Felipe Ivan Malta Corrêa

Estudo de um Sistema de Distribuição com Enfoque na Qualidade da Energia Elétrica

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
à Escola de Engenharia de São Carlos, da
Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em
Sistemas de Energia e Automação

ORIENTADOR: Prof. Dr. Adriano Alber de França Mendes Carneiro

São Carlos
2007

Dedico este trabalho ao meu querido avô Jair (*in memoriam*), a quem devo muito do que sou, por todo apoio e ensinamentos que sempre me transmitiu. Meu eterno agradecimento.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Ivan e Maricene, por me oferecerem a oportunidade de estudar, sempre me dando carinho e forças para superar as dificuldades e me incentivando no crescimento pessoal e profissional.

Aos meus irmãos, Flávio e Fabrício, que sempre me trouxeram momentos felizes com suas presenças.

À minha avó, Marilda, pelas palavras sábias nas horas difíceis, por sempre acreditar em minha capacidade e pelo constante apoio em tudo que realizo.

À Adriana, pela compreensão e apoio durante todo o tempo em que estivemos juntos.

Ao Professor Adriano, pela oportunidade de iniciar a pesquisa na área de Qualidade da Energia Elétrica junto ao Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE), por todas as contribuições e orientação.

Ao Odilon e ao Professor Mário, por todo o auxílio na aquisição dos conhecimentos necessários para a elaboração deste trabalho.

Ao Dalton, da CPFL, pela ajuda na obtenção dos dados necessários às simulações realizadas.

Aos amigos de minha república, pelo companheirismo e auxílios durante toda a graduação. Também a todos os demais amigos que adquiri ao longo da graduação e aos eternos amigos de Lins.

À Laura, por toda a paciência e disposição em revisar este trabalho e, especialmente, pela grande amizade.

Aos professores e funcionários da EESC – USP que de alguma forma contribuíram para minha formação.

E agradeço sempre, sobretudo a Deus.

SUMÁRIO

RESUMO ..... *vi*

ABSTRACT ..... *vii*

1. Introdução *1*

1.1 Disposição do Texto **2**

2. Qualidade da Energia Elétrica *4*

3. Fenômenos que afetam a Qualidade da Energia *8*

3.1. Transitórios **10**

3.1.1. Transitórios Impulsivos 10

3.1.2. Transitórios Oscilatórios 11

3.2. Variações de Tensão de Curta Duração **12**

3.2.1. Interrupção 12

3.2.2. Afundamento de Tensão 13

3.2.3. Elevação de Tensão 15

3.3. Variações de Tensão de Longa Duração 16

3.3.1. Interrupções Sustentadas 17

3.3.2. Subtensões Sustentadas 17

3.3.3. Sobretensões Sustentadas 18

3.4. Desequilíbrio de Tensão **19**

3.5. Distorções da Forma de Onda **20**

3.5.1. Nível CC 20

3.5.2. Harmônicos 20

3.5.3. Inter-harmônicos 23

3.5.4. Notching 24

3.5.5. Ruídos 24

3.6. Flutuação de Tensão **24**

3.7. Variações da Freqüência do Sistema **25**

4. Efeitos de Harmônicas em Componentes do Sistema Elétrico *26*

4.1. Cabos de Alimentação **26**

4.2. Transformadores **28**

4.3. Motores de Indução **29**

4.4. Máquinas Síncronas **30**

4.5. Bancos de Capacitores **30**

4.6. Medidores de Energia Elétrica **32**

4.7. Relés de Proteção e Fusíveis **33**

4.8. Equipamentos Eletrônicos **33**

5. Formas de Atenuação dos Harmônicos *34*

5.1. Atenuação com Condicionamento da Carga **34**

5.2. Solução Usando Filtros Passivos **35**

5.3. Solução Usando Filtros Ativos de Potência **36**

5.3.1. Filtros Ativos de Potência **37**

5.3.2. Classificação de um Filtro Ativo de Potência **37**

5.3.3. Compensação da Corrente Harmônica e Reativa **39**

5.3.4. Abordagem no Domínio da Freqüência **43**

5.3.5. Abordagem Baseada em Sistemas Inteligentes **43**

6. Sistema de Distribuição Estudado ***45***

6.1. Simulação dos Distúrbios **47**

6.1.2. Simulação de Faltas Fase-Terra 48

6.1.3. Casos com Distúrbios Simultâneos 55

7. Conclusão ***65***

8. Referências Bibliográficas ***67***

ANEXO – Código Fonte do Sistema no ATP ***69***

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Tolerâncias típicas de tensão para computadores 6
Figura 2 - Alguns dos distúrbios típicos que ocorrem na forma de onda da tensão. 8
Figura 3 - Transitório oscilatório proveniente do chaveamento de um banco de capacitores .. 11
Figura 4 - Interrupção momentânea devido a um curto-circuito e subseqüente religamento.... 13
Figura 5 - Afundamento de tensão causado por uma falta fase-terra. 13
Figura 6 - Afundamento de tensão causado pela partida de um motor. 14
Figura 7 - Diagrama fasorial dos tipos de falta que podem ocasionar um 15
Figura 8 - Elevação de tensão devido a uma falta fase-terra. 16
Figura 9 - Potência consumida por uma lâmpada incandescente de 100 W 18
Figura 10 - Forma de onda com distorções harmônicas de 3ª e 5ª ordem. 21
Figura 11 - Área de seção e diâmetro de fio de cobre que deve ser usado em função da freqüência da corrente para que o aumento da resistência seja menor que 1%. 27
Figura 12 - Resposta em freqüência do cabo trifásico (10 km). 27
Figura 13 - Perfil de tensão ao longo do cabo na freqüência de ressonância. 28
Figura 14 - Perdas elétricas de um motor de indução trifásico 29
Figura 15 - Vida útil versus Sobreaquecimento em capacitores. 31
Figura 16 - Vida útil versus Distorção de tensão em capacitores. 31
Figura 17 - Erro medido em função da corrente eficaz de um retificador controlado. 32
Figura 18 - Filtro LC de entrada. 34
Figura 19 - Circuito básico de um pré-regulador de fator de potência. 35
Figura 20 - Circuito de um sistema com filtro passivo. 36
Figura 21 - Filtro passivo passa-alta de (a) primeira ordem, (b) segunda ordem e 36
Figura 22 - Filtro ativo em (a) paralelo, (b) em série, (c) paralelo mais um filtro passivo em paralelo e (d) série mais um filtro passivo em série. 38
Figura 23 - Diagrama de blocos do sistema com um filtro ativo do tipo paralelo 38
Figura 24 - Espectro harmônico da corrente de um dimmer com α =90º. 39
Figura 25 - Ângulos de fase dos harmônicos de um dimmer com α =90º. 39
Figura 26 - Tensão e corrente da fonte de alimentação após a compensação de todos os harmônicos da corrente e da correção do fator de deslocamento. 40
Figura 27 – Filtro ativo monofásico em paralelo usando um controlador neural. 44
Figura 28 - Diagrama do sistema elétrico de distribuição em análise. 45
Figura 29 - Sinal de tensão em regime permanente. 48
Figura 30 - Representação de um afundamento de tensão com amplitude 0,45 pu. 50
Figura 31 – Representação da elevação de tensão de 1,14 pu. 54

Figura 32 – Espectro harmônico da corrente de uma estação de trabalho. 56
Figura 33 - Espectro harmônico da corrente de um microcomputador. 56
Figura 34 - Espectro harmônico da corrente de um inversor de freqüência..... 56
Figura 35 - Espectro harmônico da corrente de um DC drive. 57
Figura 36 - Espectro harmônico da corrente de um forno a arco..... 57
Figura 37 - Espectro harmônico da corrente de um forno de indução..... 57
Figura 38 - Diagrama do sistema elétrico de distribuição..... 58
Figura 39 - Detalhe da entrada em operação das cargas não-lineares. 59
Figura 40 – Representação de um afundamento de tensão com amplitude 0,75 pu,..... 61
Figura 41 - Representação de uma elevação de tensão com amplitude 1,45 pu, ... 63
Figura 42 - Representação do sinal de corrente para o caso 1 da Tabela 18..... 64

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dados dos transformadores particulares. 46
Tabela 2 - Dados dos transformadores de distribuição. 46
Tabela 3 - Afundamentos de tensão obtidos através de falta no transformador..... 48
Tabela 4 - Afundamentos de tensão obtidos através de falta no BC1. 49
Tabela 5 - Afundamentos de tensão obtidos através de falta no BC3. 50
Tabela 6 - Afundamentos de tensão obtidos através de falta na Subestação. 51
Tabela 7 - Elevações de tensão obtidas através de falta no transformador particular 4. 52
Tabela 8 - Elevações de tensão obtidas através de falta no BC1. 52
Tabela 9 – Elevações de tensão obtidas através de falta no BC3. 52
Tabela 10 - Elevações de tensão obtidas através de falta na Subestação. 53
Tabela 11 - Resultado das simulações do sistema para interrupções de tensão. 54
Tabela 12 - Resultado das simulações do sistema com alta resistência de falta. 55
Tabela 13 – Afundamentos de tensão obtidos por falta na subestação 59
Tabela 14 - Afundamentos de tensão obtidos por falta no BC1 60
Tabela 15 - Afundamentos de tensão obtidos por falta no BC3 60
Tabela 16 - Elevações de tensão obtidas por falta na subestação 62
Tabela 17 - Elevações de tensão obtidas por falta no banco de capacitores 1 62
Tabela 18 - Elevações de tensão obtidas por falta no banco de capacitores 3 63

RESUMO

CORRÊA, F. I. M. (2007). *Estudo de um Sistema de Distribuição com Enfoque na Qualidade da Energia Elétrica*. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2007.

O presente trabalho ressalta a importância do tema Qualidade da Energia Elétrica e apresenta alguns dos diversos distúrbios responsáveis pelo seu comprometimento. Tais distúrbios, quando presentes em um dado sistema elétrico, podem causar sérios danos tanto aos equipamentos de medição e controle, pertencentes ao fornecedor de energia, como também aos equipamentos mais sensíveis, pertencentes aos usuários deste sistema. Neste trabalho, os fenômenos mais freqüentes no estudo da Qualidade da Energia foram destacados, bem como suas definições. Conhecidos estes fenômenos, foi dado destaque aos efeitos das distorções harmônicas em componentes do sistema elétrico. Apresentaram-se também algumas formas para compensação das distorções harmônicas de corrente de modo preventivo ou corretivo, as quais permitem amenizar a degradação da Qualidade da Energia. Para que o estudo realizado seguisse as situações reais, freqüentemente encontradas nas concessionárias de energia elétrica, foi utilizado um sistema de distribuição de uma concessionária regional, o qual busca representar um sistema de distribuição encontrado na prática. Assim, foram usadas simulações computacionais por meio do *software* ATP (*Alternative Transients Program*), específico da área de Sistemas Elétricos de Potência (SEP). Efetuaram-se diversas simulações cujos resultados representam situações que podem ocorrer no sistema elétrico. Casos de interrupção, afundamento e elevação de tensão foram simulados neste estudo, bem como casos com distúrbios simultâneos, onde se acrescentou aos casos anteriores, componentes harmônicas de corrente, representando cargas não-lineares.

Palavras chave: Qualidade da Energia, Sistema de Distribuição de Energia, Distúrbios de Sinais em Redes Elétricas, Cargas Não-Lineares, ATP.

ABSTRACT

CORRÊA, F. I. M. (2007). An Electrical System Distribution Study focused in Power Quality. Under Graduation Monograph – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2007.

The present work lines the importance of Power Quality and it shows some of many disturbances related to this and its implications. When this kind of disturbances appears in a certain system, it can cause serious damages in the measurements, in the control of power utility equipments, as well as in sensitive equipments. The most frequent phenomena in the Power Quality study had been emphasized, as well as its definitions. Once these phenomena are know, emphasis was given to the effects of harmonics distortion in components of the electrical system. Some forms were submitted to offset the distortions of current harmonics on a preventive or corrective way, which allow mitigate the degradation of Power Quality. The study must follow real situations which are frequently found in power dealers, to make this point, a CPFL's system were used which, faithfully, represents an electrical system distribution found in practice. In this study the software ATP (Alternative Transients Program), a specific software in the field of Electrical Power Systems, were used during computational simulations. Several simulations were made, getting a number of cases that represent the various situations that can occur in the electrical system questioned. Cases of voltage interruption, sag and swell were simulated in this study, as well as, cases with simultaneous disturbances, which are added to previous cases harmonics current components, representing non-linear loads.

Key words: Power Quality, Electrical Power Systems, Disturbances of Signals in Electrical Network, Non-Linear Loads, ATP.

1. Introdução

O interesse em novas técnicas de análise da energia elétrica, instrumentos de medição, bem como equipamentos capazes de mantê-la dentro de padrões pré-definidos, consolidaram nos últimos anos a expressão Qualidade da Energia Elétrica (QEE), a qual hoje representa uma área própria da engenharia. Prova disto são as várias conferências dedicadas ao tema, somados aos muitos grupos de desenvolvimento ao redor do mundo, ao crescente número de artigos e mais recentemente aos livros publicados sobre o assunto.

Na verdade, a energia que circula entre fontes geradoras (concessionárias de energia) e consumidores (residenciais, comerciais ou industriais) tem deixado de ser vista apenas como um bem gerado e fornecido por empresas estatais, para ser vista como um “bem comum” ou “produto de comercialização” entre setores que geram, distribuem ou consomem energia elétrica.

No caso dos consumidores residenciais e comerciais, as modificações não são tão intensas, já que as regulamentações que regem a distribuição e o consumo de energia destes setores ainda estão em processo de revisão.

No entanto, considerando o setor industrial, toda e qualquer característica que possa diferenciar a energia de um fornecedor para outro, passou a ser extremamente importante. Isto porque características associadas com a qualidade da energia podem ser definidas em contratos de fornecimento e compra de energia, com base em normas e portarias regidas pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico).

Várias características podem influenciar a qualidade da energia recebida. Por exemplo, o número de interrupções ou variações de energia ("piscas de energia"), as quais podem ser associadas às paradas nos processos de produção ou mesmo danos a equipamentos sensíveis como sistemas micro processados, comandos numéricos e demais equipamentos eletrônicos, especialmente aqueles com processamento digital. Entretanto, muitos outros fatores relacionados com as amplitudes e com as distorções dos sinais de tensão e corrente elétrica também podem afetar o funcionamento de equipamentos industriais, provocando falhas ou danos permanentes.

Mas, o termo Qualidade da Energia não se aplica apenas à garantia de que a energia fornecida a uma determinada indústria esteja dentro de limites pré-estabelecidos. Também é importante destacar que, atualmente, grande parte dos equipamentos industriais, comerciais ou mesmo residenciais, podem provocar distúrbios nos sinais elétricos responsáveis pela circulação da energia, sendo responsáveis pelo que hoje se caracteriza como deterioração da Qualidade da Energia Elétrica.

O interesse em quantificar e minimizar tais distúrbios tem crescido muito nos últimos anos em função da disseminação do uso de equipamentos baseados em dispositivos eletrônicos, que, geralmente, transformam o consumo de energia em um processo muito mais complexo do que aquele de duas décadas atrás. A questão tomou grandes dimensões, bastando lembrar de alguns equipamentos que podem dar origem a deterioração na qualidade da energia, como: equipamentos de áudio e vídeo, reatores eletrônicos de iluminação, computadores, conversores para acionamentos de motores, fornos industriais, entre outros.

O assunto ainda é muito polêmico, pois tem impacto direto nos custos de comercialização da energia e dos produtos eletro-eletrônicos. Diversos países têm trabalhado na definição de um conjunto de normas e recomendações específicas sobre qualidade da energia. No Brasil, o assunto vem sendo tratado por agências como a ANEEL e o ONS e considerando a globalização de produtos e mercados, existe uma tendência de que tais definições sejam homogêneas no contexto internacional, como no caso das normas da série ISO.

Uma vez que forem estabelecidas as normas específicas para a área de qualidade da energia, imagina-se que os equipamentos eletrônicos comercializados deverão apresentar menor sensibilidade aos distúrbios, bem como limitações no que se refere à propagação de problemas desta área. Do ponto de vista sistêmico do setor elétrico, tais normas poderiam ser utilizadas para pressionar tanto concessionárias de energia, quanto fabricantes de equipamentos e consumidores a investirem em desenvolvimento de soluções que maximizem, não apenas a qualidade da energia elétrica, mas do sistema elétrico como um todo.

1.1 Disposição do Texto

No Capítulo 2 foi feito um breve histórico do tema referente à Qualidade da Energia no Brasil, mostrando o surgimento das primeiras ações, com a criação de Comissões e Departamentos governamentais, cujo objetivo era e é o de buscar uma regulamentação e maior disciplina junto às concessionárias fornecedoras de energia.

Posteriormente, relaciona-se uma série de fenômenos que podem ser considerados como mais importantes, e procura-se, em conformidade com as normas técnicas de reconhecimento internacional, classificá-los em relação ao tempo de duração e amplitude da forma de onda, além de destacar suas principais características. Assim, apresentando estas definições, estes fenômenos poderão ser identificados com maior facilidade no decorrer do trabalho.

No Capítulo 4, conhecido um pouco dos diversos fenômenos, explicitam-se os efeitos de um fenômeno em específico. Trata-se do modo como as distorções harmônicas de tensão e corrente podem alterar a operação de alguns dispositivos usualmente encontrados nas redes elétricas.

Já no Capítulo 5, apresentam-se alguns métodos para a compensação da distorção harmônica de corrente de forma preventiva ou corretiva. Esta compensação tem como objetivo diminuir a degradação da Qualidade da Energia.

O Capítulo 6 é dedicado à apresentação do sistema elétrico de distribuição simulado e utilizado para obtenção dos diversos distúrbios analisados. Os resultados alcançados, bem como as cargas não-lineares adicionadas ao sistema, são devidamente expostos neste capítulo.

O Capítulo 7, por sua vez, refere-se às principais conclusões obtidas através da realização deste trabalho.

Desta forma, o trabalho foi dedicado ao tema Qualidade da Energia, buscando contribuir com os demais estudos existentes, no sentido de destacar os diversos tipos de fenômenos e, também, apresentando os efeitos da presença, no sistema, de cargas não-lineares com suas componentes harmônicas.

2. Qualidade da Energia Elétrica

A preocupação com a Qualidade da Energia, inicia-se no Brasil em 1920 com a criação de uma Comissão de Estudos de Forças Hidráulicas vinculada ao Ministério da Agricultura, Indústria e Comércio. Após diversas reformas e mudanças de nomenclaturas, surge em 1940, por Decreto Lei nº 6.402, a Divisão de Águas do Departamento Nacional da Produção Mineral. Posteriormente, a Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960, criou o Ministério de Minas e Energia, transformando a Divisão Águas, em 1965, no Departamento Nacional de Águas e Energia – DNAE e alterando esta denominação para Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE em dezembro de 1968, pelo Decreto nº 63.951.

Faz-se necessário, todavia, para efeito de entendimento da evolução do órgão fiscalizador dos serviços de energia elétrica no país, mencionar o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica – CNAEE, criado em maio de 1939, também com a finalidade de supervisão, fiscalização e controle dos serviços de eletricidade, sendo extinto somente em 1969, passando suas atribuições ao então DNAEE. A Lei n° 9.427, de 26 de dezembro de 1996, institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL que possui como objetivo regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal. Constituída a Agência, com a publicação de seu regimento Interno, fica então extinto o DNAEE [1].

Há três décadas, as reclamações da qualidade do fornecimento de energia elétrica eram basicamente associadas às interrupções na tensão de alimentação dos consumidores. Para regulamentar as condições técnicas e a qualidade do serviço de energia elétrica, o DNAEE publicou as Portarias nº 046 e nº 047 de 17 de abril de 1978 e a Portaria nº 031 de 11 de abril de 1980, por considerar ser imprescindível a conceituação de serviço adequado de energia elétrica, bem como o estabelecimento de um método uniforme para apuração dos índices de continuidade do suprimento elétrico [2].

A Qualidade da Energia Elétrica é um importante termo utilizado atualmente no setor elétrico, apresentando significados diferentes dependendo do tipo de usuário.

As concessionárias, empresas fornecedoras de energia elétrica, têm a qualidade da energia monitorada através de indicadores específicos de continuidade, denominados de DEC e FEC. O DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) exprime o número de horas que, em média, um consumidor fica sem energia elétrica durante um período, geralmente mensal. Outro índice também utilizado é o FEC (Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), que indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora (residência, comércio, indústria, etc.). As metas de DEC e FEC, a serem observadas pelas concessionárias, estão definidas em Resolução específica da ANEEL.

Até o momento, o processo de monitoração da qualidade do serviço oferecido pelas concessionárias baseou-se, principalmente, na coleta e no processamento dos dados de DEC e FEC, informados periodicamente pelas empresas à ANEEL. Agora, está em implementação o Sistema ANEEL de Monitoração da Qualidade da Energia Elétrica, que dará à Agência acesso direto e automático às informações sobre a qualidade do fornecimento, sem que dependa de dados encaminhados pelas empresas [1].

A ANEEL implementou no ano de 2000 mais três indicadores destinados a aferir esta qualidade prestada diretamente ao consumidor, sendo eles: DIC, FIC e DMIC. O DIC (Duração de Interrupção por Unidade Consumidora) e FIC (Freqüência de Interrupção por Unidade Consumidora) indicam por quanto tempo e o número de vezes, respectivamente, que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica durante um determinado período. O DMIC (Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora) é um indicador que limita o tempo máximo de cada interrupção, impedindo que a concessionária deixe o consumidor sem energia elétrica durante um período muito longo [1].

As metas para os indicadores DIC, FIC e DMIC estão publicadas na Resolução ANEEL nº 024 de 27 de janeiro de 2000, sendo informados na conta de energia elétrica do consumidor as metas do DIC e FIC.

Já para os fabricantes de equipamentos, a expressão Qualidade da Energia pode ser definida como sendo as características do fornecimento de energia que atendam aos requisitos necessários para que seus equipamentos operem satisfatoriamente [1,2].

Ao consumidor final interessa apenas o uso contínuo e eficiente do produto/serviço energia elétrica.

O cuidado com a Qualidade da Energia é um tema que tem sido discutido e analisado não só no Brasil. Segundo dados do *Electric Power Research Institute – EPRI*, cerca de 91% dos cortes de energia elétrica que ocorrem nos Estados Unidos têm uma duração inferior a 2 segundos e, 85% dos casos de duração inferior a 200 milisegundos [3]. A maioria dos cortes é quase imperceptível para certos tipos de receptores e inofensivo para muitos outros. Tais cortes são suficientes e responsáveis por causar grandes danos em cargas mais sensíveis. Sabe-se que uma interrupção de curta duração pode causar danos gravíssimos aos consumidores, como desprogramar toda uma linha de montagem com custos elevados para restaurar o sistema. As conseqüências destes problemas para as indústrias e consumidores em geral, envolvem grandes valores econômicos.

O setor de energia elétrica, atualmente, passa por profundas mudanças devido a um considerável número de fatores. Entre essas mudanças encontramos aquelas que dizem respeito à Qualidade da Energia que são a alteração da natureza das cargas mais sensíveis (dispositivos eletrônicos), a proliferação de auto produtores de energia elétrica, o aparecimento de novas tecnologias de geração e, ainda, o peso crescente das questões ambientais.

Estima-se que, em 2003, cerca de 60% de toda energia elétrica produzida foi consumida por cargas não lineares, destacando-se que nos setores de serviços este valor está atualmente muito próximo dos 100% [3].

Os problemas relacionados com a Qualidade da Energia existem hoje devido à incompatibilidade entre certas cargas ditas "especiais" ou mais "sensíveis" e o fornecimento típico de energia por parte das concessionárias. Computadores, equipamentos eletrônicos, terminais de dados, entre outros, são particularmente vulneráveis a distúrbios transitórios e ou interrupções de curtíssima duração. A Figura 1 ilustra um conjunto de curvas, representando a capacidade de resistência dos computadores, em relação à intensidade e à duração de distúrbios na tensão de alimentação, elaborada pela *ITI (Information Technology Institute Council)*, que desde 1994 substitui a *CBEMA (Computer and Business Equipment Manufacturers Association)*, associações estas que representam os fabricantes de equipamentos de alta tecnologia.

