;
- Surto de tensão;
- Surto de manobra;
- Surto de tensão não identificado;
- Falha de materiais;

São considerados Defeitos Secundários aqueles cujas causas são as seguintes:

- Inundação;
- Queda / Crescimento de árvores;
- Animais;
- Terceiros;
- Furtos de material da empresa;
- Choque de veículos;
- Papagaio;
- Balões;
- Falha de equipamento da concessionária;
- Aplicação incorreta de equipamento;
- Deterioração de equipamento por envelhecimento / excesso de uso;
- Causas não classificadas;
- Manobras por serviço programado com aviso.

A Tabela 5 mostra os resultados da análise das falhas, no período de 2004 a 2005, associadas às causas primárias, secundárias e totais para diversos ramais da concessionária de distribuição de energia.

Tabela 5 - Análise de Falhas em Concessionária de Energia Elétrica

Circuito	CAUSAS PRIMÁRIAS	CAUSAS SECUNDÁRIAS	CAUSAS TOTAIS
COT-106	*4.00 FALHAS*	*34.00 FALHAS*	*38.00 FALHAS*
PAR-106	*1.00 FALHA*	*29.00 FALHAS*	*30.00 FALHAS*
AUT-114	*NENHUMA FALHA*	*3.00 FALHAS*	*3.00 FALHAS*
VGR-2302	*2.00 FALHAS*	*13.00FALHAS*	*15.00FALHAS*
BSI-110	*NENHUMA FALHA*	*10.00 FALHA*	*10.00 FALHAS*
PSD-106	*4.00 FALHAS*	*21.00 FALHAS*	*25.00 FALHAS*
MAT-104	*NENHUMA FALHA*	*3.00 FALHAS*	*3.00 FALHAS*
CAT-107	*1.00 FALHA*	*5.00 FALHA*	*6.00 FALHA*
GNA-111	*3.00 FALHAS*	*13.00 FALHAS*	*16.00 FALHAS*
COT-111	*2.00 FALHAS*	*7.00 FALHAS*	*9.00 FALHAS*
JOR-102	*9.00 FALHAS*	*38.00 FALHAS*	*47.00 FALHAS*
NAC-102	*1.00 FALHA*	*12.00 FALHAS*	*13.00 FALHAS*
CUP-105	*NENHUMA FALHA*	*11.00 FALHAS*	*11.00 FALHAS*
VGR-2301	*34.00 FALHAS*	*152.00 FALHAS*	*186.00 FALHAS*
IVI-102	*10.00 FALHAS*	*23.00 FALHAS*	*33.00 FALHAS*
JUQ-106	*17.00 FALHAS*	*98.00 FALHAS*	*115.00 FALHAS*
PAR-104	*10.00 FALHAS*	*24.00 FALHAS*	*34.00 FALHAS*
PAR-105	*1.00 FALHAS*	*4.00 FALHAS*	*5.00 FALHAS*

Os valores da Tabela 5 foram retirados de [20].

3.5 Estatísticas das Falhas

Para se ter um conhecimento mais profundo a respeito das falhas e sua implicação no sistema de distribuição, empregam-se com freqüência técnicas e ferramentas estatísticas para auxiliar nos estudos das falhas. A necessidade cada vez maior em melhorar a qualidade do serviço e a satisfação dos clientes tem popularizado esses métodos e técnicas. Estas ferramentas têm como objetivo melhorar a confiabilidade de produtos ou processos, ou seja, aumentar a probabilidade de um item desempenhar sua função sem falhar.

Os estudos e dados estatísticos são de extrema importância para as concessionárias de energia elétrica, pois ajudam a responder e avaliar questões como: o que esta acontecendo no sistema? Onde e porque estão ocorrendo problemas?

Essas respostas devem ser obtidas para subsidiar os mais diversos setores das concessionárias (gerencial, de operação, de planejamento, de construção, etc.) no sentido de, entre outros pontos:

- Avaliar continuamente a confiabilidade histórica dos sistemas;
- Comparar a confiabilidade do serviço atual com aquela inerente a qualquer mudança na filosofia geral do projeto, operação, manutenção e administração;
- Prever aumento ou redução da confiabilidade que pode resultar do fato de se investir ou não na melhoria do sistema;
- Aumentar a solidez das comparações de alternativas de fornecimento tais como: traçado do alimentador, seccionalização, chaveamento automático, configurações radias ou malha, etc.
- Melhorar os projetos de sistemas, através de identificação e modificação de parâmetros e componentes que tem efeito marcante na confiabilidade do serviço;
- Identificar programas de manutenção que resultem em melhorias na confiabilidade do serviço;
- Estabelecer metas administrativas e informações objetivas referentes à confiabilidade do serviço.

Os objetivos da otimização da confiabilidade estão relacionados com a redução do tempo de restabelecimento de energia, considerando o seu impacto na quantidade de “clientes horas” sem energia, no valor de energia não faturada e nos índices de continuidade da ANEEL. Neste estudo não se considera os prejuízos com ações judiciais e outras, devido à dificuldade de mensuração das mesmas.

Uma característica muito importante em análises com auxilio estatístico é a possibilidade de prever o comportamento do sistema de acordo com épocas do ano, apesar da quantidade de falhas variarem, é possivel retirar conclusões muito importantes a respeito da evolução das falhas. Ao se analisar o Gráfico 3, pode-se observar um comportamento semelhante ao longo dos anos do histórico, sendo que, o número de eventos se acentua a partir do mês de setembro até dezembro (para região estudada). Os dados do Gráfico 3 foram retirados de [21], onde foram analisados os registros de interrupções de uma das distribuidoras de energia elétrica

do Estado do Rio Grande do Sul. Foram consideradas as interrupções na forma de emergências nas redes de distribuição de média tensão (15 e 25 kV) ocorridas nos anos de 2002, 2003, 2004 e 2005. A distribuidora em análise apresenta uma média mensal de 2000 interrupções de origem emergencial na média tensão.

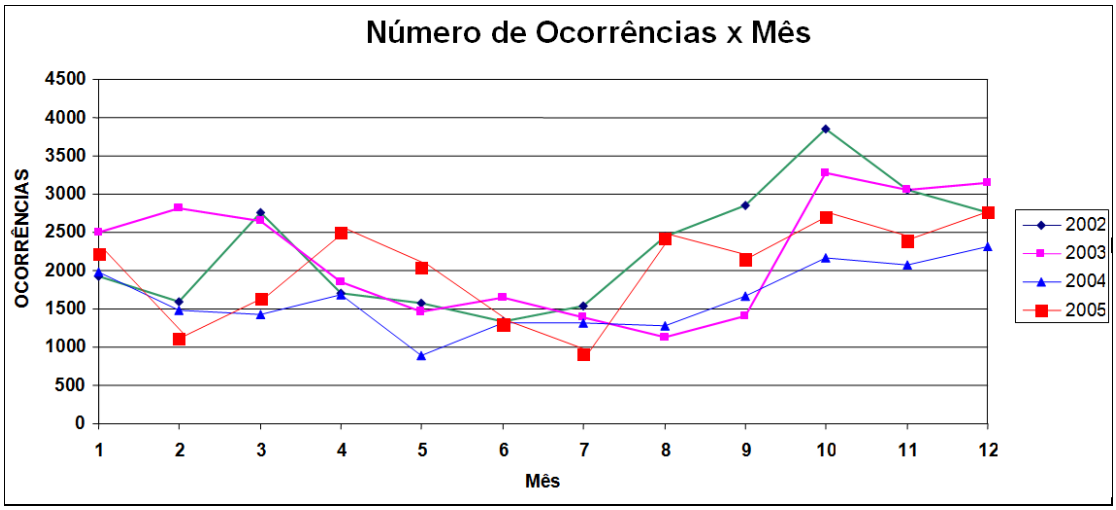

Gráfico 3 - Número de Ocorrências por Mês [21].

Nos sistemas de distribuição de energia elétrica aéreos existem diversas interferências externas que influenciam em seu desempenho, as quais são de difícil mensuração, tais como vandalismos, furtos de rede, vegetal, isoladores, postes podres, ligações clandestinas, entre outros. Estas anomalias variam de região para região, assim, em muitas análises costuma-se subdividir o sistema em blocos, utilizando os dados estatísticos referentes a cada bloco. Esta abordagem possibilita uma mensuração mais precisa da estimativa de energia não fornecida e dos consumidores interrompidos.

Em estudos para otimização dos processos, com intuito de auxiliar a concessionária na gestão das falhas, para melhor utilização e despacho das equipes de manutenção, os dados estatísticos mais importantes na análise de confiabilidade são as taxas de falhas e os tempos médios de despacho, deslocamento e manutenção, agregados ao número de consumidores e a energia não fornecida.

3.5.1 Taxa de Falhas (w_0)

Um dos fatores mais importantes para análises de confiabilidade é a freqüência de falhas em que o sistema em estudo está submetido. Esta freqüência de defeitos pode ser quantificada através de um indicador denominado de Taxa de Falhas, que pode ser definido como sendo o número de falhas na rede (primária) em um determinado período, pela quilometragem total de rede primária do determinado sistema.

$$\omega_o = \frac{\sum F}{\ell_{\sum}},$$

Onde:

ω_o ; Taxa de Falhas;

$\sum F$; Somatório das falhas emergenciais da rede primária durante determinado período (geralmente um ano);

$\ell_{\sum}$; Comprimento total do circuito de estudo em quilômetros.

Os sistemas de distribuição podem ser divididos em dois grandes grupos, sendo eles: Redes de Distribuição Urbana, ouseja, a parte de um sistema de distribuição destinada ao fornecimento de energia elétrica a consumidores situados em zona urbana e Redes de Distribuição Rural, ou seja, a parte de um sistema de distribuição destinada ao fornecimento de energia elétrica a consumidores situados no meio rural, isto é, locais afastados dos centros urbanos, com baixa densidade demográfica, baixa demanda de energia elétrica e predominância de propriedades rurais.

Se observarmos o Gráfico 4 é possivel verificar o grande número de ocorrências emergenciais nos sistemas de distribuição Rural em comparação aos sistemas de distribuição urbano.

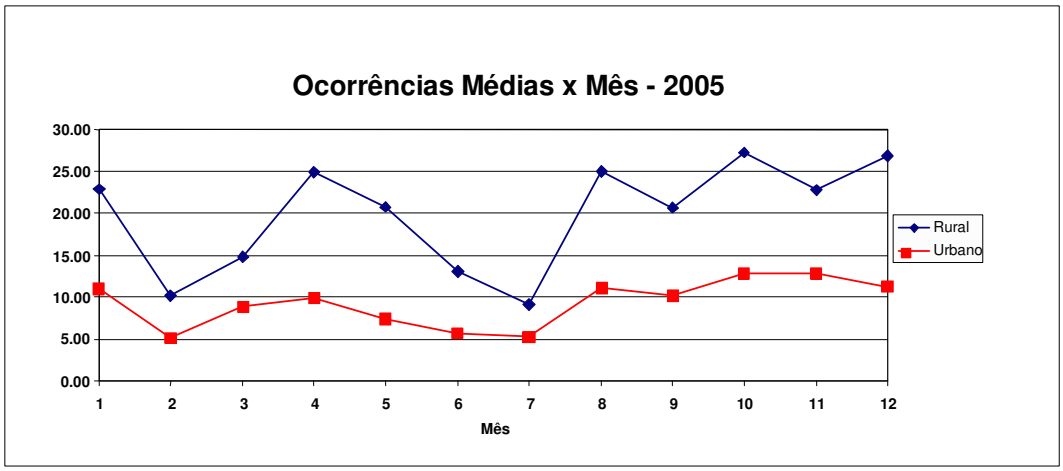

Gráfico 4 - Número de Ocorrências Emergenciais em 2005 [21].

Em contrapartida, devido ao fato das redes rurais apresentarem uma extensão de rede muito superior as redes urbanas, a sua taxa de falhas é menor, conforme se pode verificar pelo Gráfico 5.

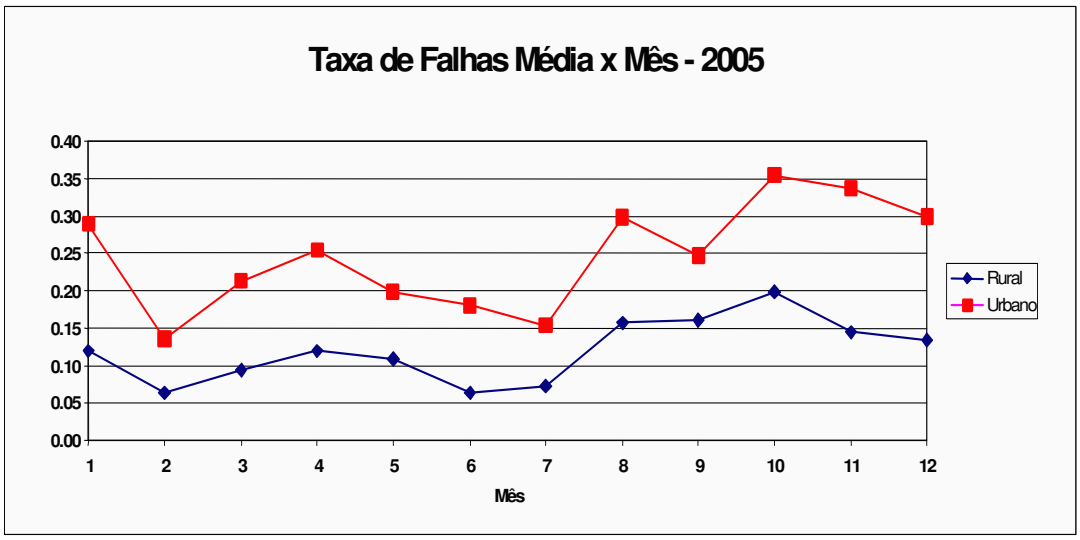

Gráfico 5 - Taxa de Falhas Emergências em 2005 [21].

3.5.2 Tempo Médio de Despacho (τ_{desp})

O Tempo Médio de Despacho é definido como sendo o intervalo entre o registro da reclamação de falta de energia pelo cliente ao "Call Center" até o momento em que o operador do Centro de Operações da Distribuição - COD realiza a solicitação de deslocamento da equipe de eletricistas.

O tempo de despacho está relacionado diretamente à capacidade operacional de cada empresa, pois depende do número de equipes disponíveis para atendimento. Existem outros fatores que também influenciam no tempo de despacho, tais como, o número de eventos coincidentes, condições climáticas, local do evento e até mesmo o tipo de intervenção necessária.

Através do Gráfico 6 é possível ver a clara relação entre o tempo médio de despacho e o número de ocorrências no sistema.

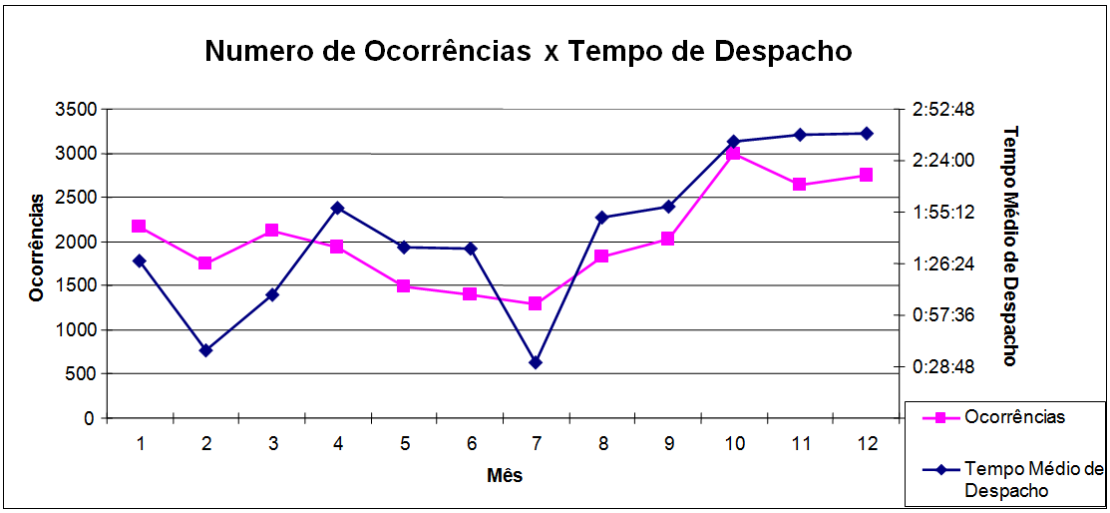

Gráfico 6 - Número de Ocorrências x Tempo de Despacho [21].

Além da relação direta com o número de ocorrência, através do Gráfico 7 é possível verificar a diferença entre os tempos de despacho para os eventos na região urbana em relação aos eventos da região rural.

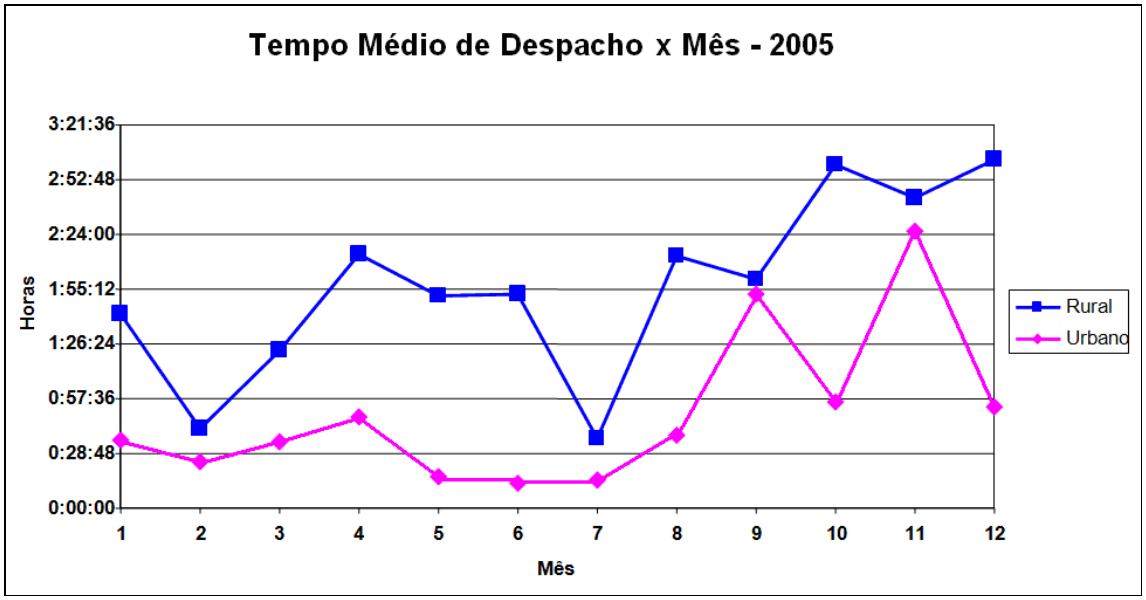

Gráfico 7 - Tempos Médios de Despacho por Região [21].

Esta diferença ocorre devido à priorização definida pela distribuidora, na qual, os eventos nas regiões urbanas apresentam uma prioridade de atendimento maior em relação as regiões rurais, visto o elevado número de consumidores e a maior densidade de carga em relação as regiões rurais.

3.5.3 Tempo Médio de Deslocamento (τ_{desl})

O Tempo Médio de Deslocamento é definido como sendo o intervalo entre o momento em que o operador do COD realizou a solicitação de deslocamento até o momento da localização do defeito pela equipe de eletricistas. O tempo de deslocamento depende muito das características do defeito, ou seja, se é de fácil localização do tipo condutor rompido, ou se é de difícil localização do tipo isolador perfurado.

Pode-se observar pelo Gráfico 8, que o tempo médio de deslocamento não varia muito ao longo do ano, salientando que o mesmo independe do número de ocorrências e sim da quilometragem a ser percorrida em busca da localização do defeito.

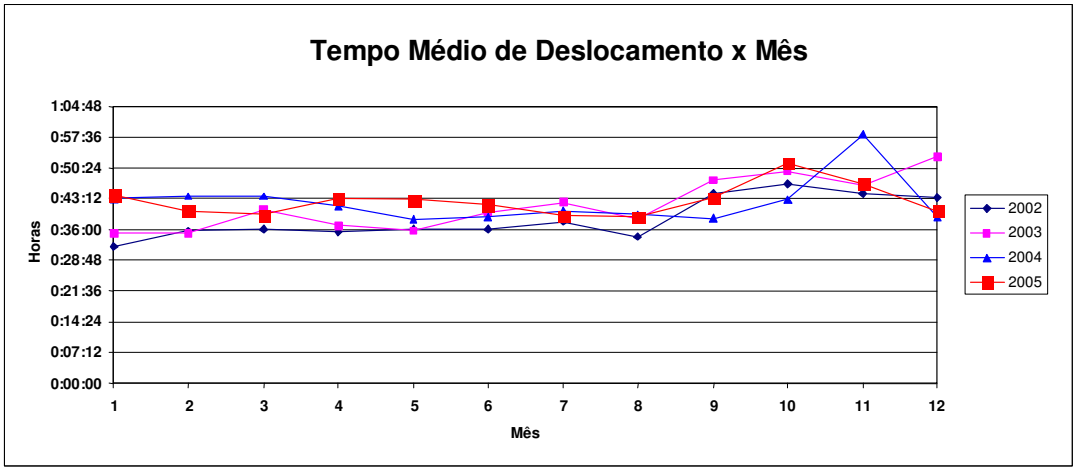

Gráfico 8 - Tempo Médio de Deslocamento [21].

A análise dos tempos de deslocamento primeiramente foi realizada para as regiões consideradas como Rurais e Urbanas. Esta distinção é necessária devido às características próprias de cada região, tais como vias de acesso e condições das rodovias, como mostra o Gráfico 9, esses tempos são maiores para as regiões rurais, devido principalmente a maior extensão das redes rurais.

Pode-se observar que não houve alterações significativas durante os meses do ano no tempo médio de deslocamento para as regiões urbanas, evidencializando assim que as condições climáticas não interferem na localização dos defeitos em regiões urbanas. Já para as regiões rurais, pode-se observar um pequeno acréscimo no tempo médio de deslocamento, justamente devido às condições das vias de acesso, as quais geralmente não apresentam calçamento adequado, reduzindo a velocidade média dos veículos em condições climáticas adversas.

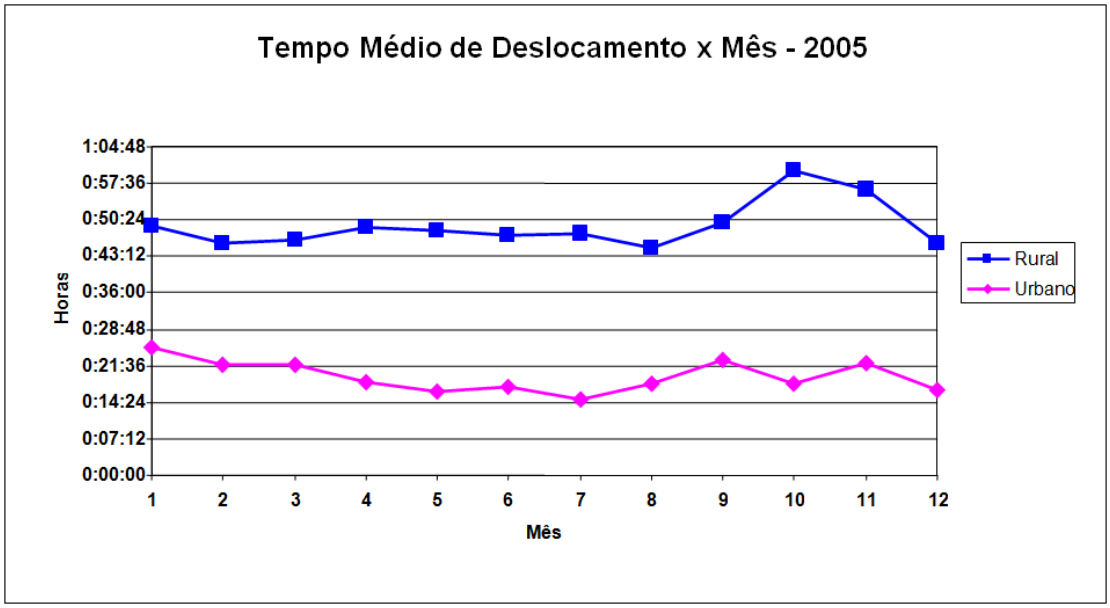

Gráfico 9 - Tempo de Deslocamento por Região [21].

Já a causa do defeito se torna importante na análise do tempo médio de deslocamento, pois existem causas de difícil identificação e visualização, tipo isolador perfurado, vegetal em pequena quantidade, pára-raios danificado, entre outros.

Ao se observar o Gráfico 10 percebe-se que uma das causas que deveria ter um menor tempo de despacho devido a fácil localização do defeito, apresenta o maior tempo médio (por exemplo um poste danificado). Isso ocorre devido ao fato de que as equipes de eletricistas desta concessionária são na maioria caracterizadas como equipes leves (com caminhonetes). Quando a equipe localiza o defeito com causa estrutural, é necessário direcionar a ocorrência para uma equipe de emergência pesada (com caminhão), desta forma o tempo de despacho é contabilizado até o inicio da manutenção por este tipo de equipe, sendo o tempo total de mobilização dos dois tipos de equipe computado.

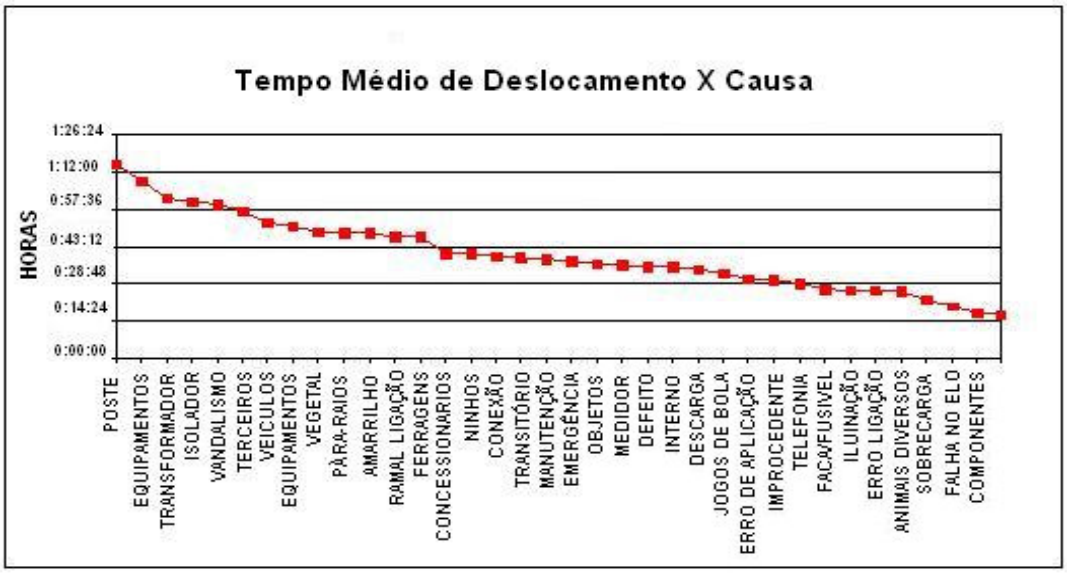

Gráfico 10 - Tempo de Deslocamento x Causa da Ocorrência [21].

3.5.4 Tempo Médio de Manutenção

O Tempo Médio de Manutenção é definido como sendo o intervalo entre o momento da localização do defeito até a sua correção e o restabelecimento do fornecimento de energia. No momento da localização do defeito a equipe de eletricistas informa ao COD a causa do defeito e os procedimentos necessários para a sua correção. O tempo médio de manutenção apresenta uma relação direta com a causa da ocorrência, pois cada tipo de defeito apresenta uma ação de correção específica, assim ele sofre pouca influência da sazonalidade.

As redes de distribuição no Brasil, por apresentarem características construtivas predominantemente aéreas e com cabos descobertos, estão sujeitas a proximidade de vegetação e descargas atmosféricas diretas e induzidas. Estas particularidades submetem as redes de distribuição a diversas falhas de característica transitórias. Os sistemas atuais de cadastro das concessionárias do estado do Rio Grande do Sul, não registram as ocorrências as quais foram restabelecidos de forma automática pelas proteções com religamento, desta forma a quantidade de defeitos de origem transitória é muito maior do que o apresentado. Alguns autores [13] [16] [17] afirmam que os defeitos transitórios podem representar até 90% dos defeitos nas redes aéreas de distribuição.

3.6 Análise da Qualidade da Energia Relacionada às Falhas nos Sistemas de Distribuição.

Devido ao fato da energia ser um recurso básico ao desenvolvimento, a distribuição de energia elétrica tornou-se um dos serviços de grande importância para a população. Esta enorme importância exige muita responsabilidade e monitoramento de todos os tipos de detalhes, para que a qualidade do serviço não seja afetada.

A qualidade do setor elétrico de distribuição esta relacionada ao desempenho das concessionárias no fornecimento de energia elétrica; seus principais parâmetros são: a conformidade, o atendimento ao consumidor e a continuidade.

Esses parâmetros são pontos básicos para a definição dos diversos critérios de localização e arranjo das subestações, critérios de escolha dos materiais e equipamentos de controle e proteção, regulação de tensão, e configuração da rede de distribuição. A conformidade está relacionada com os fenômenos associados à forma de onda de tensão, tais como: flutuações de tensão, distorções harmônicas e variações momentâneas de tensão.

O atendimento abrange a relação comercial existente entre a concessionária e o consumidor, considera a cortesia, o tempo de atendimento às solicitações de serviços, o grau de presteza e o respeito aos direitos do consumidor. A continuidade corresponde ao grau de disponibilidade de energia elétrica ao consumidor. O ideal é que não haja interrupção no fornecimento de energia elétrica, ou se houver que seja a mínima possível e informada ao consumidor em tempo hábil, a fim de prevenir possíveis prejuízos decorrentes da falta de energia. Dentre os parâmetros de qualidade pode-se considerar a continuidade o de maior relevância, porque afeta o cotidiano das pessoas e causa grandes transtornos por comprometer serviços essenciais.