Hoje, as fontes dos computadores têm suportabilidade maior que a determinada pela CBEMA original (1997) levando, portanto, a sua revisão em 2000. Cabe ressaltar que a curva CBEMA se tornou um padrão bastante utilizado no projeto das redes de alimentação para cargas sensíveis [4].

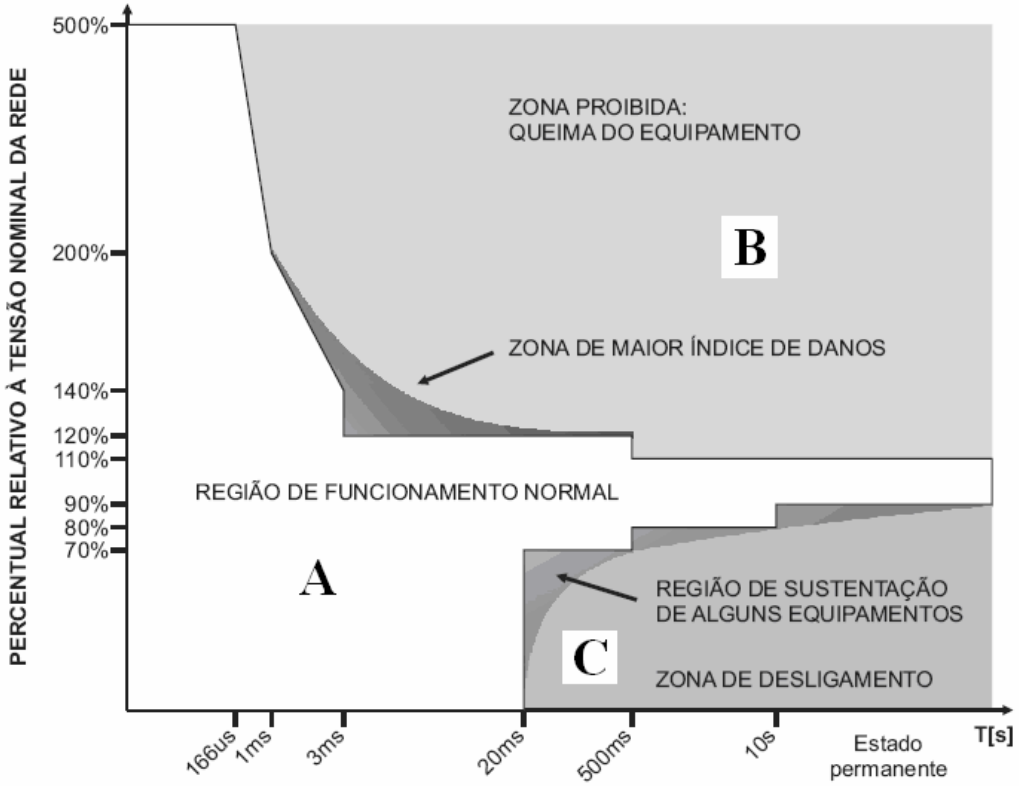

Figura 1 - Tolerâncias típicas de tensão para computadores (curva ITI revisada em 2000).

O espaço delimitado entre as duas curvas, associado à letra “A”, região de funcionamento normal, representa os limites de tensão que um computador típico pode resistir, sem sofrer danos. A área associada á letra “B”, zona proibida, representa a faixa de operação em que vários computadores se tornam susceptível a problemas de variação da tensão, com possibilidade de ruptura de isolação dos equipamentos (perda de *hardware*), devido à ocorrência de sobretensões transitórias e elevação de tensão. Finalmente, a região associada à letra “C”, zona de desligamento, representa uma região com possibilidade de parada de operação dos equipamentos, em virtude da ocorrência de afundamentos de tensão, juntamente com as interrupções momentâneas.

No contexto apresentado, pode-se definir a energia elétrica de boa qualidade como aquela que garante o funcionamento contínuo, seguro e adequado dos equipamentos elétricos e processos associados, sem afetar o meio ambiente e o bem estar das pessoas.

Diante deste cenário, é importante conhecer cada fenômeno que afeta a Qualidade da Energia em um sistema elétrico, assim será possível identificá-los e elaborar projetos, de modo a atenuar ou mesmo eliminar estes problemas [5].

3. Fenômenos que afetam a Qualidade da Energia

O termo Qualidade da Energia refere-se a uma ampla variedade de fenômenos eletromagnéticos que influenciam as formas de onda de tensão e corrente do sistema elétrico de potência em um dado tempo e local.

A Figura 2 identifica, de uma forma geral, uma série de perturbações na forma de onda de tensão, tais como afundamento de tensão (*sag*), elevação de tensão (*swell*), interrupção da tensão, distorções harmônicas e transitórios, que serão objeto de estudo mais detalhado neste capítulo.

As denominações e definições para cada evento serão aquelas utilizadas pelo *IEEE – Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality* [6], cuja norma foi editada pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)*, com o objetivo de facilitar a comunicação entre os diversos pesquisadores da área de Qualidade da Energia.

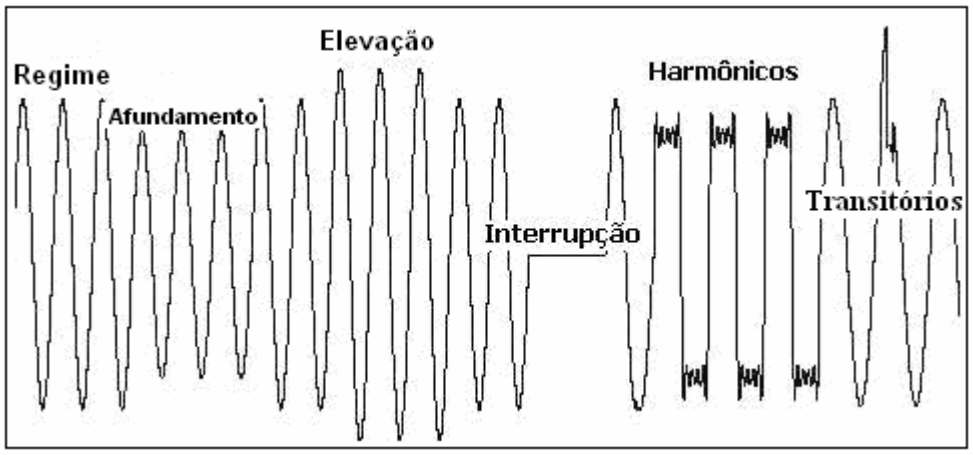

Figura 2 - Alguns dos distúrbios típicos que ocorrem na forma de onda da tensão.

Uma forma de apresentação destes fenômenos indicadores de Qualidade da Energia é classificá-los em categorias, conforme seu tempo típico de duração e intensidade padrão. A Tabela 1, extraída da referência [7], dá uma visão global dos eventos a serem analisados com suas características e valores típicos. Nesta tabela, os fenômenos estão subdivididos em categorias, ou seja, em fenômenos transitórios (impulsivos e oscilatórios), de curta duração (instantânea, momentânea e temporária), de longa duração (interrupção sustentada, subtensão sustentada e sobretensão sustentada), desequilíbrios de tensão, quanto às distorções da forma de onda, quanto à flutuação de tensão e, finalmente, referente às variações da freqüência do sistema.

Tabela 1 - Categorias e características típicas de fenômenos eletromagnéticos nos sistemas elétricos.

Categoria	Conteúdo Espectral Típico	Duração Típica	Amplitude de Tensão Típica
1.0 - Transitórios			
1.1 - Impulsivo			
1.1.1 - Nanosegundo	5 ns	< 50 ns	
1.1.2 - Microsegundo	1 µs	50 ns - 1 ms	
1.1.3 - Milisegundo	0,1 ms	> 1 ms	
1.2 - Oscilatórios			
1.2.1 - Baixa Freqüência	< 5 kHz	3 - 50 ms	0,4 pu
1.2.2 - Média Freqüência	5 - 500 kHz	20 µs	0,4 pu
1.2.3 - Alta Freqüência	0,5 - 5 MHz	5 µs	0,4 pu
2.0 - Variações de Tensão de Curta Duração			
2.1 - Instantânea			
2.1.1 - Interrupção		0,5 - 30 ciclos	< 0,1 pu
2.1.2 - Afundamento de tensão		0,5 - 30 ciclos	0,1 - 0,9 pu
2.1.3 - Elevação de tensão		0,5 - 30 ciclos	1,1 - 1,8 pu
2.2 - Momentânea			
2.2.1 - Interrupção		30 ciclos - 3 s	< 0,1 pu
2.2.2 - Afundamento de tensão		30 ciclos - 3 s	0,1 - 0,9 pu
2.1.3 - Elevação de tensão		30 ciclos - 3 s	1,1 - 1,4 pu
2.3 - Temporária			
2.3.1 - Interrupção		3 s - 1 minuto	< 0,1 pu
2.3.2 - Afundamento de tensão		3 s - 1 minuto	0,1 - 0,9 pu
2.3.3 - Elevação de tensão		3 s - 1 minuto	1,1 - 1,2 pu
3.0 - Variações de Tensão de Longa Duração			
3.1 - Interrupção Sustentada		> 1 minuto	0,0 pu
3.2 - Subtensão Sustentada		> 1 minuto	0,8 - 0,9 pu
3.3 - Sobretensão Sustentada		> 1 minuto	1,1 - 1,2 pu
4.0 - Desequlíbrio de Tensão		regime permanente	0,5 - 2%
5.0 - Distorções de Forma de Onda			
5.1 - Nível CC		regime permanente	0 - 0,1%
5.2 - Harmônicos	de ordem 0 - 100	regime permanente	0 - 20%
5.3 - Inter-harmônicos	0 - 6 kHZ	regime permanente	0 -2%
5.4 - *Notching*		regime permanente	
5.5 - Ruídos	faixa ampla	regime permanente	0 - 1%
6.0 - Flutuação de Tensão	< 25 Hz	intermitente	0,1 - 7%
7.0 - Variação da Freqüência do Sistema		< 10 s	

3.1. Transitórios

Fenômenos transitórios ocorrem no sistema elétrico em função de diversas condições. Muitos transitórios são decorrentes de variações instantâneas na corrente, as quais interagem com a impedância do sistema, resultando em elevadas tensões instantâneas. Transitórios podem ser conseqüência de cargas com operação intermitente, chaveamento de bancos de capacitores, faltas a terra, operação de dispositivos semicondutores e falhas em condutores. Descargas atmosféricas são um caso especial de transitórios, devido aos níveis extremamente altos de energia e rápido tempo envolvido [6].

A duração de um transitório é pequena, porém de grande importância, uma vez que os equipamentos presentes nos sistemas elétricos estarão submetidos a grandes solicitações de tensão e/ou corrente. Fenômenos transitórios podem ser classificados em dois grupos: os chamados transitórios impulsivos e os oscilatórios, causados por descargas atmosféricas e por chaveamentos, respectivamente.

3.1.1. Transitórios Impulsivos

Como já mencionado, os transitórios impulsivos são causados por descargas atmosféricas e sua definição pode ser dada como uma alteração repentina nas condições de regime permanente da tensão, corrente ou ambas, caracterizando-se por apresentar impulsos unidirecionais em polaridade (positivo ou negativo) e com freqüência bastante diferente daquela da rede elétrica. Os transitórios impulsivos geralmente são definidos por um tempo de subida e outro de descida do impulso.

Em sistemas de distribuição, o caminho mais provável para as descargas atmosféricas é através de um condutor fase, no primário ou no secundário, causando altas sobretensões no sistema. Existem numerosos caminhos através dos quais as correntes de descarga podem penetrar no sistema de aterramento, tais como o terra do primário e secundário dos transformadores e as estruturas do sistema de distribuição. Os principais problemas de Qualidade da Energia causados por tais correntes no sistema de aterramento são:

- Elevação do potencial do terra local, em relação a outros terras, em vários kV. Equipamentos eletrônicos sensíveis que são conectados entre duas referências de terra podem falhar quando submetidos a altos níveis de tensão, tal como um computador conectado ao telefone através de um “modem”.
- Indução de altas tensões nos condutores fase, quando as corrente passam pelos cabos a caminho do terra.

3.1.2. Transitórios Oscilatórios

Estes transitórios são decorrentes de energização de linhas, corte de carga indutiva, eliminação de faltas, chaveamento de bancos de capacitores e transformadores.

Os transitórios oscilatórios de baixa freqüência são freqüentemente encontrados em sistemas de subtransmissão e distribuição e são causados por diversos eventos. O mais freqüente é a energização de bancos de capacitores, o qual geralmente resulta em oscilações de tensão com freqüência entre 300 e 900 Hz, com magnitude máxima de 2,0 pu, sendo valores típicos de 1,3 a 1,5 pu, com duração entre 0,5 a 3 ciclos, dependendo das características de amortecimento do sistema. A Figura 3 ilustra o resultado da simulação de energização de um banco capacitores de 600 kVAr na tensão de 13,8 kV.

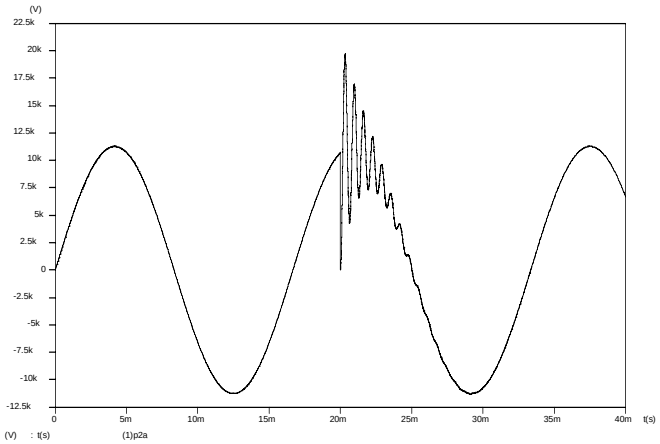

Figura 3 - Transitório oscilatório proveniente do chaveamento de um banco de capacitores

Transitórios oscilatórios com freqüências menores do que 300 Hz podem também ser encontrados nos sistemas de distribuição. Estes estão, geralmente, associados aos fenômenos de ferrorressonância e energização de transformadores.

Com relação aos transitórios oscilatórios de média-freqüência, estes podem ser causados por energização de capacitores, resultando em correntes transitórias de dezenas de kHz, chaveamento de disjuntores para eliminação de faltas e podem também ser o resultado de uma resposta involuntária do sistema a um transitório impulsivo.

Já os transitórios oscilatórios de alta freqüência são geralmente o resultado de uma resposta do sistema a um transitório impulsivo. Isto é, podem ser causados por descargas atmosféricas ou por chaveamento de circuitos indutivos. Também, a desenergização de cargas indutivas pode gerar impulsos de alta freqüência. Apesar de serem de curta duração, estes transitórios podem interferir na operação de cargas eletrônicas. Filtros de alta-freqüência e transformadores isoladores podem ser usados para proteger as cargas contra este tipo de transitório.

3.2. Variações de Tensão de Curta Duração

As variações de curta duração ocorrem quando a tensão de suprimento sofre variações na sua amplitude, conforme valores apresentados na Tabela 1, por um período de tempo não superior a 1 minuto. Estas variações de curta duração são subdivididas, para melhor análise, em variações instantâneas de tensão, quando a duração do efeito é menor que 30 ciclos, variações momentâneas de tensão, quando a duração do efeito está entre 30 ciclos e 3 segundos e, finalmente, variações temporárias, quando a duração do efeito está entre 3 segundos e 1 minuto [6,7].

Dentre as variações de curta duração encontramos situações que são muito importantes para análise dos problemas da Qualidade da Energia, a saber: interrupção de curta duração, afundamento de tensão e elevação de tensão.

3.2.1. Interrupção

As interrupções são causadas por falhas no sistema de energia, falhas de equipamentos ou mau funcionamento dos sistemas de controle. Normalmente, são classificadas por seu tempo de duração e pela diminuição da tensão de suprimento para um valor abaixo de 10% do seu valor nominal. Podemos ainda, classificar estas interrupções em momentâneas e temporárias.

Uma interrupção de curta duração é dita momentânea quando ocorre por um período de tempo entre 30 ciclos e 3 segundos. Já em uma interrupção de curta duração do tipo temporária, o período de duração está compreendido entre 3 segundos e 1 minuto [6,7].

A Figura 4 mostra uma interrupção momentânea devido a um curto-circuito, sendo precedida por um afundamento de tensão Observa-se que a tensão cai para um valor de 20%, com duração de 3 ciclos e, logo após, ocorre a perda total do suprimento num período de 1,8 segundos até a atuação do religador.

Alguns dados estatísticos revelam que 75% das faltas em redes aéreas são de natureza temporária. No passado, este percentual não era considerado preocupante. Entretanto, com o crescente emprego de cargas eletrônicas, como inversores e computadores, este número passou a ser relevante nos estudos relacionados ao sistema. Agora, são tidos como responsáveis pela saída de operação de diversos equipamentos, interrompendo o processo produtivo e causando enormes prejuízos às indústrias.

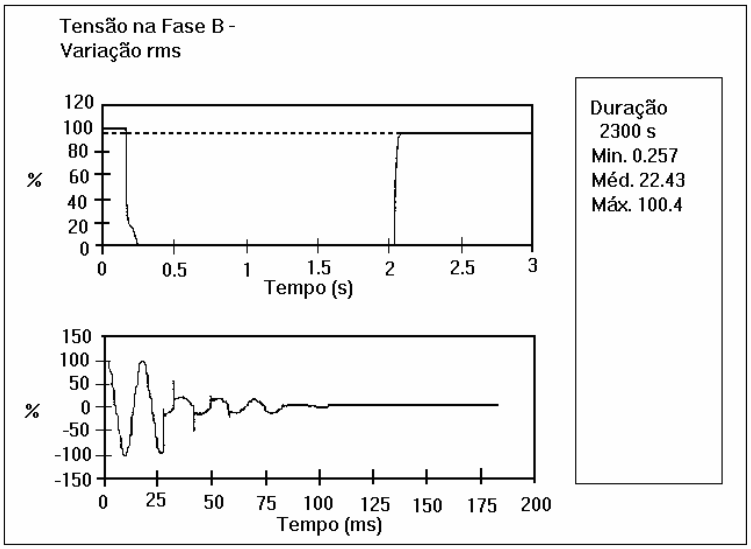

Figura 4 - Interrupção momentânea devido a um curto-circuito e subseqüente religamento

3.2.2. Afundamento de Tensão

Afundamento de tensão, também conhecido como "*sag*" é, como o próprio nome já diz, um abaixamento de tensão de curta duração caracterizada por uma redução no valor eficaz da tensão, entre 0,1 e 0,9 pu, na freqüência fundamental, com duração entre 0,5 ciclo e 1 minuto [8].

A Figura 5 ilustra um afundamento típico, causado por uma falta fase-terra. Observa-se um decréscimo de 80% na tensão por um período de aproximadamente 3 ciclos, até que o equipamento de proteção da subestação opere e elimine a corrente de falta. Neste caso, de acordo com a Tabela 1, o afundamento é de caráter instantâneo. Entretanto, as características e o número de afundamentos diante de uma determinada falta dependem de vários fatores como: a natureza da falta, sua posição relativa a outros consumidores ligados na rede e o tipo de filosofia de proteção adotada no sistema.

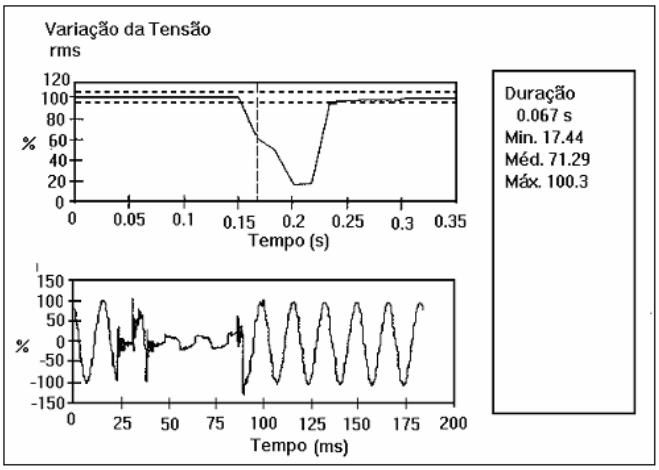

Figura 5 - Afundamento de tensão causado por uma falta fase-terra.

Este tipo de distúrbio está associado, principalmente, a faltas em sistemas de transmissão e de distribuição. Mas pode também ser causado pela energização de grandes cargas, partida de grandes motores e pela corrente de energização de um transformador.

Para ilustrar o afundamento de tensão causado pela partida de um motor de indução tem-se a Figura 6. Como é conhecido, durante a partida de um motor de indução, este absorve uma corrente de 6 a 10 vezes a corrente nominal, resultando em uma queda significativa na tensão de suprimento. Observa-se que, neste caso, a tensão cai rapidamente para 0,8 pu e, em um período de aproximadamente 3 segundos, retorna ao seu valor nominal.

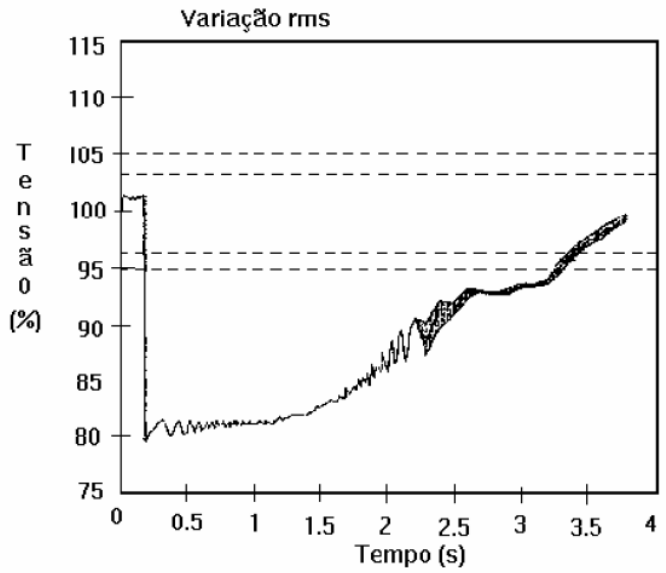

Figura 6 - Afundamento de tensão causado pela partida de um motor.

O principal efeito destes distúrbios é o mau funcionamento dos equipamentos eletrônicos, em especial os computadores, que têm sido alvo de preocupações em órgãos de pesquisa em Qualidade da Energia. Entretanto, determinar os níveis de sensibilidade de tais equipamentos torna-se uma tarefa difícil, devido ao grande número de medições necessárias para a coleta de dados, e ainda, as dificuldades de se ter equipamentos de medição em condições reais de campo [8].

Para um sistema onde a tensão em regime permanente é considerada 1 pu, um afundamento de 20% significa uma redução na tensão de 0,2 pu, isto é, a tensão remanescente é igual a 0,8 pu. Afundamentos de tensão com período inferior a 10 ms e abaixo de 10% não são levados em consideração. Isto se explica pelo fato de que os distúrbios com período de duração abaixo de10 ms são considerados como transitórios e, quedas de tensão menores que 10% são toleradas pela maioria dos equipamentos elétricos.

Os principais tipos de afundamento de tensão resultantes dos diferentes tipos de faltas estão mostrados nas figuras a seguir, onde o sub-índice N dos fasores indica a tensão pré-falta e o sub-índice F indica a tensão durante a ocorrência da falta [9].

A Figura 7(a) indica que as três tensões por ocasião do afundamento de tensão possuem a mesma amplitude sendo este fenômeno provocado por uma falta do tipo trifásica. A Figura 7(b) é caracterizada por ter apenas uma das tensões com a sua amplitude reduzida e é produzida por uma falta de uma das fases a terra. Na Figura 7(c), duas das tensões possuem suas amplitudes reduzidas, assim como os seus ângulos de fase diferem de 120º, e pode ser produzida ou por uma falta de uma fase para a terra ou por uma falta entre fases. No último caso, mostrado na Figura 7(d), duas fases variam em amplitude e ângulo, ao passo que a terceira fase varia apenas em módulo, sendo este tipo de fenômeno também provocado por uma falta de uma das fases para a terra ou por um curto bifásico.

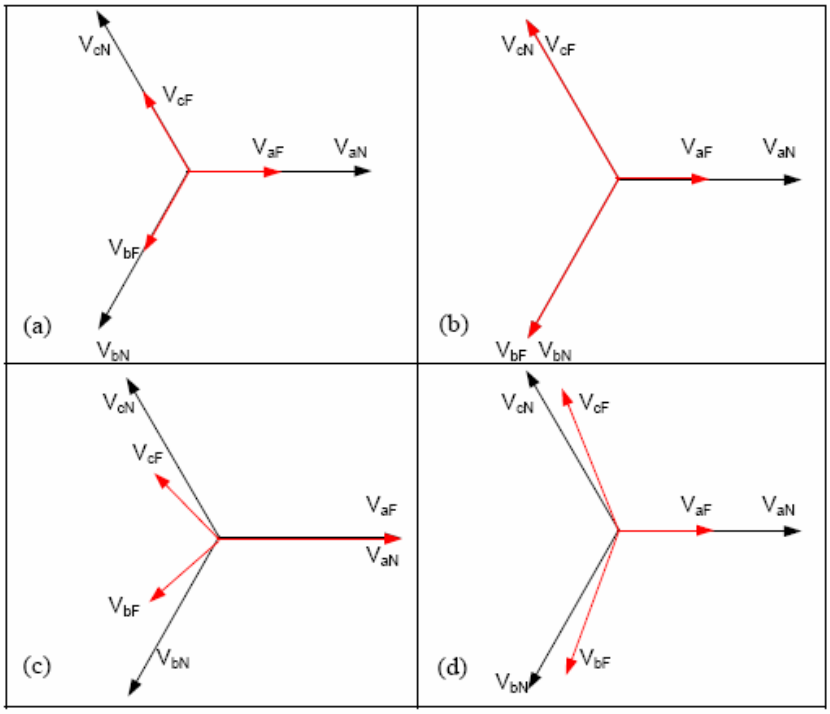

Figura 7 - Diagrama fasorial dos tipos de falta que podem ocasionar um afundamento de tensão.

3.2.3. Elevação de Tensão

Elevação de tensão, também conhecida por "*swell*", é caracterizada por um aumento no valor eficaz da tensão entre 1,1 e 1,8 pu, com duração entre 0,5 a 30 ciclos para variações de curta duração do tipo instantânea; entre 1,1 e 1,4 pu, com duração entre 30 ciclos e 3 segundos para variações de curta duração do tipo momentânea; e elevação no valor eficaz da tensão entre 1,1 e 1,2 pu, com duração entre 3 segundos e 1 minuto para variações de curta duração do tipo temporária [6,7].

Assim como o afundamento de tensão, a elevação de tensão está normalmente associada com as condições de falta no sistema, principalmente no que diz respeito à falta fase-terra, onde os níveis de tensão se elevam consideravelmente nas fases não defeituosas.

A Figura 8 ilustra uma elevação de tensão causada por uma falta fase-terra. Este fenômeno pode também estar associado à saída de grandes blocos de cargas ou à energização de grandes bancos de capacitores, porém, com uma incidência pequena se comparada com as sobretensões provenientes de faltas fase-terra nas redes de transmissão e distribuição.

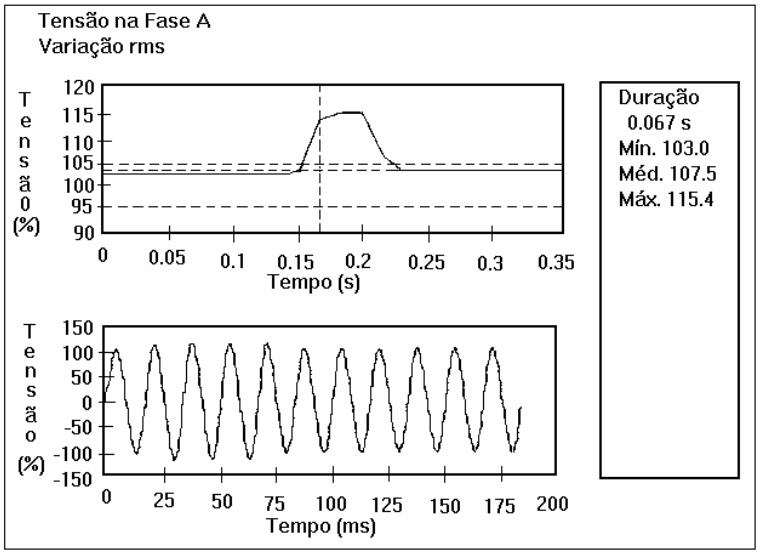

Figura 8 - Elevação de tensão devido a uma falta fase-terra.

Mais uma vez, a preocupação com danos em equipamentos recai, principalmente, sobre os equipamentos eletrônicos, que podem sofrer sérios danos de operação, até a sua inutilização completa. Contudo, cabos, transformadores, barramentos, dispositivos de chaveamento, transformador de potencial, transformador de corrente e máquinas rotativas podem ter sua vida útil reduzida. Vale ressaltar que a suportabilidade de um equipamento não depende apenas da magnitude da elevação da tensão, mas também do seu tempo de duração.

3.3. Variações de Tensão de Longa Duração

As variações de tensão de longa duração ocorrem quando são apresentados desvios no valor eficaz da tensão, com duração superior a 1 minuto.

Estas variações de tensão podem se dar como interrupções, subtensões e sobretensões sustentadas. Todas elas são geralmente causadas por variações de carga e operações de chaveamento no sistema, sendo descritas a seguir.

3.3.1. Interrupções Sustentadas

Interrupções sustentadas se definem quando a tensão de suprimento permanece em zero por um período de tempo superior a 1 minuto. São freqüentemente permanentes e requerem intervenção da concessionária para reparar o sistema e restaurar o fornecimento de energia [7].

As interrupções sustentadas podem ocorrer de forma inesperada ou de forma planejada. A maioria delas ocorre inesperadamente e as principais causas são falhas nos disjuntores, queima de fusíveis e falha de componentes do circuito alimentador. Já as interrupções planejadas são observadas, geralmente, quando da manutenção da rede, ou seja, serviços como troca de cabos e postes, mudança de tap de transformador e alteração dos ajustes de equipamentos de proteção.

Seja a interrupção de natureza sustentada ou inesperada, o sistema elétrico deve ser projetado e operado de forma a garantir que:

- o número de interrupções seja mínimo;
- uma interrupção dure o mínimo possível e;
- o número de consumidores afetados seja pequeno.

A conseqüência de uma interrupção sustentada é o desligamento dos equipamentos, exceto para aquelas cargas protegidas por sistemas *no-breaks* ou por outras formas de armazenamento de energia. No caso de interrupção sustentada o prejuízo é ainda maior, visto que o tempo de duração da interrupção é muito grande, comparado com o da interrupção de curta duração, retardando a retomada do processo produtivo.

3.3.2. Subtensões Sustentadas

Uma subtensão sustentada é caracterizada por um decréscimo no valor eficaz da tensão a valores menores que 0,9 pu, na freqüência da rede, e com período de duração maior que 1 minuto.

As subtensões são decorrentes, principalmente, do carregamento excessivo de circuitos alimentadores, os quais são submetidos a determinados níveis de corrente que, interagindo com a impedância da rede, dão origem a quedas de tensão acentuadas. Os fatores que contribuem para as subtensões são: a conexão de cargas à rede elétrica, o desligamento de bancos de capacitores e, conseqüentemente, o excesso de reativo transportado pelos circuitos de distribuição, o que limita a capacidade do sistema no fornecimento de potência ativa e ao mesmo tempo eleva a queda da tensão.

Dentre os problemas causados por subtensões de longa duração, destacam-se:

- Redução da potência reativa fornecida por bancos de capacitores ao sistema;
- Possível interrupção da operação de equipamentos eletrônicos, tais como computadores e controladores eletrônicos;
- Redução de índice de iluminação para os circuitos de iluminação incandescente, conforme ilustra a Figura 9.

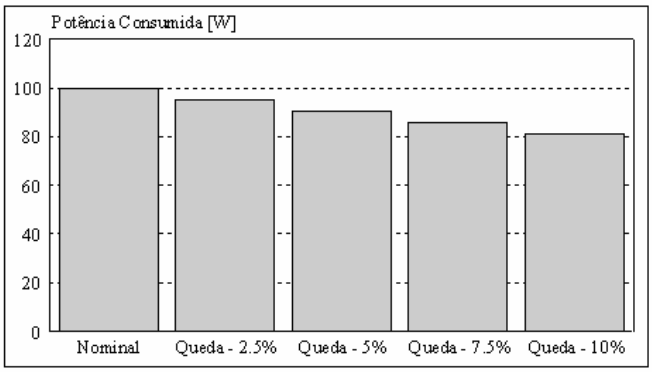

Figura 9 - Potência consumida por uma lâmpada incandescente de 100 W para diferentes valores de tensão.

As opções para o melhoramento da regulação de tensão são:

- Instalar reguladores de tensão para elevar o nível da tensão;
- Instalar capacitores "shunt" para reduzir a corrente do circuito;
- Instalar capacitores série para cancelar a queda de tensão indutiva;
- Instalar cabos com bitolas maiores para reduzir a impedância;
- Instalar compensadores estáticos de reativos, os quais têm os mesmos objetivos que os capacitores, para mudanças bruscas de cargas.

Existe uma variedade de dispositivos usados para regulação de tensão. Tais dispositivos são tipicamente divididos em três classes:

- Transformadores de tap variável;
- Dispositivos de isolação com reguladores de tensão independentes;
- Dispositivos de compensação de impedância, tais como capacitores.

3.3.3. Sobretensões Sustentadas

Uma sobretensão sustentada é caracterizada por um aumento no valor eficaz da tensão acima de 1,1 pu (valores típicos entre 1,1 e 1,2 pu), na freqüência da rede, por um período de duração maior que 1 minuto.

As sobretensões de longa duração podem ser o resultado do desligamento de grandes cargas ou da energização de um banco de capacitores. Transformadores cujos taps são conectados erroneamente também podem causar sobretensões.

Com relação às conseqüências das sobretensões de longa duração, estas podem resultar em falha dos equipamentos. Os dispositivos eletrônicos podem sofrer danos durante condições de sobretensões, embora transformadores, cabos, disjuntores, transformadores de corrente, transformadores de potencial e máquinas rotativas, geralmente não apresentem falhas imediatas. Entretanto, tais equipamentos, quando submetidos à sobretensões sustentadas, poderão ter as suas vidas úteis reduzidas. Relés de proteção também poderão apresentar falhas de operação durante as sobretensões.

Dentre algumas opções para a solução de tais problemas, destaca-se a troca de bancos de capacitores fixos por bancos automáticos, tanto em sistemas das concessionárias como em sistemas industriais, possibilitando um controle maior do nível da tensão e a instalação de compensadores estáticos de reativos.

3.4. Desequilíbrio de Tensão

Os desequilíbrios de tensão podem ser definidos como o desvio máximo da média das correntes ou tensões trifásicas, dividido pela média das correntes ou tensões trifásicas, expresso em porcentagem. Mas podem ser também caracterizados como a relação entre a componente de seqüência negativa pela componente de seqüência positiva dos sinais de correntes ou tensões trifásicas [7].

As origens destes desequilíbrios estão geralmente nos sistemas de distribuição, os quais possuem cargas monofásicas distribuídas inadequadamente, fazendo surgir no circuito tensões de seqüência negativa. Este problema se agrava quando consumidores alimentados de forma trifásica possuem uma má distribuição de carga em seus circuitos internos, impondo correntes desequilibradas no circuito da concessionária. Tensões desequilibradas podem também ser o resultado da queima de fusíveis em uma fase de um banco de capacitores trifásicos.

Tais fatores fazem com que a qualidade no fornecimento de energia, idealizada pela concessionária, seja prejudicada e, desta forma, alguns consumidores têm em suas alimentações um desequilíbrio de tensão, o qual se manifesta sob três formas distintas: amplitudes diferentes, assimetria nas fases e assimetria conjunta de amplitudes e fases. Destas, apenas a primeira é freqüentemente evidenciada no sistema elétrico.

3.5. Distorções da Forma de Onda

A distorção na forma de onda é definida como um desvio, em regime permanente, da forma de onda puramente senoidal, na freqüência fundamental, e é caracterizada principalmente pelo seu conteúdo espectral [8].

Existem alguns tipos principais de distorções da forma de onda, os quais serão descritos a seguir: Nível CC, Harmônicos, Inter-harmônicos, *Notching* e Ruídos.

3.5.1. Nível CC

A presença de tensão ou corrente CC em um sistema elétrico CA é denominado "*DC offset*". Este fenômeno pode ocorrer como resultado da operação ideal de retificadores de meia onda [8].

O nível CC em redes de corrente alternada pode levar à saturação de transformadores, resultando em perdas adicionais e redução da vida útil. Pode também causar corrosão eletrolítica dos eletrodos de aterramento e de outros conectores.

3.5.2. Harmônicos

Tecnicamente, harmônicos são tensões ou correntes senoidais, de freqüências múltiplas inteiras da freqüência fundamental na qual opera o sistema de energia elétrica. Estes harmônicos distorcem as formas de onda da tensão e corrente e são oriundos de equipamentos e cargas com características não-lineares instalados no sistema de energia.

Harmônicos são fenômenos contínuos, e não devem ser confundidos com fenômenos de curta duração, os quais duram apenas alguns ciclos. Distorção harmônica é um tipo específico de energia suja, que é normalmente associada com a crescente quantidade de acionamentos estáticos, fontes chaveadas e outros dispositivos eletrônicos nas plantas industriais.

A Figura 10 evidencia as deformações na forma de onda por conseqüência de distorções harmônicas de 3ª e 5ª ordem.

As distorções harmônicas estão em desacordo com os objetivos da qualidade de suprimento promovido por uma concessionária de energia elétrica, que deve fornecer aos seus consumidores uma tensão puramente senoidal, com amplitude e freqüência constantes. Entretanto, o fornecimento de energia a determinados consumidores que causam deformações no sistema supridor, prejudica não apenas o consumidor responsável pelo distúrbio, mas também outros conectados à mesma rede elétrica.

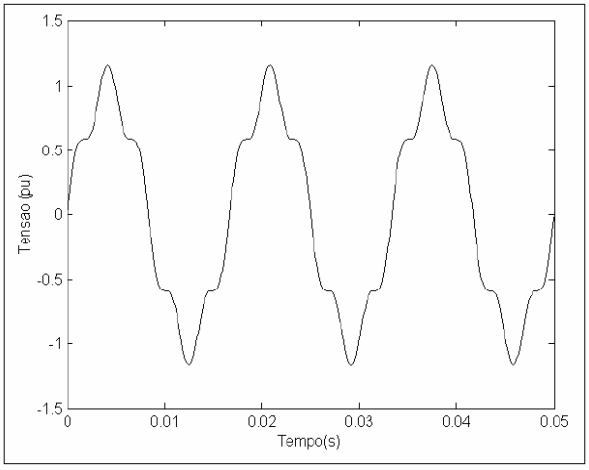

Figura 10 - Forma de onda com distorções harmônicas de 3ª e 5ª ordem.

A natureza e a magnitude das distorções harmônicas geradas por cargas não-lineares dependem, especificamente, de cada carga, mas duas generalizações podem ser assumidas:

- Os harmônicos que causam problemas geralmente são os componentes de números ímpares;
- A magnitude da corrente harmônica diminui com o aumento da freqüência.

Para quantificação do grau de distorção presente na tensão e/ou corrente, lança-se mão da ferramenta matemática conhecida por série de Fourier. As vantagens de se usar a série de Fourier para representar formas de onda distorcidas é que, cada componente harmônica pode ser analisada separadamente e, a distorção final é determinada pela superposição das várias componentes constituintes do sinal distorcido.

Conhecidos os valores de tensões e/ou correntes harmônicas presentes no sistema, utiliza-se de um procedimento para expressar o conteúdo harmônico de uma forma de onda. Um dos mais utilizados é a "Distorção Harmônica Total", que pode ser empregada tanto para sinais de tensão como para correntes. As Equações 1 e 2 apresentam tais definições:

$$DHV_T = \sqrt{\frac{\sum_{n>1}^{n_{máx}} V_n^2}{V_1^2}} \times 100(\%) \tag{1}$$

$$DHI_T = \sqrt{\frac{\sum_{n>1}^{n_{máx}} I_n^2}{I_1^2}} \times 100(\%) \tag{2}$$

onde:

DHV_T = distorção harmônica total de tensão;

DHI_T = distorção harmônica total de corrente;

V_n = valor eficaz da tensão de ordem n;

I_n = valor eficaz da corrente de ordem n;

V_1 = valor eficaz da tensão fundamental;

I_1 = valor eficaz da corrente fundamental;

n = ordem da componente harmônica.

A "Distorção Harmônica Individual" é utilizada para a quantificação da distorção individual de tensão ou corrente, ou seja, para determinar a porcentagem de determinada componente harmônica em relação à sua componente fundamental. As Equações 3 e 4 expressam tais definições.

$$DHV_I = \frac{V_n}{V_1} \times 100(\%) \tag{3}$$

$$DHI_I = \frac{I_n}{I_1} \times 100(\%) \tag{4}$$

onde:

DHV_I - distorção harmônica individual de tensão;

DHI_I - distorção harmônica individual de corrente.

Para fins práticos, geralmente, as componentes harmônicas de ordens elevadas (acima da 25ª a 50ª ordem, dependendo do sistema) são desprezíveis para análises de sistemas de potência. Apesar de poderem causar interferência em dispositivos eletrônicos de baixa potência, elas usualmente não representam perigo aos sistemas de potência [7].

No passado não havia grandes preocupações com harmônicos. Cargas com características não lineares eram mais resistentes aos efeitos provocados por harmônicos. Entretanto, nos últimos anos, com o rápido desenvolvimento da eletrônica de potência e a utilização de métodos que buscam o uso mais racional da energia elétrica, o conteúdo harmônico presente nos sistemas tem se elevado, causando uma série de efeitos indesejáveis em diversos equipamentos ou dispositivos, comprometendo a qualidade e o próprio uso racional da energia elétrica. O problema é ainda mais agravado pela utilização de equipamentos e cargas mais sensíveis à Qualidade da Energia.

Assim, é de grande importância citar aqui os vários tipos de cargas elétricas com características não-lineares, denominadas de "Cargas Elétricas Especiais", que têm sido agregadas em grande quantidade no Sistema Elétrico Brasileiro. Estas, de um modo geral, podem ser classificadas em três grupos básicos, a saber [8]:

- Cargas de conexão direta ao sistema
    - motores de corrente alternada;
    - transformadores alimentadores;
    - circuitos de iluminação com lâmpadas de descarga;
    - fornos a arco.
- Cargas conectadas através de conversores
    - motores de corrente contínua controlados por retificadores;
    - motores de indução controlados por inversores com comutação forçada;
    - motores síncronos controlados por cicloconversores (conversão estática direta CA/CA em uma dada freqüência para outra freqüência inferior);
    - processos de eletrólise através de retificadores não-controlados;
    - fornos de indução de alta freqüência.
- Reguladores
    - fornos de indução controlados por reatores saturados;
    - cargas de aquecimento controladas por tiristores;
    - reguladores de tensão a núcleo saturado;
    - velocidade dos motores controlados por tensão de estator;
    - computadores;
    - eletrodomésticos com fontes chaveadas.

Como já explicado anteriormente, altos níveis de distorção harmônica em uma instalação elétrica podem causar problemas para as redes de distribuição das concessionárias, para a própria instalação e para equipamentos ali instalados.

Nos capítulos seguintes será descrito como as distorções harmônicas de tensão e corrente podem alterar a operação de alguns dispositivos comumente encontrados nas redes elétricas. Do mesmo modo, apresentar-se-ão alguns métodos para a compensação da distorção harmônica de corrente de forma preventiva ou corretiva.

3.5.3. Inter-harmônicos

Inter-harmônicos são componentes de freqüência, em tensão ou corrente, que não são múltiplos inteiros da freqüência fundamental do sistema supridor (50 ou 60 Hz). Elas podem aparecer como freqüências discretas ou como uma larga faixa espectral.

O efeito inter-harmônico pode ser encontrado em redes elétricas de todas as classes de tensão. As suas principais fontes são conversores estáticos de potência, cicloconversores, motores de indução e equipamentos a arco. Os efeitos dos inter-harmônicos não são bem

conhecidos, mas admite-se que os mesmos podem afetar a transmissão de sinais *carrier* e induzir oscilação visual no visor de equipamentos como tubos de raios catódicos [6,7].

3.5.4. Notching

Notching é um distúrbio de tensão causado pela operação normal de equipamentos de eletrônica de potência quando a corrente é comutada de uma fase para outra. Durante este período há um momentâneo curto-circuito entre as duas fases.

As componentes de freqüência associadas ao *notching* são de alto valor, o que impede a utilização de equipamentos normalmente utilizados para análise harmônica.

3.5.5. Ruídos

Ruído é definido como um sinal elétrico indesejado que não pode ser classificado como distorção harmônica ou transitório. Contém uma larga faixa espectral com freqüências menores que 200 kHz, as quais são superpostas às tensões ou correntes de fase, e também podem ser encontrados em condutores de neutro.

Os ruídos em sistemas de potência podem ser causados por equipamentos eletrônicos de potência, circuitos de controle, equipamentos a arco, retificadores a estado sólido e fontes chaveadas.

A faixa de freqüência e o nível de amplitude dependem da fonte que produz o ruído. A amplitude típica é menor que 1% da tensão fundamental e pode causar distúrbios em equipamentos eletrônicos como microcomputadores e controladores programáveis. Minimiza-se o problema utilizando filtros, transformadores isoladores e alguns condicionadores de linha [6,7].

3.6. Flutuação de Tensão

As flutuações de tensão são variações sistemáticas dos valores eficazes da tensão de suprimento na faixa compreendida entre 0,95 a 1,05 pu.

Estes distúrbios podem até se situar dentro dos limites normais de tensão, porém produzem desagradáveis variações na iluminação ou distúrbios na operação de equipamentos sensíveis em razão das variações rápidas da tensão.

As flutuações de tensão são alterações aleatórias ou cíclicas de tensão, resultante de chaveamentos ou variações de cargas muito grandes, quando comparadas à capacidade de curto-circuito no local.

Dentre os principais efeitos nos sistemas elétricos, resultados destas flutuações de tensão, podem-se citar as oscilações de potência e torque das máquinas elétricas, queda de rendimento dos equipamentos elétricos, interferência nos sistemas de proteção e o efeito *flicker*.

Entretanto, o fenômeno *flicker*, ou cintilação luminosa, consiste no efeito mais comum provocado pelas oscilações de tensão, uma vez que o desconforto visual associado a perceptibilidade do olho humano ás variações da intensidade luminosa é, em toda sua extensão, indesejável.

As principais fontes de flutuações de tensão e *flicker* são cargas industriais como, por exemplo, máquinas de soldar, laminadores, fornos a arco e unidade de solda a arco. As variações de tensão também podem ocorrer quando do chaveamento de bancos de capacitores.

3.7. Variações da Freqüência do Sistema

A freqüência do sistema elétrico está diretamente relacionada com a velocidade de rotação do gerador de energia deste sistema. A todo o momento a freqüência depende do balanceamento da carga e da capacidade da disponibilidade de geração. Variações na freqüência de um sistema elétrico são definidas como sendo desvios no valor da freqüência fundamental deste sistema (50 ou 60 Hz). Pequenas variações de freqüência podem ser observadas como resultado do balanço dinâmico entre carga e gerador, variações na faixa de 60 ± 0,5 Hz.

Quando ocorrem variações neste equilíbrio dinâmico, a freqüência, igualmente, sofre pequenas variações. Contudo, a amplitude da variação e sua duração dependem das características da carga e da resposta do regulador de velocidade de geração.

Variações da freqüência do sistema que ultrapassam os limites para operação normal em regime permanente (60 Hz), podem ser causadas por faltas em sistemas de transmissão, pela saída de um considerável bloco de cargas ou saída de operação de uma fonte geradora [6,7].