Basicamente todos os tipos de clientes consideram que a confiabilidade no fornecimento da energia elétrica é de importância fundamental, afetando em todos os aspectos de funcionamento da sua vida, os domésticos e os sociais. Apesar de que todos os clientes gostariam de ter a confiabilidade total, e de nunca perder o seu

fornecimento, nem mesmo por um período breve, as autoridades estão cientes que, tecnicamente e financeiramente este seria um alvo impossível. Hoje em dia, o cliente é conscientizado sobre toda a perda ou inconveniência financeira que ele ou pode sofrer em conseqüência de uma interrupção no fornecimento de energia. Os efeitos da perda no fornecimento variam com o grupo dos clientes. Em estudos realizados [16], há uma indicação em escala dos valores que os clientes estariam sujeitos na perda do fornecimento de energia elétrica, como é possíve observar no Gráfico 11:

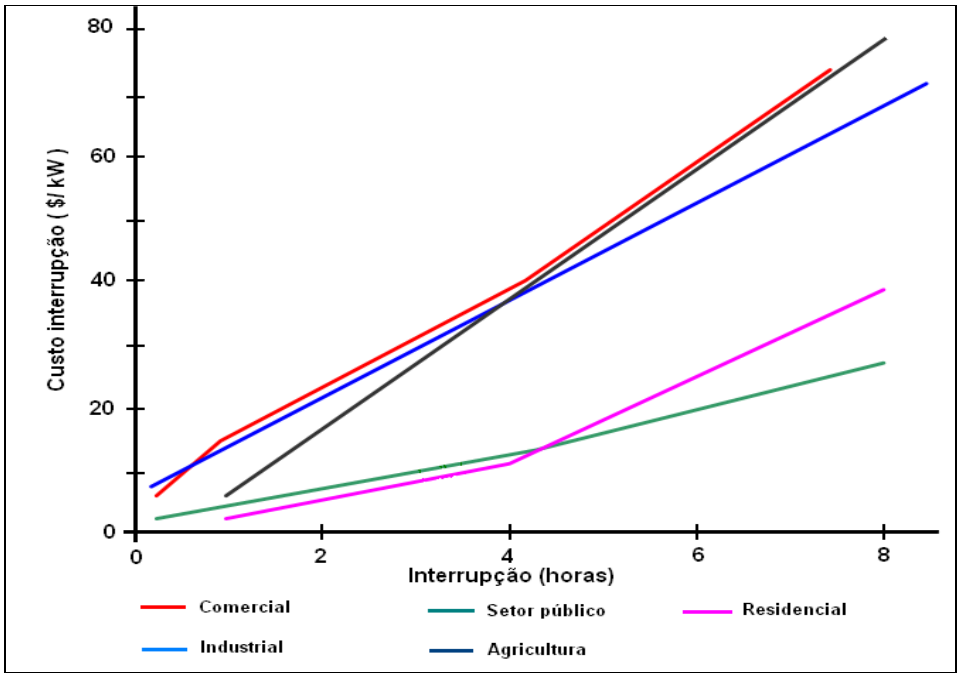

Gráfico 11 - Custo de interrupção por classe de clientes [24].

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) tem como finalidade regular a prestação dos serviços de energia elétrica no Brasil, expedindo os atos necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela legislação em vigor, estimulando a melhoria dos serviços, zelando pela sua boa qualidade e observando os princípios de proteção e defesa do consumidor. Para monitorar a qualidade da distribuição de energia elétrica, vinculada ao princípio da continuidade, foram estabelecidos os indicadores citados na resolução n° 24, de 27 de janeiro de 2000 da ANEEL. Os indicadores de continuidade estão divididos em indicadores de

continuidade de conjunto (DEC e FEC) e indicadores de continuidade individuais (DIC, FIC, DMIC), que estão explicados à seguir, segundo a Resolução n° 24 (2000):

- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC): Intervalo de tempo que, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.

- Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC): Número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.

- Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC): Intervalo de tempo que, no período de observação, em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.

- Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC): Tempo máximo de interrupção contínua, da distribuição de energia elétrica, para uma unidade consumidora qualquer.

- Freqüência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC): Número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora.

Além dos índices de continuidade existem também outros, como os citados na Resolução n° 505 [23], de 26 de novembro de 2001, que têm por finalidade monitorar a conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente. Estes indicadores também se dividem em indicadores individuais (DRC e DRP) e indicador coletivo (ICC), explicados cada um a seguir, de acordo com a Resolução n° 505 (2001):

- Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC): indicador referente à duração relativa das leituras de tensão, nas faixas de tensões críticas, no período de observação definido, expresso em percentual.

- Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP): indicador referente à duração relativa das leituras de tensão, nas faixas de tensões precárias, no período de observação definido, também expresso em percentual.

- Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica (ICC): percentual da amostra com transgressão de tensão crítica.

Como pode ser percebido através dos índices apresentados, a ANEEL exerce um controle extremamente rigoroso sobre as concessionárias, que pode acarretar em sérias multas para as mesmas. Este controle tem por objetivo garantir a qualidade da energia, ou seja, incentiva as distribuidoras de energia a evitarem ao máximo a ocorrência de falhas.

É importante se ter em mente, que, com a grande variedade das atividades industriais e com o avanço tecnológico da indústria, os sistemas estão ficando cada vez mais integrados, assim se um dispositivo proporciona algum problema, as conseqüências serão mais relevantes [24]. Os sistemas industriais utilizam uma grande quantidade de equipamentos eletrônicos sensíveis a afundamentos de tensão. Esses afundamentos na maioria das vezes são causados por falhas remotas [25], que não chegam a interromper o fornecimento de energia, mas podem ser tão danosos à industria quanto as interrupções, e ocorrem com maior freqüência. Assim o impacto total é mais expressivo. Um consumidor pode estar até nove vezes mais suscetível a experimentar um afundamento de tensão do que uma interrupção momentânea [25]. Logo, as concessionárias devem se preocupar cada vez mais com a seguridade do sistema.

Uma vez que os consumidores tornam-se cada vez mais exigentes quanto ao fornecimento de energia elétrica devido à utilização de equipamentos vulneráveis às interrupções e às suas necessidades de conforto. Isto leva as concessionárias a se preocupar com a prestação de um serviço de boa qualidade, procurando sempre dar continuidade ao fornecimento. Para cumprir este objetivo, é conveniente que não só passem a avaliar o desempenho do sistema, como também a atuar no sentido de aprimorar os critérios de planejamento, projeto, construção e manutenção das redes de distribuição, como também se preocupar com a melhoria da qualidade dos materiais e equipamentos utilizados.

Capítulo 4 ATERRAMENTO DE REDES

4.1 Conceituação

O termo aterramento se refere a terra propriamente dita ou a uma grande massa que se utiliza em seu lugar. Quando se fala que algo está “aterrado”, quer-se dizer que, pelo menos, um de seus elementos está ligado a terra.

O aterramento do sistema de distribuição é muito importante, particularmente porque a maioria das grandes falhas envolve a terra. Assim, o aterramento tem um efeito significativo na proteção de todos os componentes do sistema. O aterramento está presente nos diferentes níveis do sistema, como é possível ver na Figura 14.

Segundo definição do NEC [26], o aterramento de sistema é uma conexão para a terra de um dos condutores de corrente de um sistema de distribuição. O

aterramento do neutro do sistema é a conexão para a terra do ponto neutro ou dos pontos neutros de um circuito, transformador, máquinas rotativas, ou sistema.

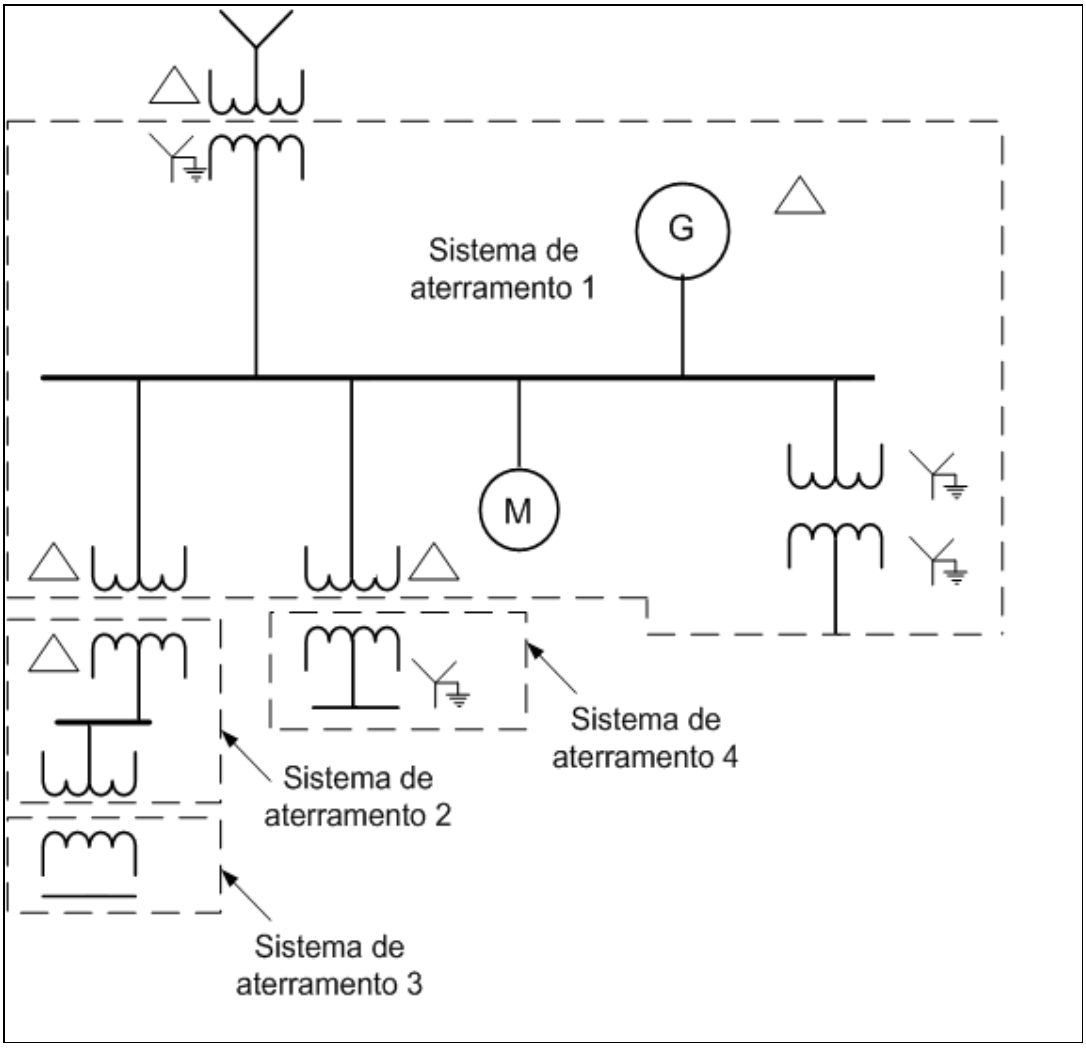

Figura 14 - Sistemas Aterrados [30].

Com o aumento crescente da malha de atendimento ao consumidor em nível de distribuição, o aterramento vem se tornando prioritário para a manutenção/operação do sistema. Isto ocorre devido à maior incidência probabilística de descargas atmosféricas nos condutores de energia elétrica, principalmente na malha rural. Pode-se citar como finalidades do aterramento:

- A segurança do pessoal e de terceiros;

- Minimizar os esforços térmicos e de tensão nos equipamentos;
- Limitar os gradientes de potencial, como os potenciais de passo[1] e de toque[2], durante as faltas para terra, para proteção pessoal e de equipamentos elétricos;
- Estabilizar os circuitos de potencial em relação à terra;
- Proteção dos equipamentos da rede;
- Sensibilização dos equipamentos de proteção (curtos-circuitos fase terra, sobretensão, etc.);
- Estabilizar a tensão durante transitórios no sistema elétrico provocado por faltas a terra, chaveamentos, etc.;
- Funcionamento em regime permanente dos equipamentos elétricos que possuem o neutro como retorno de corrente (equipamentos monofásicos), etc.

Durante a operação normal de um sistema elétrico o método de aterramento do neutro não tem influência relevante. No entanto, na ocorrência de faltas á terra, as conseqüências para o sistema elétrico dependem fundamentalmente da forma escolhida para se aterrar o neutro, que afeta duas das características essenciais da operação do sistema elétrico que são:

A severidade das sobretensões e a intensidade das correntes que circulam em caso da falta a terra.

As sobretensões naturalmente afetam a vida da isolação. Quanto maior for a quantidade de sobretensões existentes em um sistema, seja por manobras (chaveamentos), descargas atmosféricas diretas e indiretas, sobretensões produzidas durante a ocorrência e eliminação de faltas á terra, descargas entre

1 Potencial de passo: É a diferença de potencial que aparece, no momento de uma falta para terra, entre dois pontos, situados no chão, distantes de um metro [31].

2 Potencial de toque: É a diferença de potencial, no instante de uma falta à estrutura, entre o ponto tocado por um homem e seus pés, considerados a um metro da estrutura [31].

enrolamentos primário e secundário dos transformadores e outras, menor é a vida da isolação do sistema como um todo, e, portanto, maior número de falhas e desligamentos.

Aterrar o neutro solidamente auxilia na redução das sobretensões temporárias e transitórias que ocorrem durante as falhas à terra que são mais comuns. Estas sobretensões são particularmente elevadas nos sistemas com o neutro não conectado a terra (neutro não aterrado ou flutuante). Por outro lado, o neutro solidamente aterrado, permite a circulação de correntes de falta á terra elevadas, que podem causar efeitos drásticos, tais como elevadas tensões de passo/toque e transferida (perigosas para pessoas e animais), com danos irreversíveis em equipamentos e acessórios, provocando incêndios, perturbações nos circuitos telefônicos [32] e equipamentos eletrônicos sensíveis.

Para reduzir estes riscos é necessário desligar o sistema com defeito o mais rápido possível. Neste caso os consumidores finais são afetados, principalmente aqueles que possuem processos produtivos automatizados. Isto implica na existência de um conflito entre os objetivos. Quando se utilizam sistemas solidamente aterrados controla-se de certa forma as sobretensões, mas ocasiona-se correntes elevadas, que necessariamente devem provocar o desligamento do sistema. Ao se isolar o neutro, tem-se baixas correntes de curto circuito fase terra e elevadas sobretensões.

Dentro desse dilema, muitos projetistas buscam o meio termo, introduzindo resistores ou reatores no neutro. No entanto a escolha da forma de aterrar o neutro deve atender também características particulares do sistema a ser aterrado. Dentro desta ótica, os sistemas de distribuição aéreos são candidatos a uma análise mais detalhada e criteriosa.

4.2 Tipos de Aterramento para Sistemas de Média Tensão da Distribuição

Quanto ao aterramento do neutro, as normas brasileiras [33] e internacionais [30], classificam os sistemas elétricos de uma forma geral como de dois tipos: neutro solidamente aterrado (TT) e neutro isolado (IT). O neutro é considerado isolado

quando existe uma impedância (Z_N) intencionalmente instalada entre o mesmo e a terra, ou quando não se realiza nenhuma conexão dele para a terra. Neste último caso o neutro é chamado de “flutuante” ou simplesmente “não aterrado”, sendo um caso particular de se considerar a instalação de uma impedância infinita do neutro para terra.

A maioria dos sistemas emprega algum método para aterrar o neutro do sistema em um ou mais ponto. Estes métodos podem ser divididos em duas categorias gerais: Aterramento sólido e aterramento atravez de impedância que pode ser dividido em diversas subcategorias: Aterramento por resistência, por reatância e por um sistema ressonante (ground-fault-neutralizer). Exemplos destes métodos de aterramento são mostrados na Figura 15.

À medida que se varia Z_N quanto ao tipo (resistor, reatância, etc) e quanto ao seu valor, obtem-se muitas maneiras de se aterrar o neutro. No entanto, a prática mundial estabeleceu nos sistemas de distribuição 5 (cinco) formas usuais que são:

- Neutro não aterrado (flutuante);
- Neutro solidamente (diretamente) aterrado;
- Neutro aterrado por resistência;
- Neutro aterrado por reatância;
- Neutro aterrado por “bobina de Petersen”;

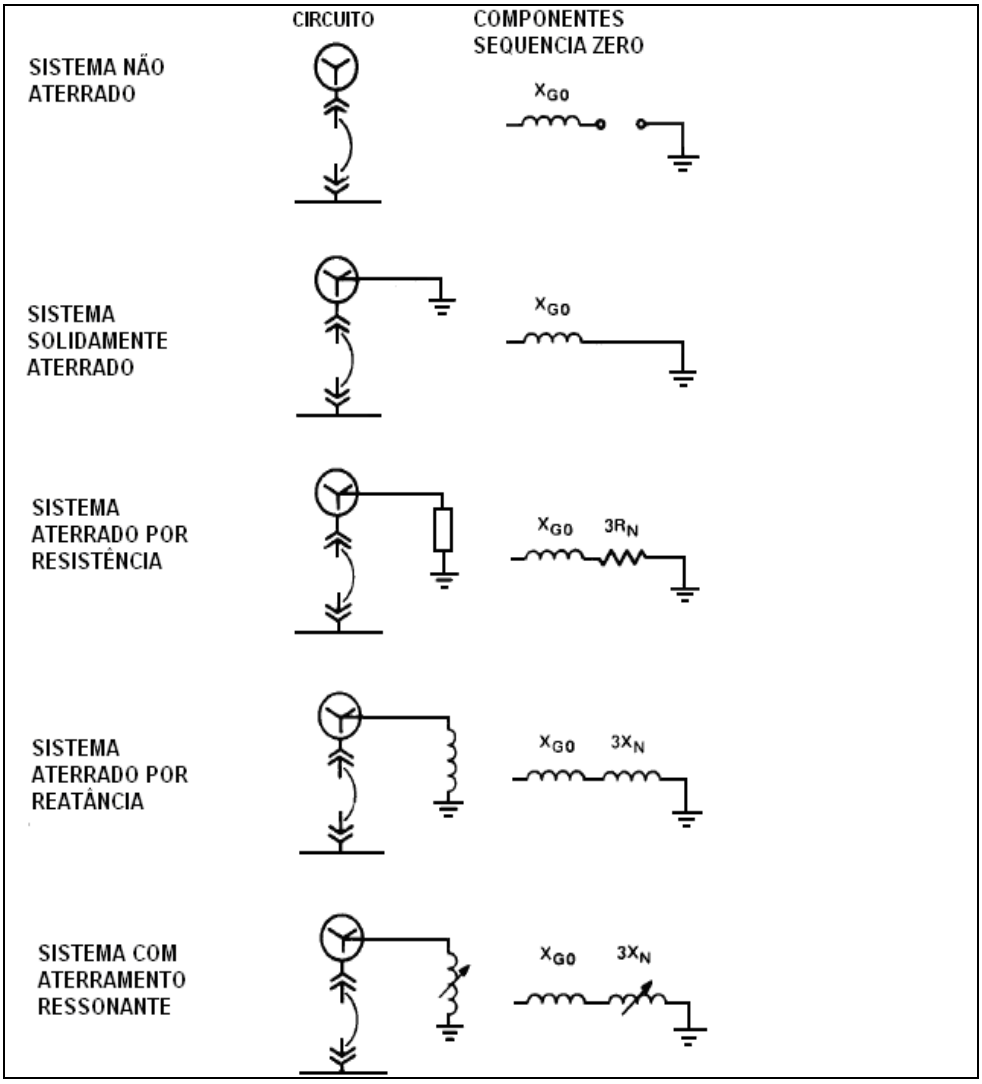

Figura 15 - Circuito do sistema de neutro e diagramas equivalentes para sistemas não aterrados e vários tipos de aterramento do neutro [30].

Sendo que para Neutro solidamente aterrado, existem dois tipos diferentes de se aterrar as redes de distribuição: Neutro multiaterrado[3] e Neutro aterrado em um único ponto (contínuo)[4].

3 Neutro multiaterrado: As conexões para a terra são feitas em pontos definidos e na subestação, de modo que seja conseguida uma rede contínua e de baixa impedância ao longo do sistema.

4 Neutro contínuo: Entende-se como neutro contínuo aquele em que o neutro da interliga todos os transformadores de distribuição, formando assim um neutro contínuo e aterrado.

Os principais objetivos do aterramento do sistema são: minimizar as solicitações térmicas e de tensão nos equipamentos, propiciar segurança para as equipes de trabalho, reduzir as interferências nos sistemas de comunicação e contribuir para a detecção e eliminação rápidas de faltas à terra.

Com exceção das solictações de tensão, a operação de um sistema do tipo não aterrado, aterrado através de alta impedância ou com aterramento ressonante restringe as magnitudes das correntes de falta à terra e permite atingir a maioria dos objetivos relacionados acima. O inconveniente desses métodos de aterramento é que eles também geram problemas na sensibilidade de detecção de faltas (proteção).

É possível criar um aterramento do sistema que reduza as solicitações de tensão ao custo de magnitudes elevadas da corrente de falta. Portanto, em tal sistema o circuito defeituoso tem de ser desenergizado imediatamente para evitar as solicitações térmicas, a interferência nos canais de comunicação e os riscos para a segurança humana. A desvantagem desse sistema é que o serviço precisa ser interrompido mesmo para faltas temporárias.

A seguir apresenta-se uma descrição sucinta dos métodos de aterramento normalmente usados nos circuitos de média tensão da distribuição.

4.2.1 Sistema Não Aterrado ou com Neutro Isolado

São sistemas que operam sem uma conexão intencional entre os condutores do sistema e a terra [34]. Porém, em todo sistema prático, existe uma conexão através da capacitância de acoplamento, que é distribuída ao longo do sistema. Considerando-se que existem capacitâncias de cada fase para a terra, bem como das fases entre si, um sistema isolado pode ser representado pela Figura 16.

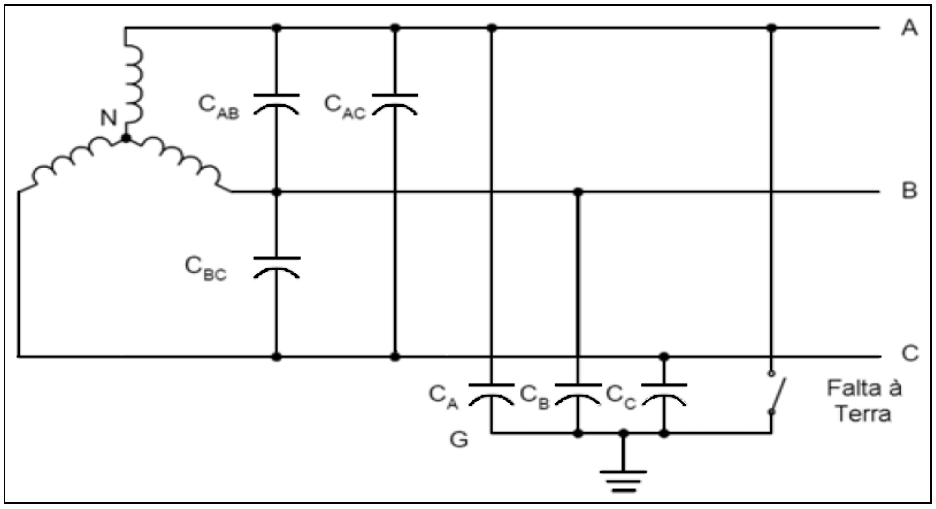

Figura 16 - Sistema com Neutro Isolado.

A maior influência no comportamento do sistema é exercida pelas capacitâncias das fases em relação à terra. Se as fases forem perfeitamente transpostas, as tensões fase-terra para as três fases têm valores iguais e deslocadas entre si de 120°. Consequentemente, não existe diferença de potencial entre o ponto neutro do transformador da subestação alimentadora e o ponto neutro das capacitâncias do sistema. Desde que o neutro das capacitâncias esteja no potencial de terra, o ponto neutro do transformador também está no potencial de terra. Se, no entanto, uma das fases for colocada em contato com a terra, ocorre um deslocamento das outras duas fases em relação a ela, ocasionando, nestas fases, tensões iguais ou maiores que as tensões fase-fase, como mostrado na Figura 17. Nestes casos, o nível da corrente de falha é muito baixo, logo os danos aos equipamentos são mínimos; e não é necessariamente essencial que a área afetada seja isolada rapidamente. Esta é uma vantagem deste sistema, que às vezes é utilizado em plantas industriais, onde uma continuidade elevada do serviço é muito importante, pois pode minimizar interrupções nos caros processos de produção.

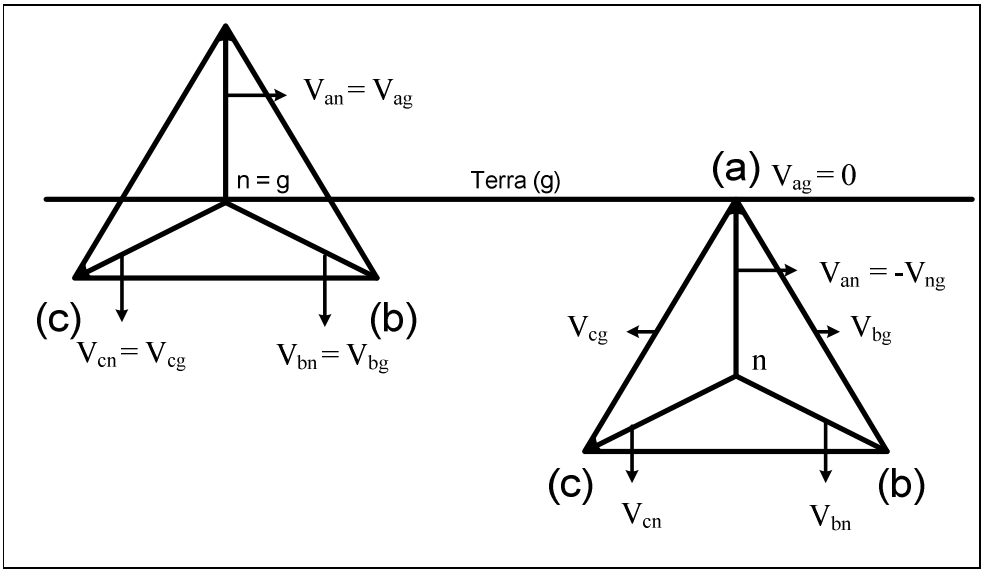

Figura 17 - Deslocamento da tensão para uma falha fase-terra em um sistema isolado.

É possível visualizar as correntes para terra nas condições de operação normal e de contingência na Figura 18. Pode-se observar que a corrente no ponto de defeito é soma das correntes I_b + I_c , sendo que essas correntes sofrem um acréscimo de √3.

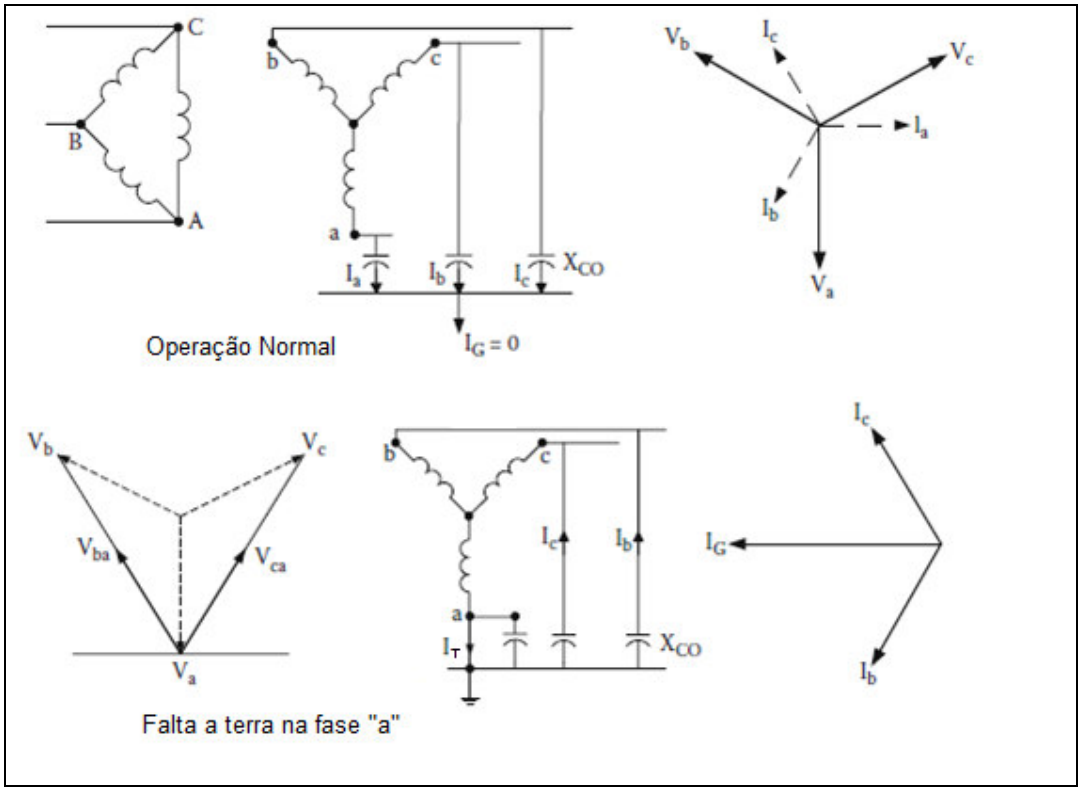

Figura 18 – Correntes Capacitivas em Sistema Isolado.

Duas vantagens principais são atribuídas aos sistemas isolados:

- A primeira é operacional, pois a primeira falta à terra em um sistema faz com que flua somente uma corrente pequena à terra, devido as capacitâncias, assim o sistema pode ser operado com a presença desta falta à terra, o que melhora sua continuidade.

- O segundo é econômico, pois nenhuma despesa é requerida com aterramento dos equipamentos ou condutores de aterramento do sistema. Entretanto, os sistemas isolados são sujeitos as sobretensões transitórias elevadas, destrutivas e, conseqüentemente, apresentam sempre perigo ao equipamento e ao pessoal. Assim, geralmente não são recomendados.

Para estes sistemas os dois fatores principais que limitam a magnitude da corrente de falta à terra são a resistência de falta e a capacitância fase-terra de seqüência-zero. Uma vez que o triângulo de tensões não é, relativamente, afetado, esses sistemas podem permanecer operacionais durante faltas sustentadas de baixa magnitude.

É importante citar que apesar deste sistema apresentar a possibilidade de operar mesmo na presença de uma falta à terra, ele pode ocasionar a evolução do defeitos, devido a ocorrência de sobretensão nas outras fases. Quando se adota este tipo de aterramento visando a operação sustentada com uma falta à terra, deve-se redimensionar toda a isolação e equipamentos da rede, tais como isoladores, pára-raios, transformador,etc.

A auto-extinção de faltas à terra nas linhas aéreas não aterradas é possível para valores baixos da corrente de falta à terra. Para magnitudes maiores da corrente de falta, as faltas têm uma menor probabilidade de se auto-extinguirem na passagem pelo zero natural da corrente de falta devido à interação entre os valores de ionização do meio e a tensão transitória de restabelecimento. Posteriormente, é discutido como um sistema com aterramento ressonante amortece a elevação da tensão de restabelecimento, aumentando, dessa forma, a probabilidade de provocar a auto-extinção da falta à terra.