4. Efeitos de Harmônicas em Componentes do Sistema Elétrico

As distorções harmônicas causadas pela operação de cargas elétricas com características não-lineares causam alguns efeitos indesejáveis ao sistema elétrico. Estes efeitos podem ser divididos em três grandes grupos. Nos dois primeiros estariam enquadrados, por exemplo, os problemas de perda da vida útil de transformadores, máquinas rotativas, bancos de capacitores, etc. No terceiro grupo estariam englobadas questões diversas que poderiam se traduzir numa operação errônea ou na falha completa de um equipamento. Nesta categoria estariam incluídos efeitos como torques oscilatórios nos motores CA, erros nas respostas de equipamentos, aumentos ou diminuição do consumo de energia, entre outros [8].

Para ressaltar tais efeitos, explicitam-se abaixo como as distorções harmônicas de tensão e corrente podem alterar a operação de alguns dispositivos usualmente encontrados nas redes elétricas.

4.1. Cabos de Alimentação

Em razão do efeito pelicular, que restringe a seção condutora para componentes de freqüência elevada, os cabos de alimentação têm um aumento de perdas devido às harmônicas de corrente. Além disso, tem-se o chamado "efeito de proximidade", o qual relaciona um acréscimo na resistência do condutor em função do efeito dos campos magnéticos produzidos pelos demais condutores colocados nas adjacências [10].

A Figura 11 mostra curvas que indicam a seção transversal e o diâmetro de condutores de cobre que devem ser utilizados para que o efeito pelicular não seja significativo (aumento menor que 1% na resistência). Nota-se que para 3 kHz o máximo diâmetro aconselhável é aproximadamente 1 ordem de grandeza menor do que para 50 Hz. Isto denota que, para freqüências acima de 3 kHz, um condutor com diâmetro maior do que 2,5 mm passa a ser significativo em termos de efeito pelicular.

Caso os cabos sejam longos e os sistemas conectados tenham suas ressonâncias excitadas pelas componentes harmônicas, podem aparecer elevados aumentos de tensão ao longo da linha, podendo danificar o cabo.

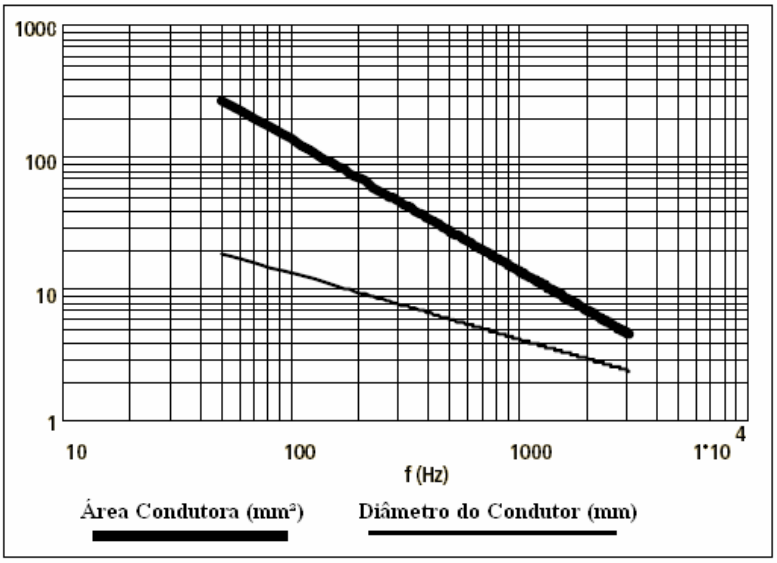

Figura 11 - Área de seção e diâmetro de fio de cobre que deve ser usado em função da freqüência da corrente para que o aumento da resistência seja menor que 1%.

Na Figura 12 tem-se a reposta em freqüência, para uma entrada em tensão, de um cabo de 10 km de comprimento, com parâmetros obtidos de um cabo trifásico 2 AWG, 6kV. As curvas mostram o módulo da tensão no final do cabo, ou seja, sobre a carga (do tipo RL). Dada a característica indutiva da carga, esta se comporta praticamente como um circuito aberto em freqüências elevadas. Quando o comprimento do cabo for igual a um quarto do comprimento de onda do sinal injetado, este "circuito aberto" no final da linha reflete-se como um curto-circuito na fonte. Isto se repete para todos os múltiplos ímpares desta freqüência. As duas curvas mostradas referem-se à resposta em freqüência sem e com o efeito pelicular. Observa-se que, considerando este efeito, tem-se uma redução na amplitude das ressonâncias devido ao maior amortecimento apresentado pelo cabo por causa do aumento de sua resistência [10].

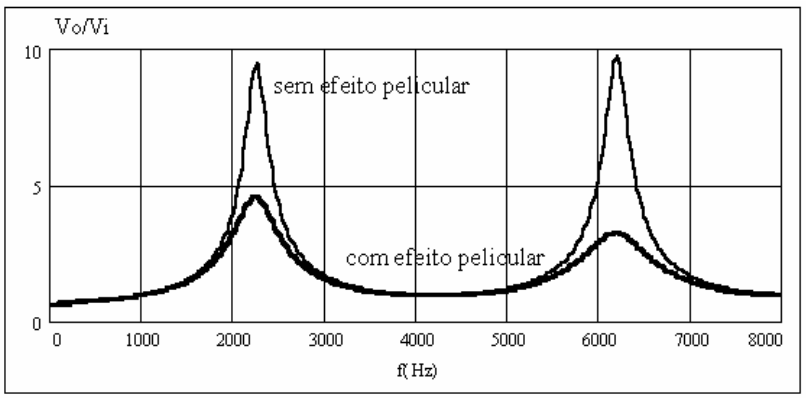

Figura 12 - Resposta em freqüência do cabo trifásico (10 km).

Na Figura 13 tem-se o perfil do módulo da tensão ao longo do cabo quando o sinal de entrada apresentar-se na primeira freqüência de ressonância. Pode-se observar que o aumento de

tensão na carga atinge quase quatro vezes a tensão de entrada (já considerando a ação do efeito pelicular). O valor máximo não ocorre exatamente sobre a carga porque ela não é, efetivamente, um circuito aberto nesta freqüência de aproximadamente 2,3 kHz.

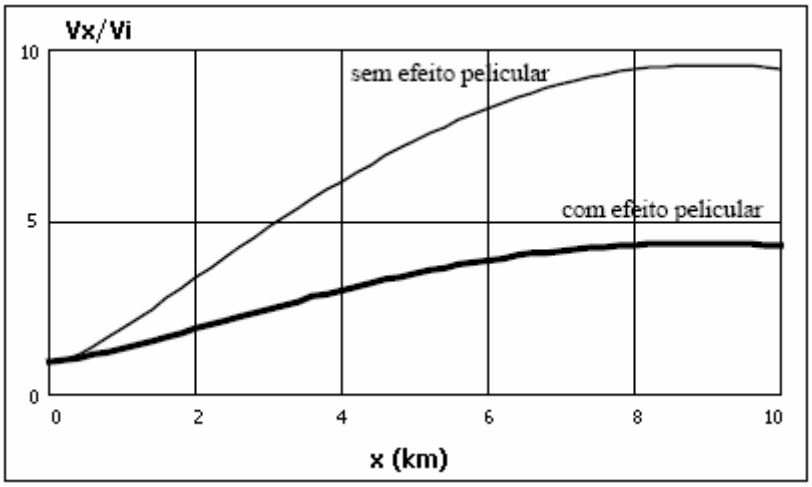

Figura 13 - Perfil de tensão ao longo do cabo na freqüência de ressonância.

4.2. Transformadores

Um transformador, quando submetido a distorções de tensão e corrente, experimentará um sobreaquecimento causado pelo aumento das perdas Joule. Harmônicas na tensão aumentam as perdas no ferro, enquanto harmônicas na corrente ampliam as perdas no cobre devido, principalmente, ao efeito pelicular, o qual implica numa redução da área efetivamente condutora à medida que se eleva a freqüência da corrente [11].

Normalmente as componentes harmônicas possuem amplitude reduzida, o que colabora para não tornar esses aumentos de perdas excessivos. No entanto, podem surgir situações específicas, como ressonâncias, em que surjam componentes de alta freqüência e amplitude elevada. Além disso, o efeito das reatâncias de dispersão fica ampliado, uma vez que seu valor aumenta com a freqüência [10].

Associado à dispersão existe outro fator de perdas que se refere às correntes induzidas pelo fluxo disperso. Esta corrente manifesta-se nos enrolamentos, no núcleo e nas peças metálicas adjacentes aos enrolamentos. Estas perdas crescem proporcionalmente ao quadrado da freqüência e da corrente.

Tem-se ainda uma maior influência das capacitâncias parasitas (entre espiras e entre enrolamentos) que podem realizar acoplamentos não desejados e, eventualmente, produzir ressonâncias no próprio dispositivo.

4.3. Motores de Indução

Um motor de indução operando sob alimentação distorcida pode apresentar, de forma semelhante ao transformador, um sobreaquecimento de seus enrolamentos. Este sobreaquecimento faz com que ocorra uma degradação do material isolante que pode levar a uma condição de curto-circuito por falha do isolamento. A Figura 14 mostra uma estimativa do acréscimo das perdas elétricas em um motor de indução, em função da distorção total presente no barramento supridor [11].

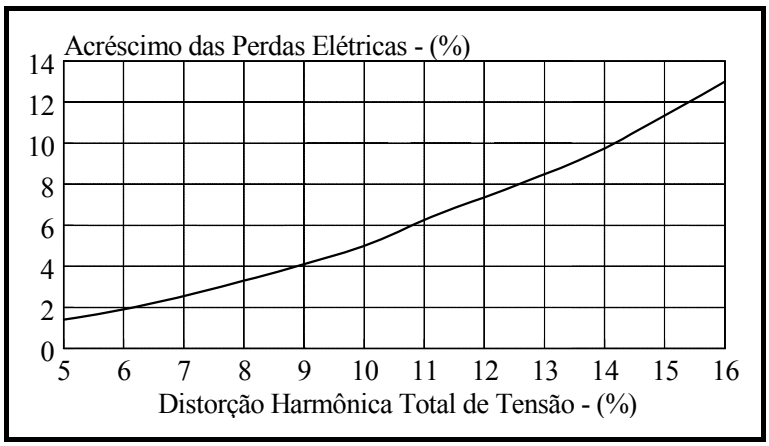

Figura 14 - Perdas elétricas de um motor de indução trifásico em função da distorção total de tensão.

Em relação à análise de desempenho de um motor de indução submetido a tensões harmônicas, verifica-se uma perda de rendimento e qualidade do serviço, devido ao surgimento de torques pulsantes. Estes podem causar uma fadiga do material, ou em casos extremos, para altos valores de torques oscilantes, interrupção do processo produtivo, principalmente em instalações que requerem torques constantes como é o caso de bobinadeiras na indústria de papel-celulose e condutores elétricos.

Com a utilização dos reguladores automáticos de velocidade, estes efeitos se pronunciam com maior intensidade, pois os níveis de distorção impostos pelos inversores superam os valores normalmente encontrados nas redes CA, muito embora, hoje, com novas técnicas de chaveamento, estes níveis têm sido reduzidos consideravelmente [8].

Os motores de indução, de acordo com o seu porte e impedância de seqüência negativa, possuem um grau de imunidade aos harmônicos conforme sugere a Equação 5.

$$\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty}\left(\frac{Vn}{n}\right)^2} \leq 1{,}3\% a 3{,}5\% \qquad (5)$$

4.4. Máquinas Síncronas

Pelo fato de estarem localizados distantes dos centros consumidores, as unidades geradoras, responsáveis por grandes blocos de energia, não sofrem de forma acentuada as conseqüências dos harmônicos injetados nos sistema. Entretanto, em sistemas industriais dotados de geração própria, que operam em paralelo com a concessionária, tem sido verificada uma série de anomalias no que se refere à operação das máquinas síncronas. Dentre estes efeitos destacam-se:

- Sobreaquecimento das sapatas polares, causado pela circulação de correntes harmônicas nos enrolamentos amortecedores;
- Torques pulsantes no eixo da máquina;
- Indução de tensões harmônicas no circuito de campo, que comprometem a qualidade das tensões geradas.

Assim, é importante que uma monitoração da intensidade destas anomalias seja efetuada, com o propósito de assegurar a operação contínua das máquinas síncronas, evitando transtornos como perda de geração. No caso de instalações que utilizam motores síncronos, as mesmas observações se aplicam.

De forma semelhante aos motores de indução, o grau de imunidade das máquinas síncronas aos efeitos de harmônicos é função do porte da máquina e da impedância de seqüência negativa [8]. Esta condição pode ser assegurada quando obedecida à Equação 6:

$$\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty}\left(\frac{Vn}{n}\right)^2} \leq 1{,}3\% a 2{,}4\% \qquad (6)$$

4.5. Bancos de Capacitores

Bancos de capacitores instalados em redes elétricas distorcidas por harmônicos podem originar condições de ressonância, caracterizando uma sobretensão nos terminais das unidades capacitivas [11].

Em decorrência desta sobretensão, tem-se uma degradação do isolamento das unidades capacitivas, podendo-se ter em casos extremos, uma completa danificação dos capacitores. Além disso, consumidores conectados no mesmo PAC (Ponto de Acoplamento Comum) ficam submetidos a tensões perigosas, mesmo não sendo portadores de cargas poluidoras em sua instalação, o que estabelece uma condição extremamente prejudicial à operação de diversos equipamentos. Entretanto, mesmo que não seja caracterizada uma condição de ressonância, um capacitor constitui um caminho de baixa impedância para as correntes harmônicas, estando,

portanto, constantemente sobrecarregado, sujeito a sobreaquecimento excessivo, podendo até ocorrer uma atuação da proteção, sobretudo dos relés térmicos.

Estes efeitos, isolados ou conjuntamente, resultam na diminuição da vida útil do capacitor. A Equação 7, empírica, estima a vida útil de um capacitor.

$$VU = \left(\frac{1}{S \cdot T}\right)^{7,45} \tag{7}$$

onde:

VU = vida útil em pu;

S = valor de pico da sobretensão em pu;

T = sobretemperatura em pu.

De posse da Equação 7 é possível traçar o comportamento da vida útil de capacitores para vários valores de sobretensão e sobretemperatura. A Figura 15 ilustra a redução da vida útil dos capacitores em função da temperatura.

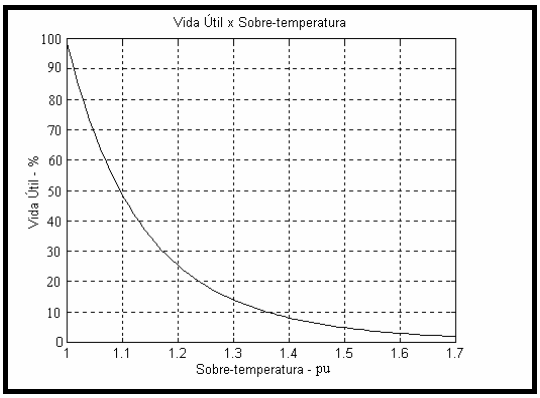

Figura 15 - Vida útil versus Sobreaquecimento em capacitores.

A Figura 16 ilustra o efeito na redução da vida útil dos bancos de capacitores em função da distorção de tensão.

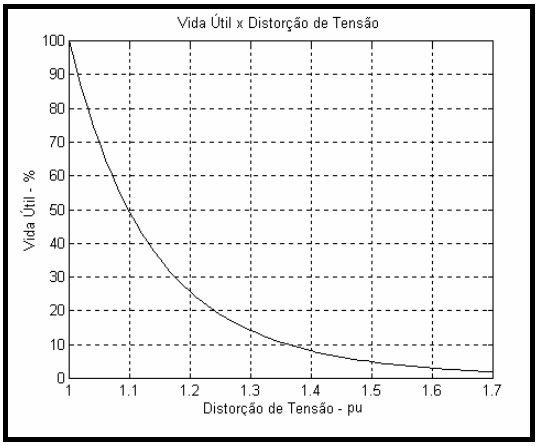

Figura 16 - Vida útil versus Distorção de tensão em capacitores.

Para assegurar uma operação segura dos bancos de capacitores em relação ao nível de distorção harmônica, estabelece-se uma recomendação traduzida pela Equação 8 [11].

$$\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty}(n*Vn)^2} \leq 83\% \tag{8}$$

4.6. Medidores de Energia Elétrica

Um outro efeito causado pelas distorções harmônicas refere-se à operação anormal ou indevida dos medidores de energia elétrica.

O medidor de energia do tipo indução tem sua operação fundamentada no fenômeno da interação eletromagnética. O conjugado motor do medidor, associado ao registro de energia, é obtido em função da interação entre uma corrente "i" e um fluxo "ϕ", este último oriundo da tensão aplicada ao medidor. Quando o medidor é submetido a tensões e correntes distorcidas, estas criam conjugados que fazem com que o disco acelere ou desacelere, ocasionando erros de medição [8].

A Figura 17 mostra a relação entre a corrente eficaz de alimentação de um retificador trifásico de 6 pulos e o erro registrado por um medidor de energia indutivo.

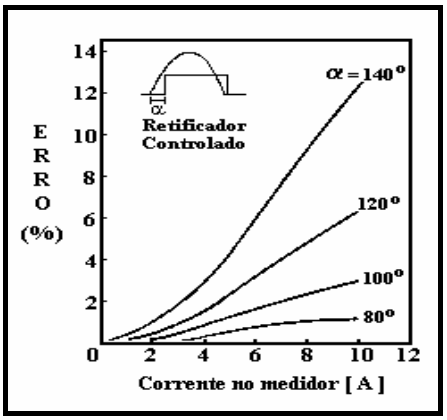

Figura 17 - Erro medido em função da corrente eficaz de um retificador controlado.

Para garantir uma operação segura dos medidores de energia, estabelece-se uma recomendação de limite de distorção apresentada pela Equação 9.

$$\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty}(Vn)^2} \leq 20\% \tag{9}$$

4.7. Relés de Proteção e Fusíveis

Um aumento da corrente eficaz devido a harmônicas sempre provocará um maior aquecimento dos dispositivos pelos quais circula a corrente, podendo ocasionar uma redução em sua vida útil e, eventualmente, sua operação inadequada [10].

Em termos dos relés de proteção não é possível definir completamente as respostas devido à variedade de distorções possíveis e aos diferentes tipos de dispositivos existentes.

4.8. Equipamentos Eletrônicos

Alguns equipamentos podem ser muito sensíveis a distorções na forma de onda de tensão. Por exemplo, se um aparelho utiliza os cruzamentos com o zero (ou outros aspectos da onda de tensão) para realizar alguma ação, distorções na forma de onda podem alterar, ou mesmo inviabilizar, seu funcionamento.

Caso as harmônicas penetrem na alimentação do equipamento por meio de acoplamentos indutivos e capacitivos, os quais se tornam mais efetivos com o aumento da freqüência, eles podem também alterar o bom funcionamento do aparelho [10].

5. Formas de Atenuação dos Harmônicos

Com o objetivo de diminuir a degradação da Qualidade da Energia existem métodos para compensação da distorção harmônica de corrente de forma preventiva ou corretiva.

Em sistemas com um número elevado de cargas não-lineares e com um valor alto da distorção harmônica total, impõem-se a necessidade de utilizar filtros do tipo passivo ou ativo para a correção harmônica. No entanto, existe a possibilidade de utilizar o condicionamento da própria carga produtora de harmônicos de forma preventiva [12].

5.1. Atenuação com Condicionamento da Carga

A distorção harmônica pode ser tratada de forma preventiva. Isto com a utilização de circuitos auxiliares às cargas não-lineares comumente utilizadas nos sistemas elétricos de baixa potência. Esta alternativa evita ou diminui a poluição harmônica gerada pela carga não-linear condicionada.

O circuito dos pré-reguladores de fator de potência é um exemplo de condicionamento da carga. Neste caso existem duas configurações possíveis. A primeira consiste na utilização de capacitores e indutores, que forma uma solução passiva. A segunda é baseada em um circuito eletrônico chaveado [12].

A solução passiva para o condicionamento da carga, que não provoca a redução do componente fundamental da tensão, emprega filtro LC paralelo sintonizado (por exemplo, no 3º harmônico) na entrada do retificador, conforme ilustrado na Figura 18.

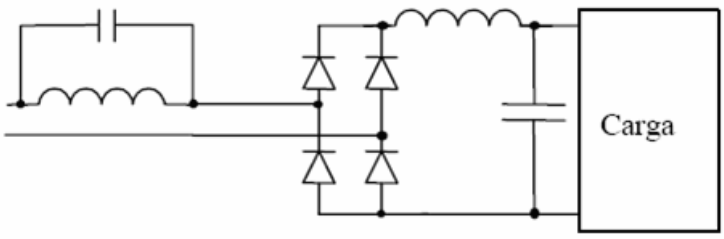

Figura 18 - Filtro LC de entrada.

A solução para o condicionamento utilizando circuitos eletrônicos ativos é baseada nos pré-reguladores de fator de potência. Estes circuitos empregam chaves semicondutoras controladas e associadas aos elementos passivos do circuito, tais como indutores e capacitores, conforme apresentado na Figura 19. As topologias com um único estágio de correção do fator de potência são mais atraentes do ponto de vista econômico. Isto por causa da tremulação

laminosa menor, alto fator de potência e alta eficiência quando comparado aos reatores eletrônicos convencionais.

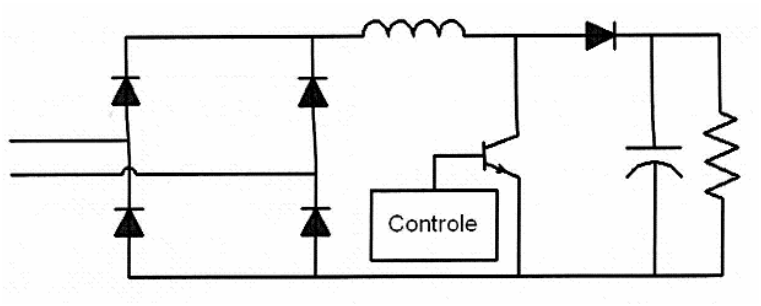

Figura 19 - Circuito básico de um pré-regulador de fator de potência.

5.2. Solução Usando Filtros Passivos

Os filtros passivos para a compensação harmônica funcionam de forma corretiva, isto é, não fazem parte do circuito da carga não-linear existente no sistema. Estes filtros atuam no sistema elétrico no qual esta carga está inserida.

Os filtros passivos criam um caminho de baixa impedância para que as correntes harmônicas possam fluir com pequeno retorno do resto do sistema. Geralmente estes filtros se utilizam de várias seções em derivação sintonizados em uma determinada freqüência harmônica, por exemplo, um filtro sintonizado no 3º harmônico, outro no 5º harmônico, e assim por diante. O circuito RLC série é a configuração comumente utilizada como filtro passivo. Esta configuração é geralmente formada por um resistor, um indutor e um capacitor ligados em série num ramo em paralelo com as cargas não-lineares. Esta conexão é realizada no PAC do sistema ou próxima à carga não-linear [13].

Os cálculos do filtro RLC são baseados no equacionamento clássico de circuitos, onde a freqüência de ressonância do filtro é fixada na freqüência do harmônico de interesse. A Figura 20 mostra uma configuração básica de um filtro sintonizado simples em paralelo com a carga.

Existe ainda a possibilidade de se utilizar o filtro passa-alta de primeira, segunda e terceira ordem para a eliminação da corrente harmônica, como ilustrado na Figura 21 [13,14].

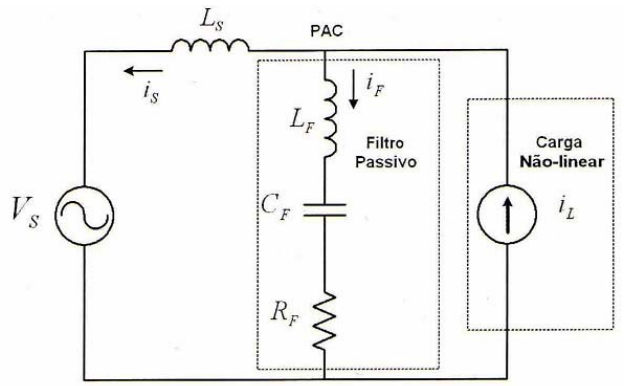

Figura 20 - Circuito de um sistema com filtro passivo.