A corrente que flui através do ponto de falta para uma falta à terra é devida as capacitâncias distribuídas do sistema, que em condições normais de operação se equilibram e se anulam. Já quando há um defeito para à terra, há a criação de um novo caminho para as correntes que são agora desequilibradas e circulam pelo ponto de falta. A magnitude dessas correntes influencia diretamente a capacidade de auto-extinção da corrente de defeito. A capacitância do sistema depende de diversos fatores, sendo os mais preponderantes o nível de tensão do sistema e o comprimento dos ramais. Deste modo, a corrente capacitiva pode alcançar altas magnitudes, sendo praticamente impossível sua extinção. Mesmo para baixos níveis de correntes, a extinção dos arcos de correntes não é fácil, pois devido a característica predominantemente capacitiva da corrente no momento de sua passagem pelo zero, que é o momento em que normalmente os arcos se extinguem, a tensão se encontra em seu maior valor (pico da tensão). Assim o arco tende a re-iniciar, como é possível ver na Figura 19.

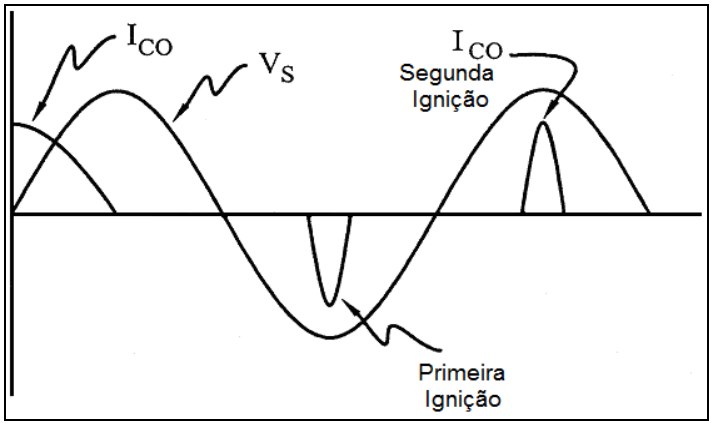

Figura 19 – Re-ignição do Arco Voltaico.

Esse fenômeno é agravado no caso de faltas intermitentes, ou seja, onde há a extinção e re-ignição da corrente de arco. Devido às características capacitivas da corrente, a cada meio ciclo, no pico da tensão o arco re-inicia. Tal fenômeno pode gerar tensões transitórias de altas magnitudes, pois esse efeito é semelhante ao que ocorre em chaveamento de capacitores, podendo ocorrer uma multiplicação da

tensão devido à incapacidade do sistema em descarregar sua tensão através das capacitâncias. As Figura 20 e Figura 21 mostram esse fenômeno.

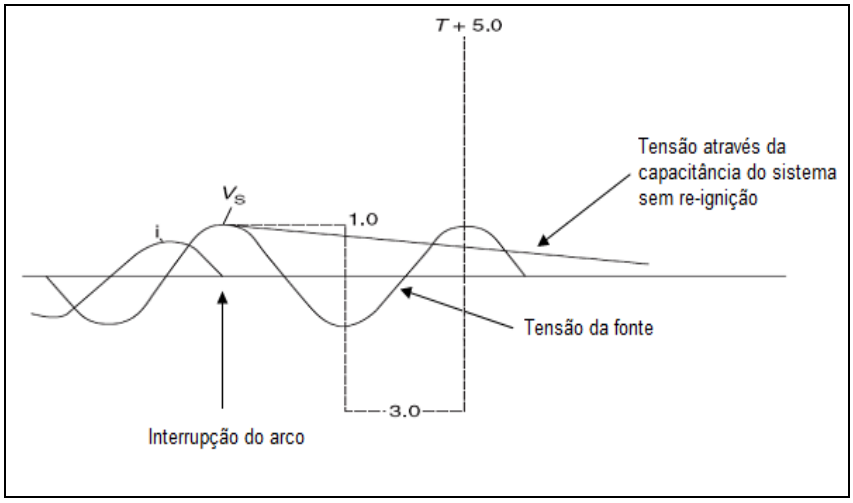

Figura 20 – Decaimento da Tensão nas Capacitâncias do Sistema.

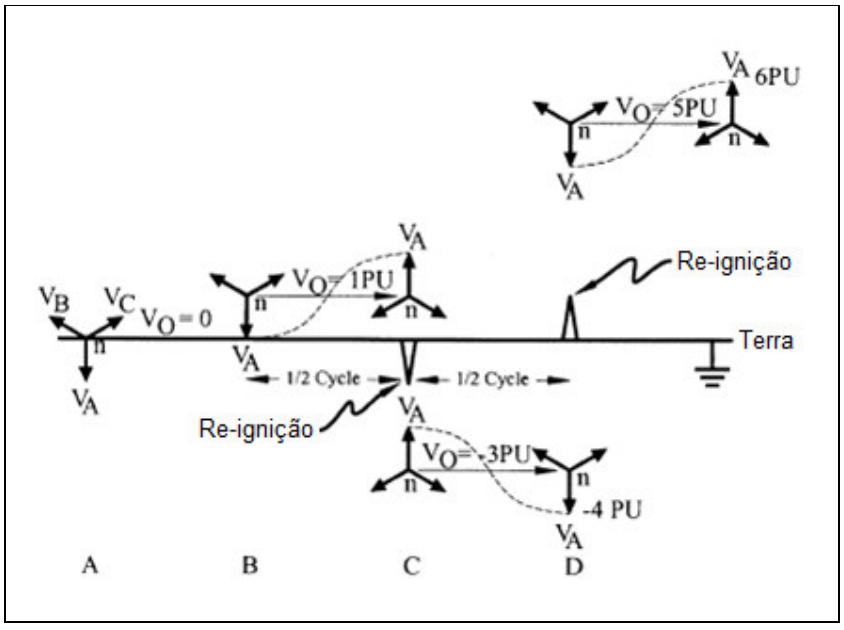

Figura 21 – Fenômeno de Sobretensões Transitórias em Faltas Intermitentes

Uma simulação realizada ilustra bem esse fenômeno, como mostrado na Figura 22.

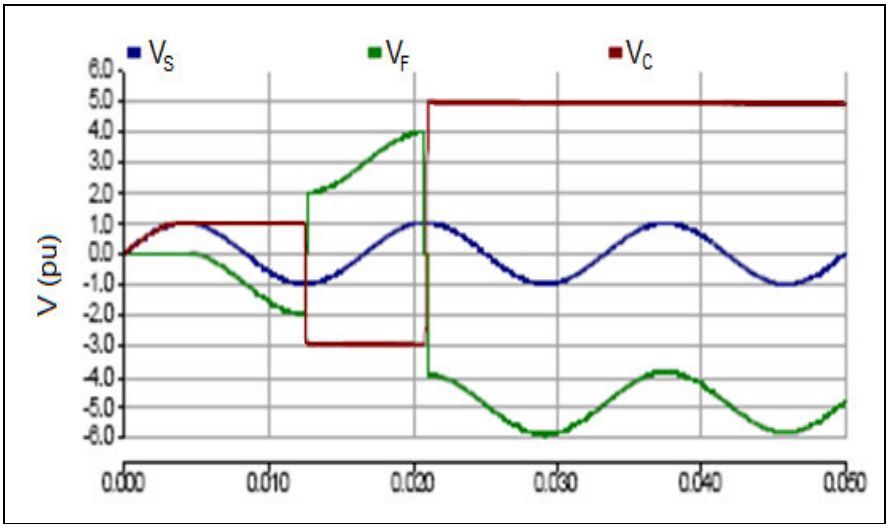

Figura 22 – Múltiplas Reignições do Arco.

Um ponto a salientar, é que na ocorrência de uma fase entrar em contato com a terra, a corrente para terra no ponto de contato não é expressiva, em conseqüência disso, o esquema tradicional de proteção contra defeitos fase-terra com atuação baseada em correntes torna-se ineficaz. Assim, faz-se necessário a aplicação de outros métodos de detecção de falta para terra.

Os relés de tensão de seqüência-zero [19], ou trifásica, podem detectar faltas à terra nos sistemas não aterrados. Este método de detecção de faltas não é seletivo e requer isolação ou desligamento seqüencial dos alimentadores para determinar o alimentador sob defeito. Um elemento direcional de terra sensível é a alternativa típica [19]. Esses elementos respondem à componente em quadratura da corrente de seqüência-zero em relação à tensão de seqüência-zero.

4.2.2 Aterramento sólido ou efetivo

O aterramento efetivo, ou sólido, é popular em muitos países. Um sistema é dito efetivamente aterrado quando, para todos os pontos do mesmo, a relação entre a reatância de seqüência zero e a reatância de seqüência positiva é inferior ou igual a três $\left(\frac{X_0}{X_1} \leq 3\right)$ e a relação entre a resistência de seqüência zero e a reatância de seqüência positiva é inferior ou igual á unidade $\left(\frac{R_0}{X_1} \leq 1\right)$ para qualquer configuração

do sistema, onde X_0 e R_0 são a reatância e a resistência de seqüência-zero, e X_1 é a reatância de seqüência-positiva do sistema de potência [31]. Na prática, os sistemas solidamente aterrados possuem todos os neutros do sistema de potência conectados à terra, sem qualquer impedância intencional entre o neutro e a terra. É importante ressaltar que quando se diz que não há nenhuma impedância intencional entre o ponto de neutro e de terra, quer-se afirmar que não há nenhuma impedância além da impedância de aterramento, que em alguns casos pode alcançar valores consideráveis.

Devido à reatância do gerador, transformador ou sistema em série com o neutro do circuito, o aterramento sólido não pode ser considerado como um circuito de impedância zero. Para assegurar os benefícios e as características do aterramento sólido, é necessário determinar o grau do aterramento fornecido ao sistema. Um bom guia para determinar o grau do aterramento é o valor da corrente de falta à terra em comparação à corrente de falta trifásica do sistema. Os sistemas eficazmente aterrados geralmente apresentam uma corrente do curto-circuito de falta à terra de pelo menos 60% da corrente de falta trifásica, porém em alguns casos as correntes de curto-circuito fase para a terra podem apresentar valores maiores que para um curto-circuito trifásico.

Considerando-se as relações existentes entre as impedâncias de seqüência zero e positiva, é evidente que, no caso de falta à terra, esse tipo de sistema admite fluxos de corrente de valor apreciável e não apresentam grandes elevações de tensão nas fases sãs. Em conseqüência, nestes sistemas, os transformadores e pára-raios e o restante do sistema de isolação podem ser especificados para as tensões fase-terra.

O aterramento sólido reduz o risco de sobretensões durante faltas à terra. Essas faltas não deslocam o neutro do sistema, como mostra a Figura 23. Logo, o sistema não requer um nível de isolação de tensão tão elevado quanto requer um sistema com neutro isolado. Em geral, os sistemas de transmissão são solidamente aterrados ao redor do mundo, pois para elevados níveis de tensão o custo com o sistema de isolação torna-se muito oneroso, inviabilizando qualquer outro tipo de aterramento. Outra questão relevante nos sistemas de transmissão é a eliminação e isolação do defeito em um período de tempo mais curto o possível e para tanto um

nível de corrente mais alto ajuda na sensibilização dos relés de proteção, que normalmente apresentam a característica de funcionamento baseada em uma curva inversa de tempo por corrente, assim quanto maior a corrente menor é o tempo para sensibilização da proteção.

Já os sistemas de distribuição admitem outros tipos de soluções para o aterramento do neutro do sistema, pois o custo com a isolação não tem grande variação para as variações do nível de isolação.

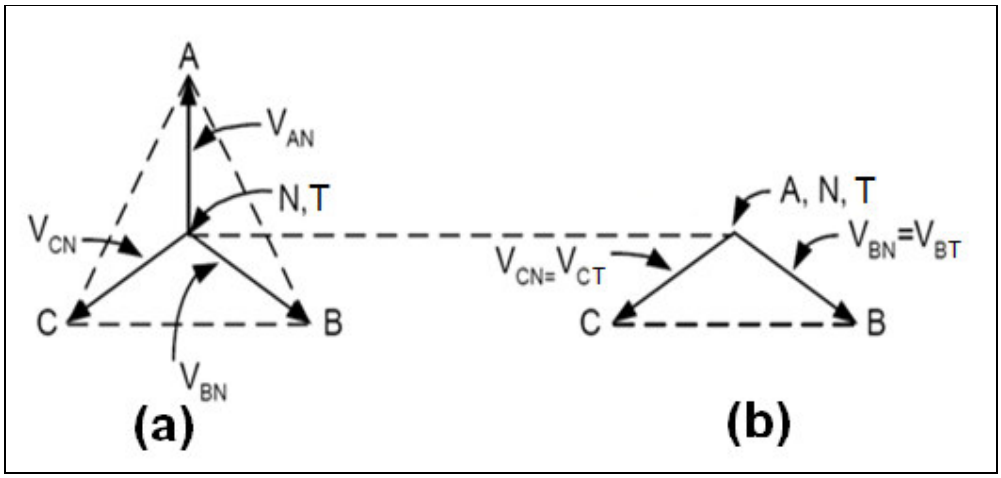

Figura 23 - Diagramas Fasoriais (a) Operação Normal,
(b) Operação para uma Falta à Terra.

Nos sistemas efetivamente aterrados, qualquer tipo de falta deve ser eliminada pela abertura de disjuntores e subseqüente interrupção da corrente. Os valores de corrente de curto-circuito fase-terra próximos aos pontos de aterramento podem atingir valores superiores às correntes de curto-circuito trifásico, sendo necessário especificar a capacidade de interrupção do dispositivo de abertura, levando-se esta possibilidade em consideração. Entretanto, a inclusão de resistências ou reatâncias entre o neutro e a terra torna possível diminuir a corrente de curto-circuito fase-terra sem alterar a condição de efetivamente aterrado do sistema, desde que este continue preenchendo as condições estabelecidas pela definição [31].

A proteção típica contra faltas à terra nos sistemas solidamente aterrados consiste de relés de sobrecorrente direcionais e não direcionais com conexão residual (ou uma soma matemática equivalente).

Existem duas implementações práticas diferentes do aterramento sólido nos sistemas de média tensão de distribuição: uniaterrados e multiaterrados. Os sistemas da distribuição são normalmente uniaterrados na Grã-Bretanha e multiaterrados na América do Norte, Austrália e alguns países da América Latina.

Nos sistemas uniaterrados, somente podem existir três fios com todas as cargas conectadas entre fases, Figura 24, ou podem existir quatro fios com um neutro isolado e todas as cargas conectadas fase-neutro, Figura 25. Nesta última aplicação, a corrente de desbalanço de carga retorna através do neutro enquanto a corrente de falta à terra retorna através da terra para o neutro da subestação.

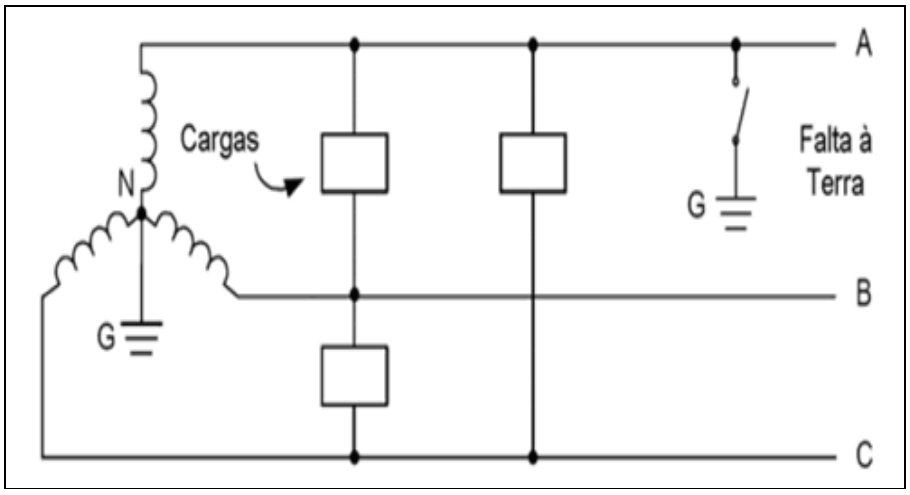

Figura 24 - Sistema Uniaterrado a Três – Fios.

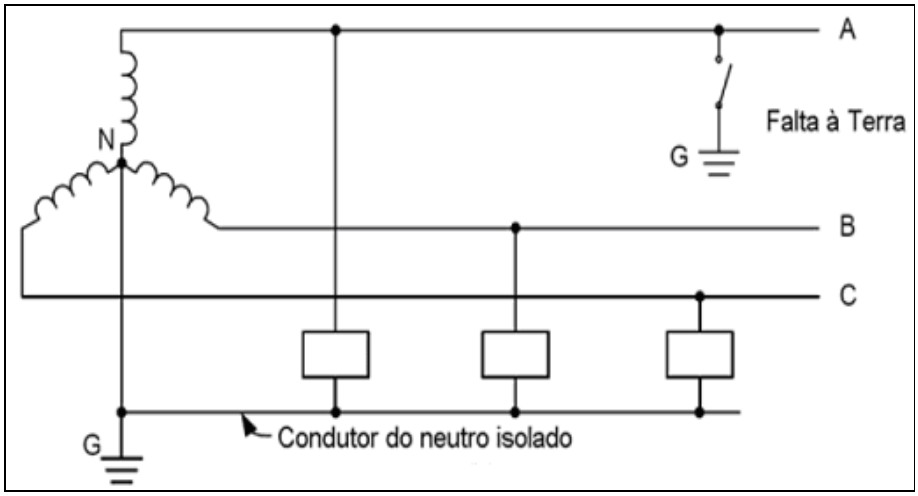

Figura 25 - Sistema Uniaterrado a Quatro - Fios.

Nos sistemas multiaterrados com quatro fios, e cargas fase-neutro, Figura 26, o sistema é aterrado na subestação e em cada localização dos transformadores ao longo do circuito. Em alguns exemplos, cargas monofásicas em derivação são conectadas de uma fase para a terra, sem a existência do condutor no neutro. Nesses sistemas, ambas as correntes de desbalanço 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 combinada com a corrente de desbalanço.

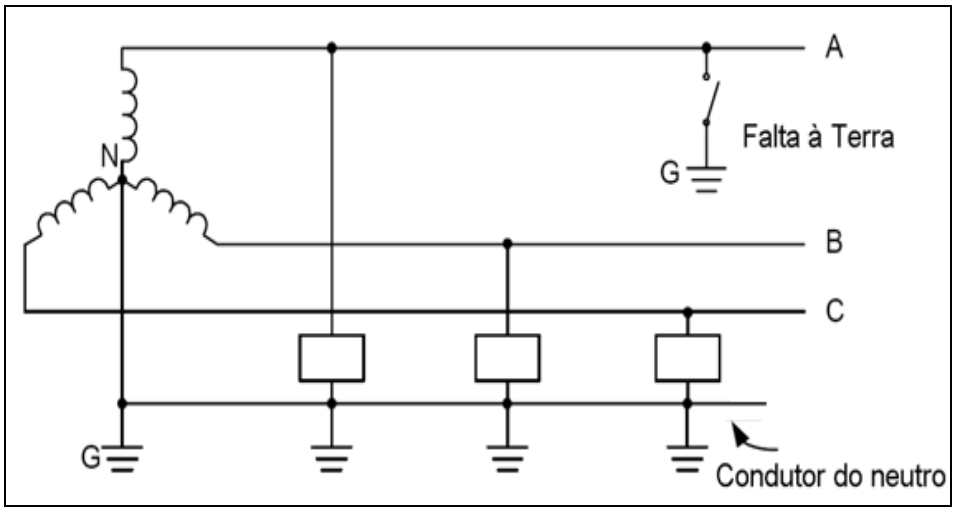

Figura 26- Sistema Multiaterrado a Quatro – Fios.

Faltas à terra nesses sistemas podem produzir correntes de alta magnitude que requerem a abertura de todo o circuito e interrupção da carga para muitos consumidores. Aproximadamente 80% das faltas à terra que ocorrem nas linhas aéreas da distribuição são transitórias. O religamento automático com várias tentativas é amplamente usado nesses sistemas. O ciclo resultante de interrupção/restabelecimento pode representar um problema para os consumidores com cargas rotativas elevadas ou aqueles com cargas que sejam intolerantes aos afundamentos de tensão. Assim é recomendável, sempre que possível estudar a adoção de outro tipo de aterramento, sempre levando em consideração as características específicas de cada sistema.

4.2.3 Aterramento por Resistência

Em sistemas aterrados por resistência, o neutro é conectado à terra através de um ou mais resistores, como mostra Figura 27. Neste método, com exceção das sobretensões transitórias, as tensões fase-terra que aparecem durante a falta fase-terra são muito próximas das que apareceriam para um sistema isolado.

Um sistema aterrado por resistência não esta sujeito a tensões transitórias destrutivas ou muito danosas ao sistema. Para sistemas de até 15 kV aterrados por resistência, estas sobretensões não são um problema sério desde que o valor do resistor esteja entre os seguintes limites: $R_0 \leq X_{C0}$, $R_0 \geq 2X_0$ [34]; este é o critério aterramento para alta resistência, onde a corrente de falta é muito menor do que a correspondente para sistemas aterrados por resistores de baixo valor ôhmico.

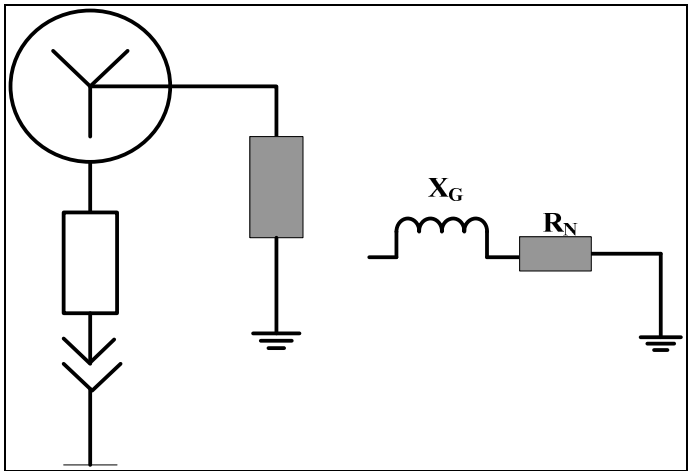

Figura 27 - Aterramento Por Resistência.

As razões para se limitar a corrente por uma resistência de aterramento podem ser uma ou mais das seguintes:

- Para reduzir os efeitos de queima e fusão de condutores e contatos em equipamentos elétricos sob falta a terra, como disjuntores, transformadores, cabos e máquinas rotativas.

- Para reduzir as solicitações mecânicas em circuitos e equipamentos sob falta a terra.

- Para reduzir o risco de choque elétrico para as pessoas, causados pela fuga de corrente no caminho de retorno para terra.

- Para reduzir o risco de "flash" e explosão a arco para o pessoal que se encontrar próximo ao circuito no momento da falta.

- Para controlar com segurança sobretensões transitórias, evitando-se que o sistema evolua de uma falta à terra para faltas que envolvam outras fases (aterramento por resistência de alto valor).

O aterramento por resistência pode ser dividido em duas classes: *aterramento por resistência de alto valor* e *aterramento por resistência de baixo valor*, que se diferem pelo valor da corrente durante a falta à terra que permitem fluir. Ambos os tipos são projetados para limitar as sobretensões a níveis seguros (até 250% da

tensão normal). É importante observar que a inserção de uma impedância entre o neutro do transformador e a terra da origem a uma sobretensão de no mínimo 250%, como é possível observar na Figura 28 Isto se deve ao fato de que a impedância de terra (ou de retorno pela terra) ser muito pequena comparada com qualquer impedância inserida entre o ponto de neutro e a terra.

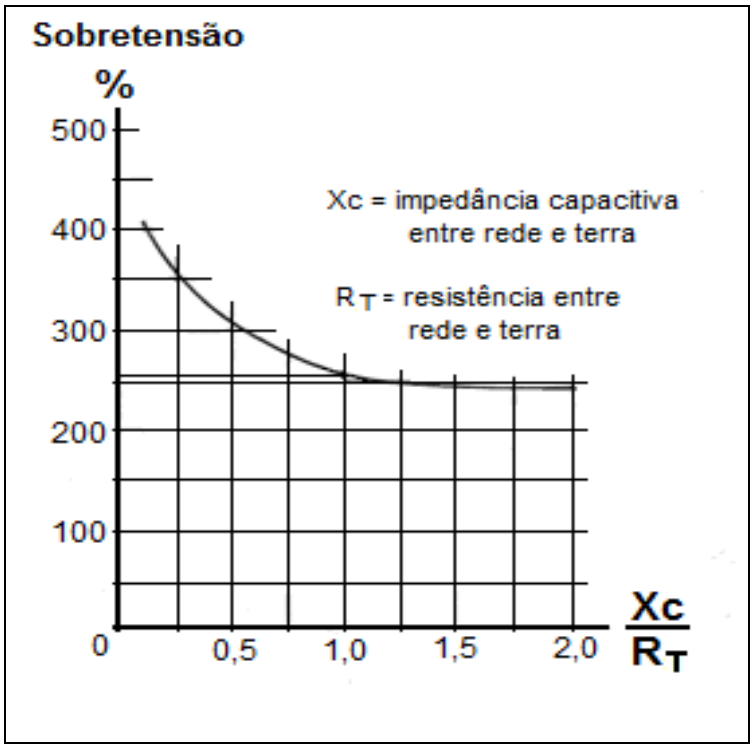

Figura 28 - Sobretensões Versus Relação X_c / R_T [35].

O sistema de aterramento através de resistência tem vantagem de evitar transitórios de tensão elevados, originados no fenômeno de arcos intermitentes, como mencionado anteriormente. Outra simulação mostra o efeito da aplicação de um resistor entre o ponto de neutro e a terra, com impedância igual a impedância capacitiva do sistema. Podemos observar pela Figura 29 que tensão não fica acumulada na capacitância do sistema.

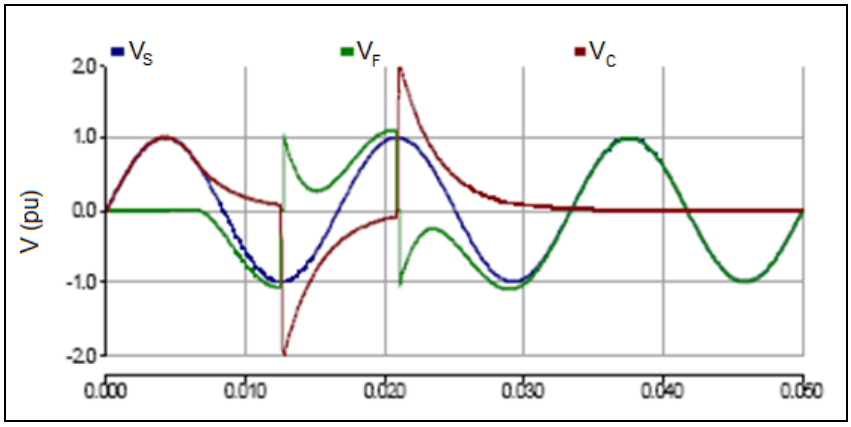

Figura 29 – Efeito do Resistor Conectado ao Neutro em uma Falta Intermitente.

4.2.3.1 Aterramento por resistência de baixo valor

Neste tipo de aterramento, o sistema é aterrado através de um resistor de baixa impedância com o objetivo de limitar a corrente de falta à terra. Ao limitar as magnitudes das correntes de faltas à terra em dezenas ou centenas de amperes, as solicitações térmicas nos equipamentos são reduzidas, permitindo que cubículos de menor custo possam ser adquiridos e ao mesmo tempo evita-se altas sobretensões que podem danificar a isolação do sistema. Este método é, sob vários outros aspectos, equivalente ao aterramento sólido, incluindo os métodos de proteção contra faltas à terra.

Na França, muitos dos sistemas de distribuição são aterrados através de baixa resistência. Nas redes de distribuição rurais, a corrente de falta à terra é limitada em 150-300 Amperes primários, e nas redes urbanas, que têm correntes capacitivas maiores, o resistor é selecionado para limitar a corrente de falta à terra em um valor máximo de 1.000 A. A Figura 30 mostra um sistema aterrado por resistência de baixo valor.

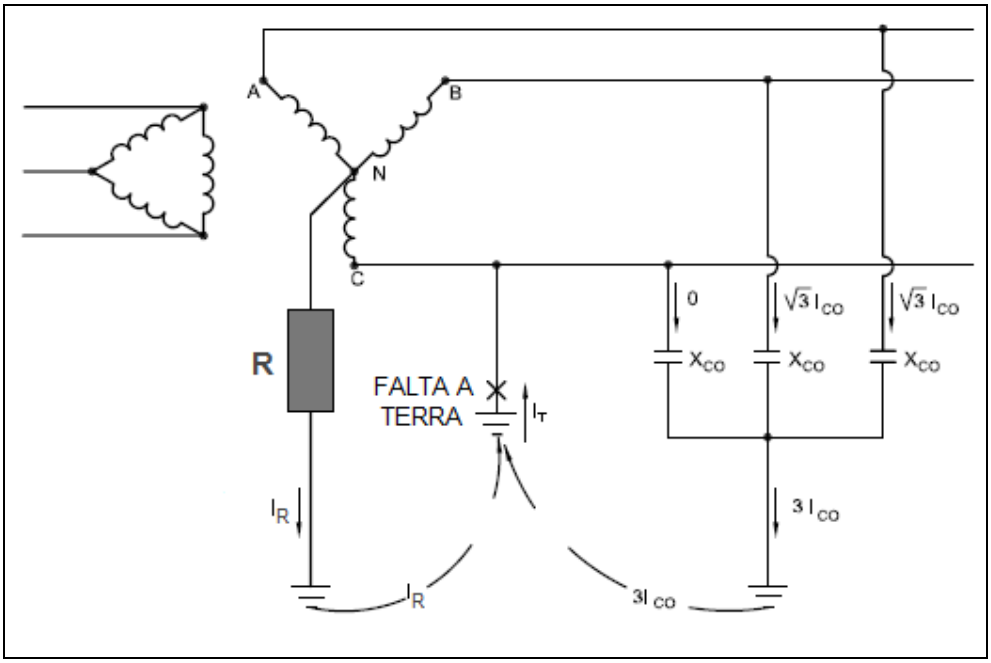

Figura 30 – Aterramento por Resistor de Baixo Valor.

O aterramento por resistor de baixo valor tem a vantagem da imediata e seletiva retirada da falta, mas requer que a corrente de falta seja grande o bastante para sensibilizar a proteção de falta a terra. Este tipo de aterramento é muito utilizado na indústria, principalmente em algumas aplicações em áreas classificadas [46].

4.2.3.2 Aterramento por resistência de alto valor

Neste método, o sistema é aterrado através de um resistor de alto valor, cujo valor é igual ou ligeiramente menor do que o da reatância para terra capacitiva total do sistema. Este sistema assemelha-se muito ao sistema com neutro isolado, a diferença esta no fato da existência de uma corrente que flui através do resistor, de valor pequeno, porém de magnitude maior ou igual à magnitude da componente capacitiva da corrente de falta. Este critério $R_g \leq X_c$ ou $I_R \geq 3I_{c0}$ deve ser obedecido para que não ocorram sobretensões muito elevadas, bem como arcos intermitentes, pois a componente resistiva modifica a fase da corrente falta, de modo que o momento em que a corrente passe por zero não coincida com o momento de pico da tensão. É possível observar essa característica na Figura 31. O método do aterramento através de alta impedância limita a corrente de falta à terra em 25 A ou menos. O aterramento através de alta resistência limita as sobretensões transitórias

em valores seguros durante faltas à terra. O resistor de aterramento pode ser conectado no neutro de um transformador de potência ou aterramento, gerador ou barra de aterramento do gerador, ou através de uma conexão em delta aberto ("broken delta") dos transformadores da distribuição [34].

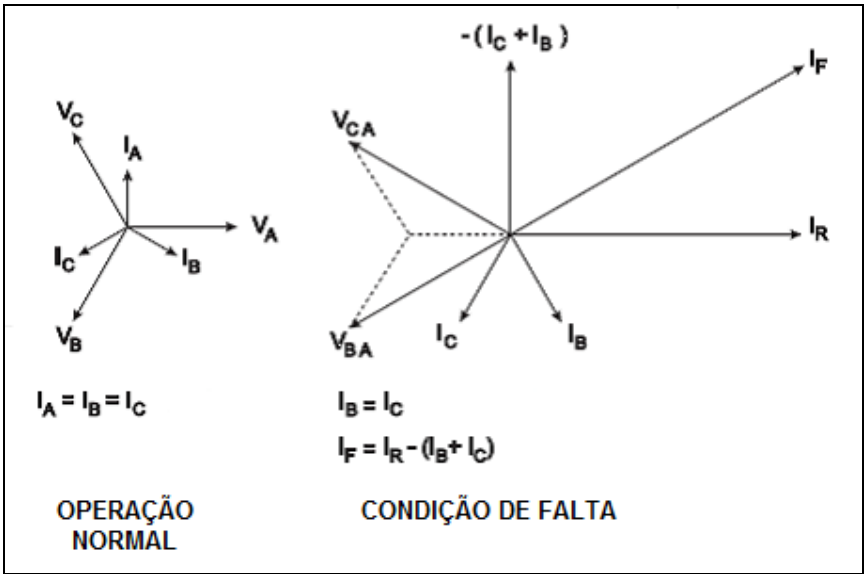

Figura 31 – Correntes num sistema aterrado por resistência de alto valor.

Da mesma forma que nos sistemas com neutro isolado, faltas à terra nos sistemas aterrados por resistências deslocam a tensão do neutro do sistema sem modificar o triângulo de tensões entre fases. Novamente, este método de aterramento permite que a concessionária de energia elétrica continue operando o sistema durante faltas à terra sustentadas.

Em sistemas aterrados por alta resistência a tensão fase-terra nas fases sãs aproxima-se de $\sqrt{3}$ vezes durante a falta fase-terra, dependendo do valor da resistência. É necessário que o sistema seja projetado considerando esta condição.

A detecção não seletiva de faltas à terra é possível efetuando-se a medição da magnitude da tensão de seqüência-zero e comparando o valor encontrado com o valor limite de sobretensão, ou medindo todas as três tensões fase-terra e comparando cada magnitude de tensão com um valor limite de subtensão. Para encontrar o alimentador sob defeito, é necessário utilizar elementos direcionais de

seqüência-zero sensíveis ou desconectar alimentadores para determinar quando a tensão de seqüência-zero cai a um nível normal.

O esquema de proteção associado com o aterramento por alta resistência geralmente é composto por detecção e alarme em vez de desligar o circuito.

Para os sistemas aterrados por alta resistência a conexão do resistor pode se dar diretamente no neutro do sistema como mostra Figura 32 ou através de transformador monofásico de aterramento com o resistor conectado no secundário do transformador, como mostra Figura 33. Neste caso, quando referido ao primário, o resistor deve ter o mesmo valor do resistor diretamente conectado. O critério para seleção de um ou outro método é econômico.

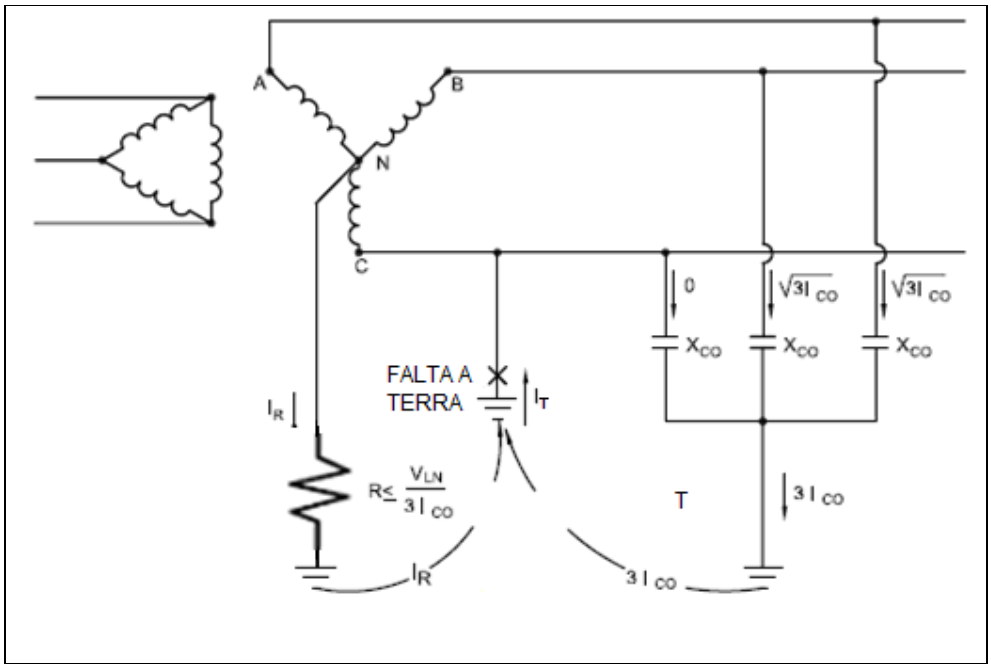

Figura 32 – Aterramento do Neutro por Resistor de Alto Valor.

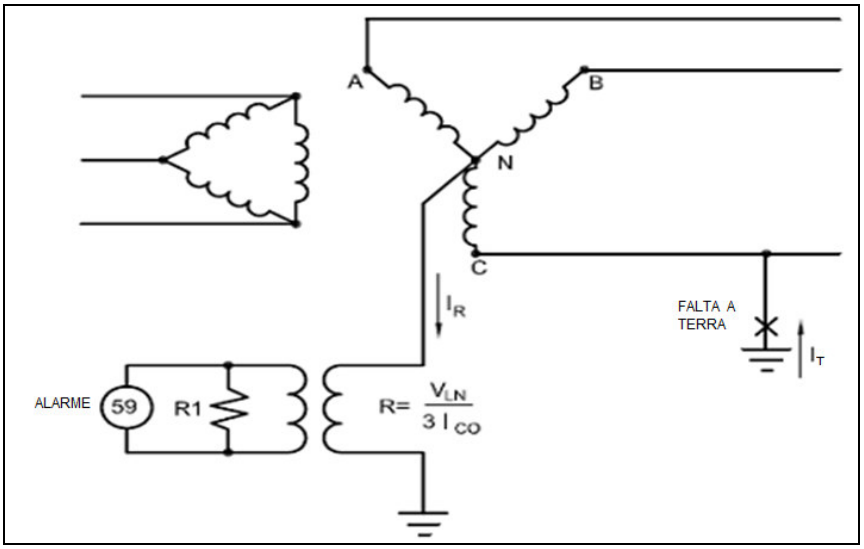

Figura 33 - Aterramento do Neutro por Resistor de Alto Valor Através de Transformador de Aterramento.

4.2.4 Aterramento por Reatância

Nos aterramentos por reatância um reator é conectado entre o neutro do sistema e a terra, como mostra a Figura 34. Em um sistema de aterramento por reatância a corrente de falta deve ser pelo menos 25% e preferencialmente 60% da corrente de falta trifásica para se prevenirem sérias sobretensões transitórias [34]. Estes níveis de corrente de falta são muito altos quando comparados com um sistema aterrado por resistência, portanto este não é um sistema considerado como alternativa para o aterramento por resistência.

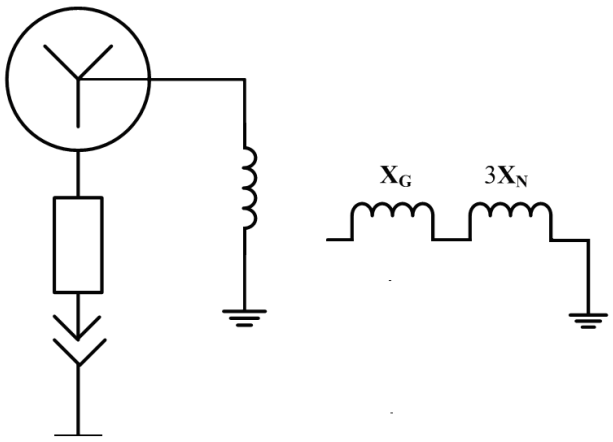

Figura 34 - Aterramento por Reatância.

4.2.5 Neutro Aterrado por "Bobina de Petersen"

Neste método de aterramento, o sistema é aterrado através de um reator de alta impedância, perfeitamente sintonizado com a capacitância fase-terra total do sistema, conforme mostra Figura 35.

Nestes casos a reatância do reator é sintonizada para a reatância capacitiva das linhas, de maneira que a corrente resultante de falta à terra seja puramente resistiva e de baixa magnitude. Deste modo, caso uma falta à terra ocorra no ar, a corrente pode ser auto-extinguida. Neste caso, a componente reativa da impedância equivalente do circuito ou sistema é anulada. Ou seja, $\omega L = 1/\omega C$.

Em caso de falta à terra, a tensão fase-neutro do sistema é aplicada ao neutralizador de corrente. A corrente de defeito percorre este iindutor que quando sintonizado com o sistema tem um valor igual a corrente de curto-circuito capacitiva fornecida pelas capacitâncias das fases sãs defasada de 180°. Neste caso, as componentes indutivas e capacitivas cancelam-se ficando somente uma componente resistiva de baixo valor (corrente de fuga em isoladores e corona) em fase com a tensão fase-neutro. Esta corrente ao passar pelo zero possibilita a extinção da corrente de falta por arco sem reignição e sem o desligamento do sistema. Este assunto é melhor abordado e discutido no próximo capítulo deste trabalho.

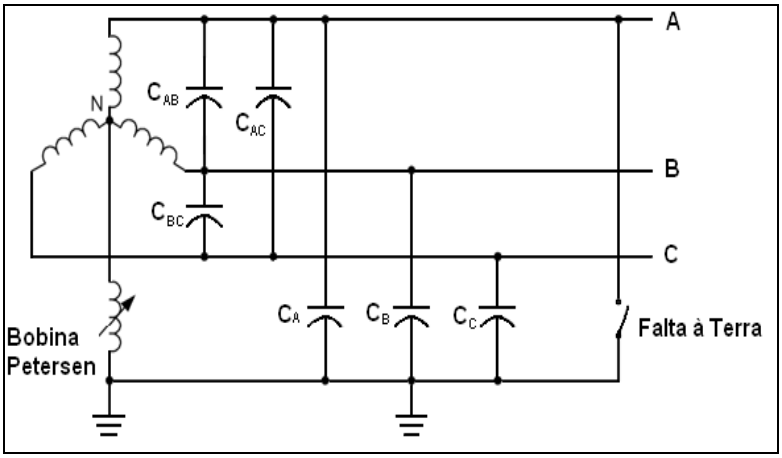

Figura 35 – Sistema Compensado ou Neutro Ressonante.

4.3 Critérios de Escolha do Regime do Neutro em Sistemas Elétricos

Todas as considerações anteriormente abordadas permitem concluir que no estagio atual de tecnologia não existe um tipo único de aterramento do neutro que satisfaça perfeitamente todas as exigências e requisitos para instalação e operação dos sistemas elétricos de uma forma geral.

Definir como um dado sistema deve ser aterrado é uma arte, na qual o projetista escolhe entre diversas possibilidades e seleciona aquela que representa o melhor compromisso, levando em conta a legislação vigente, particularidades do sistema elétrico tais como a presença de linhas aéreas, máquinas rotativas de média tensão, cabos isolados de alto custo, etc.

Também fatores como: risco de incêndio, segurança pessoal, exigências de continuidade de serviço, existência de pessoal de manutenção qualificada, podem ser fundamentais, tornando a escolha uma decisão complexa.

Ficou claro que o esquema de aterramento atua sobre dois aspectos essenciais na operação dos sistemas elétricos, ou seja, na severidade das sobretensões e na intensidade das correntes de falta à terra.

Uma vez definida uma classe de isolamento, a probabilidade de que ocorram incidentes é tanto maior quanto forem as sobretensões (principalmente as transitórias) produzidas durante manobras, descargas atmosféricas, interrupção de faltas à terra, ruptura do isolamento entre primário e secundário de transformadores, etc.

Conforme demonstrado o aterramento do neutro auxilia no controle das sobretensões, se executado de maneira propícia. Por outro lado, a intensidade da falta à terra tem a ver com tensões perigosas de contato (gradiente de tensão no solo), danificação de equipamentos, risco de explosões e incêndios, perturbações em sistemas telefônicos e de comando, e, principalmente paralisação do sistema, com todas as suas conseqüências indesejáveis.

Estas questões aconselham a trabalhar com níveis reduzidos de corrente de falta à terra, introduzindo uma impedância no neutro.

A impedância introduzida no neutro pode ser pequena suficiente para controlar sobretensões transitórias, permitindo, por exemplo, circulação de corrente da ordem de 25% da corrente de defeito trifásica.

Pode por outro lado, pode-se aplicar uma impedância elevada caso se queira reduzir a corrente de falta á terra a valores suficientemente pequenos, de forma a manter a instalação em serviço durante a falta à terra.

Infelizmente, como visto, existe uma incompatibilidade irreconciliável entre os dois critérios. Reduzindo-se as correntes de falta à terra aumentam-se as sobretensões. Não se conhece ainda solução que concilie inteiramente estas duas situações conflitantes. Resta ao projetista definir à luz das circunstâncias específicas de sua instalação, qual solução deve ser privilegiada, adotando o valor de impedância que represente o melhor compromisso para o caso considerado.

Um critério que tem se tornado extremamente significativo na atualidade, é o de continuidade de serviço. A necessidade de modernização das indústrias, ditadas por uma forte competição nos mercados interno e externo, gerou os programas de qualidade total, enfatizando conceito como “Alta Performance”, “ continuidade de serviço”, “Redução de Paradas”, “Confiabilidade”, “segurança” entre outros. Especificamente no setor elétrico o conceito de “qualidade da energia” vem adquirindo grande destaque.

Conforme verificado, o aterramento do neutro das instalações elétricas se reveste atualmente de grande importância, sendo que sob este prisma, as referidas instalações podem ser divididas em duas categorias:

- Instalações elétricas cujo aterramento do neutro permite manter o sistema funcionando durante a primeira falta à terra;
- Instalações elétricas cujo aterramento do neutro obriga o desligamento na ocorrência de uma falta à terra.

Na primeira categoria, situam-se os sistemas isolados, os aterrados com impedância (resistência ou reatância) de alto valor e os ressonantes (com bobina de Petersen).

Na segunda categoria enquadram-se os sistemas solidamente aterrados ou aterrados com impedância (reatância ou resistência) de baixo valor.

Embora algumas características destes sistemas tenham sido abordados nos itens iniciais, a Tabela 6 fornece um quadro geral das características básicas de cada um deles. A intenção é agrupar informações essenciais de maneira que a tomada de decisão quanto a forma de se aterrar o neutro de um sistema elétrico particular seja facilitada.

Tabela 6 – Características básicas dos diversos tipos de aterramento

Tópicos	Método de Aterramento					
	Neutro Isolado	**Aterramento Sólido (Aterramento Único)**	**Aterramento Sólido (Aterramento Múltiplo)**	**Aterramento Através de Baixa-Impedância**	**Aterramento Através de Alta-Impedância**	**Aterramento Ressonante**
Alguns Países com Aplicação	Itália, Japão, Irlanda, Rússia, Peru, Espanha	Grã-Bretanha	Estados Unidos, Canadá, Austrália, América Latina	França, Espanha		Norte e Leste da Europa, China, Israel
Conexão de Cargas Permissível	Fase-fase	Fase-fase (3 fios) e fase-neutro (4 fios)	Fase-fase e fase-terra	Fase-fase	Fase-fase	Fase-fase
Nível de Isolação Requerido	Fase-fase	Fase-neutro	Fase-neutro	Fase-neutro	Fase-fase	Fase-fase
Limitação de Sobretensões Transitórias	Ruim	Boa	Boa	Boa	Média	Média
Operação Possível com uma Falta à Terra	Nem sempre	Não	Não	Não	Nem sempre	Quase sempre
Auto-Extinção de Faltas à Terra	Nem sempre	Não	Não	Não	Nem sempre	Quase sempre
Segurança Humana	Média	Boa	Ruim	Boa	Média	Boa
Stress Térmico dos Equipamentos	Baixo	Alto	Alto	Alto	Baixo	Muito Baixo
Interferência nas Linhas de Comunicação	Média	Alta	Alta	Alta	Baixa	Muito Baixa
Sensibilidade da Proteção para Faltas à Terra	Média	Boa	Ruim	Boa	Média	Média

Finalmente, é importante acrescentar alguns comentários às informações constantes na Tabela 6:

- No sistema com neutro solidamente aterrado e neutro distribuído e multiaterrado, as correntes de falta fase-terra podem apresentar

elevada amplitude, pois são limitadas apenas pela impedância da linha, pela resistência neutro/terra e a resistência de defeito. O multiaterramento favorece sensivelmente a distribuição de tensões de fase à terra no momento do defeito, de forma que, ao longo de todo o sistema, as tensões de fase para terra ficam próximas do valor nominal fase-neutro. Para faltas com alto valor de resistência que podem ocorrer no caso da queda da fase sobre o solo seco ou rochoso, por exemplo, a detecção exige equipamentos especiais. Nestes casos, a qualidade do fornecimento de energia é considerada também como pobre.

- Os principais aspectos do sistema de distribuição com neutro isolado estão relacionados com a possibilidade de sobretensões transitória e a dificuldade de detecção do local do defeito fase-terra, que muitas vezes exige o desligamento seqüencial de alimentadores. No estagio atual de desenvolvimento, os sistemas de distribuição com neutro isolado são recomendados apenas para redes curtas, predominantemente aéreas. Onde existem cabos isolados com comprimento significativo a corrente capacitiva resultante durante o defeito fase-terra pode assumir valores relevantes.

- Nos sistemas de distribuição com neutro aterrado com resistência de baixo valor, a corrente durante uma falta à terra deve ser suficiente para permitir a detecção segura e rápida, mantendo entretanto as sobretensões dentro de limites admissíveis. Quando a corrente capacitiva é pequena (sistemas aéreos não muito longos) a corrente de falta é definida praticamente pela relação U_{FN} / R_N. Quando a rede é formada essencialmente por cabos subterrâneos de comprimento significativo, a corrente é elevada e a amplitude da corrente de defeito deve ser superior à da corrente capacitiva e permitir a proteção seletiva, que é realizada por relés de sobrecorrente de terra normais, do tipo tempo definido ou normalmente inverso.

- Nos sistemas de aterramento por meio de reator sintonizado, este é escolhido de tal forma que durante a falta à terra circule uma corrente de módulo igual a corrente capacitiva. Neste caso, com I_N puramente indutiva, a corrente total de falta é igual a zero. Em geral resta uma pequena componente ativa fornecida pela resistência não nula da bobina e pelas perdas (fugas) na isolação. Entretanto, esta componente é pequena, não influenciando no desempenho final do sistema de aterramento. A reatância capacitiva X_C sofre alterações com mudanças de topologias da rede (manobras, desligamentos setoriais, etc.), exigindo modificação simultânea e automática no reator do neutro, a fim de se manter a sintonia. Mantendo-se a sintonia, as sobretensões transitórias são muito bem controladas durante a ocorrência de uma falta fase à terra. A grande vantagem da bobina de Petersen consiste no fato de que ela, pela sua concepção, favorece a auto-extinção do arco no ponto de ocorrência da falta fase-terra. Desta forma o desempenho das redes aéreas de distribuição de energia, principalmente frente às descargas atmosféricas é extraordinariamente melhorado. Existem outras vantagens significativas do seu emprego que são detalhadas em item específico. No entanto, ela apresenta desvantagens que somente recentemente começaram a ser superadas. Estas desvantagens são ligadas a detecção do defeito fase-terra permanente na rede, principalmente os defeitos de alta resistência, e à dificuldade de obter seletividade. Mesmo com esses inconvenientes, praticamente todos os países do Norte e do Leste Europeu já utilizam a bobina de Petersen a longo tempo, possuindo grande experiência na sua aplicação. Em alguns países como Dinamarca, Alemanha a operação é mantida com uma falta à terra até que o local do defeito seja determinado. No computo geral, a aplicação do sistema de aterramento por meio de reator sintonizado leva a uma excelente qualidade de fornecimento de energia nos sistemas de distribuição.

Capítulo 5 NEUTRO RESSSONANTE

5.1 Introdução e Histórico de Utilização

A “Bobina de Petersen”, ou “Bobina Ressonante”, ou “Bobina supressora de arco” foi criada por W. Petersen em 1916 [36], resultado de um trabalho pioneiro na investigação de fenômenos de falta à terra nas linhas de distribuição e transmissão de energia elétrica. É um trabalho sem similar, onde obteve sucesso na análise dos fatos fundamentais, na proposição de uma solução criativa e simples, ao mesmo tempo em que apresentou uma exposição teórica completa e lúcida de sua invenção. Suas pesquisas foram relatadas nas revistas alemãs E.T.Z e E.U.M em 1918 e 1919, respectivamente.

5.2 Motivação para Mudança do Método de Aterramento dos Sistemas de Distribuição e Utilização da "Bobina de Petersen".

Conforme visto anteriormente, todos os países que utilizam sistemas de distribuição onde as descargas atmosféricas causam sérios inconvenientes voltaram as pesquisas para a melhoria do desempenho de suas linhas de distribuição e transmissão, principalmente no sentido de introduzir modificações físicas nas estruturas suporte das redes a fim de garantir a inexistência de disrupção nas mesmas, tanto para descargas diretas quanto para indiretas. As conclusões, inevitavelmente, foram as de adotar medidas para aumentar a T.S.I. (tensão suportável sob impulso) das estruturas.

No entanto, uma observação importante do ponto de vista dos efeitos das descargas atmosféricas, é que não é propriamente o escoamento das correntes impulsivas (correntes de surto) que estas descargas originam que provocam a maioria dos inconvenientes nas redes de distribuição, pois estas correntes apesar de estatisticamente poderem alcançar valores elevados, são de curtíssima duração (da ordem de alguns microssegundos).

A maioria dos inconvenientes são provocados pela corrente subseqüente de freqüência fundamental (60 Hz) que segue o caminho inicial aberto pela sobretensão atmosférica.

Esta afirmativa pode ser justificada considerando os seguintes aspectos:

- Quando as sobretensões, devidas a descargas atmosféricas diretas ou indiretas provocam disrrupções nos isoladores das estruturas (fenômeno mais comum), existe uma corrente subseqüente de 60 Hz que se estabelece no circuito impedindo a extinção do arco inicialmente formado. Esta corrente caracteriza uma falta à terra, e é responsável pela abertura dos disjuntores ou religadores da rede, através da operação e atuação dos relés de terra.

- A corrente subseqüente existe também na operação dos pára-raios de resistores não linear com "centelhadores" (modelo ainda muito encontrado nas redes de distribuição). Esta corrente, que é uma falta à terra de curta

duração, impõe aos pára-raios um nível de energia (i^2t) muito superior ao imposto pela própria descarga, já que a corrente de falta à terra é elevada, quando o neutro é solidamente aterrado. A corrente subseqüente nos pára-raios dura até a recuperação de sua resistência e a passagem da corrente por zero. Teoricamente o tempo máximo de interrupção é de meio ciclo. No entanto, os pára-raios podem não desempenhar adequadamente suas funções e demorar alguns ciclos para interromper a corrente subseqüente, o que pode ocasionar:

- Danificação dos pára-raios ou redução de sua vida útil;
- Operação desnecessária de dispositivos de religamento automático;
- Queima excessiva e desnecessária de elos fusíveis.

• À parte da operação dos pára-raios, a corrente subseqüente a disrupção nos isoladores com neutro aterrado, provoca a queima de elos fusíveis, principalmente daqueles de menor corrente nominal. Para evitar sua queima, devem-se utilizar elos com tempos de atuação retardados, a fim de permitir a operação dos religadores antes de sua queima. No entanto, esta medida, além de não evitar o desligamento, ainda prejudica a proteção dos equipamentos, introduzindo retardos desnecessários.

• A corrente subseqüente quase que inviabiliza a utilização dos descarregadores aéreos (centelhadores de chifre), dispositivos de construção simples e robusta que poderiam ser utilizados na coordenação de isolamento das linhas de distribuição, principalmente as rurais. Conforma já afirmado o inconveniente destes dispositivos é que após sua operação, segue-se uma corrente subseqüente de 60 Hz, que, com o neutro solidamente e multi-aterrado, pode atingir valores muito elevados, não sendo, portanto, auto-extinta. Para eliminação da corrente, ou queimam-se os fusíveis ou operam os disjuntores. Portanto, onde se aplicam os descarregadores de chifre é obrigatória a utilização de religadores automáticos.

- A corrente subseqüente de 60 Hz contribui notavelmente para trincas e rupturas de isoladores, cruzetas e postes de madeira e mesmo concreto. Isto justifica a afirmativa já feita de que muitas paradas de manutenção programadas têm sua origem nas descargas atmosféricas.

- Como já foi também afirmado recentemente tem-se utilizado cabos cobertos (mas não isolados pra tensão plena) nas redes aéreas de distribuição de regiões urbanas arborizadas. Tais cabos permitem que as podas sejam realizadas com menor freqüência (embora ainda persistam, por não ser recomendável o contato continuo destes cabos encapados com os troncos e ramos de árvores). Verificou-se que nas redes aéreas onde se empregam condutores cobertos, o número de falhas por ruptura dos cabos é proporcionalmente maior que nos casos em que são utilizados cabos aéreos nus [37]. Este fato constitui um perigo adicional, de vez que, quando um condutor coberto se rompe, seu contato com o solo é pobre, dificultando a operação da proteção, e aumentando-se os riscos de acidentes envolvendo pessoas. As pesquisas efetuadas indicam que as causas estão ligadas as sobretensões de origem atmosférica, que perfuram a capa do cabo em um ponto localizado do condutor. Após o escoamento da energia do surto de tensão, a corrente subseqüente de 60 Hz funde o condutor provocando o seu rompimento. Embora em menor número, o rompimento de condutores nus pode estar associado também à corrente subseqüente de freqüência fundamental. A redução da possibilidade de rompimento, esta ligada à possibilidade do arco de 60 Hz se deslocar ao longo da linha no sentido fonte-carga quando os condutores são nus.

- Quanto às interferências no sistema de telefonia, a referência [37] analisa de forma clara, que os principais inconvenientes causados pelas descargas atmosféricas estão associados também à corrente subseqüente de 60 Hz que podem provocar:

    - Interferências eletromagnéticas durante a circulação de corrente fase-terra;

- Circulação de corrente fase-terra pelo cabo mensageiro, com sua conseqüente elevação de temperatura, e a possibilidade de danificar a capa do cabo telefônico;

- Em casos extremos existe a possibilidade de fusão e ruptura do cabo mensageiro;

- Desenvolvimento de diferença de potencial entre a blindagem e o cabo mensageiro ou do cabo mensageiro e a blindagem para os pares condutores, o que pode provocar a danificação do cabo, além da possibilidade de atingir equipamentos da central através da condução de corrente de 60 Hz pelos pares, mensageiro e blindagem.

Além dos inconvenientes já apontados as correntes subseqüentes (curto fase-terra) que escoam pelo sistema de aterramento podem tornar essas redes perigosas para as pessoas, através do desenvolvimento de tensão de passo, toque e transferência.

De um ponto de vista geral, é possível afirmar que o elevado nível de curto circuito fase-terra, vigente no regime de neutro solidamente aterrado, provoca vários inconvenientes, mesmo quando ocorre devido à falhas normais ou acidentais do isolamento, ao invés de ser provocado por descargas atmosféricas. É que, os efeitos são devidos aos elevados valores de corrente fase-terra e não à descargas atmosféricas, já que estas simplesmente iniciam um processo ao qual permite que as primeiras circulem.

Outro aspecto importante diz respeito à utilização de religadores nas linhas de distribuição. Estes dispositivos apresentam um desempenho bem satisfatório no que diz respeito à interrupção da corrente subseqüente, no entanto, o sistema quando da atuação do religador automático não deixa de passar por uma interrupção momentânea, o que em muitos processos pode acarretar sérios danos. Portanto, qualquer interrupção no fornecimento de energia é totalmente indesejável. Por exemplo, uma paralisação momentânea da rede pela ação dos religadores, obriga o desligamento de todos os motores do processo produtivo, já que os contatores dos mesmos desatracam. Mesmo se os contatores forem retidos por algum processo,

seria necessário o desligamento, já que, caso contrário, haveria fenômenos indesejáveis como sobrecorrentes devidas a reaceleração simultânea de motores e conjugados transitórios nos eixos dos mesmos.

Em alguns casos o retorno do processo produtivo ao normal requer horas, sendo que estas horas de parada de produção podem acarretar em prejuízos incalculáveis para a empresa. Verifica-se, pelo exposto, que os religadores já não estão atendendo as exigências dos consumidores modernos, sendo necessário incorporar outros métodos de melhoria do desempenho nos sistemas de distribuição.

Uma observação importante de ordem geral, referente aos sistemas de distribuição aéreos, é que, devido à classe de tensão dos mesmos, as sobretensões temporárias não são significativas e, portanto, determinantes no grau de isolamento a ser utilizado. As sobretensões transitórias, (principalmente aquelas provocados por descargas atmosféricas) é que definem o isolamento mínimo utilizado. Para observar este fato, basta verificar na Tabela 7 as características básicas de um isolador típico de pino para linha aérea de 13,8 kV.