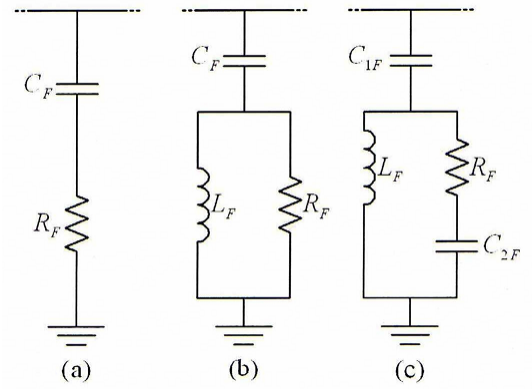

Figura 21 - Filtro passivo passa-alta de (a) primeira ordem, (b) segunda ordem e (c) terceira ordem

5.3. Solução Usando Filtros Ativos de Potência

O termo filtro ativo é genérico e pode ser empregado a um grupo de circuitos da eletrônica de potência formados por dispositivos semicondutores para o chaveamento de potência. Estes dispositivos funcionam em conjunto com circuitos armazenadores de energia caracterizados pela presença de capacitores e indutores. O filtro ativo depende da escolha de sua aplicação para a definição exata de seu circuito de potência [14].

Sendo assim, nesta seção são apresentadas algumas definições sobre os filtros ativos de potência. Estas definições servem para fundamentar o conhecimento teórico sobre o assunto e fornecer subsídios para a escolha de um filtro ativo de potência para a compensação da corrente harmônica.

5.3.1. Filtros Ativos de Potência

Basicamente um filtro ativo detecta a corrente harmônica da forma de onda de linha ou da carga não-linear (ou conjunto de cargas), então gera uma corrente adequada para cancelar estes harmônicos. Isto elimina ou atenua a distorção harmônica do sistema. Portanto, um filtro ativo de potência consiste em um equipamento baseado na eletrônica de potência que vem auxiliar na melhora da qualidade da energia em sistemas elétricos.

Com a compensação harmônica ocorre a conseqüente melhora do fator de potência do sistema elétrico onde ele está inserido. O fator de potência pode chegar a valores próximos da unidade. Isto é possível deste que o filtro compense o fator de distorção e corrija o fator de deslocamento.

O filtro ativo de potência é baseado em um conversor estático ou em um conjunto de conversores associados. Na maioria das aplicações são utilizados inversores (conversores CC-CA) fonte de tensão com modulação em largura de pulso (PWM). Este inversor é conectado ao sistema elétrico por meio de um filtro indutivo, que pode compensar os harmônicos em sistemas trifásicos, a três ou quatro fios, e em sistemas monofásicos.

5.3.2. Classificação de um Filtro Ativo de Potência

Os filtros ativos podem ser classificados de acordo com o seu tipo de configuração, circuito de potência e sistema de controle. A classificação possibilita a separação das várias linhas de pesquisas existentes atualmente sobre o filtro ativo de potência, além de possibilitar uma melhor comparação entre estas pesquisas.

Em relação ao tipo de configuração existem dois tipos fundamentais. O primeiro é o filtro ativo de potência paralelo com a carga produtora de harmônicos. O segundo tipo é o filtro ativo de potência série, que funciona como um amortecedor harmônico, isolando os harmônicos de tensão da carga. Existem outras configurações possíveis de se realizar, podendo incluir a associação de componentes passivos ao sistema, ou até realizar a associação de um filtro paralelo com um filtro série, este circuito híbrido pode ser denominado condicionador de energia, pois é capaz de tratar dos harmônicos e, por exemplo, do afundamento momentâneo de tensão. Na Figura 22 são ilustradas algumas configurações de um sistema com filtro ativo de potência. A escolha do tipo de configuração deve ser baseada em critérios técnicos e também nos aspectos econômicos envolvidos tanto no projeto como na implementação do filtro [7].

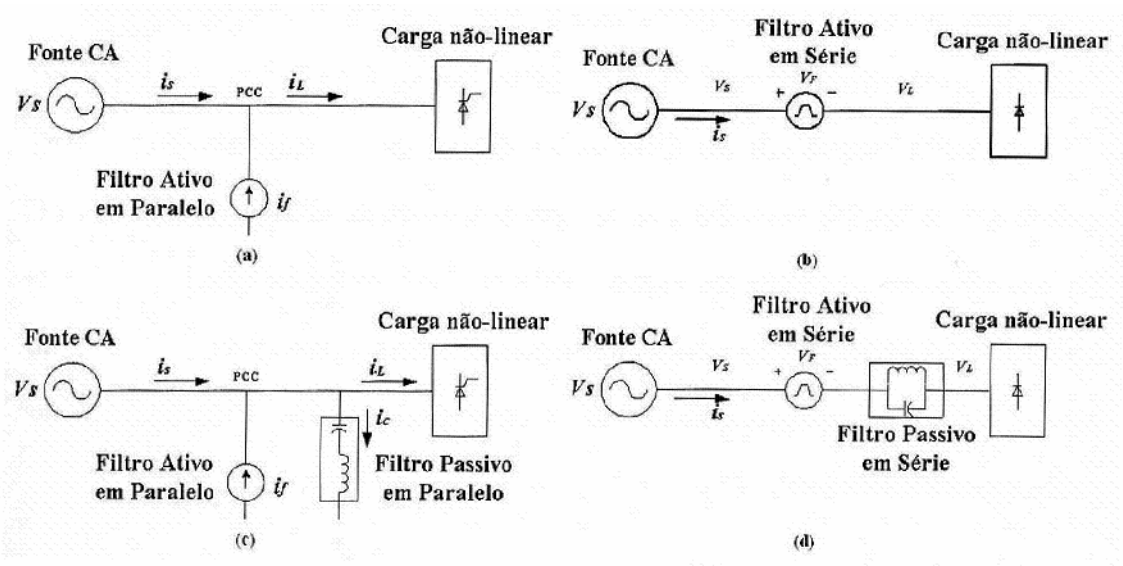

Figura 22 - Filtro ativo em (a) paralelo, (b) em série, (c) paralelo mais um filtro passivo em paralelo e (d) série mais um filtro passivo em série.

O filtro ativo colocado em paralelo com a carga não-linear é a configuração mais usada, funcionando como uma fonte de corrente harmônica, como apresentado no diagrama de blocos funcionais da Figura 23.

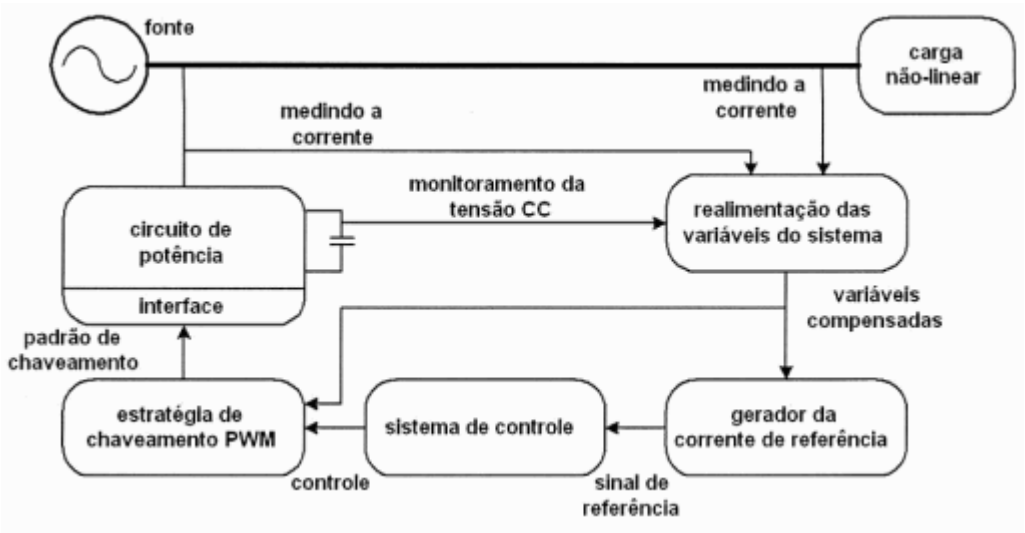

Figura 23 - Diagrama de blocos do sistema com um filtro ativo do tipo paralelo

Conhecido o tipo de configuração, é necessário realizar a escolha do conversor a ser utilizado como circuito de potência do filtro ativo.

5.3.3. Compensação da Corrente Harmônica e Reativa

Na compensação no domínio da freqüência a determinação das amplitudes e fases dos componentes harmônicos e os cálculos para a compensação harmônica e reativa da corrente são utilizados pelo algoritmo computacional de controle do filtro ativo. No domínio do tempo estes cálculos são, na verdade, realizados por circuitos eletrônicos (*hardware*) dedicados, o que pode tornar o filtro ativo mais complexo. Será dada ênfase na compensação no domínio da freqüência, pois o acesso a cada componente possibilita a compensação do conteúdo harmônico de corrente de forma seletiva e a correção do fator de deslocamento do componente fundamental da fonte de alimentação CA.

Para tratar da compensação harmônica e reativa do sistema elétrico devem-se definir algumas grandezas de potência.

Em um sistema com tensão senoidal e corrente não senoidal existe a presença de componentes harmônicos com suas respectivas amplitudes e ângulos de fases que causam a distorção da forma de onda. As Figuras 24 e 25 ilustram um exemplo destes componentes que são produzidos por um controlador CA (resultado de simulação para α = 90º).

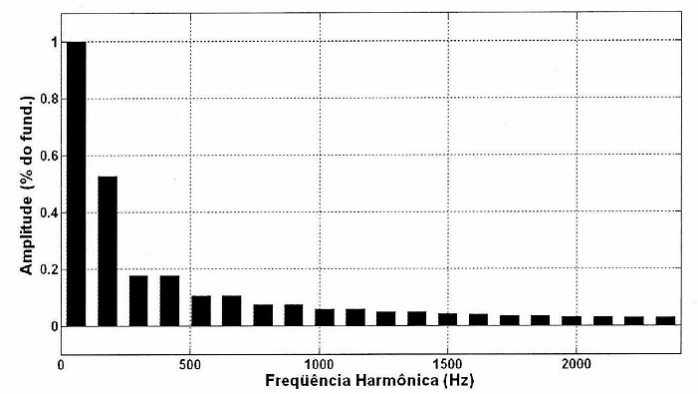

Figura 24 - Espectro harmônico da corrente de um dimmer com α =90º.

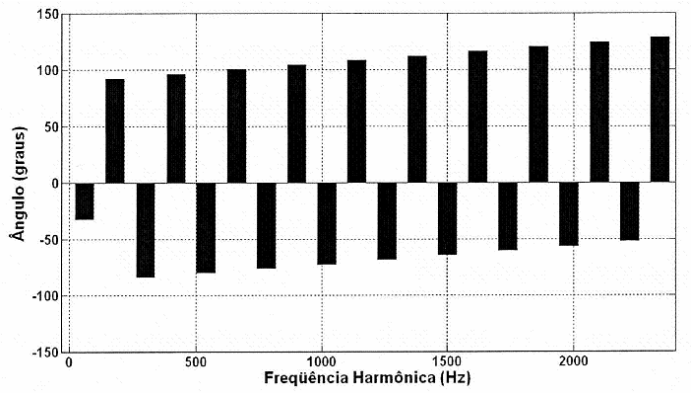

Figura 25 - Ângulos de fase dos harmônicos de um dimmer com α =90º.

Da compensação harmônica utilizando um filtro ativo de potência paralelo resulta na melhora do fator de potência graças à compensação dos componentes harmônicos com freqüências acima da freqüência fundamental, além da correção do ângulo de fase destes componentes. Isto faz com que a corrente compensada fique em fase com a tensão de alimentação CA, conforme ilustrado na Figura 26. Portanto, com a correção do fator de distorção e do fator de deslocamento pode haver uma melhora considerável no fator de potência do sistema.

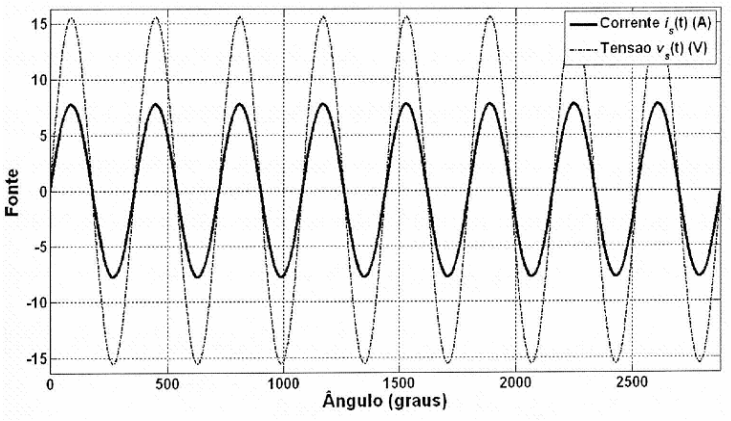

Figura 26 - Tensão e corrente da fonte de alimentação após a compensação de todos os harmônicos da corrente e da correção do fator de deslocamento.

Para determinar a corrente de compensação reativa e harmônica que pode ser compensada pelo filtro ativo, é necessário utilizar a análise de circuitos convencionais considerando que o sistema está em regime permanente. Desta forma, a fonte de tensão instantânea senoidal pura do circuito pode ser representada como na Equação 10.

$$v_s(t) = V_m sen\omega t \tag{10}$$

A corrente instantânea total drenada por uma carga não-linear apresenta um componente fundamental, além de outros componentes de freqüências múltiplas da fundamental (harmônicos) como na Equação 11.

$$i_L = \sum_{n=1}^{\infty} I_n sen(n\omega t + \theta_n) \tag{11}$$

Assim, a potência instantânea será:

$$p(t) = v_s(t) i_L(t) \tag{12}$$

Logo, a potência instantânea pode ser expressa como:

$$p(t) = V_m I_1 sen^2 \omega t \cos\theta_1 + V_m I_1 sen\omega t \cos\omega t sen\theta_1 + \sum_{n=2}^{\infty} V_m sen\omega t I_n sen(n\omega t + \theta_n) \tag{13}$$

Nota-se que a potência instantânea consiste de três termos. O primeiro é representado por p' e pode ser denominado como a potência média ou ativa instantânea. O segundo é a potência reativa instantânea p_q. O terceiro termo pode ser chamado de potência harmônica instantânea e seu símbolo é p_h. Portanto, estas potências podem ser representadas pela Equação 14.

$$p(t) = p'(t) + p_q(t) + p_h(t) \tag{14}$$

Valendo-se das Equações 13 e 14, tem se as Equações 15, 16 e 17.

$$p'(t) = V_m I_1 sen^2 \omega t \cos\theta \tag{15}$$

$$p_q(t) = V_m I_1 sen\omega t \cos\omega t sen\theta \tag{16}$$

$$p_h(t) = \sum_{n=2}^{\infty} V_m sen\omega t I_n sen(n\omega t + \theta_n) \tag{17}$$

No processo de filtragem no PAC a corrente drenada da fonte de alimentação CA pode ser expressa pela Equação 18.

$$i_s(t) = i_L(t) - i_f(t) \tag{18}$$

Considerando-se que o filtro ativo de potência paralelo do sistema ilustrado na Figura 22 (a) forneça todos os harmônicos de corrente no PAC, então a corrente instantânea fornecida pela fonte torna-se senoidal, mas defasada de θ_1 em relação à tensão de alimentação CA, conforme a Equação 19.

$$i_s(t) = \frac{p'(t) + p_q(t)}{v_s(t)} = I_1 sen(\omega t + \theta_1) \tag{19}$$

A corrente de compensação pode ser calculada usando a Equação 20.

$$i_f(t) = \frac{p_f(t)}{v_s(t)} = \frac{p_h(t)}{v_s(t)} = \sum_{n=2}^{\infty} I_n sen(n\omega t + \theta_n) = i_h(t) \tag{20}$$

Admitindo-se agora que o filtro ativo de potência paralelo forneça os componentes harmônicos de corrente e a potência reativa do sistema, a corrente instantânea fornecida pela fonte pode ser representada como na Equação 21. Esta corrente contém somente o componente ativo drenado pela carga e está em fase com a tensão de alimentação CA.

$$i_s(t) = \frac{p'(t)}{v_s(t)} = I_1 \cos\theta_1 sen\omega t \tag{21}$$

Sendo assim, obtém-se a corrente de compensação com base na potência instantânea fornecida pelo filtro, conforme a Equação 22.

$$i_f(t) = \frac{p_f(t)}{v_s(t)} = \frac{p_q(t) + p_h(t)}{v_s(t)} = I_1 sen\theta_1 \cos\omega t + \sum_{n=2}^{\infty} I_n sen(n\omega t + \theta_n) \tag{22}$$

Assim, o filtro ativo de potência paralelo pode injetar no PAC a corrente reativa $i_q(t)$ e a corrente de compensação harmônica $i_h(t)$ para compensar a corrente drenada pela carga não-linear. A corrente do filtro pode ser representada na Equação 23.

$$i_f(t) = I_1 sen\theta_1 sen(\omega t + 90^{\circ}) + \sum_{n=2}^{\infty} I_n sen(n\omega t + \theta_n) = i_q(t) + i_h(t) \tag{23}$$

A corrente reativa e a corrente harmônica de compensação são representadas pelas Equações 24 e 25, respectivamente.

$$i_q(t) = I_1 sen\theta_1 sen(\omega t + 90^{\circ}) \tag{24}$$

$$i_h(t) = \sum_{n=2}^{\infty} I_n sen(n\omega t + \theta_n) \tag{25}$$

Supondo que o filtro ativo de potência paralelo forneça somente os cinco primeiros harmônicos acima do componente fundamental para a eliminação harmônica, conforme a Equação 26, a fonte fornece o componente fundamental e todos os harmônicos que não são eliminados pelo filtro, como apresentado na Equação 27. Para compensação também dos reativos para esta situação, têm-se as Equações 28 e 29.

$$i_f(t) = \sum_{n=3}^{11} I_n sen(n\omega t + \theta_n) \tag{26}$$

$$i_s(t) = i_L(t) - i_f(t) = I_1 sen(\omega t + \theta_1) + \sum_{n=3}^{11} I_n sen(n\omega t + \theta_n) \tag{27}$$

$$i_f(t) = I_1 sen\theta_1 sen(\omega t + 90^{\circ}) + \sum_{n=3}^{11} I_n sen(n\omega t + \theta_n) \tag{28}$$

$$i_s(t) = i_L(t) - i_f(t) = I_1 \cos\theta_1 sen\omega t + \sum_{n=13}^{\infty} I_n sen(n\omega t + \theta_n) \tag{29}$$

5.3.4. Abordagem no Domínio da Freqüência

Definidos o tipo de configuração e o circuito de potência a ser usado, deve-se determinar qual tipo de abordagem será utilizada no projeto de um filtro ativo.

A estimativa da corrente harmônica tem como objetivo conhecer as amplitudes e fases de cada componente harmônico do sinal amostrado para se eliminar os componentes harmônicos indesejados. Em alguns casos do processo a estimativa exige muito tempo e memória computacional para fornecer o resultado em tempo real.

É possível utilizar tanto um filtro adaptativo IIR (*Infinite Impulse Response*), como a transformada de Fourier para se determinar os componentes harmônicos individuais da forma de onda desejada. O primeiro filtro funciona isolando as senóides não distorcidas e necessita de um *hardware* muito complexo. Já o segundo filtro faz uma amostragem no domínio do tempo e digitaliza este sinal que é transformado pela FFT (*Fast Fourier Transform*).

A análise de Fourier modificada pode ser encontrada em conjunto com sistemas utilizando processadores digitais de sinais (PDS), redes neurais artificiais (RNA) e sistemas *fuzzy* (SF). No caso dos PDS verifica-se a existência de um algoritmo baseado na série de Fourier modificada, o que resulta na melhora do desempenho do filtro ativo. Para filtros ativos com o sistema de controle baseado em redes neurais, a análise de Fourier é utilizada fundamentalmente para se obter os coeficientes desta série.

5.3.5. Abordagem Baseada em Sistemas Inteligentes

Segundo [16], tendo em vista a identificação dos componentes harmônicos em tempo real e com menor esforço computacional, várias tentativas foram realizadas para a utilização de reconhecimento e aproximação de padrões. Estas técnicas fazem parte da área de Sistemas Inteligentes (SI), onde estão incluídas as redes neurais artificiais (RNA) e os sistemas *fuzzy*.

A estratégia baseada nas RNA é um método moderno que possibilita um melhor desempenho do filtro ativo em razão do processo de aprendizagem que uma rede neural pode obter durante a compensação harmônica da corrente do sistema. Por meio do uso das RNA a saída de um filtro ativo pode responder praticamente em tempo real às mudanças das variáveis da carga não-linear. Na Figura 27 é apresentado um sistema contendo um filtro ativo de potência paralelo com uma carga não-linear usando RNA [12].

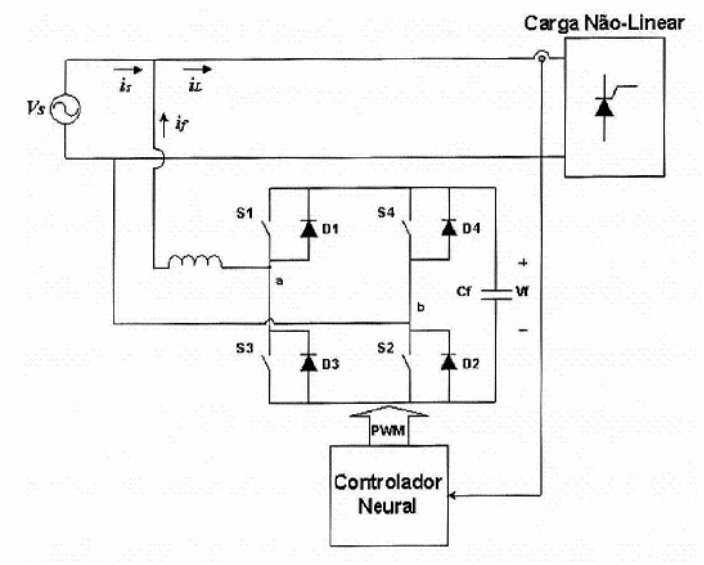

Figura 27 – Filtro ativo monofásico em paralelo usando um controlador neural.

Com o objetivo de aumentar de forma significativa o desempenho do filtro ativo de potência, sua malha de corrente pode ser controlada por meio de um sistema *fuzzy*. Este sistema faz o controle indireto da malha de corrente. O controlador realiza o controle com base no erro entre a tensão de referência e a tensão do lado CC do circuito do filtro.

6. Sistema de Distribuição Estudado

Para realização deste estudo, de maneira que o mesmo seguisse corretamente as situações reais freqüentemente encontradas nas concessionárias de energia elétrica, utilizou-se um modelo o qual busca representar o sistema de distribuição de uma concessionária regional. Tal fato teve como objetivo a realização de um trabalho o mais próximo possível da realidade. Desta forma, foram usadas simulações computacionais através de *softwares* específicos na área de Sistemas Elétricos de Potência (SEP), neste caso o *software* ATP (*Alternative Transients Program)*.

O sistema de distribuição estudado e simulado através do *software* ATP, é apresentado por meio do diagrama da Figura 28 [17]. O código fonte do sistema no ATP é mostrado no Anexo ao final deste trabalho.

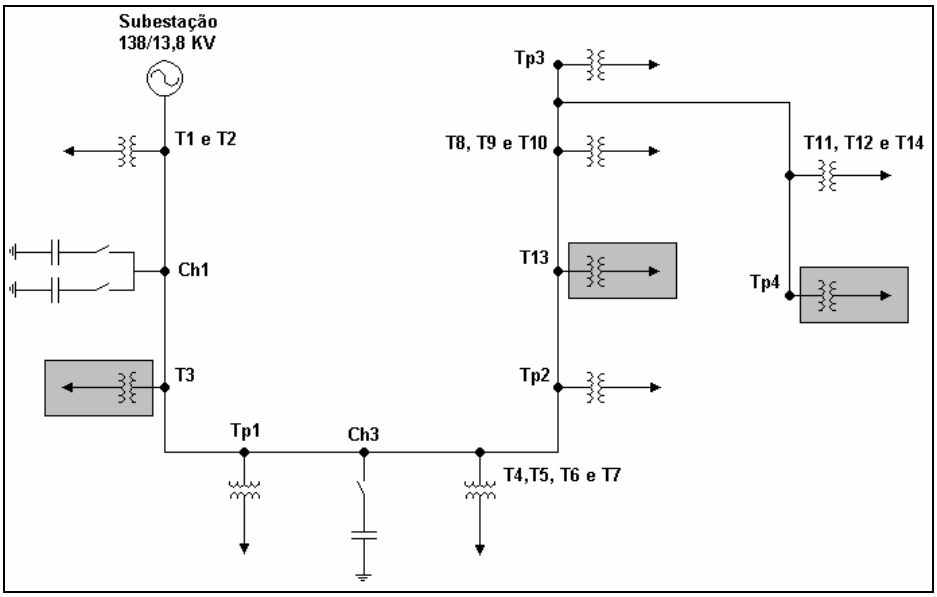

Figura 28 - Diagrama do sistema elétrico de distribuição em análise.

Através da ilustração é possível ter uma visão adequada do sistema como um todo, situando a localização dos diversos componentes que constituem o sistema de distribuição. A taxa amostral utilizada nestas simulações foi de 7.680 Hz, assim como a utilizada em [18]. Tal valor foi utilizado por existir instrumentos de medição e obtenção de dados com freqüência de amostragem similar, como o BMI (Basic Measuring Instrument) Modelo 7100, que apresenta um valor em torno de 7,7 kHz.

O transformador da subestação recebe a tensão de 138 kV de um sistema de transmissão, passando com isso, a ser um sistema de distribuição com tensão de 13,8 kV. Os transformadores de distribuição 3 e 13 e o transformador particular 4, mostrados no diagrama pelos blocos cinza, foram modelados considerando suas curvas de saturação. Já os transformadores particulares 1, 2 e 3, foram modelados sem considerar as respectivas curvas de

saturação. Com isso, as cargas foram referidas ao primário com uma parcela RL em paralelo com um capacitor C, para correção do fator de potência. Para dimensionar o capacitor, de modo a propiciar a correção do fator de potência, as cargas foram consideradas com fator de potência original de 0,75 para posterior correção até os desejados 0,92. As características destes transformadores particulares são mostradas pela Tabela 2 que apresenta as potências e suas respectivas cargas incidentes.

Tabela 1 - Dados dos transformadores particulares.

Transformadores Particulares	Carga Nominal	Carga Incidente
1	2250 kVA (03 trafos)	2500 kVA
2	3000 kVA (04 trafos)	1600 kVA
3	450 kVA (02 trafos)	456 kVA
4	300 kVA (01 trafo)	280 kVA

Os transformadores de distribuição apresentam as características mostradas na Tabela 3 e seus fatores de potência são considerados como 0,9538 para se definir a carga RL após os mesmos. Em alguns casos, um grupo de transformadores foi agrupado e representado por apenas um bloco, desta forma representando as cargas equivalentes desses transformadores, cujo ponto de conexão com o sistema está indicado na Figura 28. Deve-se lembrar que todos os transformadores de distribuição são do tipo delta-estrela-aterrado, com resistência de aterramento de zero ohm e *tap* ajustado em 13.200/220 volts.

Tabela 2 - Dados dos transformadores de distribuição.

Transformadores Particulares	Carga Nominal	Carga Incidente
1	75 kVA	40 kVA
2	75 kVA	31 kVA
3	45 kVA	32 kVA
4	45 kVA	22 kVA
5	112,5 kVA	19 kVA
6	225 kVA	89 kVA
7	150 kVA	27 kVA
8	150 kVA	29 kVA
9	45 kVA	9 kVA
10	225 kVA	19 kVA
11	30 kVA	26 kVA
12	150 kVA	86 kVA
13	75 kVA	19 kVA
14	75 kVA	7 kVA

Com relação aos bancos de capacitores presentes no sistema, estes são três (BC 1, 2 e 3) e estão instalados ao longo do sistema através dos pontos Ch1 e Ch3. Sendo assim, o primeiro banco de capacitor (BC1) é um banco fixo de 1.200 kVAr instalado a 476 metros da subestação no ponto Ch1, como pode ser visto na Figura 28. Os outros dois bancos (BC2 e BC3) são de 600 kVAr cada um, distanciados de 476 e 1.176 metros da subestação e situados nos pontos Ch1 e Ch3, respectivamente. Vale ressaltar que estes dois últimos bancos de capacitores não existem na prática, apenas foram simulados neste sistema para permitir analisar as respostas e também obter dados de transitórios oscilatórios, embora tenham funções importantes em um sistema de distribuição.

O alimentador principal é constituído por um cabo nu, modelo CA-477 MCM, em estrutura aérea convencional com comprimento total de 1.576 metros, e seus trechos são representados por elementos RL mutuamente acoplados. O sistema também possui um alimentador secundário onde estão localizados os transformadores de distribuição 11, 12 e 14 e também o transformador particular 4. Neste alimentador secundário o modelo do cabo é 1/0 AWG, com comprimento de 233 metros.

6.1. Simulação dos Distúrbios

Utilizando o *software* ATP, foram realizadas diversas simulações para o sistema de distribuição mostrado na Figura 28, obtendo um conjunto de casos que representam as diversas situações que podem ocorrer no sistema elétrico em questão.

Neste estudo foram simulados casos de interrupção, afundamento e elevação de tensão, bem como casos com distúrbios simultâneos, onde se acrescentou aos casos anteriores componentes harmônicas de corrente.

A Figura 29 apresenta a forma de onda sem qualquer tipo de perturbação (regime permanente), medida na subestação, para o sistema simulado e estudado.

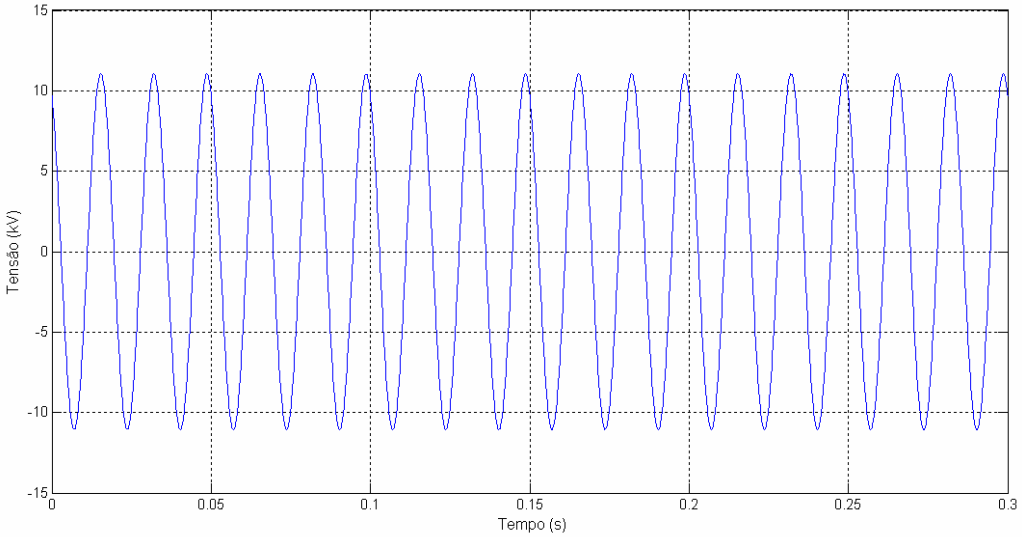

Figura 29 - Sinal de tensão em regime permanente.

6.1.2. Simulação de Faltas Fase-Terra

O primeiro caso a ser estudado foi a simulação de faltas fase-terra com intuito de caracterizar o aparecimento de interrupções, afundamentos e elevações de tensão, considerando os ângulos de incidência de falta de 0º e 90º.

A medição dos casos simulados foi realizada na subestação e as faltas foram aplicadas em diferentes pontos: subestação, transformador de distribuição 13 (Td13), transformador particular 4 (Tp4) e nos bancos de capacitores 1 e 3 (BC1 e BC3).

Na Tabela 3 são mostrados os resultados obtidos para o distúrbio de afundamento de tensão nos casos de faltas aplicadas no transformador de distribuição 13 com ângulo de incidência de falta 0º e 90º. Também são mostradas nesta tabela informações como resistência de falta e a amplitude do sinal no momento da falta. Os valores de resistência de falta foram variados com o intuito de atingir tais amplitudes de tensão, que caracterizam os afundamentos.

Tabela 3 - Afundamentos de tensão obtidos através de falta no transformador de distribuição 13.

Número de Casos	Localização da Falta	Ângulo de Incidência (º)	Resistência de Falta (Ω)	Amplitude (pu)
1	Td13	0 e 90	0,5	0,54
2	Td13	0 e 90	1	0,60
3	Td13	0 e 90	2	0,69
4	Td13	0 e 90	9	0,90

Ressalta-se que foram obtidos os mesmos resultados, em se tratando de amplitude dos distúrbios, para os ângulos de incidência de falta de 0º e 90º.

Os dados obtidos através da aplicação da falta no banco de capacitores 1 (BC1) são mostrados na Tabela 4. Os valores de resistência de falta variaram entre 0,01 e 10 Ω de modo a obter as amplitudes de tensão conforme ilustrados na 5ª coluna desta tabela.

Tabela 4 - Afundamentos de tensão obtidos através de falta no BC1.

Número de Casos	**Localização da Falta**	**Ângulo de Incidência (º)**	**Resistência de Falta (Ω)**	**Amplitude (pu)**
1	BC1	0 e 90	0,01	0,23
2	BC1	0 e 90	0,6	0,40
3	BC1	0 e 90	0,8	0,42
4	BC1	0 e 90	1	0,45
5	BC1	0 e 90	1,5	0,58
6	BC1	0 e 90	2	0,65
7	BC1	0 e 90	2,5	0,69
8	BC1	0 e 90	3	0,73
9	BC1	0 e 90	3,5	0,76
10	BC1	0 e 90	4	0,78
11	BC1	0 e 90	4,5	0,80
12	BC1	0 e 90	5	0,82
13	BC1	0 e 90	5,5	0,83
14	BC1	0 e 90	6	0,84
15	BC1	0 e 90	6,5	0,85
16	BC1	0 e 90	7	0,86
17	BC1	0 e 90	8	0,87
18	BC1	0 e 90	9	0,88
19	BC1	0 e 90	10	0,89

O fenômeno de afundamento de tensão apresentado na Figura 30, tomando-se como exemplo o caso 4 da Tabela 4, está representando o sinal medido na subestação para uma falta fase-terra com resistência de falta de 1 Ω. Neste caso, especificamente, tem-se um afundamento de tensão com amplitude 0,45 pu, tendo como base o sinal em regime. Os demais casos apresentados na Tabela 4 apresentarão formas de onda semelhantes ao da Figura 30, modificando-se apenas a amplitude do afundamento da tensão.

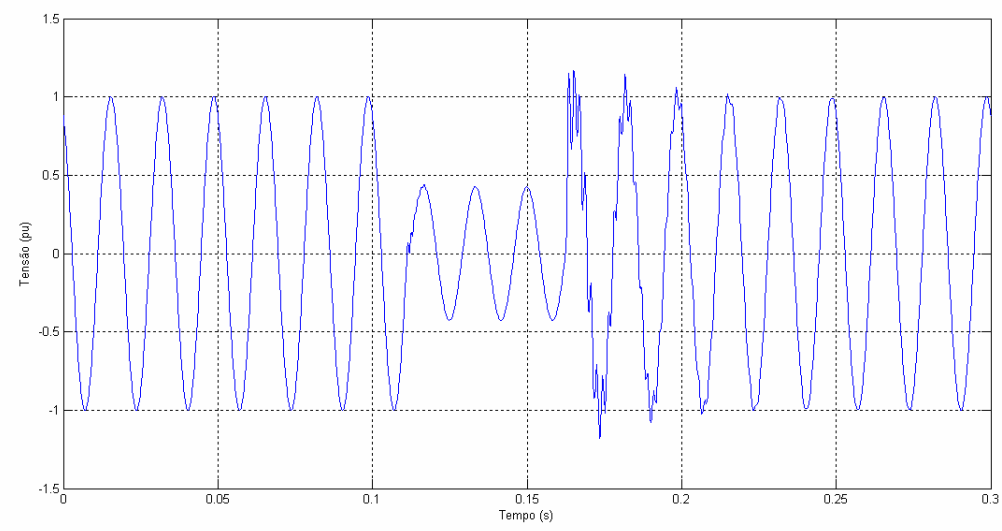

Figura 30 - Representação de um afundamento de tensão com amplitude 0,45 pu.

No caso de faltas aplicadas junto ao banco de capacitores 3 (BC3), os resultados são evidenciados na Tabela 5. Nesta situação foram obtidos 17 casos para cada valor de ângulo de falta. Como os ângulos foram variados entre 0º e 90º, pode-se obter um total de 34 situações de afundamento de tensão para faltas aplicadas no BC3. As amplitudes adquiridas através desta simulação variaram entre 0,41 pu e 0,89 pu de acordo com a mudança dos valores das resistências de falta que foi entre 0,001 e 10 Ω.

Tabela 5 - Afundamentos de tensão obtidos através de falta no BC3.

Número de Casos	**Localização da Falta**	**Ângulo de Incidência (º)**	**Resistência de Falta (Ω)**	**Amplitude (pu)**
1	BC3	0 e 90	0,001	0,42
2	BC3	0 e 90	1	0,54
3	BC3	0 e 90	1,5	0,61
4	BC3	0 e 90	2	0,66
5	BC3	0 e 90	2,5	0,70
6	BC3	0 e 90	3	0,74
7	BC3	0 e 90	3,5	0,76
8	BC3	0 e 90	4	0,78
9	BC3	0 e 90	4,5	0,80
10	BC3	0 e 90	5	0,82
11	BC3	0 e 90	5,5	0,83
12	BC3	0 e 90	6	0,84
13	BC3	0 e 90	6,5	0,85
14	BC3	0 e 90	7	0,86
15	BC3	0 e 90	8	0,87
16	BC3	0 e 90	9	0,88
17	BC3	0 e 90	10	0,89

A Tabela 6 apresenta os resultados nas ocasiões em que as faltas foram localizadas junto à subestação. Nesta tabela são evidenciados os valores dos ângulos de falta, das resistências de falta e por fim a amplitude do afundamento de tensão obtido.

Nestas simulações realizadas nesta etapa não foram atingidas amplitudes de 0,1 pu, embora as mesmas façam parte das definições. Próximo a este valor foram atingidas amplitudes de 0,08 pu, mas, neste caso, não se tratou de afundamento e sim de interrupção de tensão instantânea. Desta forma, foram obtidos 122 casos de afundamento de tensão instantânea ao longo do sistema através da aplicação de falta em quatro pontos distintos.

Tabela 6 - Afundamentos de tensão obtidos através de falta na Subestação.

Número de Casos	**Localização da Falta**	**Ângulo de Incidência (º)**	**Resistência de Falta (Ω)**	**Amplitude (pu)**
1	Subestação	0 e 90	0,2	0,15
2	Subestação	0 e 90	0,3	0,20
3	Subestação	0 e 90	0,4	0,25
4	Subestação	0 e 90	0,5	0,30
5	Subestação	0 e 90	0,6	0,35
6	Subestação	0 e 90	1	0,44
7	Subestação	0 e 90	1,5	0,57
8	Subestação	0 e 90	2	0,64
9	Subestação	0 e 90	2,5	0,69
10	Subestação	0 e 90	3	0,73
11	Subestação	0 e 90	3,5	0,76
12	Subestação	0 e 90	4	0,78
13	Subestação	0 e 90	4,5	0,80
14	Subestação	0 e 90	5	0,82
15	Subestação	0 e 90	5,5	0,83
16	Subestação	0 e 90	6	0,84
17	Subestação	0 e 90	6,5	0,85
18	Subestação	0 e 90	7	0,86
19	Subestação	0 e 90	8	0,87
20	Subestação	0 e 90	9	0,88
21	Subestação	0 e 90	10	0,89

Para os casos de elevação de tensão, a Tabela 7 mostra os resultados obtidos após as simulações. Deve ser ressaltado que os valores de elevação de tensão são obtidos junto à fase C de um sistema trifásico onde a falta foi aplicada na fase A deste mesmo sistema. Assim como nas tabelas anteriores, esta tabela mostra os resultados com ângulos de incidência de falta de 0º e 90º. A falta foi aplicada no transformador particular 4 (Tp4), obtendo-se então os resultados evidenciados. No caso de elevação de tensão, os valores de resistência de falta variaram de 0,5 a 3 Ω. Com estes valores ajustados foram obtidas as amplitudes de distúrbios mostradas na quinta

coluna desta tabela, as quais variam de 1,16 a 1,30 pu. Embora as amplitudes de 1,75 e 1,80 pu não tenham sido atingidas nestas simulações, estas fazem parte da definição de elevação de tensão. Sendo assim, foram totalizados 8 casos de elevações de tensão através desta localização de falta, todos estes casos definidos como instantâneos.

Tabela 7 - Elevações de tensão obtidas através de falta no transformador particular 4.

Número de Casos	Localização da Falta	Ângulo de Incidência (º)	Resistência de Falta (Ω)	Amplitude (pu)
1	Tp4	0 e 90	0,5	1,30
2	Tp4	0 e 90	1	1,26
3	Tp4	0 e 90	2	1,20
4	Tp4	0 e 90	3	1,16

Na Tabela 8 são evidenciados os resultados obtidos para o distúrbio de elevação de tensão no caso da falta aplicada junto o primeiro banco de capacitores (BC1) com ângulo de incidência 0º e 90º.

Tabela 8 - Elevações de tensão obtidas através de falta no BC1.

Número de Casos	Localização da Falta	Ângulo de Incidência (º)	Resistência de Falta (Ω)	Amplitude (pu)
1	BC1	0 e 90	0,01	1,55
2	BC1	0 e 90	0,5	1,45
3	BC1	0 e 90	0,7	1,40
4	BC1	0 e 90	1	1,32
5	BC1	0 e 90	1,5	1,26
6	BC1	0 e 90	2	1,21
7	BC1	0 e 90	2,5	1,17
8	BC1	0 e 90	3	1,15
9	BC1	0 e 90	3,5	1,13
10	BC1	0 e 90	4	1,11

Os dados alcançados através da aplicação de falta no terceiro banco de capacitores (BC3) são apresentados na Tabela 9. Evidenciam-se aqui os diferentes ângulos de incidência de falta, bem como os valores de resistência de falta, os quais variaram entre 0,01 e 4 Ω de modo a obter as amplitudes de elevações de tensão conforme ilustra a última coluna.

Tabela 9 – Elevações de tensão obtidas através de falta no BC3.

Número de Casos	Localização da Falta	Ângulo de Incidência (º)	Resistência de Falta (Ω)	Amplitude (pu)
1	BC3	0 e 90	0,001	1,46
2	BC3	0 e 90	1	1,29
3	BC3	0 e 90	1,5	1,24
4	BC3	0 e 90	2	1,20
5	BC3	0 e 90	2,5	1,17
6	BC3	0 e 90	3	1,15
7	BC3	0 e 90	3,5	1,13
8	BC3	0 e 90	4	1,11

As faltas que foram aplicadas diretamente na subestação apresentaram os resultados conforme a Tabela 10. As amplitudes das elevações de tensão adquiridas através desta simulação variaram entre 1,12 e 1,71 pu de acordo com a mudança dos valores das resistências de falta que foi entre 0,001 e 4 Ω.

Tabela 10 - Elevações de tensão obtidas através de falta na Subestação.

Número de Casos	Localização da Falta	Ângulo de Incidência (º)	Resistência de Falta (Ω)	Amplitude (pu)
1	Subestação	0 e 90	0,001	1,71
2	Subestação	0 e 90	0,04	1,70
3	Subestação	0 e 90	0,1	1,68
4	Subestação	0 e 90	0,4	1,55
5	Subestação	0 e 90	0,5	1,51
6	Subestação	0 e 90	1	1,35
7	Subestação	0 e 90	1,5	1,28
8	Subestação	0 e 90	2	1,22
9	Subestação	0 e 90	2,5	1,18
10	Subestação	0 e 90	3	1,17
11	Subestação	0 e 90	3,5	1,14
12	Subestação	0 e 90	4	1,12

Para ilustrar o fenômeno de elevação de tensão, foi escolhido o caso 11 da Tabela 10, o qual representa o sinal medido na subestação para uma situação de falta fase-terra aplicada na própria subestação, com ângulo de incidência de 0º e resistência de falta de 3,5 Ω. A Figura 31 apresenta a elevação de tensão instantânea ocorrida com amplitude de 1,14 pu em relação ao sinal em regime.

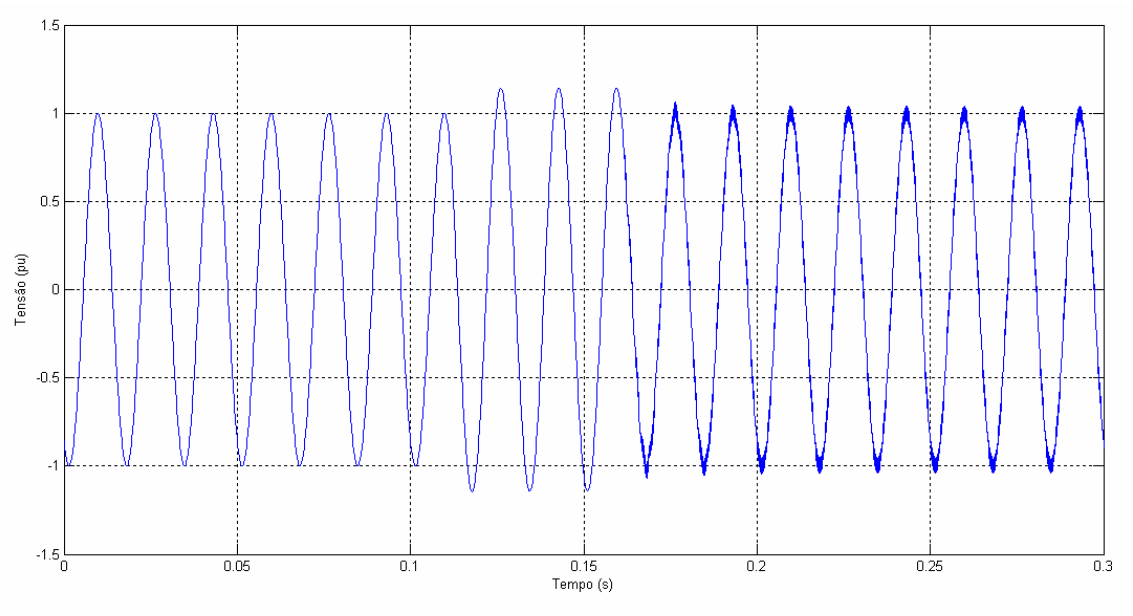

Figura 31 – Representação da elevação de tensão de 1,14 pu.

Com relação às interrupções de tensão instantâneas, estas foram adquiridas através de faltas diretamente na subestação como mostrado na Tabela 11. Da mesma forma que nos casos anteriores para afundamentos e elevações de tensão, o ângulo de inserção da falta variou entre 0º e 90º, com uma resistência de falta variando de 0,01 a 0,10 Ω. Assim, foram obtidos os resultados mostrados na quinta coluna desta tabela com amplitude entre 0,01 e 0,08 pu, correspondendo aos limites estabelecidos para interrupção de tensão de acordo com a Tabela 1.

Tabela 11 - Resultado das simulações do sistema para interrupções de tensão.