Tabela 7 - Características De Ensaio De Isolador Pino [38]

Tensão Nominal		13 kV
Tensão Crítica de Impulso (1,2 x 50 µs) a seco	Positiva	100 kV
	Negativa	130 kV
Tensão Disruptiva à Freqüência Industrial	Seco	65 kV
	Sob Chuva	35 kV

Conforme é possíevl observar o isolador em questão suporta continuamente sob chuva (durante 1 minuto) uma tensão de freqüência industrial igual a 35 kV.

Portanto, ele pode trabalhar solicitado pela tensão fase-fase do sistema por algum período.

Deste modo, caso o aterramento do neutro dos sistemas de distribuição aéreos for executado de tal forma que elimine a possibilidade de sobretensão transitória durante uma falta a terra, ele opera, em primeira instância, de modo satisfatório. É neste contexto que a bobina de Petersen pode auxiliar alterando o comportamento dos sistemas de distribuição face aos curto-circuitos fase-terra e descargas atmosféricas, que são as causas principais das paralisações na atualidade.

5.3 Princípios de Funcionamento

Neste método de aterramento, o sistema é aterrado através de um reator de alta impedância, perfeitamente sintonizado com a capacitância fase-terra total do sistema. O reator de impedância variável é denominado Bobina de Petersen em homenagem ao seu inventor, que introduziu o conceito em 1917. Ele é também conhecido como bobina de supressão de arco ou neutralizador de faltas à terra. A bobina é normalmente conectada ao neutro do transformador da subestaçao ou a um transformador de aterramento “zigzag”. Os sistemas com este tipo de aterramento são freqüentemente referidos como sistemas compensados ou com aterramento ressonante.

A principal característica deste método de aterramento está no fato do reator sintonizado fornecer uma corrente indutiva de magnitude igual à corrente capacitiva do sistema, porém 180 ° defasada, fazendo com que a corrente que circula pela falta seja aproximadamente nula, a menos de uma componente resistiva da corrente correspondente as perdas na isolação do sistema e a componente resistiva do reator de aterramento, uma vez que não se consegue uma reatância pura. Assim a corrente residual presente no ponto de falta, de característica predominantemente resistiva, é facilmente extinta, eliminando assim o defeito. Mais adiante trata-se do fenômeno de extinção de arco. A Figura 36 exemplifica o caso de um sistema com neutro aterrado através da Bobina Ressonante, na presença de uma falta fase-terra, indicando as correntes de falta. Percebe-se que a magnitude da corrente indutiva é a mesma da soma das correntes que circulam pelas fases sãs.

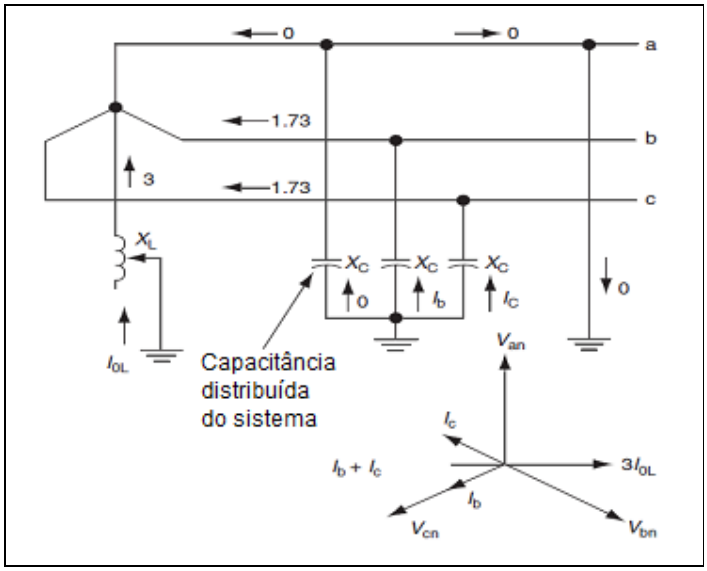

Figura 36 – Sistema com Neutro Ressonante.

As equações a seguir demostram analiticamente a o fenômeno da Figura 36:

$$I_N = \frac{V_{FN}}{X_N} = \frac{V_{FN}}{\omega L_N}$$

A corrente total capacitiva vale:

$$I_{CT} = \frac{V_{FN}}{\Sigma X_{CT}} = V_{FN} \Sigma \omega C_T$$

Para que a corrente de falta à terra I_F no ponto do defeito seja nula, a condição a ser preenchida é que $I_F = I_{CT}$ ou:

$$\omega L_N = \frac{1}{\Sigma \omega C_T}$$

O que pode ser traduzida por:

$$L_N = \frac{1}{\omega^2 \Sigma C_T}$$

Ou então:

$$\boxed{L_N \omega^2 \Sigma C_T = 1}$$

Verificamos das equações anteriores que, a menos das componentes resistivas (perdas no reator e nas capacitâncias) e dos harmônicos de ordem mais alta, é possível tornar a corrente de curto fase-terra igual a zero no ponto de defeito.

Este método de aterramento do neutro do sistema tem um comportamento muito semelhante ao sistema com o ponto de neutro isolado. A impedância equivalente entre o ponto de neutro do sistema e a terra tem um valor muito alto, sendo que o ideal seria um valor tendendo ao infinito. Como citado no capítulo 4, a única corrente que circularia pelo ponto de falta seria a corrente capacitiva do sistema, portanto um reator de impedância igual a impedância capacitiva do sistema seria suficiente para anular a corrente que flui pelo ponto de falta.

É importante notar que na operação normal do sistema, a corrente capacitiva que circula pelo sistema é nula, pois o sistema encontra-se equilibrado, não propiciando um caminho de circulação para essas correntes. Convém ressaltar que em sistemas de distribuição de energia que utilizam redes aéreas, onde não há uma transposição dos condutores, naturalmente aparece um desequilíbrio devido às indutâncias mutuas, originando uma corrente de circulação pelo ponto de neutro do sistema e, esta corrente apesar de pequena, pode originar tensões relativamente elevadas no ponto de neutro devido à alta impedância que ai se encontra devido ao reator de aterramento ligado entre o ponto neutro e a terra. Este caso merece especial cuidado e será tratado mais detalhadamente no capítulo seguinte.

Podemos notar também pela Figura 37 que no caso de uma falta à terra o triângulo das tensões não se altera, o que acontece neste caso é uma elevação da tensão do ponto neutro para um nível de tensão fase-neutro, assim o potencial de neutro não é mais igual ao potencial de terra, como acontecia na operação normal do sistema. Já as tensões das fases sãs (sem defeito) sofrem um elevação do seu nível de tensão de $\sqrt{3}$ vezes. Quando o princípio de funcionamento adotado for a operação contínua mesmo sob falta, o isolamento do sistema deve ser tal que suporte continuamente o nível de tensão entre fases. Porém quando opção de funcionamento não for a operação contínua, e sim o desligamento do sistema

quando de uma falta permanente, não há necessidade de um isolamento para tensão fase-fase, apenas para tensão fase-neutro é suficiente.

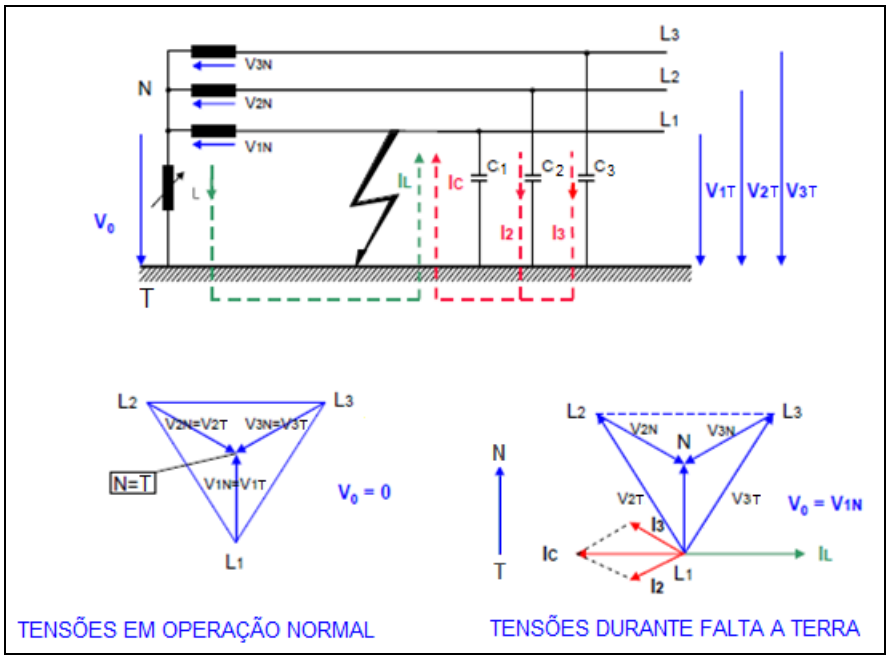

Figura 37 – Comportamento do Sistema com Neutro Ressonante em Condição Normal e sob Defeito.

Uma observação importante a respeito dos sistemas de distribuição que utilizam esse método de aterramento (bobina ressonante) ou neutro isolado é sobre a corrente de falta, pois a princípio ela praticamente não varia sua intensidade com a posição da falta, ou seja, independentemente do ponto onde ocorre o defeito, a magnitude da corrente será a mesma. Isto se deve ao fato do valor da impedância de seqüência positiva e negativa ser infinitamente menor que a impedância de seqüência zero do sistema. Como a impedância de seqüência zero é determinada praticamente pela capacitância do sistema e pela impedância conectada entre o ponto neutro do transformador e a terra, que neste método de aterramento é praticamente infinita, tem que a impedância equivalente do sistema é composta na sua quase totalidade pela impedância de seqüência zero. A variação do ponto de defeito tem influência apenas nas impedâncias de seqüência positiva e negativa do sistema, sendo essas desprezíveis frente à impedância de seqüência zero.

Podemos considerar então que o ponto onde ocorre a falta fase-terra também não tem nenhuma influência no valor da corrente de defeito. O circuito equivalente deste sistema é mostrado na Figura 38 a seguir, exemplificando tal fato:

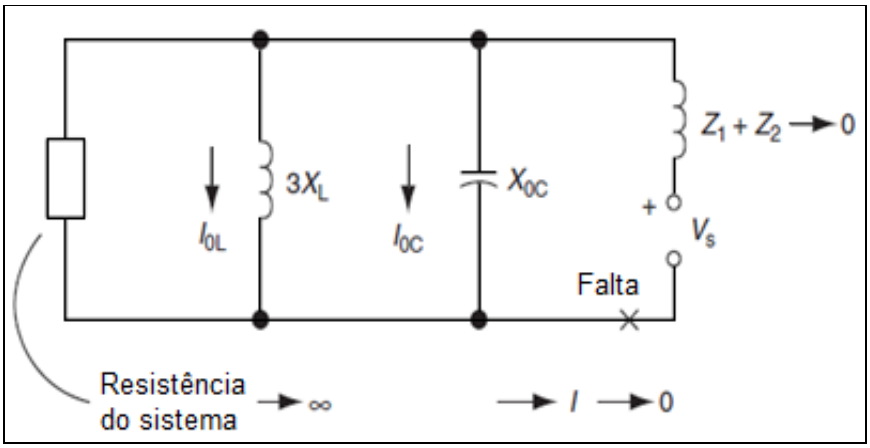

Figura 38 – Circuito Equivalente de um Sistema com Neutro Aterrado por Bobina Ressonante.

Quando a reatância capacitiva do sistema for igualada pela reatância indutiva da bobina, o sistema está totalmente compensado, ou a uma sintonia de 100%. Se a indutância do reator não se igualar à capacitância do sistema, o sistema está fora de sintonia. Ele pode estar sobrecompensado ou subcompensado, dependendo da relação entre a indutância e a capacitância. De fato, na prática, taps no reator permitem realizar essa sintonia, assim a corrente de falta à terra é muito pequena e o arco não irá se manter. O circuito é um circuito de ressonância paralelo, e as correntes de baixas amplitudes irão causar danos mínimos ao circuito e equipamentos.

Quando este sistema é utilizado em redes de distribuição, torna-se difícil apresentar uma boa sintonização quando há mudanças na topologia do sistema ou comutação de ramais.

Um circuito de componentes simétricas é apresentado a seguir na Figura 39 com intuito de representar um sistema de distribuição, indicando na sequência as principais características deste sistema. Com base neste circuito de componentes

simétricas e na representação do sistema feita na Figura 37, o seguinte equacionamento foi realizado:

Em condições normais de operação, o sistema encontra-se balanceado, ou seja, $V_{AN} = V_{AT}$, $V_{BN} = V_{BT}$ e $V_{CN} = V_{CT}$. Quando uma falta à terra ocorre, a tensão fase-neutro e a tensão fase-terra não são iguais.

Pelo triângulo das tensões da Figura 37, temos:

$$V_{bt} - V_{bn} - V_{nt} = 0 \qquad 5.1$$

$$V_{ct} - V_{cn} - V_{nt} = 0 \qquad 5.2$$

$$V_{nt} + V_{an} = 0 \qquad 5.3$$

$$V_{at} - V_{bt} - V_{ct} = 3V_0 \qquad 5.4$$

Assim;

$$V_{an} + V_{bn} + V_{cn} = 0 \qquad 5.5$$

Combinando as últimas equações:

$$V_{at} - V_{an} + V_{bt} - V_{bn} + V_{ct} - V_{cn} = 3V_0 \qquad 5.6$$

$$V_{nt} + V_{nt} + V_{nt} = 3V_0 \qquad 5.7$$

Finalmente temos:

$$V_{nt} = V_0 \qquad 5.8$$

Onde

V_{an}, V_{bn}, V_{cn} → Tensões entre fase e o ponto neutro;

V_{at}, V_{bt}, V_{ct} → Tensões entre fase e o ponto de terra;

V_{nt} → Tensão entre o ponto neutro e a terra;

V_0 → Tensão de sequencia zero.

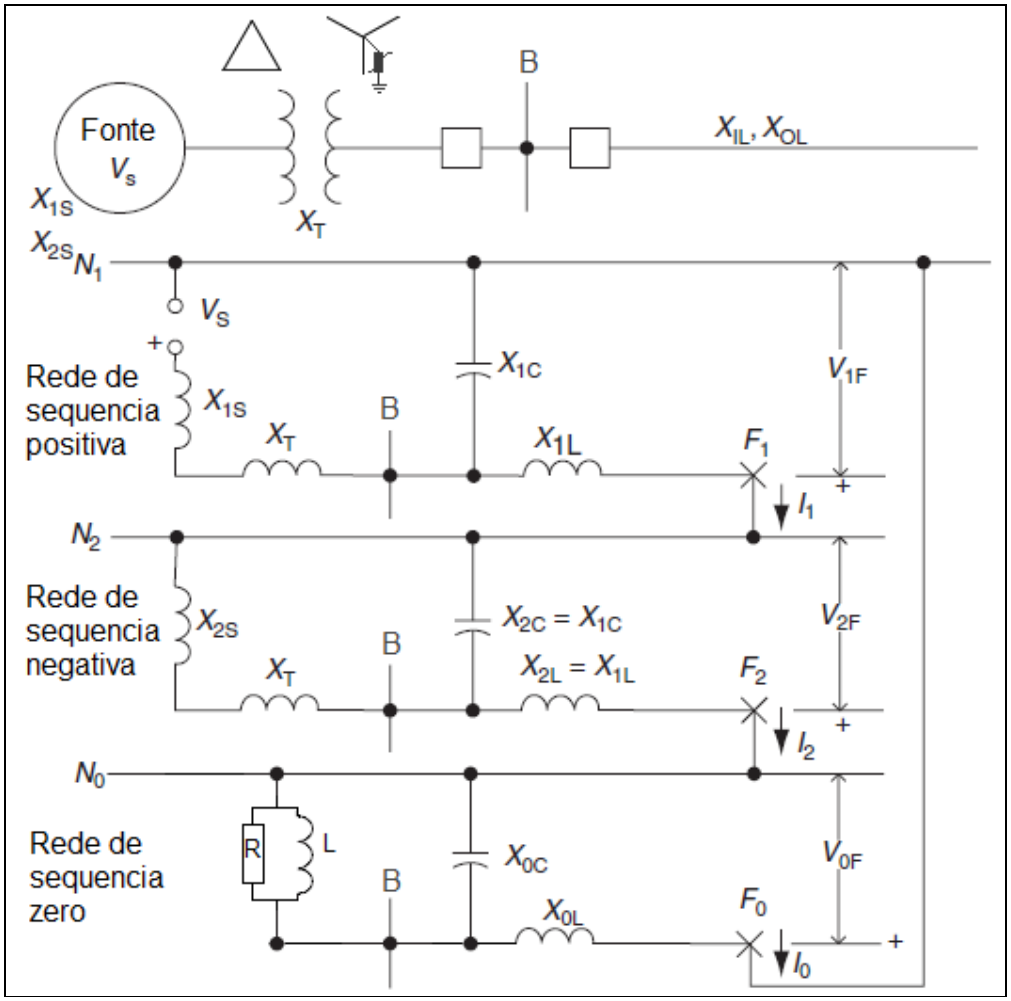

Figura 39 – Circuito de Componentes Simétricas para Sistema com Neutro Aterrado por Bobina Ressonante.

Percebemos pela equação 5.8 que a tensão entre o ponto neutro e a terra corresponde exatamente a tensão de sequência zero do sistema.

5.4 Extinção de Arco em Faltas à Terra

A maioria das falhas a terra causam um arco quando na sua ocorrência. A corrente de falta é interrompida, quer através dos dispositivos de seccionamento ou através de sua auto–extinção no momento em que a corrente passa por zero. Os fatores que afetam a extinção do arco ao ar livre são a magnitude da corrente, a taxa de recuperação de tensão, o tempo do arco existente, comprimento da centelha e a velocidade do vento, sendo que a magnitude da corrente e a taxa de recuperação da

tensão são as mais importantes [39]. Isto provoca uma tensão transitória freqüentemente chamada de tensão de re-estabelecimento. A capacidade de extinção do arco depende da velocidade da taxa de recuperação da tensão no ponto de falta, e esta é intimamente ligada a parâmetros como: indutância e capacitância do sistema. A menor inclinação da recuperação de tensão é a principal razão pela qual a possibilidade de extinção de arcos com o maior magnitude de corrente é muito maior em sistemas compensados do que em sistemas isolados.

Em redes compensadas, a extinção do arco é muito sensível à sintonização da bobina supressora de arco (bobina de Petersen). Em ensaios realizados em campo [40], verificou-se que o grau de compensação (sintonização da bobina) não deve ser inferior a 75 % e nem superior a 125 %, pois a chance de extinção do arco fica consideravelmente menor de acontecer. Em redes parcialmente compensadas com baixo grau de sintonização, a utilização de um resistor, corretamente dimensionado, em paralelo com a bobina supressora de arco diminui a inclinação e a amplitude da tensão de recuperação transitória.

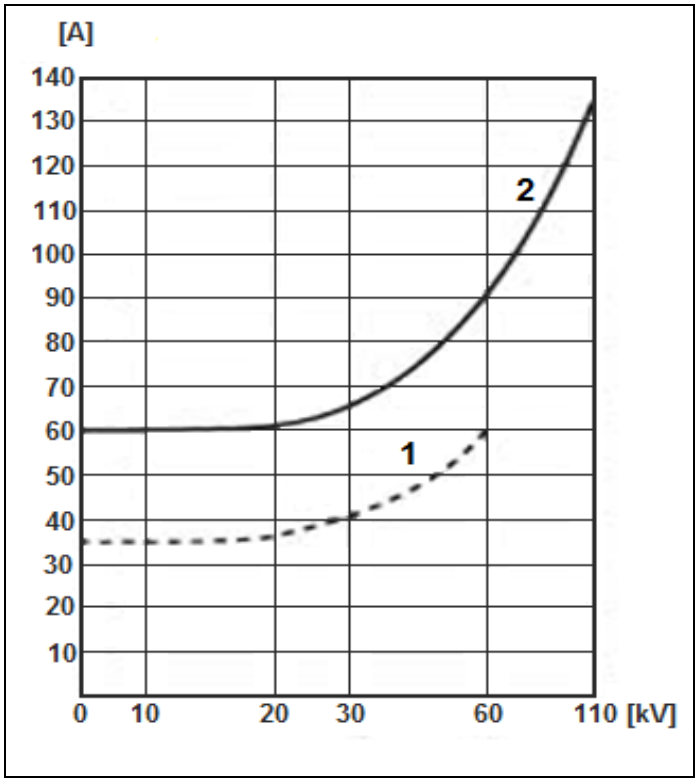

Figura 40 – Limites de corrente para extinção de arco em sistema Isolado (1) e em sistema ressonante (2) [41].

De acordo com a Figura 40, para o nível de tensão de 13,8 kV, os limites de corrente de falta à terra para que seja possível a extinção do arco são de aproximadamente 60 A e 35 A em redes compensadas e com neutro isolado respectivamente,. Esse valor pode ser menor ainda para o sistema com neutro isolado, pois esse sistema esta muito sujeito sobretensões transitórias de alta magnitude. Em redes de distribuição rurais, normalmente utilizam-se os chamados "descarregadores de chifre" para proteção dos transformadores de pequeno porte contra os elevados níveis de sobretensões. Neste caso o arco não é tão livre para se deslocar, como no caso de uma descarga através de isoladores de cadeia por exemplo. Devido a este fato, os limites de corrente mencionados acima são consideravelmente mais baixos, 20 A e 5A, respectivamente [42].

Nas Tabela 8 e

Tabela **9** são apresentados valores de correntes capacitivas para diversos níveis de tensão para redes aéreas e cabos isolados.

Tabela 8 – Corrente Capacitiva Resultante de um Defeito Fase-terra em mA.

kV da Rede	mA / km
13,8	90
23,0	90
34,5	124
46,0	162
69,0	242

Os dados da Tabela 8 foram retirados de WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION; "Electrical Transmission and Distribution Reference Book" [51].

Percebe-se claramente que a intensidade da corrente capacitiva está diretamente relacionada com o comprimento e com o nível de tensão da rede.

Portanto redes com nível de tensão muito elevado ou com grande extensão encontram maior dificuldade de aplicação do conceito de “neutro ressonante”, pois os critérios de extinção de arco se tornam mais difíceis de serem alcançados.

Tabela 9 – Corrente Capacitiva Resultante de um Defeito Fase-terra em cabos Isolados em A / km.

Tensão (kV)	**Seção**	
	4/0 AWG (120 mm^2) A / km	500 MCM (240 mm^2) A / km
0,48	0,33 a 0,46	0,43 a 0,59
2,4	0,85 a 1,05	1,18 a 1,51
4,16	1,44 a 1,77	2,10 a 2,62
6,9	2,10 a 2,43	2,62 a 2,95
13,8	2,95 a 3,61	3,94 a 4,92
110,0	18, 0	20, 0

Tabela 9 foram retirados de BURKE, J. J., LAWRENCE, D. J.;”Caracteristic of Fault Current on Distribution Systems” [50].

As correntes capacitivas nos cabos isolados apresentam valores mais elevados quando comparadas com redes aéreas de distribuição, tal fato prejudica a aplicação do conceito de “neutro ressonante”, porém não o torna impeditivo. Ressalta-se que a aplicação deste conceito em cabos isolados é bem mais complexa e possui algumas particularidades.

5.5 Formas e Possibilidades de Aplicação da Bobina de Petersen

A Bobina de Petersen pode ser empregada com maior ou menor grau de sofisticação dependendo da aplicação.

Em sistemas aéreos a sua aplicação é extremamente vantajosa, pela eliminação do arco de freqüência fundamental, em torno dos isoladores, como já discutido. No entanto, devem ser considerados os casos de redes aéreas fixas e redes aéreas que sofrem modificações freqüentes na sua topologia.

Em redes aéreas fixas (por exemplo, linhas de usinas geradoras, linhas de consumidores fixos, etc.), o emprego é simples, pois a Bobina não sofre alteração no seu valor de indutância. Uma bobina com derivações alteradas manualmente (que são utilizados eventualmente, por exemplo, na ocasião do “start up”) é suficiente.

Já quando a topologia da rede é freqüentemente variada, a bobina requer também alterações freqüentes no valor de sua indutância. Até recentemente este era um dos grandes inconvenientes, pois os recursos técnicos disponíveis eram poucos, resumindo-se a ajustes finos nos tapes ou alterações do entreferro da bobina (execução tipo êmbolo móvel). Além disto, os recursos de medição e controle, para verificação da rede e posterior modificação da bobina eram escassos. Apesar disto, muitos progressos foram feitos, dando origem a esquemas sofisticados, porém caros.

Atualmente existem diversas maneiras de se aplicar a “Bobina de Petersen”, principalmente devido à grande evolução da eletrônica de potência, porém o princípio de funcionamento sempre é o mesmo, ou seja, ela deve fornecer uma corrente indutiva que anula a componente capacitiva da corrente de defeito fase à terra. A evolução de sua aplicação consiste basicamente em técnicas que melhorem a sintonização de sua corrente indutiva com a corrente capacitiva do sistema. Sua aplicação pode ser planejada para duas formas de operação principais:

- Planejada para eliminar apenas fenômenos de curta duração, provocados principalmente, por descargas atmosféricas e outros fenômenos transitórios e (animais, árvores, etc);

- Planejada para operar sem desligamento durante uma falta a terra sustentada, mantendo o sistema operante mesmo em condição de falta à terra.

No primeiro caso combina-se a bobina no neutro com um dispositivo de chaveamento mecânico (disjuntor, contator, chave de aterramento rápido) ou tiristorizado, que aterra o sistema na sua forma original após 3 a 5 segundos de ocorrência da falta.

Esta faixa de tempo é suficiente para comprovação de que uma falta é ou não de curta duração e que foi eliminada ou não pela bobina. Assim, após o retorno do sistema a sua forma de aterramento original, as proteções de falta a terra operam seletivamente isolando apenas o ramal defeituoso. De acordo com [53] esta técnica evita a operação dos religadores rápidos em até 90% contribuindo de forma notável para a qualidade de energia do sistema, principalmente no tocante aos consumidores com equipamentos eletrônicos sensíveis. Com a introdução dos relés digitais que empregam a técnica de detecção de faltas a terra com alta impedância, associados a sistemas de distribuição automatizados, não é necessário o chaveamento do neutro, simplificando o sistema.

No segundo caso, o sistema não é desligado durante a falta a terra até que a mesma seja removida pela equipe de manutenção. A remoção da falta em geral é realizada paralizando-se programadamente uma pequena parte do sistema, ou mesmo em linha viva, dependendo das circunstancias e dos ganhos que se deseja obter junto ao consumidor final.

Já a aplicação da Bobina de Petersen em sistemas com cabos isolados não obtem resultados satisfatórios, tornando-se alguns casos um inconveniente ao invés de uma solução. Em cabos isolados, o rompimento da isolação é definitivo. Mesmo que a descarga inicial seja extinta, não existe recuperação da isolação devido as pequenas distancias entre o condutor de fase e a blindagem dos cabos (média tensão). Desta forma, o arco no ponto de defeito reascende após o retorno da tensão normal, podendo voltar a se extinguir na passagem da corrente por zero. Este processo de extinção e reignição periódica terminam por afetar a isolação adjacente, sendo que em geral o curto evolui de monofásico para polifásico. Outro inconveniente é que, durante o processo de extinções e reignições sucessivas são

geradas sobretensões transitórias das fases sãs para a terra. Qualquer ponto fraco na isolação destas fases dá origem a um duplo curto à terra (falta fase-fase-terra), que provoca, com grande possibilidade, a abertura do disjuntor e a introdução de riscos para as pessoas e equipamentos.

Deve-se observar que a reignição do arco, em sistemas com cabos isolados se deve a forte componente residual (resistiva) não compensada pela bobina. Esta componente resistiva é uma característica inerente dos cabos isolados, sendo devidas as perdas dielétricas nos mesmos.

Na concepção moderna da Bobina de Petersen estes inconvenientes podem ser eliminados, conforme mostrado a seguir.

5.6 Vantagens da Aplicação da Bobina de Petersen

O aumento da T.S.I (Tensão Suportável sob Impulso) das estruturas das linhas de distribuição além de torná-las mais caras, pode trazer outros inconvenientes como por exemplo:

- Já que a tensão disruptiva crítica dos isoladores foi aumentada, uma tensão maior atinge os equipamentos de distribuição, localizados ao longo da linha. Desta forma é possível que ocorra uma elevação das taxas de falhas dos mesmos.

- De forma especial os pára-raios de resistor não linear são mais solicitados, e certamente devem ter seu número de falhas aumentado.

A aplicação da Bobina de Petersen ao invés de prever o aumento da T.S.I das estruturas, trabalha no sentido de controlar as correntes de curto fase-terra, atuando apenas na forma de aterrar o neutro do transformador que alimenta a rede aérea, situado na subestação principal de distribuição. É, portanto uma solução localizada.

Pelo principio de funcionamento da Bobina de Petersen, durante a ocorrência de um curto à terra, a corrente, no ponto do curto, se aproxima do valor nulo.

Como aproximadamente de 60 à 90 % dos defeito em uma rede de distribuição são fase-terra (considerando fase-neutro como fase-terra), o controle deste curto pode evitar um grande número de desligamentos principalmente devido a descargas atmosféricas.

Deste modo, é possível antever as seguintes vantagens na aplicação da Bobina de Petersen:

- Possibilidade de trabalhar com a T.S.I das estruturas no níveis atuais (dependendo da filosofia de aplicação da Bobina de Petersen), com melhor proteção dos equipamentos, principalmente transformadores, e menor custo das estruturas.

- Redução drástica na operação dos religadores, pela eliminação da corrente subseqüente de 60 Hz, que ocorre durante a disrupção dos isoladores nos períodos de descargas atmosféricas.

- Eliminação da corrente subseqüente nos pára-raios a resistores não linear com centelhadores, aumentando-se a confiabilidade e a vida útil destes dispositivos, além de eliminar as operações de fusíveis e religadores causadas pelas correntes subseqüentes destes dispositivos.

- Eliminação da queima de elos fusíveis devido à corrente subseqüente associadas com a disrupção de isoladores, durante períodos de descargas atmosféricas.

- Redução do número de trincas e rupturas dos isoladores de pino e cruzetas, com a redução conseqüente das paradas de manutenção programadas.

- Redução drástica das interferências nas redes telefônicas ao eliminar a corrente de defeito fase-terra.

- Melhoria fundamental no aspecto de segurança nas redes de distribuição, pela eliminação das tensões de toque, passo e transferida, provocadas por curtos fase-terra.