Número de Casos	**Localização da Falta**	**Ângulo de Incidência (º)**	**Resistência de Falta (Ω)**	**Amplitude (pu)**
1	Subestação	0 e 90	0,01	0,01
2	Subestação	0 e 90	0,05	0,04
3	Subestação	0 e 90	0,08	0,06
4	Subestação	0 e 90	0,10	0,08

Com intuito de adquirir outras amplitudes de distúrbios foram simulados casos com resistência de falta variando entre 15 Ω e 10 kΩ conforme mostrado na Tabela 12. Porém estes casos não apresentaram amplitudes suficientes para se enquadrar em um determinado distúrbio, ficando definidos como situações em regime permanente. A localização da falta foi variada entre a subestação e os bancos de capacitores 1 e 3. No entanto, nesta tabela são mostrados apenas os casos na subestação.

Tabela 12 - Resultado das simulações do sistema com alta resistência de falta.

Número de Casos	Localização da Falta	Ângulo de Incidência (º)	Resistência de Falta (Ω)	Amplitude (pu)
1	Subestação	0 e 90	15	0,92
2	Subestação	0 e 90	20	0,94
3	Subestação	0 e 90	30	0,95
4	Subestação	0 e 90	40	0,96
5	Subestação	0 e 90	50	0,96
7	Subestação	0 e 90	100	0,96
8	Subestação	0 e 90	150	0,96
9	Subestação	0 e 90	200	0,96
10	Subestação	0 e 90	250	0,96
11	Subestação	0 e 90	500	0,96
12	Subestação	0 e 90	1000	0,96
13	Subestação	0 e 90	5000	0,96
14	Subestação	0 e 90	10000	0,98

6.1.3. Casos com Distúrbios Simultâneos

Nesta fase do trabalho foi criado um novo banco de dados por meio da inclusão, no sistema, de componentes harmônicas de corrente, representando a entrada em operação das seguintes cargas não-lineares:

- Estação de trabalho (1 kW);
- Microcomputador (300 W);
- Inversor de freqüência (10 kW)
- DC Drive (9 kW);
- Forno a arco (15 MW) e;
- Forno de indução (20 MW).

Os espectros harmônicos referentes a cada uma das cargas adicionadas são expostos nas figuras a seguir.

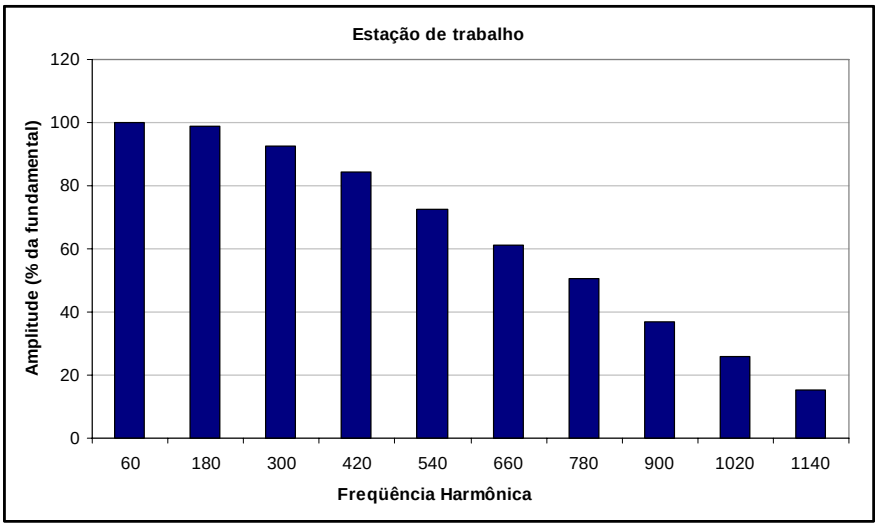

Figura 32 – Espectro harmônico da corrente de uma estação de trabalho.

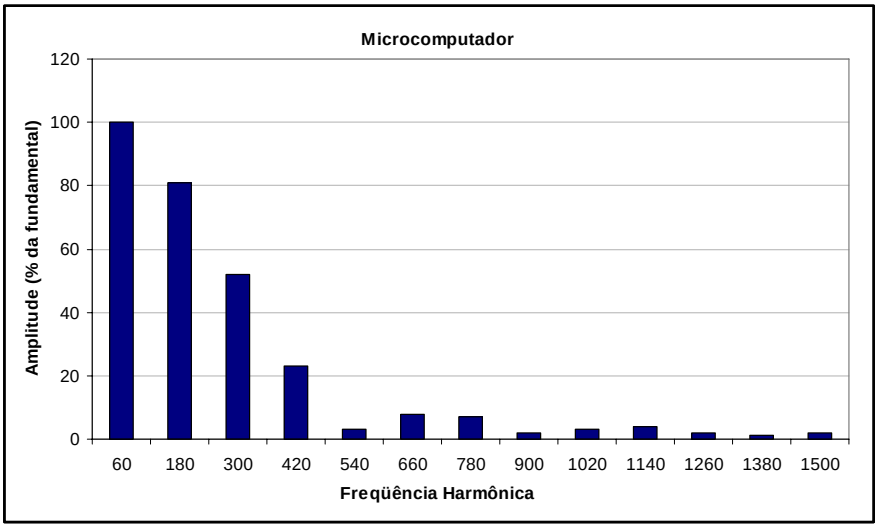

Figura 33 - Espectro harmônico da corrente de um microcomputador.

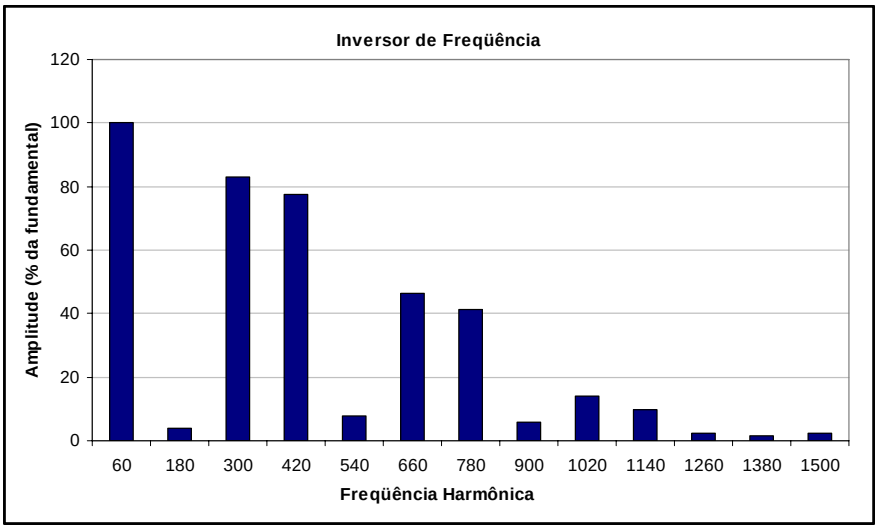

Figura 34 - Espectro harmônico da corrente de um inversor de freqüência.

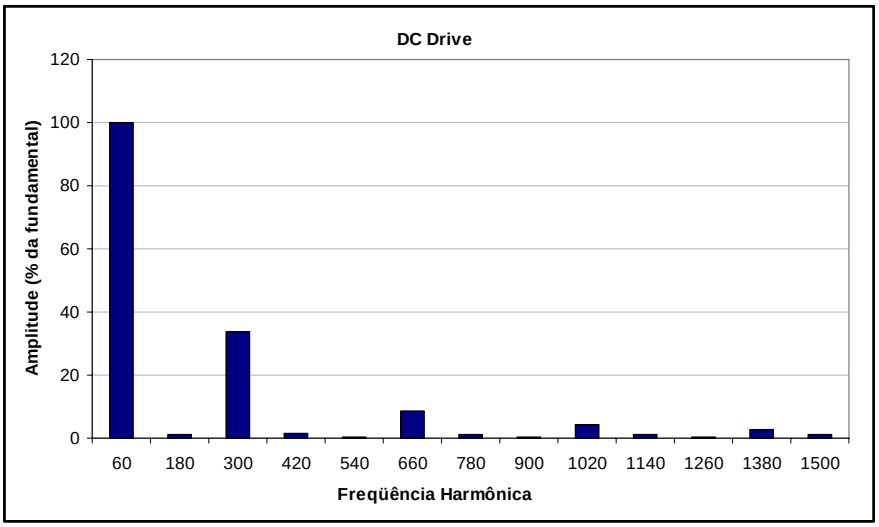

Figura 35 - Espectro harmônico da corrente de um DC drive.

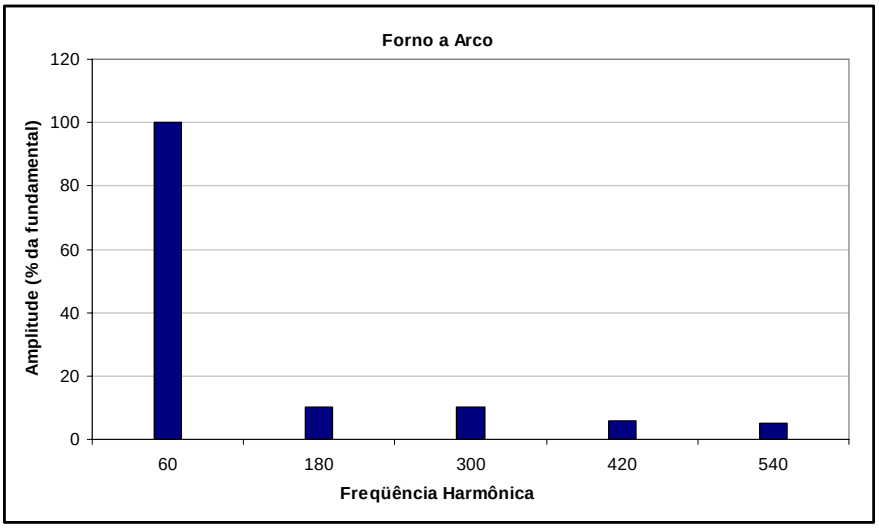

Figura 36 - Espectro harmônico da corrente de um forno a arco.

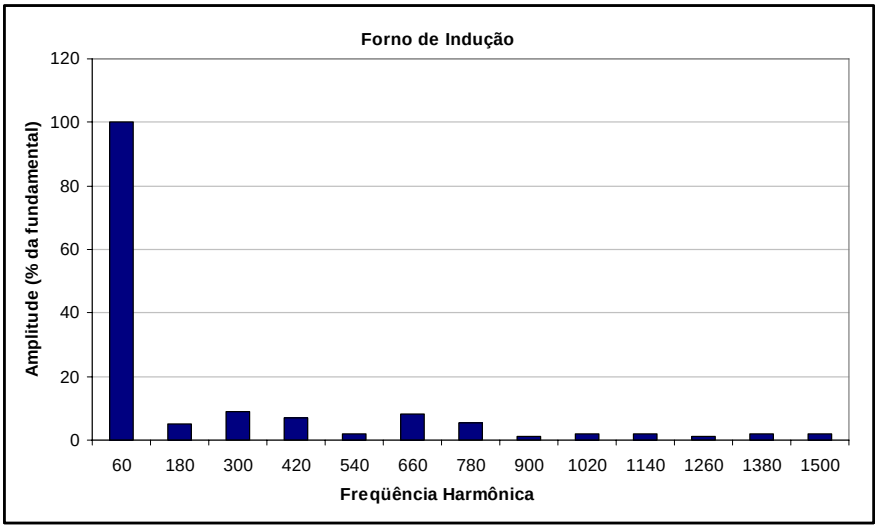

Figura 37 - Espectro harmônico da corrente de um forno de indução.

Destaca-se que as cargas não-lineares tiveram suas componentes harmônicas simuladas no sistema por meio de fontes de corrente, as quais foram inseridas no lado secundário do transformador particular 4 (Tp4), conforme apresentado no diagrama da Figura 38, onde o símbolo em vermelho representa todo o conjunto de fontes em questão. A localização das fontes neste ponto está relacionada ao fato do mesmo ser um dos pontos mais distantes da subestação, que contribui para que as distorções harmônicas sejam mais bem refletidas.

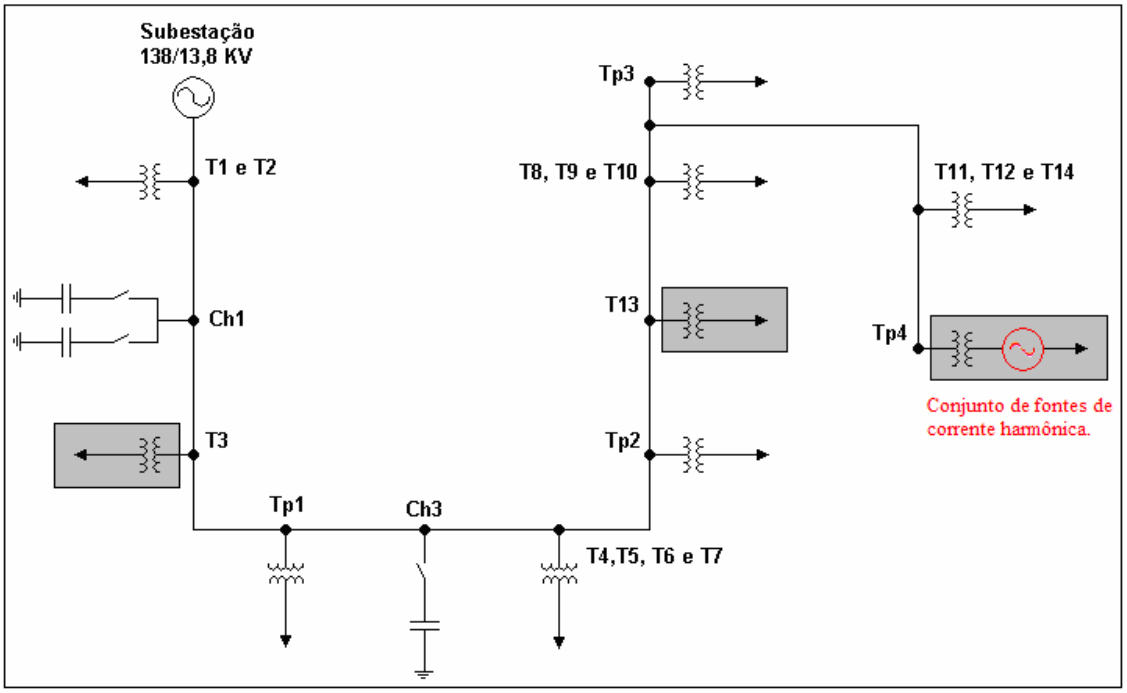

Figura 38 - Diagrama do sistema elétrico de distribuição com inserção das cargas não-lineares.

Nos casos em análise, após alguns ciclos em regime permanente, foi simulada a entrada em operação no sistema das referidas cargas e, em seguida, visando a aquisição de dados referentes a distúrbios simultâneos, foi efetuada a simulação de faltas fase-terra com diferentes resistências de falta, as quais levaram a interrupções, afundamentos e elevações de tensão. O modo como se realizou tal processo pode ser observado no Anexo 1.

Foram considerados ângulos de incidência de falta de 0º e 90º, o mesmo ocorrendo em se tratando da entrada das cargas. A medição dos casos em análise foi efetuada na subestação, tendo sido as faltas aplicadas na subestação e nos bancos de capacitores 1 e 3.

A Figura 39 exibe o sinal de corrente no momento em que as cargas entram em operação, o que neste caso ocorreu a 0°. Nota-se a grande distorção no sinal, que permanece durante todo o período em que as cargas se fazem presentes.

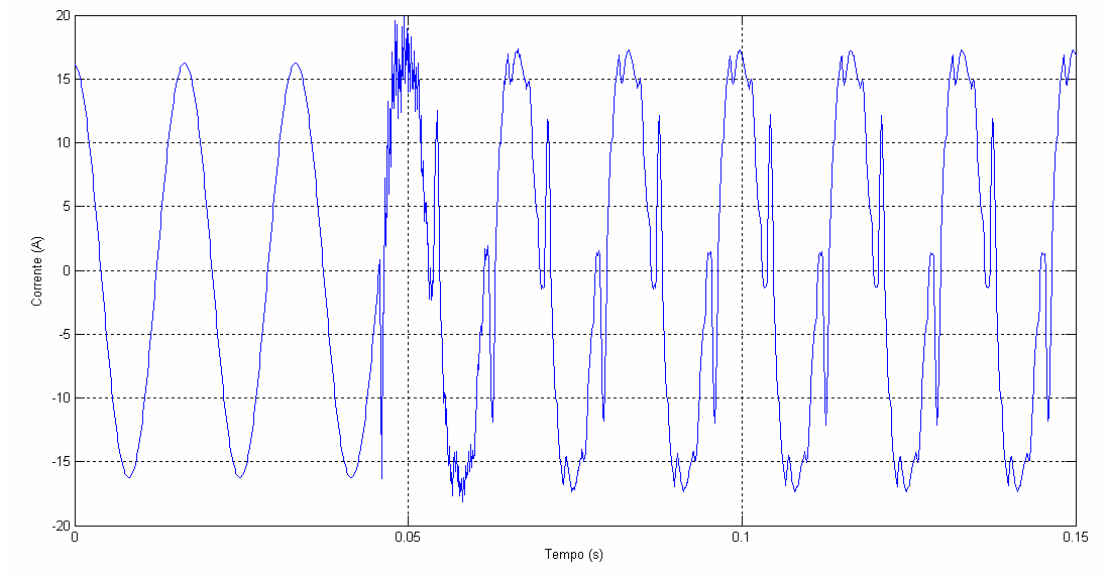

Figura 39 - Detalhe da entrada em operação das cargas não-lineares.

Na Tabela 13 são expostos os resultados referentes aos casos onde os distúrbios simultâneos são caracterizados pela presença de distorções harmônicas refletidas no sinal de tensão, bem como de um afundamento de tensão. A tabela o em questão refere-se às simulações na subestação com ângulos de incidência de falta e de entrada das cargas de 0º e 90º. Os valores de resistência de falta foram variados entre 0,5 e 9 Ω.

Tabela 13 – Afundamentos de tensão obtidos por falta na subestação em conjunto com componentes harmônicas.

Número de Casos	Localização da Falta	Ângulo de Incidência da Falta (º)	Ângulo de Incidência das Cargas (º)	Resistência de Falta (Ω)	Amplitude (pu)
1	Subestação	0 e 90	0 e 90	0,5	0,30
2	Subestação	0 e 90	0 e 90	1	0,47
3	Subestação	0 e 90	0 e 90	1,5	0,58
4	Subestação	0 e 90	0 e 90	2	0,65
5	Subestação	0 e 90	0 e 90	2,5	0,68
6	Subestação	0 e 90	0 e 90	3	0,72
7	Subestação	0 e 90	0 e 90	3,5	0,73
8	Subestação	0 e 90	0 e 90	4	0,79
9	Subestação	0 e 90	0 e 90	4,5	0,80
10	Subestação	0 e 90	0 e 90	5	0,83
11	Subestação	0 e 90	0 e 90	6	0,85
12	Subestação	0 e 90	0 e 90	7	0,88
13	Subestação	0 e 90	0 e 90	8	0,89
14	Subestação	0 e 90	0 e 90	9	0,90

Para os casos em que as faltas foram aplicadas no banco de capacitores 1, os resultados são evidenciados na Tabela 14. Nesta situação foram obtidos fenômenos simultâneos, nos quais as amplitudes de afundamento variaram entre 0,14 e 0,90 pu, atingindo, desta forma, os valores

limites, dados pela teoria, para casos de afundamento de tensão instantâneo. Para tanto, foram utilizados valores de resistência de falta de 0,001 a 9 Ω.

Tabela 14 - Afundamentos de tensão obtidos por falta no BC1 em conjunto com componentes harmônicas.

Número de Casos	Localização da Falta	Ângulo de Incidência da Falta (º)	Ângulo de Incidência das Cargas (º)	Resistência de Falta (Ω)	Amplitude (pu)
1	BC1	0 e 90	0 e 90	0,001	0,14
2	BC1	0 e 90	0 e 90	0, 01	0,22
3	BC1	0 e 90	0 e 90	0, 1	0,27
4	BC1	0 e 90	0 e 90	1	0,49
5	BC1	0 e 90	0 e 90	1,5	0,59
6	BC1	0 e 90	0 e 90	2	0,66
7	BC1	0 e 90	0 e 90	2,5	0,70
8	BC1	0 e 90	0 e 90	3	0,74
9	BC1	0 e 90	0 e 90	3,5	0,78
10	BC1	0 e 90	0 e 90	4	0,80
11	BC1	0 e 90	0 e 90	4,5	0,81
12	BC1	0 e 90	0 e 90	5	0,83
13	BC1	0 e 90	0 e 90	6	0,86
14	BC1	0 e 90	0 e 90	7	0,88
15	BC1	0 e 90	0 e 90	8	0,89
16	BC1	0 e 90	0 e 90	9	0,90

Os casos alcançados por meio da aplicação da falta no banco de capacitores 3 são mostrados na Tabela 15. Nesta tabela são mostrados os diferentes ângulos de incidência de falta e da entrada das cargas, a saber, 0º e 90º. Os valores de resistência de faltam variaram entre 0,1 e 8 Ω de modo a obter as devidas amplitudes de afundamento de tensão em conjunto com as componentes harmônicas.

Tabela 15 - Afundamentos de tensão obtidos por falta no BC3 em conjunto com componentes harmônicas.

Número de Casos	Localização da Falta	Ângulo de Incidência da Falta (º)	Ângulo de Incidência das Cargas (º)	Resistência de Falta (Ω)	Amplitude (pu)
1	BC3	0 e 90	0 e 90	0, 1	0,42
2	BC3	0 e 90	0 e 90	1	0,55
3	BC3	0 e 90	0 e 90	1,5	0,63
4	BC3	0 e 90	0 e 90	2	0,67
5	BC3	0 e 90	0 e 90	2,5	0,72
6	BC3	0 e 90	0 e 90	3	0,75
7	BC3	0 e 90	0 e 90	3,5	0,77
8	BC3	0 e 90	0 e 90	4	0,79
9	BC3	0 e 90	0 e 90	4,5	0,82
10	BC3	0 e 90	0 e 90	5	0,84
11	BC3	0 e 90	0 e 90	6	0,87
12	BC3	0 e 90	0 e 90	7	0,89
13	BC3	0 e 90	0 e 90	8	0,90

As diferenças entre os casos ao se variar os ângulos de incidência tanto de falta como das cargas foi ínfima, de modo que se optou por apresentá-los nas tabelas como idênticos.

O fenômeno de afundamento de tensão em conjunto com componentes harmônicas, apresentado na Figura 40, tomando como exemplo o caso 6 da Tabela 14, escolhido de forma aleatória, está representando o sinal medido na subestação, para uma situação de falta fase-terra, aplicada no banco de capacitores 3, com ângulo de 0º para incidência da falta e das cargas. Com uma resistência de falta de 3 Ω tem-se, especificamente, um afundamento de tensão com amplitude de 0,75 pu.

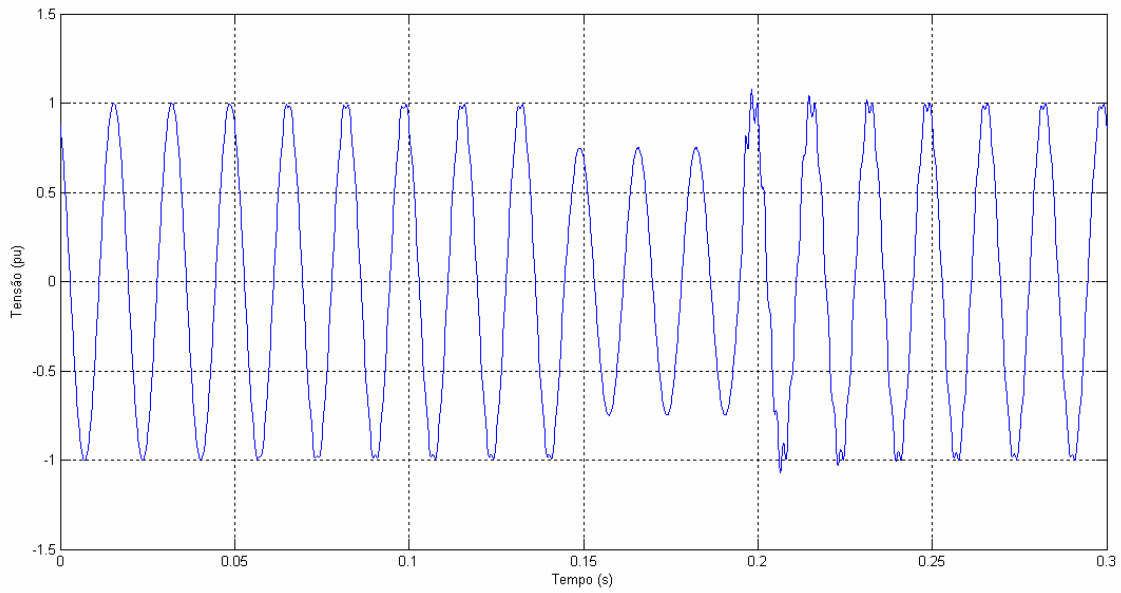

Figura 40 – Representação de um afundamento de tensão com amplitude 0,75 pu, em conjunto com componentes harmônicas.