5.7 Dificuldades de Aplicação da Bobina de Petersen

Como qualquer tecnologia, a "Bobina de Petersen" possui algumas dificuldades quanto a sua aplicação, que podem ser em maior ou menor grau, dependendo das características do sistema onde se deseja emprega-la. A primeira dificuldade diz respeito ao aspecto cultural, que implica em desconforto ao se abandonar uma tecnologia dominada em favor de outra ainda desconhecida. As outras, de caráter técnico, são as seguintes:

- Em sistemas que utilizam a tecnologia de proteção tradicional, a deteção e localização do ponto de ocorrência da falta são dificultadas, na operação sustentada.

- Durante a falta a terra, a tensão nas fases sãs sobe de $\sqrt{3}$ (sobretensão temporária). Para operação de curta duração, a isolação do sistema de distribuição suporta sem restrições (basta lembrar a capacidade normalizada de 1 minuto dos equipamentos. Para 13,8 kV é de 35 kV). Para operação sustentada durante várias horas pode haver restrições na suportabilidade de cabos isolados e equipamentos. A isolação da linha em si não constitui impedimento, pois em geral ela é sobredimensionada para suportar surtos atmosféricos e de chaveamentos. Os pára-raios de resistor não linear a óxido metálico sem centelhadores necessitam ser substituídos obrigatoriamente quando da possibilidade de operação sustentada, e quando isto não for previsto estudado o seu T.O.V ("Temporary Overvoltage") para operação de curta duração. De uma forma geral, vencida as restrições quanto a isolação, pode-se empregar a "Bobina de Petersen" economicamente até o nível de tensão de 220 kV, como, por exemplo, na Alemanha e paises Nórticos.

- Uma última restrição técnica diz respeito ao domínio completo da tecnologia. O emprego da bobina exige que em qualquer curto fase-terra,

seja mantida a sintonia, isto é, corrente indutiva igual à capacitiva. Em linhas de comprimento fixo, esta condição não representa nenhuma dificuldade. A bobina é projetada com algumas derivações para ajuste de sintonia somente no momento de posta em marcha. Já nas linhas cuja topologia pode mudar ocasionalmente (linhas de distribuição com vários ramais e sistemas industriais) é necessário que a bobina disponha de método de variação continuo (ou ajuste fino) associado a uma medição também continua da corrente capacitiva (esta restrição impediu o uso disseminado da bobina na maioria dos paises do mundo).

5.8 Análise do Funcionamento dos Sistemas de Distribuição e Equipamentos Associados

Como é possível verificar pelo exposto até agora, os sistemas que utilizam o ponto de neutro aterrado através de bobina ressonante apresentam comportamento em condições de falha à terra, que permite reduzir as altas correntes de defeito minimizando em muito os desligamentos ocorridos no sistema. Porém, como citado anteriormente, não se consegue conciliar ou minimizar altas correntes e ao mesmo tempo eliminar ou minimizar as sobretensões no sistema na ocorrência de uma falha. Portanto, deve-se realizar uma análise criteriosa dos efeitos das sobretensões, principalmente quando se adota a utilização deste método para manter o sistema operando mesmo sob condições de falha.

Quando a opção de aplicação da Bobina de Petersen é concebida apenas para eliminar defeitos transitórios, ou seja, aterrando-se o sistema solidamente após alguns segundos, o tempo que o sistema fica sujeito a sobretensão é muito reduzido, diminuindo os efeitos que essa sobretensão pode causar no sistema e seus equipamentos. Já quando se utiliza a Bobina de Pertersen procurando obter uma operação contínua sob falha, o sistema elétrico fica sujeito à sobretensões por um grande período de tempo, o que pode acarretar em sérios defeitos. Como discutido anteriormente, quando se adota esta ultima opção de aplicação deve-se obrigatóriamente alterar toda a coordenação de isolamento e elevar o nível de isolação de cada fase para a tensão entre fases, assim como modificar a especificação de diversos outros equipamentos como os pára-raios, isoladores, etc.

5.8.1 Sobretensões nos sistemas de distribuição

Em primeira instância as sobretensões são classificadas, simplesmente segundo sua origem e segundo sua duração. Segundo sua origem, são denominadas como de *origem externa* e *origem interna*. Segundo sua duração, respectivamente em *sobretensões temporárias* e *sobretensões transitórias*.

As sobretensões de origem externa são aquelas devidas à descargas atmosféricas diretamente incidentes sobre o sistema ou causadas por indução devidas a descargas próximas. Também contatos acidentais com redes de tensões mais elevadas devido, por exemplo, a ruptura ou queda de uma linha de transmissão ou falha da isolação do lado de alta tensão para o lado de média ou baixa tensão, podem ser classificadas como sobretensões de origem externa.

As sobretensões de origem interna ocorrem devido a uma modificação brusca da topologia da rede devida, por exemplo, ao ato de ligar ou desligar uma linha ou uma carga, ou na ocorrência de curto-circuitos locais.

5.8.1.1 Sobretensões temporárias

São aquelas que ocorrem entre fase e terra ou entre fases sendo de natureza oscilatória, e de duração relativamente longa (desde frações de segundos até horas dependendo da filosofia de proteção empregada). São também de natureza fracamente amortecidas ou mesmo não amortecidas.

Pelo exposto verifica-se que este tipo de sobretensão é de fundamental importância na determinação da classe de isolação do sistema, na especificação de pára-raios e dispositivos de proteção de surtos, e, portanto, de forma geral, na coordenação de isolamento. Esta importância se faz presente ainda que os valores deste tipo de sobretensão sejam inferiores aos valores alcançados por outros tipos de sobretensões. As sobretensões temporárias se caracterizam por:

- Duração sempre superior a dezenas de milissegundos;
- Geralmente de valor inferior a 1,5 vezes o valor de pico da tensão nominal;

- De freqüência menor ou no máximo igual à freqüência fundamental da rede.

Podem ser causadas por:

- Curto circuito, em geral de fase para a terra;
- Manobras como rejeição de carga;
- Fenômenos não lineares (ferro ressonância);
- Efeito ferrante (elevação da tensão em determinado ponto do sistema devido à corrente capacitiva).

5.8.1.2 Sobretensões transitórias

Estas sobretensões podem ser separadas didaticamente em sobretensões de manobra e de descargas atmosféricas. Podem ocorrer entre fase e terra ou entre fases, sendo caracterizadas por uma onda transiente caracterizada por um tempo até o valor de pico (tempo de frente), e o tempo para sua redução à metade do valor de pico (tempo de cauda).

A Tabela 10 compara as características das sobretensões de manobra e atmosférica.

Tabela 10 – Caracteristicas das Sobretesões de Manobra [54]

Características	Sobretensão de Manobra	Sobretensão Atmosférica
Tempo de Frente	Entre 100 e 500 µs	Até 20 µs
Tempo de Cauda	Até 2500 µs	Até 50 µs
Freqüência	Entre 10 KHz e 20 KHz	Maiores que 50 Khz
Valores	Valores Máximos em Torno de 4 P.U.	Valores Máximos Próximos ou uperiores A 6 P.U.
Causas	- Energização e Desligamento de Linhas de Transmissão; - Interrupção de Faltas.	Descargas Atmosféricas

Da Tabela 10 verifica-se que as sobretensões de origem atmosféricas são de duração muito curta (pequeno tempo de frente de onda, ou seja, crescimento rápido).

Este tipo de sobretensão solicita mais a isolação de enrolamentos (transformadores, reatores, geradores e maquinas girantes no geral) do que outras sobretensões. Especificamente em maquinas girantes e outros equipamentos que utilizam isolação sólida, é necessário utilizar capacitores de surto associados à pára-raios na proteção destes equipamentos, isto porque este tipo de isolação (sólida) é mais sensível à ondas com crescimento rápido do que outros tipos de isolação. Também suportam proporcionalmente menores valores de tensão. O capacitor de surto reduz a taxa de crescimento da tensão, enquanto que os pára-raios limitam os valores de pico.

Até cerca de 230 kV a isolação é definida pelas sobretensões de descargas atmosféricas. A partir de 345 kV a isolação passa a ser definida pelos surtos de manobra.

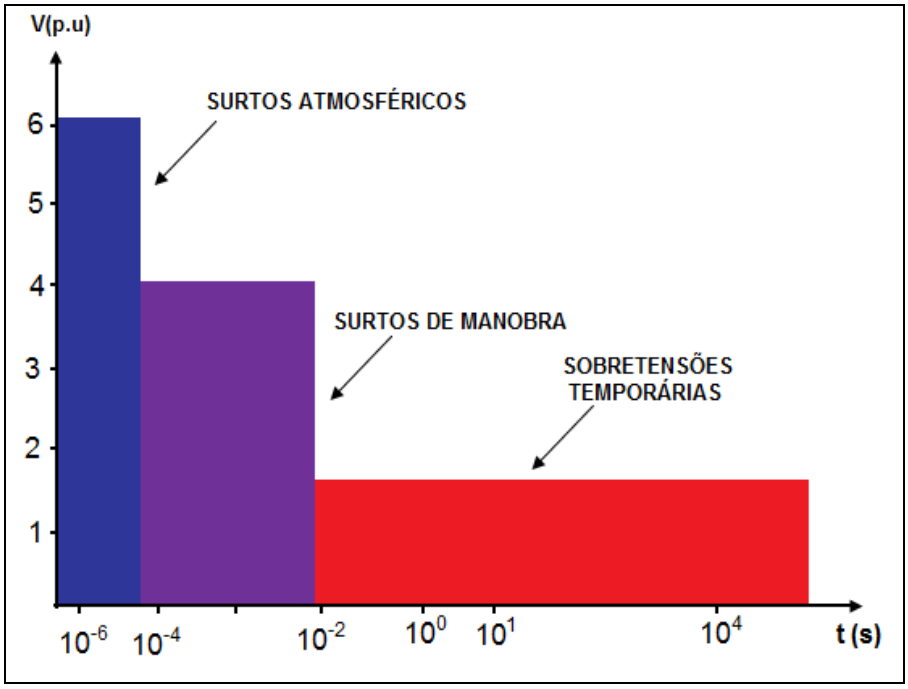

Figura 41 – Valores e Tempos Característicos de Diversos Tipos de Sobretensões [54].

Capítulo 6 SIMULAÇÃO DE CASO

6.1 Importância e Validade das Simulações

Um método de estudo e análise da viabilidade da aplicação de um novo método de aterramento do ponto neutro dos sistemas de distribuição pode ser obtido através de simulações que retratem com o máximo de fidelidade as condições reais deste sistema. Através de simulações é possível prever, com algumas ressalvas, o comportamento do sistema para esta nova condição de aterramento do ponto neutro. As simulações realizadas visam modelar uma rede de distribuição de energia elétrica semelhante às encontradas em muitos estados do Brasil.

As redes de distribuição de energia elétrica encontradas no Brasil, como descrito no capítulo 2, são muito complexas e diversificadas. Porém algumas características são comuns a grande maioria delas. São predominantemente aéreas, compostas por cabos nus sustentados por isoladores de vidro ou porcelana fixados

em estruturas (cruzetas) de madeira. Apresentam também grande ramificação para atenderem as cargas em grande espaço geográfico. No Brasil existem na área rural alguns ramais monofásicos, que apesar de cobrirem uma grande extensão, possuem uma carga muito pequena.

Existem diversos tipos de cargas ligadas a essa rede de distribuição, cargas trifásicas, monofásicas e cargas ligadas entre fases. Para simular tal rede é conveniente representar todas essas cargas do sistema.

Um ponto a destacar em qualquer simulação que se queira realizar é definir bem que tipo de estudo de pretende fazer e quais resultados são esperados. Em muitos casos não é necessário representar todos os elementos existentes em uma rede de distribuição, mas sim aqueles principais, de grande relevância para o resultado das simulações.

Na simulação realizada foi dada maior atenção ao comportamento do sistema em relação às sobretensões e as correntes de defeito para uma falha fase-terra. A Figura 42 mostra de maneira simplificada o desenho da rede simulada. Procurou-se representar uma rede ramificada alimentando diferentes tipos de cargas. Maiores detalhes são fornecidos mais adiante.

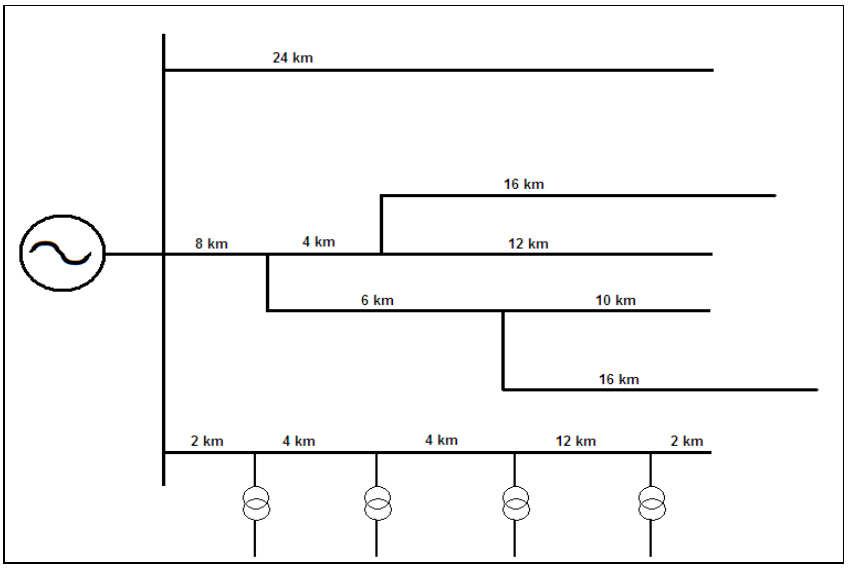

Figura 42 – Desenho Simplicado da Rede de Distribuição para Simulação.

6.2 Simulação de uma Rede de Distribuição de Energia

A rede simulada foi montada no software ATP Draw, sendo que a Figura 43 ilustra a rede utilizada para as simulações.

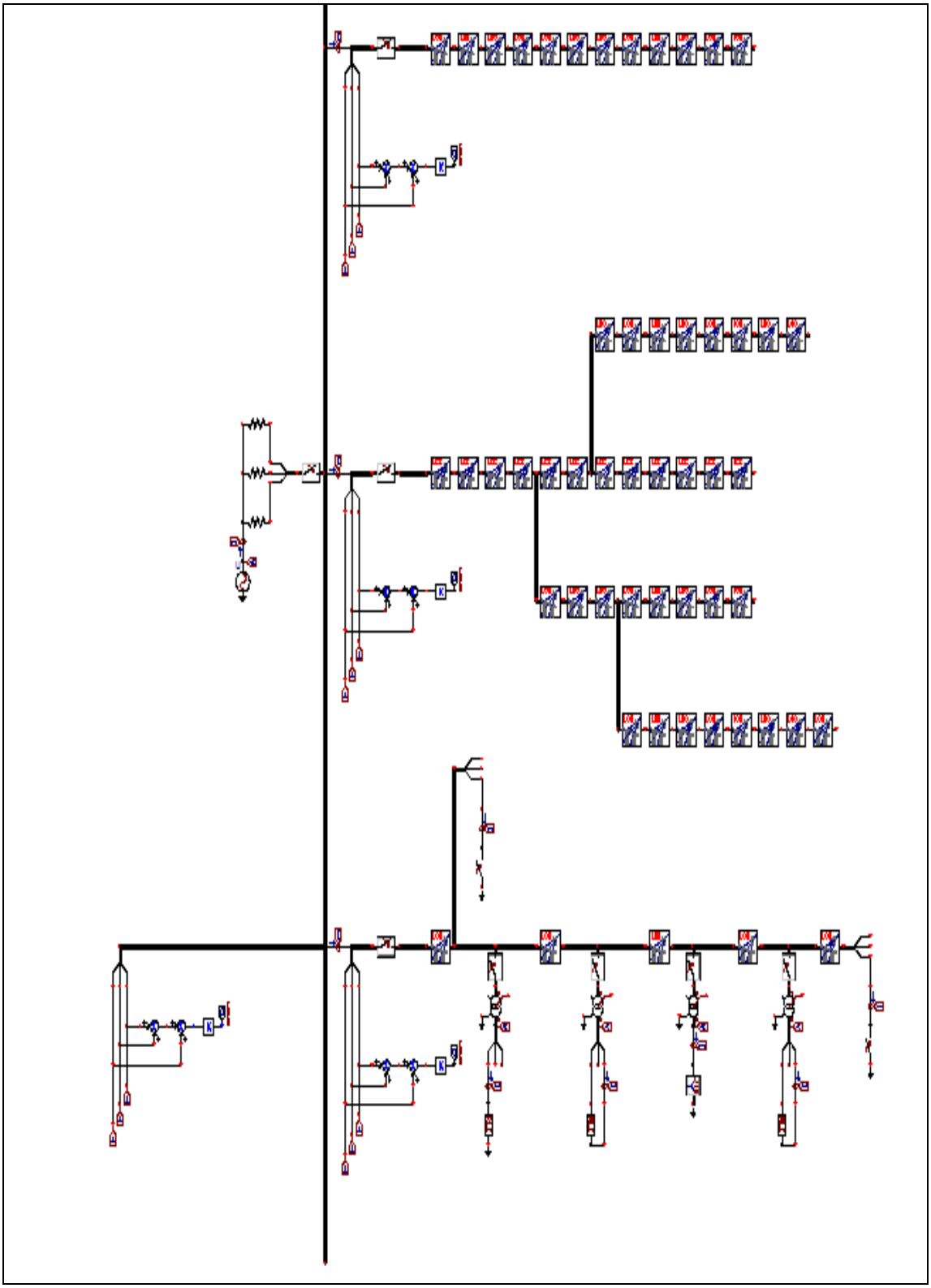

Figura 43 – Rede para Simulação no Software ATP.

Uma rede de distribuição de energia elétrica real apresenta vários ramais, alimentando diversos tipos de cargas, assim a rede simulada tenta representar todas as características de um sistema real. Na rede simulada, foram representados três ramais principais saindo de uma subestação, e cada um desses ramais apresenta ainda outras ramificações de diversos comprimentos. Foi utilizada também uma fonte trifásica de energia, devendo-se ressaltar que o modelo utilizado representa uma fonte simétrica, ou seja, que forneça uma tensão sem presença de distorções. Apesar de um sistema real apresentar uma tensão que na maioria dos casos contem alguma distorção, ficaria muito difícil simular uma fonte que representasse fielmente as distorções existentes no sistema, pois cada rede pode apresentar um nível diferente de distorção. Assim um modelo com uma fonte simétrica se adéqua bem ao estudo e fornece resultados satisfatórios.

A simulação deve contemplar os diversos tipos de cargas existentes e a implicação que essas cargas trazem para os resultados do estudo, assim diferentes modelos de cargas foram representados. Buscou-se também realizar uma análise da rede de distribuição quanto a sua simetria, ou seja, deve-se analisar o caso de uma rede transposta e não transposta, o que pode acarretar em uma variação das impedâncias do sistema, causando um desequilíbrio neste.

6.2.1 Cargas do sistema

Existem muitas representações possíveis para as cargas, e também diversos tipos de cargas que devem ser representadas para simulação do sistema. Uma representação que apresenta bons resultados em uma simulação é o modelo de carga tipo RLC, ou seja, uma composição entre as componentes resistivas, indutivas e capacitivas da carga. Deste modo, variando-se os parâmetros R, L e C é possível representar uma grande variedade de cargas.

O software ATP possibilita o ajuste destes parâmetros, bem como o tipo de ligação das cargas, “estrela” ou “triângulo”, apresenta também representação de cargas com ligação trifásicas, monofásicas ou entre duas fases.

6.2.1.1 Cargas trifásicas

As cargas trifásicas representam a grande maioria das cargas existentes no sistema, e são responsáveis por grande parte do consumo de energia. Elas podem ser equilibradas ou desequilibradas, ou seja, suas impedâncias por fase podem diferir em módulo e ângulo. A Figura 44 apresenta o caso de uma carga com ligação trifásica em “estrela”, com diferentes impedâncias por fase, tanto em móludo quanto em ângulo.

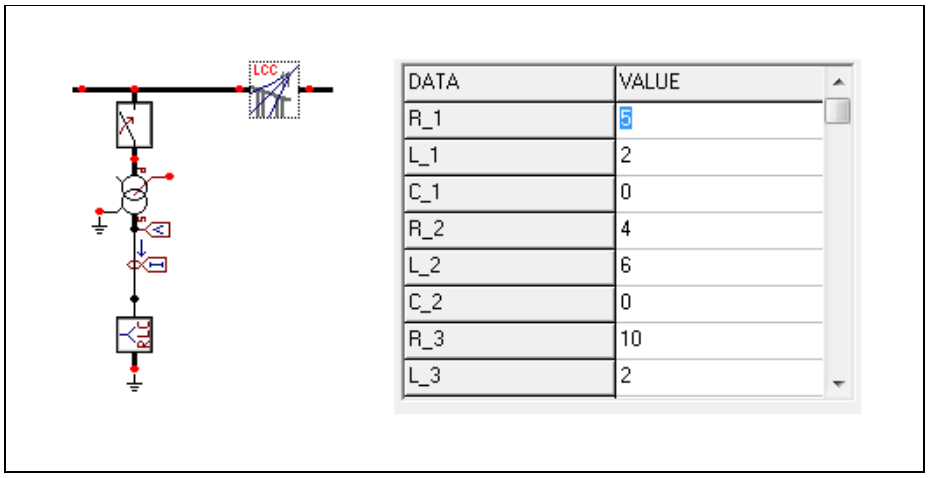

Figura 44 – Modelo de Carga Trifásica Desequilibrada Ligada em “Estrela”.

6.2.1.2 Cargas monofásicas

As cargas monofásicas são menos utilizadas nos sistemas de distribuição, no Brasil a sua maior aplicação encontra-se em estabelecimentos residenciais, principalmente na área rural. As redes de distribuição de energia nas áreas rurais geralmente apresentam grande extensão, porém possuem uma pequena densidade de carga, por isso em muitos casos, vizando uma economia de recursos, muitas linhas rurais são monofásicas. A Figura 45 mostra a representação de tal carga no software ATP.

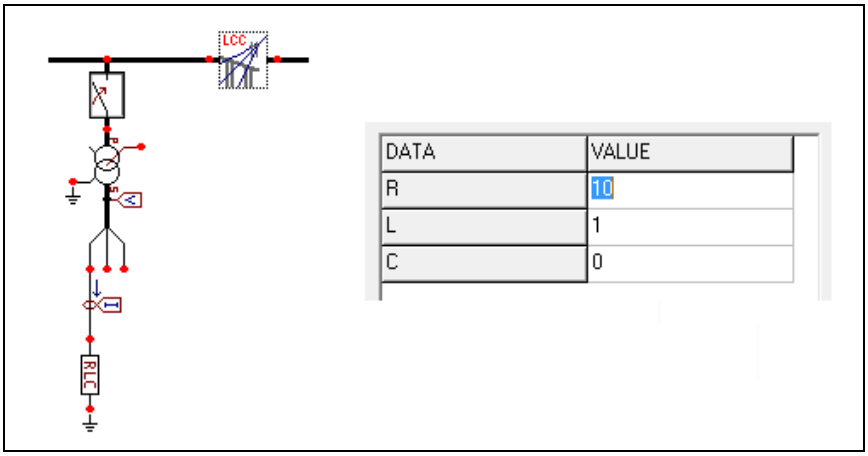

Figura 45 – Modelo de Carga com Ligação Monofásica.

6.2.1.3 Cargas entre fases

As cargas com ligação entre fases, assim com as cargas monofásicas, apresentam menor aplicação nos sistemas elétricos, e são responsáveis por uma pequena parcela do consumo de energia elétrica. A Figura 46 a seguir exemplifica a representação de uma carga com ligação entre fases no software ATP.

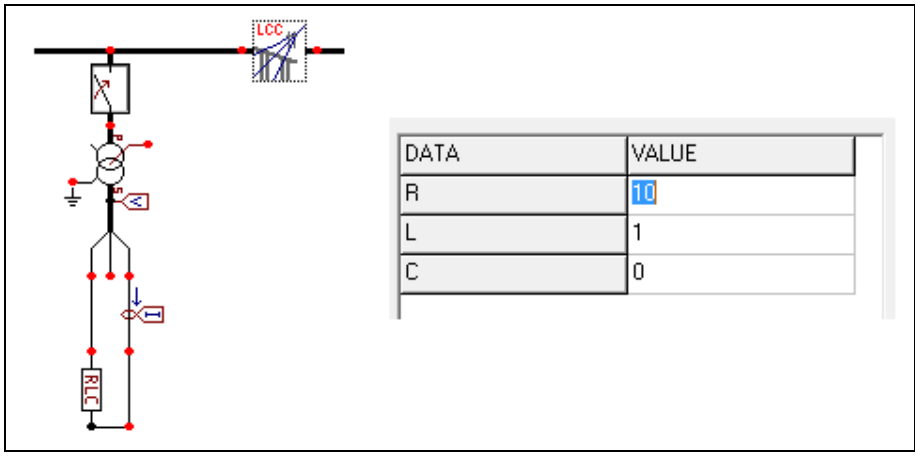

Figura 46 – Modelo de Carga com Ligação entre Fases.

6.2.2 Rede simétrica e não simétrica

Um efeito que tem grande relevância no funcionamento das redes de distribuição de energia é o acoplamento eletromagnético entre as fases da rede. Devido a distribuição espacial dos condutores das fases ser paralela, o circuito da fase do meio é submentido a um maior acoplamento eletromagnético. Tal fato

acarreta em diferentes valores de impedâncias para cada fase, o que gera um desequilíbrio natural no sistema. Esse desequilíbrio se reflete nas correntes do sistema, e provoca a circulação de uma pequena corrente residual pelo ponto de neutro retornando pela terra. Um método de mitigação desse problema seria a transposição dos condutores em certos intervalos de trechos. Esse tipo de solução é bastante empregado em sistemas elétricos de transmissão de energia elétrica.

Porém na grande maioria das redes de distribuição de energia elétrica utilizadas no Brasil, não há a transposição dos cabos condutores, acarretando o desequilíbrio das correntes do sistema. Desta maneira é necessário representar esse fenômeno nas simulações. Uma questão importante é avaliar o efeito desse desequilíbrio no sistema, e também quais seriam os prejuízos ocorridos em uma simulação que não considerasse esse fenômeno. Assim, simulou-se a rede de distribuição considerando as duas abordagens: uma com a rede de distribuição simétrica e outra considerando a assimetria causada pelo fenômeno de indução eletromagnética. É interessante ressaltar que o software ATP apresenta essa possibilidade de simulação, basta apenas selecionar o campo transposição na entrada de dados do modelo da rede.

6.2.2.1 Sistema perfeitamente equilibrado

Para que haja uma sintonia ou ressonância no momento de falta, é necessário que a corrente fornecida pela Bobina de Petersen tenha amplitude igual a da corrente de defeito capacitiva do sistema. Dessa forma, baseado nas simulações, procurou-se, no exemplo em questão, encontrar um valor de corrente fornecido pela Bobina de Petersen, ou seja, um valor ôhmico que satisfaça essa sintonia. A partir da variação de valores de corrente fornecidos pela bobina nas simulações, obteve-se o Gráfico 12 que apresenta uma boa indicação do melhor valor de corrente que deve ser fornecido pela bobina. Já o Gráfico 13 fornece esta mesma informação, porém com valores ôhmicos da bobina.

Deve-se ressaltar que para uma aplicação real, a Bobina de Petersen deve ser provida de derivações que permtam um ajuste no seu valor ôhmico. Essas derivações são necessárias para permitir alguma mudança futura na topologia da rede, desde que não seja muito drástica. Uma alternativa é a utilização de um

sistema de comutação sob carga ou ainda um banco auxiliar de capacitores chaveados. É importante lembrar que qualquer mudança na topologia da rede deve ser acompanhada de uma mudança na compensão fornecida pela bobina para que ocorra ressonância. Um ponto de operação que não esteja em perfeita ressonância é admissível também, porem os pontos limites de trabalho devem ser estudados com cautela. A literautra sobre o assunto [53] informa que o limite de até 20 % acima ou abaixo da sintonia ainda possibilita a operação com razoável qualidade.

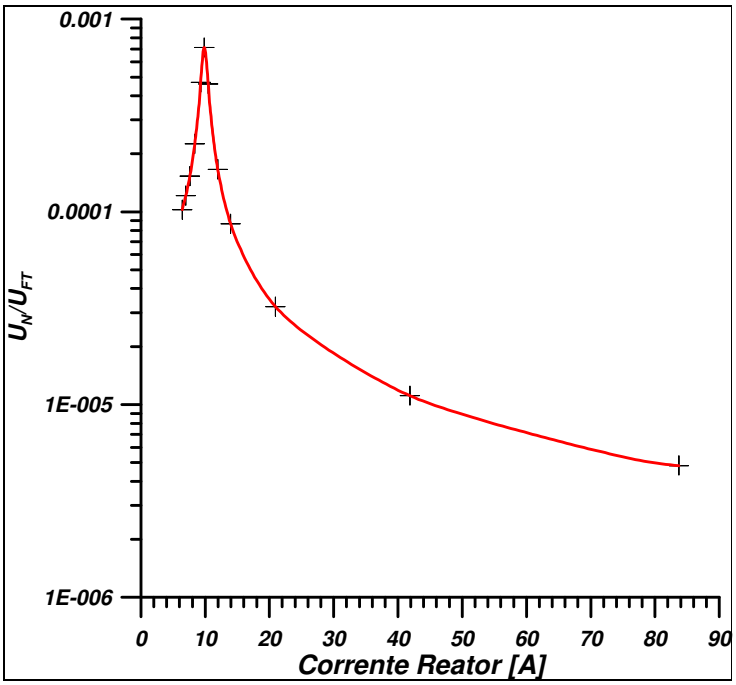

Gráfico 13 – Valor Ótimo da Corrente para Ressonância.

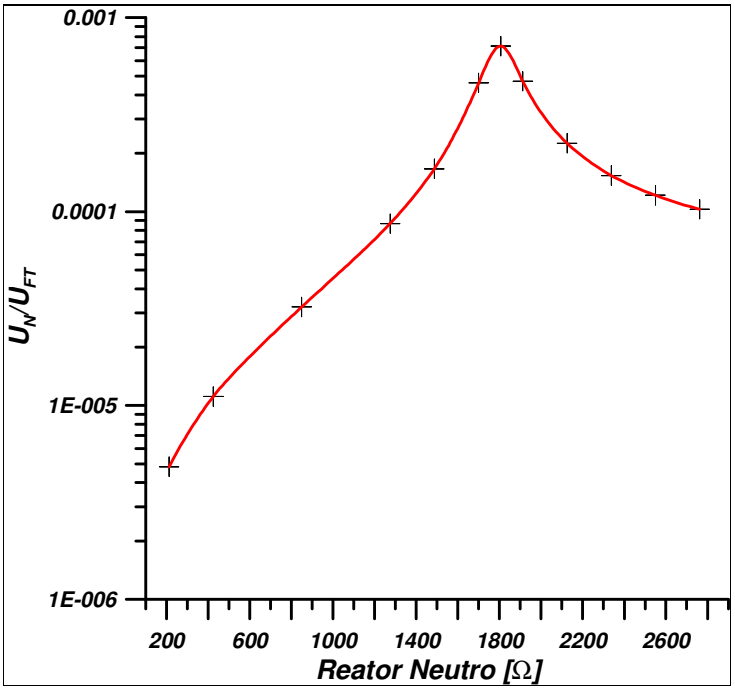

Gráfico 13 - Valor Ôhmico Ótimo para Ressonância.

6.2.2.2 Corrente de desbalanço permanente

Na simulação da rede de distribuição de energia elétrica onde foi considerado o efeito da indução eletromagnética sem a transposição dos condutores, observando-se que existe a presença uma corrente de desbalanco permanente no sistema. Essa corrente de desbalanco já era esperada como foi citado item anterior. A questão que realmente interessa é o efeito que essa corrente de desbalanço pode provocar no sistema.

Como dito anteriormente, essa corrente de desbalanço apresenta uma amplitude muito pequena quando comparada a corrente de carga do sistema, ficando por volta de algumas dezenas ou centenas de mili-amperes. Para avaliar o efeito dessa corrente não basta olhar apenas sua amplitude, mas sim qual o caminho que ela percorre, bem como qual o valor da impedância desse caminho. A Figura 47 mostra valores obtidos da rede simulada, comprovando que essa corrente de desbalanço possui uma pequena amplitude.

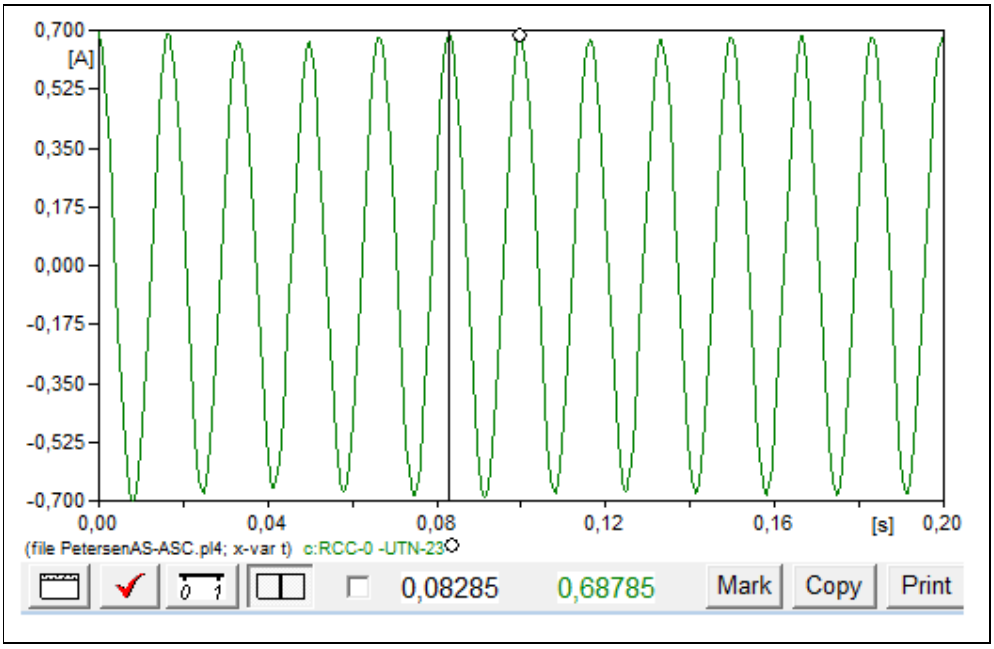

Figura 47 – Corrente de Desbalanço Permanente.

Nos sistemas de distribuição de energia elétrica tradicionamente utilizados no Brasil, onde o ponto de neutro do sistema é aterrado solidamente, essa corrente de desbalanço não acarreta grandes problemas. Isso se deve ao fato da corrente de desbalanço percorrer um caminho de “baixa impedância” associado como o fato do ponto de neutro ser solidamente aterrado. Assim nenhuma tensão com elevada amplitude é associada com a circulação dessa corrente.

Já um sistema com o ponto neutro aterrado através de uma impedância de alto valor, como no caso do aterramento através da Bobina de Petersen, a corrente de desbalanço encontra um caminho para circulação de “alta impedância”. Essa corrente de desbalanço apesar de apresentar pequenas amplitudes, ao passar por um caminho de “alta impedância” associado com o modo de aterramento do ponto de neutro do sistema ressulta em tensões de valores elevados que se concentram praticamente no ponto neutro do sistema, pois aí se encontra a maior parte da impedância vista pela corrente de desbalanço, uma vez que a impedâncias dos cabos condutores são praticamente desprezíveis. Na Figura 48 encontram-se

valores obtidos da simulação que chegam próximos a 1800 V, que podem ser considerados como muito elevados.

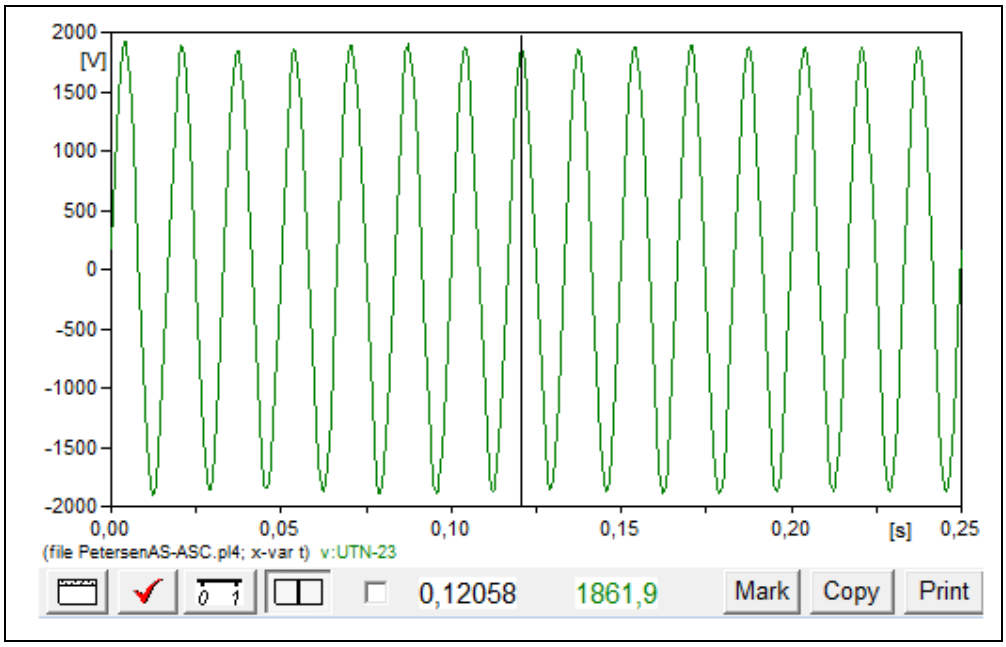

Figura 48 – Tensão no Neutro Devido Corrente de Desbalanço.

Caso nenhuma medida mitigadora seja tomada, a tensão elevada, de carácter permanente devido a constante circulação da corrente de desbalanço, que aparece no ponto neutro do sistema pode acarretar diversos danos ao sistema, como a fadiga da isolação dos equipamentos, a perda de equipamentos e sérios riscos a segurança pessoal e patrimonial.

6.2.2.3 Mitigação das sobretensões através de resistor de amortecimento

A convivência com elevados níveis de tensão no ponto neutro do sistema torna-se impraticável devido a diversos problemas citados anteriormente. Portanto, medidas que contornem esse problema devem ser tomadas. Uma solução que foi analisada e proposta é a utilização de um resistor de amortecimento conectado em série com a Bobina de Petersen, esse resistor é normalmente conectado ao

secundário de um transformador e este ligado em série com a bobina. Desta maneira acrescenta-se uma resistência de amortecimento elevada em série com a impedância da Bobina de Petersen, criando um divisor de correntes. Este conceito pode ser entendido pela transformação da impedância série em paralela, sendo que deste modo, é criado um caminho de baixa impedância com o circuito ressonante formado pela Bobina de Pertersen e as capacitâncias para a terra da rede. A Figura 49 a seguir mostra a aplicação deste resistor de aterramento, conectado através de um transformador, nas simulações.

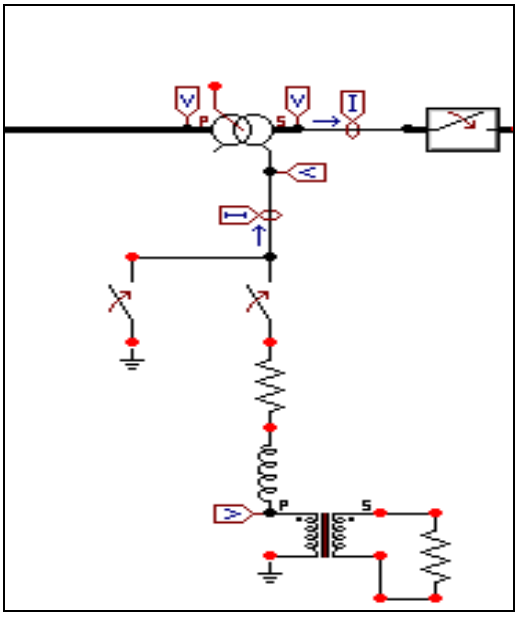

Figura 49 – Utilização de um Resistor de Amortecimento.

A Figura 53 ilustra a transformação realizada:

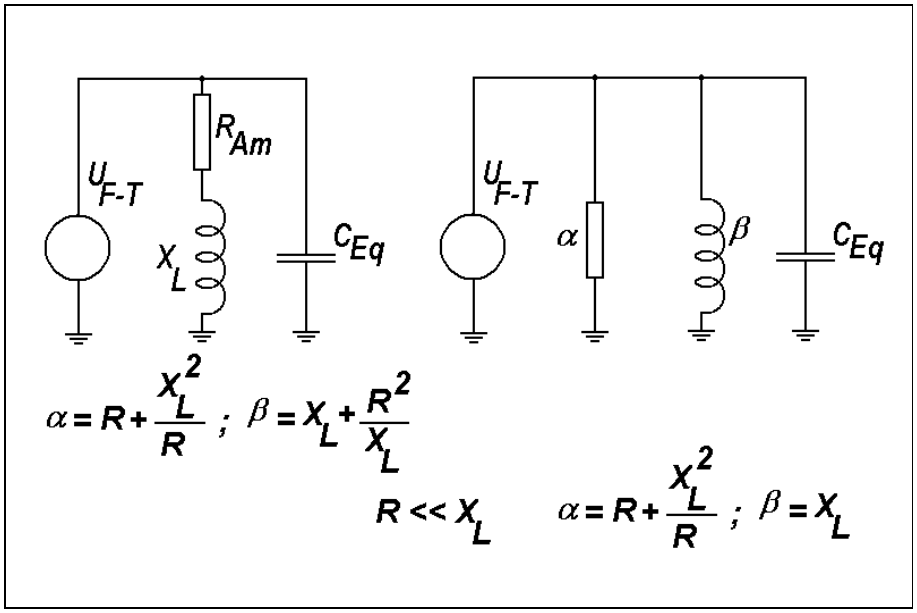

Figura 53 – Transformação de parâmetros no processo de amortecimento por meio da inserção de resistências em série com uma Bobina de Petersen.

Varias simulações foram realizadas para diversos valores de resistência, buscando um melhor amortecimento do valor da tensão de neutro. O Gráfico 14 foi obtido a partir dessas simulações. Nota-se que a partir de certo valor de resistência do resistor de amortecimento a divisão das tensões permanece aproximadamente a mesma, ou seja, um acréscimo no valor da resistência não implica em uma melhor amortização da tensão de neutro.

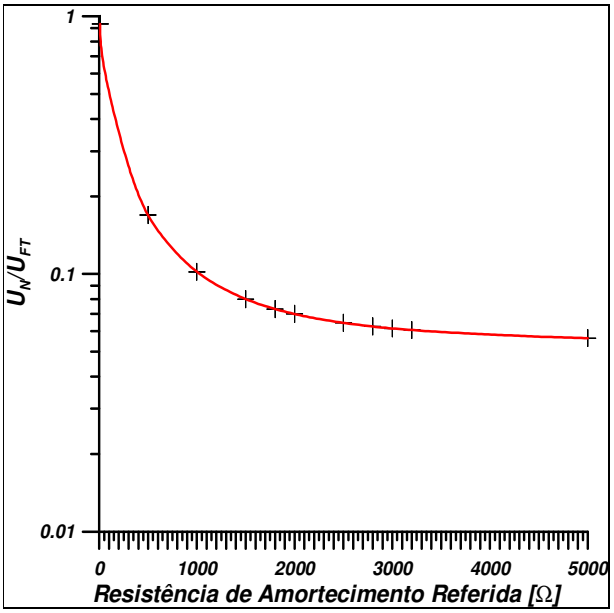

Gráfico 14 – Divisão da Tensão x Valor Resistor de Amortecimento.

6.2.3 Cálculo das capacitâncias distribuídas do sistema

A capacitância distribuída do sistema não é um parâmetro simples de se estimar, pois depende de muitos fatores, dentre os principais o comprimento da rede de distribuição, a geometria das estruturas da rede, a disposição espacial dos condutores, altura das torres e postes, os tipos de condutores, cabos nus ou isolados, entre outros. Percebe-se então que esta não é uma tarefa fácil de realizar. O fator de grande relevância para determinação da capacitância dos sistemas elétricos de distribuição de energia diz respeito às manobras e chaveamento de trecho das redes. Em alguns circuitos que alimentam cargas críticas existe a possibilidade de fornecimento de energia através de dois ou mais caminhos. Assim quando um circuito é desligado por defeito ou retirado para manutenção, a concessionária de energia manobra os circuitos de forma que a energia elétrica possa ser fornecida por outro circuito, que anteriormente poderia estar energizado ou até desenergizado. Assim, para a determinação dos parâmetros para o cálculo da capacitância do circuito deve-se sempre tomar o cuidado de analizar as disposições das redes e as suas conexões.

Desta forma, para uma aplicação real onde se necessita de valores mais exatos da capacitância do sistema, recomenda-se a medição em campo, porém em

muitos casos um cálculo prévio, baseado em alguns parâmetros da rede, pode atender devidamente as necessidades.

O Software ATP possui uma rotina de cálculo de capacitância baseada em algumas características físicas da rede. Deste modo, é de vital importância que a rede seja modelada buscando-se representar fielmente seu aspecto físico ou os modelos e normas de construção de redes aéreas de distribuição de energia que se procura estudar.

Deste modo, diversos dados baseados em modelos e normas construtivas de redes de distribuição de energia elétrica utilizadas por concessionárias de distribuição de energia elétrica do Brasil foram utilizados. Utilizou-se um modelo de representação da rede através de módulos com pequenos comprimentos que somados representam toda a extensão da rede, obtendo-se melhores resultados nas simulações. A Figura 54 exemplifica este tipo de representação.

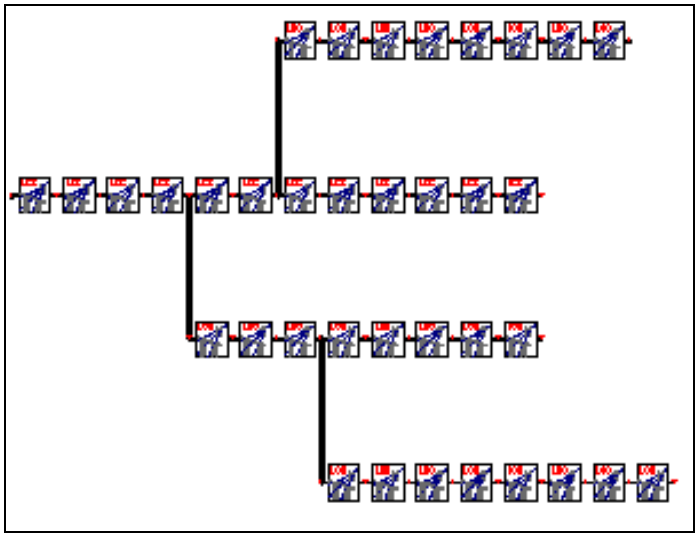

Figura 50 – Representação Rede de Distribuição no Software ATP.

Para cada bloco representado na rede devem ser fornecidos dados que caracterizem a rede física, como altura das torres, distancia entre os condutores, impedância dos condutores, entre outros. Um exemplo da entrada desses dados no software ATP pode ser visto na Figura 55.

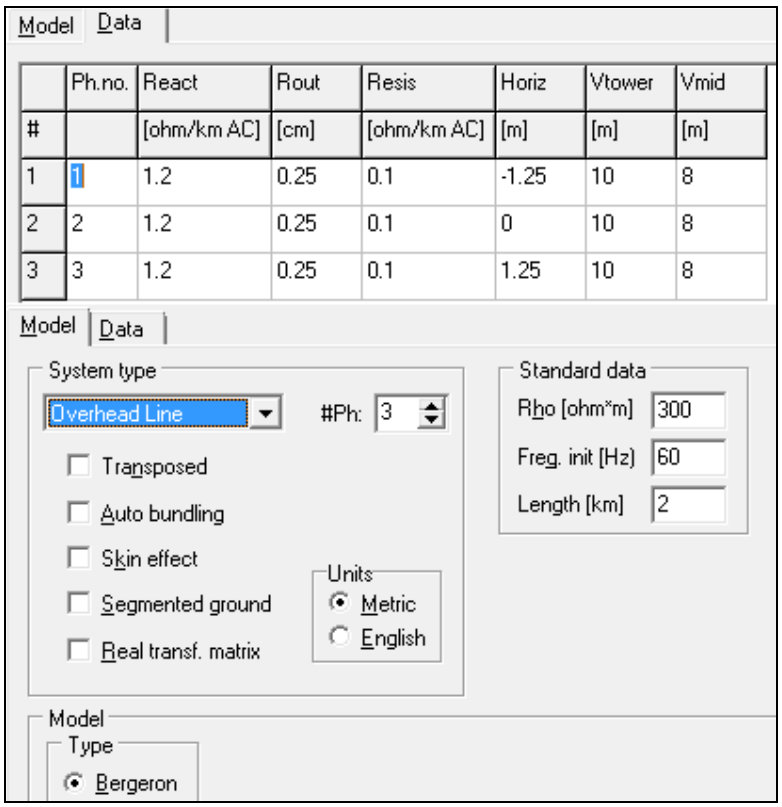

Figura 51 – Entrada de Dados no Software ATP para Representação de Rede.

6.2.4 Aplicação de curto-circuitos fase-terra em diferentes pontos do sistema

O objetivo principal das simulações é verificar o critério de extinção da corrente de falta no ponto de defeito, determinando através das simulações qual o melhor nível de corrente para que ocorra a extinção da corrente de falta, reestabelecendo assim as condições normais de operação do sistema.

Para avaliar o comportamento do sistema quando submetido a uma falta fase-terra, deve-se aplicar defeitos em diversos pontos, e analisar o comportamento do mesmo. Como demonstrado no Capitulo 5, espera-se que o ponto de aplicação do defeito não interfira na intensidade corrente de falta. Outra questão que deve ser analisada e simulada é a influência da impedância de falta, ou seja, caso o defeito

não seja uma falta sólida e apresente uma resistência de contato com a terra, qual a implicação deste fato na intensidade da corrente.

Para aplicação do defeito na rede simulada, utilizou-se uma chave de aterramento, onde os parâmetros tempo de fechamento e abertura podem ser ajustados. Quando se necessita simular a aplicação de um defeito com resistência de falta utiliza-se uma resistência em série com a chave de aterramento. A Figura 52 a seguir exemplica o que foi escrito.

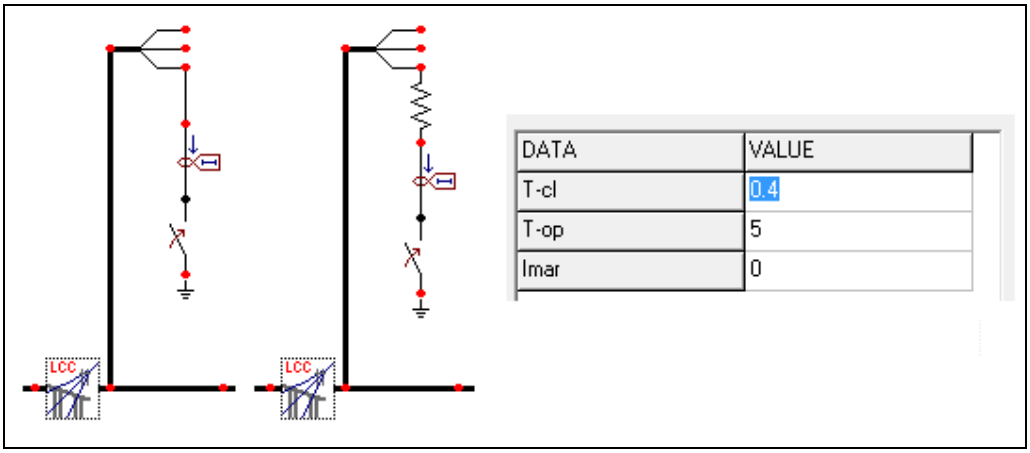

Figura 52 – Chave de aplicação de Curto-Circuito.

O conjunto figuras apresentado na Figura 53 mostra a corrente de curto-circuito para defeitos aplicados em diversos pontos da rede. Verifica-se que a corrente inicialmente apresenta um valor alto e depois decai para valores muito baixos, como era esperado de ocorrer. Nota-se que independentemente do ponto de defeito, a corrente de curto converge para um valor muito próximo, de baixa amplitude, possibilitando a extinção do arco da falta.

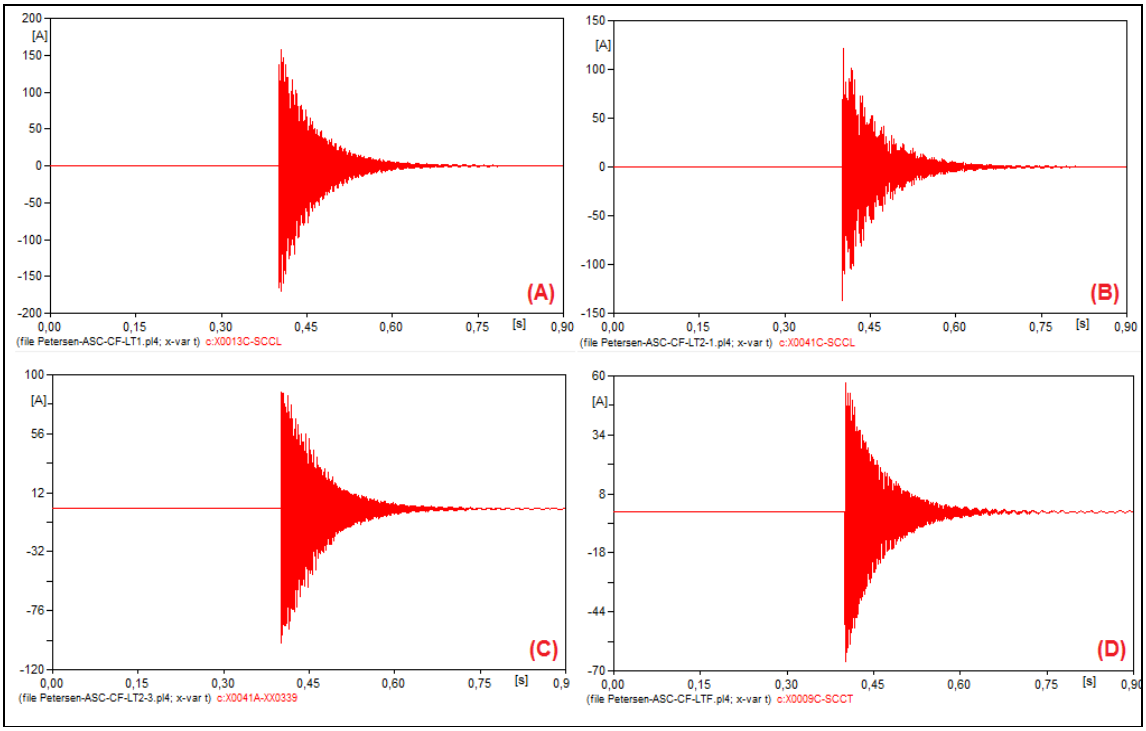

Figura 53 – Corrente de Defeito em Diversos Pontos da Rede.

O próximo conjunto de formas apresentadas na Figura 54 representa a corrente residual medida em cada ramal da rede. As três correntes IA-1, IA-2 e IA-3, identificadas pelas cores vermelho, verde e azul respectivamente, somadas compõem a corrente de falta. A amplitude das correntes decai para um valor comum em todos os pontos de aplicação de defeito, como pode ser visto na Figura 55.

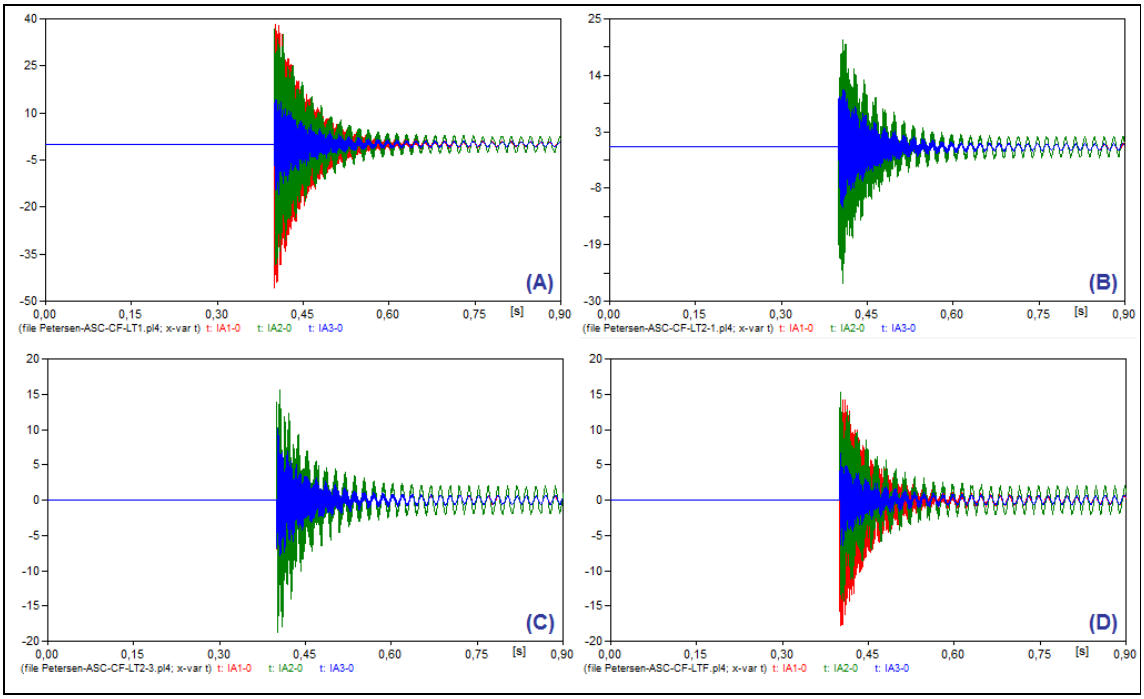

Figura 54 – Correntes dos Ramais para Defeitos em Diversos Pontos da Rede.

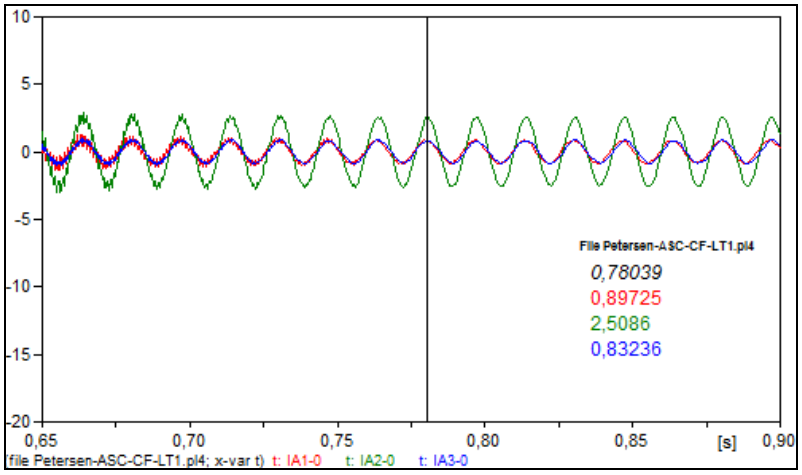

Figura 55 – Corrente de Defeito Final.

A corrente que percorre a Bobina de Petersen mantém-se sempre a mesma para todos os defeitos, uma vez que ela depende apenas da impedância da bobina, que é uma característica construtiva. A Figura 56 abaixo mostra essa corrente.

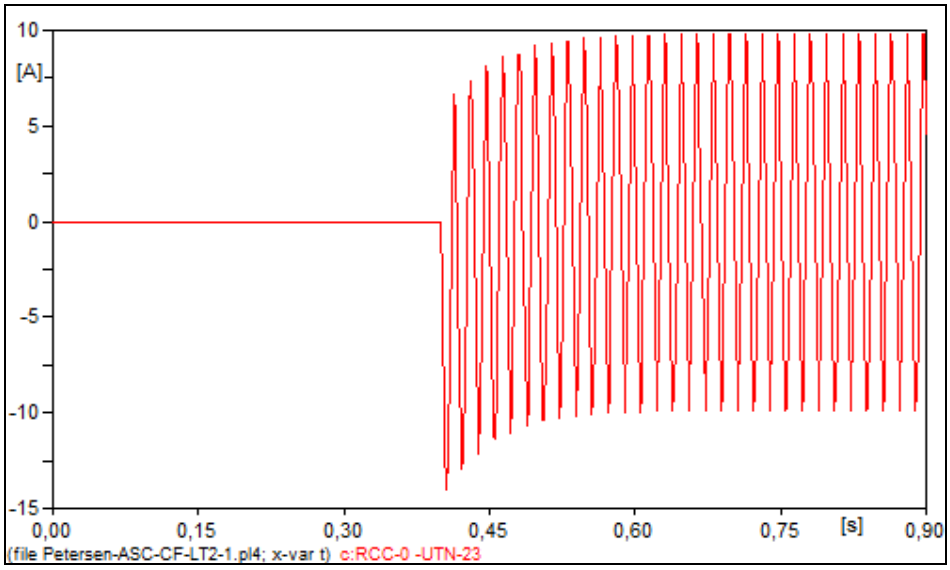

Figura 56 – Corrente Fornecida Pela Bobina de Petersen.

Novamente um conjunto de defeitos foi aplicado à rede simulada, porém agora se acrescentou uma resistência de falta ao defeito. Trabalhou-se com duas resistências de faltas diferentes, uma de 20000 Ω e outra de 5000 Ω. Percebeu-se novamente que o ponto de aplicação do defeito não influencia na corrente de falta. Outra questão também levantada foi se a inclusão de uma resistência de falta tem influência no valor da amplitude da corrente de falta?

Percebeu-se que a inclusão de uma resistência de falta não influencia no valor final da corrente de falta, porém tem grande influência no valor inicial da corrente de falta, ou seja, essa resistência de falta ajuda a diminuir o transitório inicial da corrente, diminuindo em muito a amplitude inicial da corrente. A Figura 57 mostra claramente que o valor final da corrente falta é praticamente a mesma para os dois casos, com resistência de falta e sem resistência. Já a Figura 58 mostra que, valores diferentes de resistência de falta também não modificam o valor final da corrente de falta.

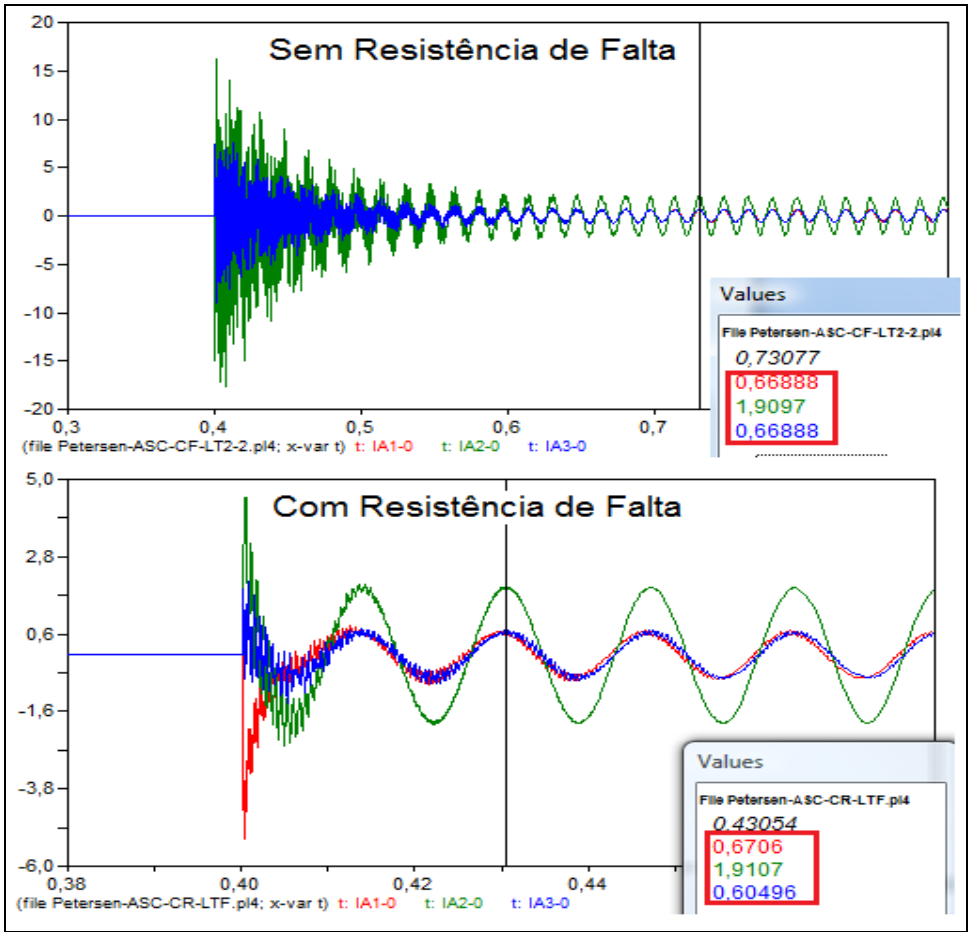

Figura 57 – Corrente de Falta Final.

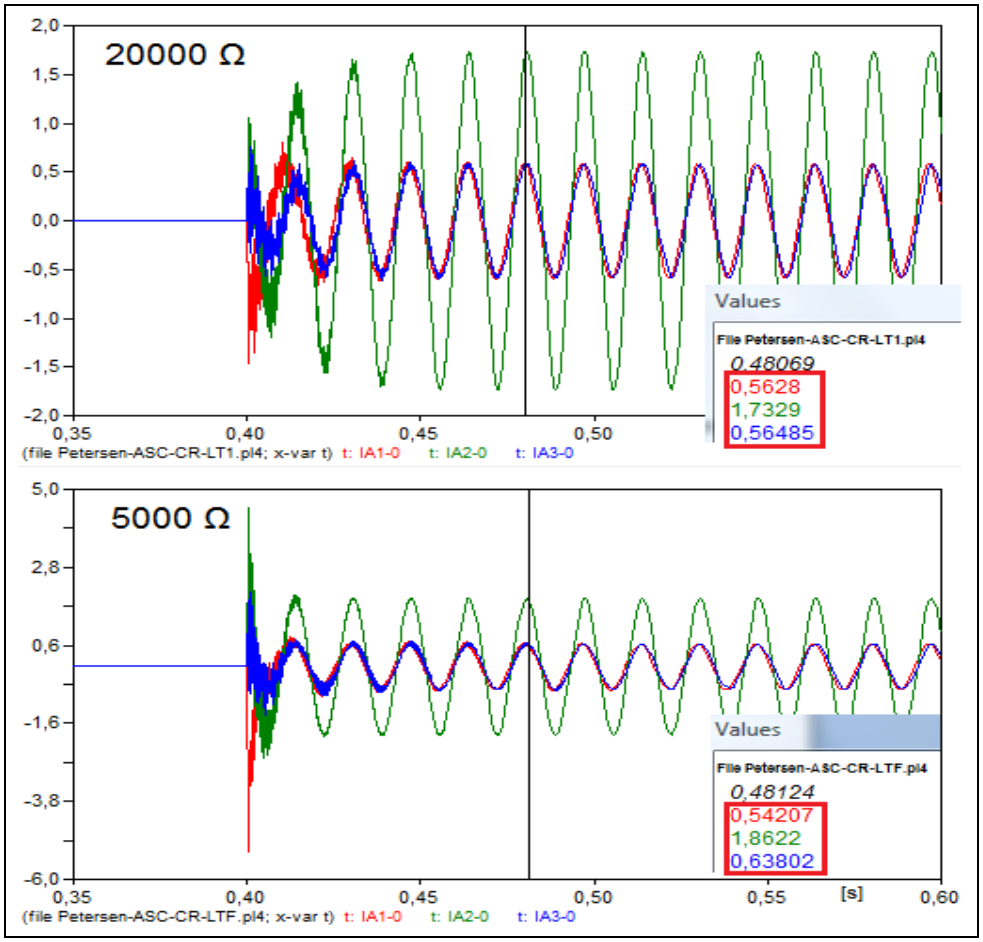

Figura 58 – Correntes de Falta para Diferentes Resistências de Contato à Terra.

Outro ponto interessante notado foi a diminuição da tensão aplicada ao ponto neutro do sistema, ou seja, à Bobina de Petersen. Como a resistência de falta utilizada para simulação apresenta um alto valor ôhmico, ela funcionou como um divisor de tensão. Tal fato pode ser observado na Figura 59.

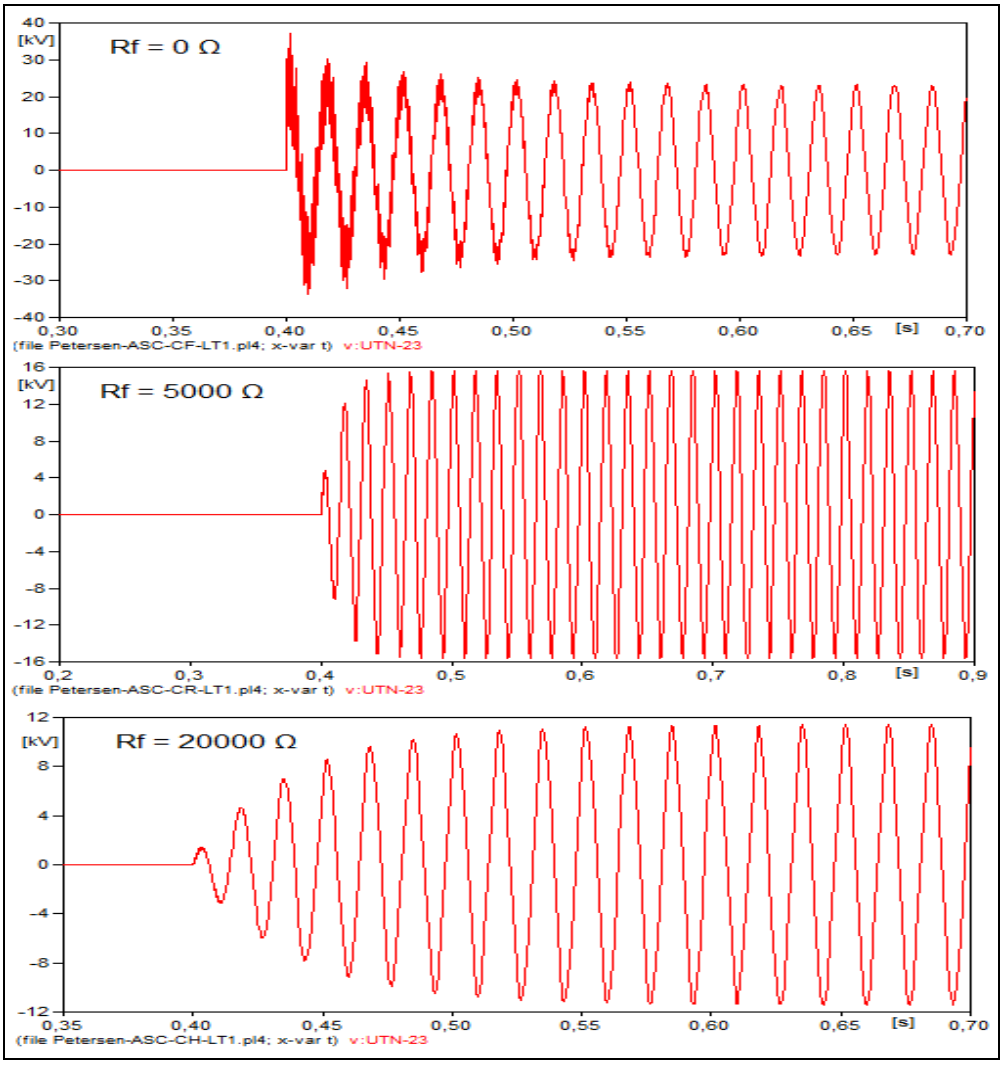

Figura 59 – Tensão no Ponto Neutro para Diferentes Resistências de Contato à Terra.

6.3 Consolidação dos Resultados

Os resultados obtidos com as simulações vêem comprovar o estudo desenvolvido nos capítulos anteriores. Como citado, para que uma simulação possa fornecer resultados satisfatórios e confiáveis é necessário que o levantamento de dados para essa simulação seja feito de forma muito criteriosa tentando reproduzir com o máximo de veracidade o objeto que se deseja simular. A rede simulada neste estudo foi baseada em critérios de projeto de rede e exemplos de redes utilizadas por várias concessionárias de distribuição de energia elétrica do Brasil, desta maneira os resultados obtidos são considerados confiáveis e reproduzem bem a realidade.

Apesar das simplificações realizadas na modelagem da rede de distribuição de energia, obtiveram-se resultados consistentes com a teoria desenvolvida e que exemplificam diversas pecularidades dos sistemas que utilizam o conceito de "neutro ressonante". Esses resultados obtidos fornecem uma boa base para a implementação de um sistema com essa filosofia de aterramento do ponto neutro do sistema.

Deve-se ressaltar que para uma aplicação real, outros estudos devem ser realizados com intuito de garantir a segurança operacional da instalação e uma correta aplicação da técnica. Para aplicação desta técnica de aterramento em redes que utilizam cabos isolados devem-se realizar estudos mais específicos de acordo com o tipo de instalação.

6.4 Recomendações para Trabalhos Futuros

Uma questão de grande relevância para o desenvolvimento da aplicação da Bobina de Petersen é a utilização da eletrônica de potência. Ela pode ser aplicada a bobina ajudando na sintonização da mesma com as capacitâncias do sistema elétrico. Pode-se contruir uma bobina com diversas derivações e a partir de medições de parâmetros do sistema elétrico enviar sinais para realização de comutações nas derivações da bobina com um curto intervalo de tempo, possibilitando uma perfeita sintonia da bobina com as capacitâncias do sistema independentemente das mudanças de topologias do sistema. Assim um estudo mais aprofundado neste assunto pode ser desenvolvido, com boas perspectivas de obtenção de bons resultados.

Outro assunto que merece um estudo dedicado é a aplicação da Bobina de Petersen a sistemas desbalanceados, ou seja, onde as capacitâncias do sistema não são idênticas devido, por exemplo, a utilização de derivações nas redes que utilizam duas fases do sistema somente. Neste caso propõem-se a utilização de reatores "Shunt" em cada fase do sistema com intuito de corrigir o desbalanço das capacitâncias do sistema, evitando assim a circulação de corrente pelo neutro em condições normais de operação. Cabe ainda um estudo relacionado a aplicação da eletrônica de potência neste caso.

Capítulo 7 CONCLUSÕES

Este trabalho procurou levantar as principais características dos sistemas elétricos de distribuição utilizados no mundo e principalmente os utilizados no Brasil. Apesar do Brasil ser um país de grandes dimensões e apresentar uma grande diversidade geográfica, as características físicas dos sistemas elétricos de distribuição de energia utilizados pelo país apresentam grande semelhança, portanto o estudo de um sistema elétrico típico pode fornecer resultados que caracterizam a grande maioria dos sistemas elétricos de distribuição de energia do Brasil. Analizou-se as principais características construtivas e operacionais desses sistemas, procurando identificar seus principais componentes, falhas associadas e possíveis soluções. Para se entender um sistema, qualquer que seja, é muito importante identificar a sua principal função e como esse sistema opera. Assim inicia-se descrevendo as principais características físicas de um sistema de distribuição de

energia elétrica e a importância do seu funcionamento para os diversos tipos de consumidores de energia elétrica.

Os sistemas elétricos apresentam diversos tipos de falhas, porém algumas têm maior relevância devido a grande freqüência que acontecem. Através de pesquisas a outros trabalhos, verificou-se que muitas soluções propostas para melhoria do desempenho da rede elétrica de distriuição e diminuição das falhas e desligamentos estavam ligadas ao aumento da T.S.I. (tensão suportável sob impulso) conhecida também como N.B.I (nível básico de isolação) das estruturas e equipamentos utilizados. Porém muito já foi desenvolvido nesta área e um grande avanço sem grande dispêndio de capital torna-se pouco provável. Desta maneira partiu-se para outro tipo de solução para diminuir o número de desligamentos do sistema elétrico, minimizando os danos ao consumidor final. Ao invés tentar evitar a ocorrência de uma descarga através das estruturas ou equipamentos associados, procurou-se uma solução que minimizasse ao máximo os efeitos causados por essa descarga, buscando eliminá-la o mais rápido possível evitando sua evolução.

Constatou-se que a grande maioria dos defeitos ocorridos nas redes de distribuição de energia, entre 60 e 90%, envolvia a terra, ou seja, falhas monofásicas onde o caminho de retorno da corrente de defeito se faz pela terra. Como essa corrente de defeito envolve obrigatóriamente a terra e o ponto neutro do sistema, realizou-se um estudo detalhado dos diversos tipos de aterramento utilizados em diversas partes do mundo, mostrando suas carateristicas e comportamento para o caso de uma falha à terra. Observou-se que a escolha do tipo de aterramento leva em consideração diversas variáveis, sendo que a tradição, ou seja, o costume histórco em muitos casos é um forte componente na determinação da escolha. Porém observou-se também que há uma tendência mundial de modificação do tipo de aterramento utilizado, desde solidamente aterrado até neutro isolado, para um aterramento do ponto neutro através de bobina ressonante. Muitos países já fizeram essa mudança e vem obtendo bons resultados. Percebeu-se então que o tipo de aterramento utilizado tem grande relevância para melhoria do desempenho das edes de distribuição frente às falhas que ocorrem com maior freqüência no sistema.

A proposta principal desta dissertação foi, além de analizar os diversos tipos de aterramentos do ponto neutro utilizados pelo mundo, avaliar o método de

aterramento utilizado pela maioria das concessionárias de distribuição de energia elétrica do Brasil e propor uma mudança neste método de aterramento, buscando diminuir os efeitos das falhas que ocorrem nas redes de distribuição, sempre tendo em mente uma melhoria do fornecimento de energia elétrica ao consumidor final.

Chegou-se a conclusão que existem diversas maneiras de aplicar o conceito de aterramento ressonante a um sistema de distribuição. Percebeu-se também que algumas aplicações acarretam uma grande mudança do comportamento do sistema e a necessidade de alteração substancial da rede. Resumidamente existem dois tipos diferentes de aplicação do conceito de neutro ressonante, um onde o sistema é mantido em operação mesmo no caso de uma falta sustentada, ou seja, não se desliga o sistema para uma falha permanente. O outro tipo de aplicação considerada o desligamento do sistema caso a falha não seja extinta rapidamente. No primeiro caso deve-se fazer alterações no sistema e equipamentos associados, devido a sobretensão a que ficam submetidos. Esse tipo de aplicação naturalmente encontra maior resistência no caso de uma aplicação real devido a necessidade grandes mudanças. Já o segundo tipo de aplicação pode ser utilizado sem a necessidade de grandes mudanças, pois, como estudado na dissertação, as estruturas e equipamentos associados das redes de distribuição de energia suportam sobretensões transitórias. Outra grande vantagem desse tipo de utilização do conceito de aterramento ressonante é a não necessecidade de mudança dos equipamentos e principalmente da filosofia e ajustes de proteção utilizados pelas concessionárias. Com o auxílio de chave de aterramento rápido conectada em paralelo com a bobina ressonante, pode-se a qualquer momento mudar o aterramento do neutro das redes de distribuição de ressonante para o aterramento original, ou seja, no caso do Brasil, solidamente aterrado. Assim caso não ocorra a extinção da falta à terra em um tempo pré-determinado, pode-se passar o aterramento do neutro para solidamente aterrado, fazendo com que a proteção originalmente utilizada enxergue a falta e desligue o sistema. Esse tipo de utilização do conceito de aterramento ressonante é mais recomendado para uma aplicação inicial, e posteriormente, com maior conhecimento do sistema e experiência adquirida, pode-se evoluir para aplicação com operação continua mesmo para uma falta sustentada.

Para uma aplicação real do conceito de “neutro ressonante” devem-se levar em consideração as particularidades da rede a qual se pretende aplicar esse conceito. A escolha da forma mais adequada deve levar em consideração critérios de segurança operacional, qualidade de fornecimento da energia elétrica, critérios econômicos, qualificação profissional, entre outros.

As simulações realizadas visando estudar o comportamento de uma rede de distribuição real apresentaram resultados que demostram a viabilidade da utilização do método de aterramento ressonante. Percebeu-se que para uma falta à terra, independentemente do ponto de falta ou da resistência de falta, a corrente de defeito apresenta valores muito baixos, com real possibilidade de extinção da corrente de defeito. Foi possível visualizar também a elevação da tensão no ponto neutro do sistema, como previsto no capítulo quatro. Esse fato merece especial consideração pois esta relacionado com a segurança humana e operacional da rede de distribuição. A medida mitigadora para esse problema, com a utilização de um resistor em série com a bobina ressonante apresentou resultados satisfatórios, porém deve-se ressaltar que um cuidado especial deve ser tomado na escolha e aplicação desse resistor bem como a potencialidade da utilização de eletrônica de potência.

Por fim considerou-se que a aplicação deste método de aterramento do neutro dos sistemas de distribuição de energia elétrica pode trazer bons resultados para as concessionárias do Brasil, devido principalmente aos tipos de falhas a que estão sujeitas as redes de distribuição no país. Um estudo mais aprofundado deve ser realizado para cada aplicação que se pretende fazer, apesar dos sistemas de distribuição brasileiros apresentarem grande semelhança, sempre existem diversas variáveis que devam ser analizadas e consideradas para que a aplicação deste método de aterramento possa trazer realmente bons resultados e melhorar a desempenho das redes de distribuição.

REFERÊNCIAS

[1] Eletrobrás – Comitê de Distribuição, “Desempenho de sistemas de distribuição”; Coleção Distribuição de energia elétrica; volume 3.

[2] Moreto M.; “localização de faltas de alta impedância em sistemas de distribuição de energia: uma metodologia baseada em redes neurais artificiais”. Dissertação de mestrado, 2005.

[3] AL-DABBAGH, M.; AL-DABBAGH, L. Neural Networks Based Algorithm for Detecting High Impedance Faults on Power Distribution Lines. In: INTERNATIONAL JOINT CONFERENCE ON NEUTRAL NETWORKS, 1999, Washington, DC, USA. Proceedings. . . USA: IEEE, 1999. v.5, p.3386–3390.

[4] Griffel, D. ;Harmano Y. ; “Nouvelles Techniques de Mise a La Terre dês Neutres Sur Le Réseaux à Moyne Tension”; R.G.E, Número 11, 1994.

[5] Trench Austria; “Earthfault Protection System – EPSYX”; 2008.

[6] H. H. Brown, felow IEEE and E. T. B. Gross, felow IEEE; “Expirence with Ressonant Grounding in a Large 34,5 kV System”; 1994.

[7] Puret C.; “MV public distribution networks throughout the world”; E/CT 155 first published March 1992.

[8] Kagan N.; Barioni C. C.; Robba E. J.; “Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica”; 2005.

[9] GIGUER, S. “Proteção de Sistemas de Distribuição”. Porto Alegre: Sagra, 1988. 344p.

[10] RAUSAND, M., OIEN, K.; “The basic concepts of failure analysis. Reliability Engineering and System Safety”, n.53, p. 73-83 (1996).

[11] HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. “Power System Relaying”. Baldock, Hertfordshire, England: Research Studies Press LTD, 1995. 319p.

[12] DELMAR LTDA. Catálogo técnico: elos fusíveis de distribuição modelo H, K, T, EF e OLHAL. Disponível em: <http://www.delmar.com.br/pdf/elos.pdf>.

[13] Fagundes L. “Mapeamento de falhas em concessionária do setor elétrico: padronização, diagramação e parametrização.”, 2004.

[14] JOSLYN HIGH VOLTAGE. Sectionalizers. Disponível em: <http://www.joslynhivoltage.com/PDFFiles/DB750-202sectionalizer.PDF>.

[15] Resolução n° 24 da ANEEL, 27 de janeiro de 2000.

[16] Chueiri, I. J., "Localização de Faltas em Redes Aéreas de Distribuição de Energia Elétrica", LAC-UFPR/COPEL, Comunicação Técnica 04/96, Curitiba, PR, jan. 1996,15 pp.;

[17] COPEL - COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. Manuais de Instruções Técnicas. Curitiba, 2004.

[18] Bollen, M. H. J.: "Understanding power quality problems: voltages sags and interruptions". Piscataway. IEEE Press, 543 pp. 2000.

[19] MASON, C. RUSSELL. "The Art and Science of Protective Relaying"; John Wiley and Sons, Inc. New York, 1956.

[20] Martinez L. B. M.; "Análise de Desempenho de Circuitos de Distribuição frente a Descargas Atmosféricas"; laboratório de alta tensão - Universidade Federal de Itajubá / Eletropaulo.

[21] Comassetto L. "ferramenta computacional de otimização de dispositivos de proteção e manobra em redes de distribuição de energia"; dissertação de doutorado 2006.

[22] KINDERMANN, GERALDO. "Curto Circuito". Editora Sagra-DC Luzzato, 1 edição. Porto Alegre, 1992.

[23] Resolução n° 505 da ANEEL, de 26 de novembro de 2001.

[24] Santos. R. F. S.; Fiat Automóveis, Silva S. R. DEE/UFMG: "Sensibilidade dos controladores lógicos programáveis frente a afundamentos de tensão", Revista eletricidade Moderna, ano XXXIII nº 367, pp. 92, outubro 2004.

[25] Conrad, L.;Little, K.; Grigg, C.: "Predicting and preventing problems with remote fault-clearing voltage dips". IEEE Transactions on Industry Applications, v. 27, nº 1, pp.167-172, 1991.

[26] NEC (National Electrical Code).

[27] Epri Peac: "Performance of AC motor drives during voltage sags and momentary interruptions". PQ Commentary, nº 3, 12 p. Dezembro 1998.

[28] Lakervi E. and Holmes E.J.; “Eletricity distribution network design”; 2nd Edition, 1995.

[29] ANSI/NFPA 70-1990, The National Electrical Code.

[30] IEEE Std 142-1991- Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems

[31] Azevedo, J. W. Cabral; Análise tridimensional de sistema de aterramento, dissertação de Mestrado. 1978.

[32] Paulino, J.O S; “Influencias de Curtos Circuitos das Redes de Distribuição sobre Redes Telefônicas em Uso Mutuo de Posteação.” dissertação de mestrado, Belo Horizonte UFMG 1985

[33] ABNT-NBR-14039 Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV

[34] Blackburn J. Lewis ;Protective Relaying-Principles and Applications, second edition.

[35] ABB. 1997. SPAA 341 C Feeder Protection Relay. User’s manual and technical description. Vaasa: ABB Network Partner.

[36] William, R.; Waters, M.;”Neutral Grounding in High Voltage Transmission”; Elsevier Publishing Company, London 1956.

[37] Costa, P.F.; “Aterramento do Neutro dos Sistemas de Distribuição Brasileiros (uma proposta de mudança); dissertação de mestrado; Belo Horizonte – UFMG – 1995.

[38] ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas NBR 5049 - Isoladores de Porcelana ou Vidro para Linhas Aéreas e Subestações de Alta Tensão – Ensaios, ABNT 1985.

[39] Lehtonen, M. 1995. Method for distance estimation of single-phase-to-ground faults in electrical distribution network with an isolated or compensated neutral. ETEP (European Transaction in Electrical Power). P. 193-198. (Vol. 5, No. 3, May/June.)

[40] Nikander, A. & Järventausta, P. 1998. “Methods for earth fault identification and distance estimation in a compensated medium voltage distribution network”. Proceedings of international conference on Energy Management and Power Delivery

’98 (EMPD ’98). Singapore: IEEE. Pp. 595.600. (IEEE Catalogue No. 98EX137.) ISBN 0-7803-4495-2.

[41] VDE 0228. 1987. Teil 2, Maßnahmen bei Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Starkstromanlagen. Deutcshe Elektrotechnische Kommission im DIN und VDE (DKE).

[42] Taimisto, S. 1993. Earth fault compensation in medium voltage distribution networks. Sähkö&Tele. Pp. 24.30. (Vol. 66, No. 1).

[43] L. F. Hunt e J. H. Vivian, “Sensitive Ground Protection for Radial Distribution Feeders”, AIEE Transactions, Vol. 59, fevereiro de 1940, pp. 84-90.

[44] IEEE Std 367-1987, IEEE Recommended Practice for Determining the Electric Power Station Ground Potential Rise and Induced Voltage from a Power Fault (ANSI).

[45] D. Griffel, Y. Harmand e J. Bergeal, “New Neutral Earthing Technologies on MV Networks”, Revue Generale D’Electricite, Nº 11, dezembro de 1994, pp. 35-44.

[46] Rando R; “aterramneto e proteção contra descargas atmosféricas em áreas classificadas.” Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Itajubá 2003.

[47] Beeman D. ;”Industrial Power System Handbook”, first edition, 1955

[48] M. Pühringer, Resonant Grounding as Approach to System Neutral Grounding, Haefely Trench, fevereiro de 1998.

[49] Stevenson. W.D.; “Elementos de análise de sistemas de potencia”, McGraw-Hill, 1986.

[50] BURKE, J. J., LAWRENCE, D. J.;”Caracteristic of Fault Current on Distribution Systems”, Vol. PAS-103, Número 1, Janeiro, 1984

[51] WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION; “Electrical Transmission and Distribution Reference Book”, Fourth edition, 1950.

[52] Haase, H. & Taimisto, S. 1983. New Finnish Equipment for compensation of earth fault current. Sähkö, Electricity and Electronics. Pp. 48.51. (Vol. 56, 12. December.).

[53] Claudelin, P. 1991. Compensation of earth current in a MV distribution network. Earth fault problems in MV Systems. Helsink: INSKO. Pp 138.

[54] ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas NBR-6939 – Coordenação do Isolamento-Procedimento, 15 p, 2000.

[55] D'AJUZ, Ary. et al. Transitórios elétricos e coordenação de isolamento – aplicação em sistemas de potência de alta tensão. Niterói: EDUFF, 1987. 435 p. FURNAS, Centrais Elétricas S.A.

[56] VALERO, Patrícia M. Analise comparativa de técnicas de controle de sobretensões transitórias nas manobras de energização e religamento de linhas de transmissão. 2007. 163 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)–Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, 2007.

BIBLIOGRAFIAS

- William, R.; Waters, M.;"Neutral Grounding in High Voltage Transmission"; Elsevier Publishing Company, London 1956.

- J. L. Blackburn, Protective Relaying: Principles and Applications, Second Edition, Nova York: Marcel Dekker, Inc., 1998.

- Lakervi, E. & Holmes, E.J. 1995. Electricity distribution network design. 2nd Edition. England: Peter Peregrinus Ltd. 325 p. (IEE Power Engineering series 21.) ISBN 0 86341 309 9.

- Leitloff, V., Pierrat, L. & Feuillet, R. 1997. Detection of resistive single-phase earth faults in a compensated power-distribution system. ETEP (European Transaction in Electrical Power). Pp. 65.73. (Vol. 7, No. 1, January/February.)

- Mazon, A.J., e outros; " First Resonant Neutral Grounding Implantation in Spanish Distribution System"; IEEE Porto Power Tech Conference;2001.

- Costa, P.F.; "Aterramento do Neutro dos Sistemas de Distribuição Brasileiros (uma proposta de mudança); dissertação de mestrado; Belo Horizonte – UFMG – 1995.

- Nikander, A. & Järventausta, P. 1998. Methods for earth fault identification and distance estimation in a compensated medium voltage distribution network. Proceedings of international conference on Energy Management and Power Delivery '98 (EMPD '98). Singapore: IEEE. Pp. 595.600. (IEEE Catalogue No. 98EX137.) ISBN 0-7803-4495-2

- Haefely Trench, EPSY-Earthfault Protection System: Summary of the Results of Earthfault Field Tests.