Os resultados expostos na Tabela 16 são relativos aos casos de elevação de tensão ocorridos na fase C do sistema trifásico, no qual a falta fase-terra foi simulada junto à fase A. No caso em questão, a falta foi simulada, após a entrada em operação das cargas não-lineares, na subestação. Esta tabela exibe, como nos casos anteriores, os ângulos de incidência de falta e das cargas (0º e 90º), além das resistências de falta, que variaram entre 0,01 e 5 Ω. Foram obtidas amplitudes de elevação de tensão relativamente próximas aos limites definidos pela teoria para casos de elevação de tensão instantânea.

Tabela 16 - Elevações de tensão obtidas por falta na subestação em conjunto com componentes harmônicas..

Número de Casos	Localização da Falta	Ângulo de Incidência da Falta (º)	Ângulo de Incidência das Cargas (º)	Resistência de Falta (Ω)	Amplitude (pu)
1	Subestação	0 e 90	0 e 90	0,01	1,76
2	Subestação	0 e 90	0 e 90	0,1	1,65
3	Subestação	0 e 90	0 e 90	0,5	1,49
4	Subestação	0 e 90	0 e 90	1	1,36
5	Subestação	0 e 90	0 e 90	1,5	1,29
6	Subestação	0 e 90	0 e 90	2	1,25
7	Subestação	0 e 90	0 e 90	2,5	1,23
8	Subestação	0 e 90	0 e 90	3	1,18
9	Subestação	0 e 90	0 e 90	3,5	1,16
10	Subestação	0 e 90	0 e 90	4	1,15
11	Subestação	0 e 90	0 e 90	4,5	1,13
12	Subestação	0 e 90	0 e 90	5	1,12

As faltas aplicadas no banco de capacitores 1 têm seus resultados registrados a seguir, na Tabela 17. Os valores referentes às amplitudes de tensão variaram de 1,11 a 1,57 pu para situações onde a resistência de falta foi alterada entre 0,001 a 5 Ω. Ao se modificar os ângulos de incidência de falta e de entrada das cargas entre 0º e 90º, pode-se obter, neste ponto, um total de 44 situações de distúrbios simultâneos caracterizados pela presença de distorções harmônicas e elevação de tensão.

Tabela 17 - Elevações de tensão obtidas por falta no banco de capacitores 1 em conjunto com componentes harmônicas.

Número de Casos	Localização da Falta	Ângulo de Incidência da Falta (º)	Ângulo de Incidência das Cargas (º)	Resistência de Falta (Ω)	Amplitude (pu)
1	BC1	0 e 90	0 e 90	0,001	1,57
2	BC1	0 e 90	0 e 90	0, 1	1,54
3	BC1	0 e 90	0 e 90	1	1,34
4	BC1	0 e 90	0 e 90	1,5	1,27
5	BC1	0 e 90	0 e 90	2	1,23
6	BC1	0 e 90	0 e 90	2,5	1,20
7	BC1	0 e 90	0 e 90	3	1,17
8	BC1	0 e 90	0 e 90	3,5	1,15
9	BC1	0 e 90	0 e 90	4	1,13
10	BC1	0 e 90	0 e 90	4,5	1,12
11	BC1	0 e 90	0 e 90	5	1,11

A Tabela 18, por sua vez, exibe os dados obtidos no momento em que as faltas foram localizadas no banco de capacitores 3. A resistência de falta foi variada de 0,1 a 5 Ω para obtenção de amplitudes de afundamento entre 1,10 e 1,45 pu. Tais amplitudes se apresentam inferiores a dos demais pontos por ser o banco de capacitores 3 o ponto mais distante do local de medição, como pode ser visto na Figura 38.

Tabela 18 - Elevações de tensão obtidas por falta no banco de capacitores 3 em conjunto com componentes harmônicas.

Número de Casos	Localização da Falta	Ângulo de Incidência da Falta (º)	Ângulo de Incidência das Cargas (º)	Resistência de Falta (Ω)	Amplitude (pu)
1	BC3	0 e 90	0 e 90	0, 1	1,45
2	BC3	0 e 90	0 e 90	1	1,32
3	BC3	0 e 90	0 e 90	1,5	1,26
4	BC3	0 e 90	0 e 90	2	1,22
5	BC3	0 e 90	0 e 90	2,5	1,19
6	BC3	0 e 90	0 e 90	3	1,16
7	BC3	0 e 90	0 e 90	3,5	1,15
8	BC3	0 e 90	0 e 90	4	1,13
9	BC3	0 e 90	0 e 90	4,5	1,12
10	BC3	0 e 90	0 e 90	5	1,10

A Figura 41 ilustra o fenômeno de elevação de tensão com presença de componentes harmônicos. Representa-se aqui o caso 1 da Tabela 18, no qual nota-se uma pequena deformação na forma de onda a partir do terceiro ciclo de onda como reflexo da presença de componentes harmônicas. Nesta simulação, com uma resistência de falta de 0,1 Ω foi verificada uma elevação de tensão com amplitude de 1,45 pu. A falta fase-terra ocorreu a 0º e as cargas não-lineares entraram em operação a 90º como pode ser melhor na Figura 42, a qual exibe a forma de onda de corrente do caso em análise.

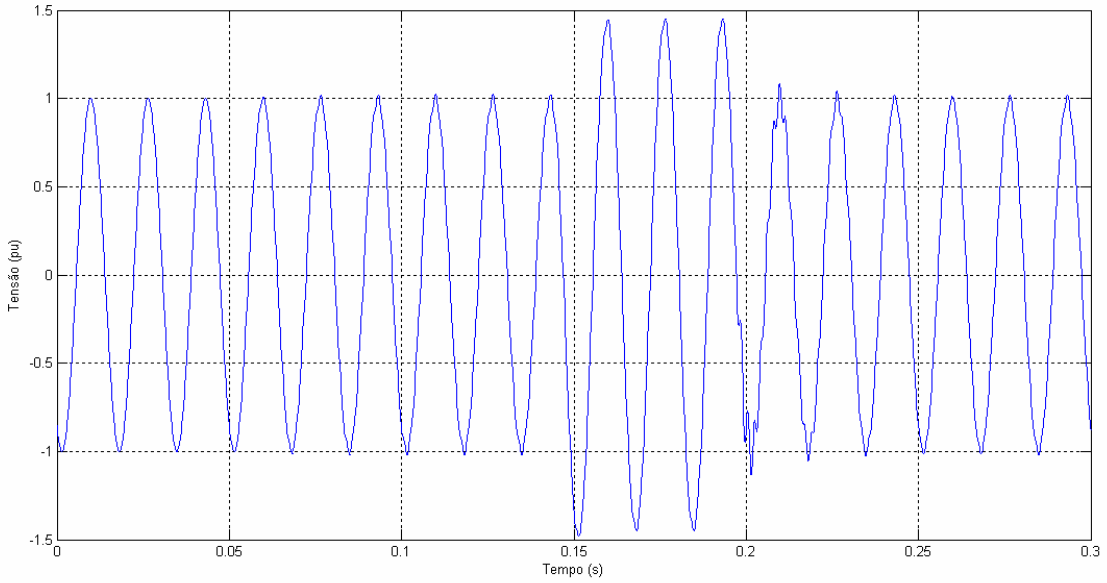

Figura 41 - Representação de uma elevação de tensão com amplitude 1,45 pu, em conjunto com componentes harmônicas.

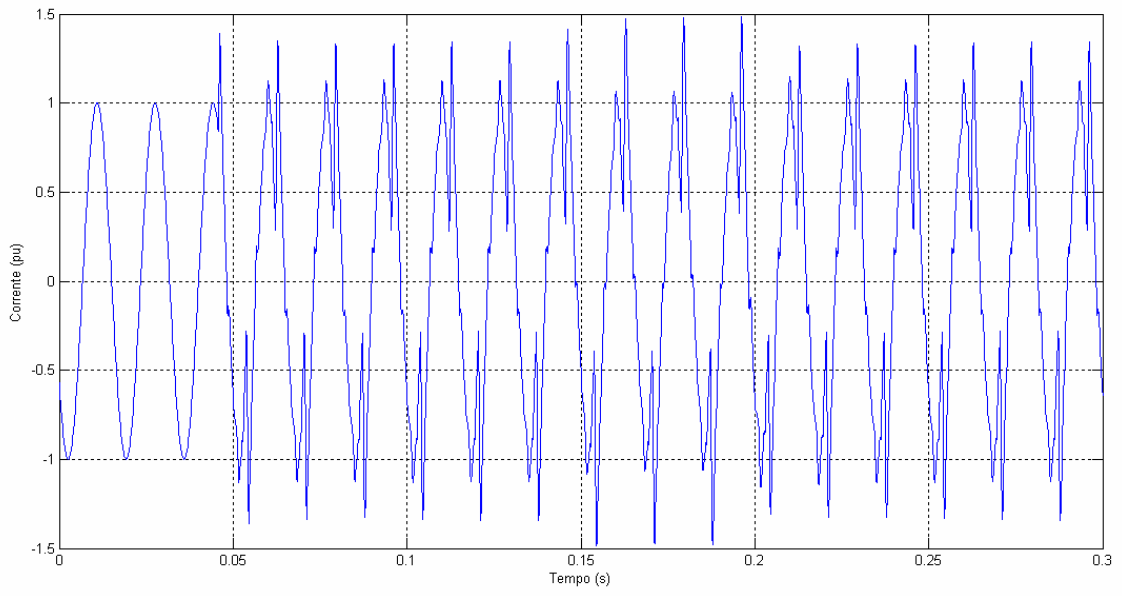

Figura 42 - Representação do sinal de corrente para o caso 1 da Tabela 18.

7. Conclusão

O tema Qualidade da Energia Elétrica está cada vez mais presente nos debates técnicos e como meio de diferenciar o produto energia elétrica, conforme indicadores de qualidade preestabelecidos pelos órgãos fiscalizadores. Todo o setor quer seja industrial, comercial ou residencial tem se preocupado em ter um fornecimento de energia elétrica com maior qualidade, pois com o desenvolvimento tecnológico dos equipamentos que compõem estes setores, tem-se a exigência de que a estabilidade do sistema seja cada vez maior.

Desta forma, procurou-se nos capítulos iniciais exibir um breve histórico sobre Qualidade da Energia. Verificou-se que já é de longa data a preocupação com a qualidade do fornecimento da energia elétrica, inclusive com a criação de departamentos governamentais para regulamentar o uso da energia, além da elaboração de normas e procedimentos que foram se desenvolvendo e se adaptando através dos tempos. Destacaram-se também as principais definições dos fenômenos que interferem na Qualidade da Energia de um sistema elétrico, baseado na norma americana *IEEE Standard 1159-1995*, que resume estas definições em uma tabela (Tabela 1 – Capítulo 3), onde a mesma apresenta os valores limites para cada tipo de fenômeno. Estes dados foram utilizados como referência para caracterizar os diferentes tipos de distúrbios analisados neste trabalho.

Apresentados os termos e definições referentes à Qualidade da Energia de um sistema elétrico, foram ressaltados os efeitos das distorções harmônicas de tensão e corrente na operação de alguns dispositivos usualmente encontrados nas redes elétricas. Estes efeitos podem ser divididos em três grandes grupos. Nos dois primeiros estariam enquadrados, por exemplo, os problemas de perda da vida útil de transformadores, máquinas rotativas, bancos de capacitores, etc. No terceiro grupo estariam englobadas questões diversas que poderiam se traduzir numa operação errônea ou na falha completa de um equipamento. Nesta categoria estariam incluídos efeitos como torques oscilatórios nos motores CA, erros nas respostas de equipamentos, aumentos ou diminuição do consumo de energia, entre outros.

Alguns métodos para a atenuação ou eliminação da distorção harmônica de corrente foram elucidados. Estes métodos têm como objetivo principal diminuir a degradação da Qualidade da Energia. O método usando o filtro ativo de potência paralelo baseado na abordagem da freqüência é capaz de eliminar os harmônicos de forma seletiva. Além disso, este filtro pode corrigir a corrente reativa do sistema. Dessa forma, o filtro pode fornecer para o sistema os harmônicos e os reativos solicitados pela carga não-linear, possibilitando ainda o uso de sistemas inteligentes na determinação dos componentes harmônicos que se deseja eliminar e no sistema de controle.

Para permitir a formação e caracterização de bancos de dados com distúrbios relacionados à Qualidade da Energia o mais próximo possível da realidade, foi utilizado sistema o qual busca representar um sistema elétrico de distribuição pertencente a uma concessionária regional. Foram usadas simulações computacionais através do software ATP (*Alternative Transients Program*). Das situações faltosas (faltas fase-terra) foi possível gerar, inicialmente, um banco de dados que veio caracterizar fenômenos isolados de interrupções, afundamentos e elevações de tensão. Em um segundo momento, onde foi realizada a simulação da entrada em operação de cargas não-lineares (pela inserção no sistema de componentes harmônicas de corrente), seguida da incidência de uma falta fase-terra, foi obtido um novo banco de dados.

Ressalta-se que o motivo da representação das cargas não-lineares por meio de fontes de correntes harmônicas deve-se à grande dificuldade encontrada em efetuar a simulação de cada carga com todas suas características específicas. No entanto, as fontes de correntes permitiram uma simulação adequada aos objetivos deste trabalho.

Pela apreciação dos resultados, pôde-se verificar que, nas faltas fase-terra aplicadas com ângulo de incidência de 90º, há num primeiro momento um pequeno transitório, sendo, em seguida, mantido constante os níveis de afundamento e ou elevação de tensão até o fim do distúrbio, diferentemente do que ocorre quando o ângulo de incidência é 0º. Outro ponto importante que foi verificado é que no final do distúrbio existe uma fase de transição entre o fim do distúrbio e o amortecimento do sistema até sua estabilização. Notou-se também que, à medida que o ponto de incidência das faltas se afasta do ponto de medição, os reflexos dos distúrbios são percebidos com menor intensidade.

Por terem sido utilizados dados próximos aos reais, oriundos do sistema elétrico de uma concessionária regional, ou seja, potências e características técnicas dos transformadores, impedâncias das linhas, banco de capacitores, entre outras coisas, os fenômenos, embora simulados, exibiram resultados bastante similares ao que ocorre na realidade.

Acredita-se que o objetivo deste Trabalho de Conclusão de Curso foi alcançado, uma vez que todas as simulações propostas foram executadas com sucesso, tendo sido os resultados apresentados ao longo deste trabalho. Destaca-se como principal ganho durante a execução deste trabalho, o contato com poderosas ferramentas de simulação e análise computacional, o que possibilitou o desenvolvimento de um senso crítico com respeito aos problemas relacionados a sistemas elétricos de potência, especificamente aos relacionados à Qualidade da Energia Elétrica.

8. Referências Bibliográficas

[1] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. (2007). Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 11 de agosto de 2007.

[2] BRONZEADO, H.S. et. al. (1997). Uma proposta de nomenclatura nacional de termos e definições associados à Qualidade da Energia Elétrica. In: II Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica – SBQEE, São Lourenço – MG.

[3] DELGADO, J. D. B. et. al. (1997). A Qualidade da Energia Elétrica na atualidade e o uso de novas tecnologias reparadoras. In: II Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica – SBQEE, São Lourenço – MG.

[4] SARAIVA FILHO, F. C. (2002). Proposta de Recuperador Dinâmico para correção de afundamentos de tensão. 77p. Dissertação de Mestrado – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Universidade de São Paulo - SP.

[5] FIGUEIREDO, P. I. (2004). Análise da Qualidade da Energia em um Sistema Elétrico de Distribuição. 150 p. Dissertação de Mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos - SP.

[6] IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. (1995). Inst. of Elect. & Electronic, ISBN: 1559375493.

[7] DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F. and WAYNE BEATY, H. (1996). Electrical Power Systems Quality. New York, McGraw-Hill.

[8] OLIVEIRA, J. C. Projeto SIDAQEE (2000). Qualidade de Energia Elétrica: definição e análise dos itens de qualidade. Cap. II, Universidade Federal de Uberlândia. Uberlândia, Centro de Ciências Exatas e Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica, Grupo de Qualidade e Racionalização da Energia Elétrica.

[9] BOLLEN, M. H. J. (1999). Understanding power quality problems: voltage sags and interruptions. New York, IEEE Press.

[10] POMILIO, J. A. (2006). Efeitos e Causas de Harmônicas no Sistema de Energia Elétrica - Parte I, 11/2006, O Setor Elétrico,Vol. 1, Fac. 10, pp.22-24, São Paulo, SP, Brasil.

[11] OLESKOVICZ, M. (2006). Qualidade da Energia Elétrica. Curso: SEL0409 - Qualidade da Energia Elétrica. Notas de Aula. Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos.

[12] NASCIMENTO, C. F. (2007). Determinação do conteúdo harmônico de corrente baseada em redes neurais artificiais para cargas não-lineares monofásicas. 202 p. Dissertação de Doutorado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos.

[13] KASSICK, E. V.; PEREIRA, O. O. (1998). Harmônicos em Sistemas Elétricos de Baixa Tensão: Análise de um Caso. Sem. de Eletrônica de Potência do INEP – SEP'98, p. 98-103.

[14] SERNI, P. J. A., Fontes Geradoras de Harmônicas e Efeitos das Harmônicas: Curso Qualidade da Energia Elétrica. Notas de Aula.

[15] AKAGI, H. Active Harmonic Filters (2005). Proceedings of the IEEE, vol. 93, nº 12, p. 2128-2141.

[16] BOSE, B. K. Modern Power Eletronics and AC Drives. Prentice-Hall, 2002.

[17] DELMONT FILHO, O. (2003). Utilização da Transformada Wavelet para Caracterização de Distúrbios na Qualidade da Energia Elétrica. 92 p. Dissertação de – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos.

[18] OLESKOVICZ, M., ARRUDA, E. F., DELMONT, O. F., COURY, D. V., CARNEIRO, A. A. F. M. (2003). Análise da Qualidade da Energia Utilizando Transformadas *Wavelets* Combinadas às Redes Neurais artificiais. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 17. Uberlândia, MG, Brasil.

[19] DELMONT FILHO, O.; CORRÊA, F. I. M.; OLESKOVICZ, M.; CARNEIRO, A. A. F. M. (2006). Método Computacional de Detecção de Distúrbios Elétricos Utilizando a Transformada *Wavelet*. XXVII *Iberian Latin American Congress on Computational Methods in Engineering* – CILAMCE, Belém, PA, Brasil.

ANEXO – Código Fonte do Sistema no ATP

```
BEGIN NEW DATA CASE
C ------------------------------------------------
$PREFIX,C:\ATPDRAW\LIB\
$SUFFIX, .LIB
$DUMMY, XYZ000
C Miscellaneous Data Card ....
C POWER FREQUENCY                6.0E+01
 1.3E-04 3.0E-01
     1     1     1     1     1                 1
C       1       2       3       4       5       6       7       8
C 345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
/BRANCH
C ****************************************
C
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C Impedancia equivalente do Sistema referida em 138 kV.
51FONTA ATA1            3.563949.013
52FONTB ATB1            1.197418.133
53FONTC ATC1
C
C IMPEDÂNCIAS DAS LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO
C
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C Impedancia do trecho entre a SE e os trafos 1 e 2 (T12)
51SEA   T12A            .183 1.321
52SEB   T12B            .045   .35
53SEC   T12C
C
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C Impedancia do trecho entre os trafos T12 e trecho CH1
51T12A  CH1A2           .0747  .538
52T12B  CH1B2           .018  .143
53T12C  CH1C2
C
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C Impedancia do trecho CH1 e o trafo 3 (T3)
51CH1A  T3A1            .0677 0.488
52CH1B  T3B1            .017  .130
53CH1C  T3C1
C
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C Impedancia do trecho entre o trafo T3 e o trafo particular 1 (TP1)
51T3A1  TP1A            .0942 0.679
52T3B1  TP1B            .023 0.180
53T3C1  TP1C
```

```
C
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C Impedancia do trecho entre o trafo TP1 e CH3
51TP1A  CH3A2            .149  1.08
52TP1B  CH3B2            .037 0.286
53TP1C  CH3C2
C
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C Impedancia do trecho entre o BC3 e os trafos 4, 5, 6 e 7 (T45)
51CH3A  T45A             .0785 0.568
52CH3B  T45B             .019 0.149
53CH3C  T45C
C
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C Impedancia do trecho entre os trafos T45 E o trafo particular 2 (TP2)
51T45A  TP2A             .092 0.663
52T45B  TP2B             .023 0.178
53T45C  TP2C
C
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C Impedancia do trecho entre o trafo TP2 e o trafo 13 (T13)
51TP2A  T13A3            .0379 0.273
52TP2B  T13B3            .009 0.072
53TP2C  T13C3
C
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C Impedancia do trecho entre o trafo T13 e os trafos 8, 9 e 10 (T89)
51T13A1 T89A             .113 0.817
52T13B1 T89B             .028 0.215
53T13C1 T89C
C
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C Impedancia do trecho entre os trafos T89 e o trafo particular 3 (TP3)
51T89A  TP3A             .027 0.195
52T89B  TP3B             .007 0.050
53T89C  TP3C
C
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C Impedancia do trecho entre os trafos T89 e os trafos 11, 12 e 14 (T11)
51T89A  T11A             .100 0.407
52T89B  T11B             .060 0.119
53T89C  T11C
C
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C Impedancia do trecho entre os trafos T11 e o trafo particular 4 (TP4)
51T11A  TP4A3            .100 0.407
52T11B  TP4B3            .060 0.119
53T11C  TP4C3
```

```
C
C ****************************************
C BANCOS DE CAPACITORES
C
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C BANCO DE CAPACIORES 1 - BC1
C BC1A
  BC1A  NEUT1                    16.71                        0
C BC1B
  BC1B  NEUT1                    16.71                        0
C BC1C
  BC1C  NEUT1                    16.71                        0
C Resistencia infinita para terra - BC1
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
  NEUT1                1.0E+6
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C BANCO DE CAPACIORES 2 - BC2
C
C BC2A
  BC2A  NEUT2                     8.36                        0
C BC2B
  BC2B  NEUT2                     8.36                        0
C BC2C
  BC2C  NEUT2                     8.36                        0
C Resistencia infinita para terra - BC2
  NEUT2                1.00E6                              0
C
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C BANCO DE CAPACIORES 3 - BC3
C
C BC3A
  BC3A  NEUT3                     8.36                        0
C BC3B
  BC3B  NEUT3                     8.36                        0
C BC3C
  BC3C  NEUT3                     8.36                        0
C
C Resistencia infinita para terra - BC3
  NEUT3                1.00E6                              0
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
  NEUT4                  1.0                             0
  NEUT5                  1.0                             0
  NEUT6                  1.0                             0
  NEUT7                  1.0                             0
C
C ****************************************
C CONJUNTOS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO
C
```

```
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C CONJ. DE TRAFOS 1 E 2
C
  T12A              2514. 2100.                    0
  T12B              2514. 2100.                    0
  T12C              2514. 2100.                    0
C
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C CONJ. DE TRAFOS 4, 5, 6 E 7
C
  T45A              1137. 949.7                    0
  T45B              1137. 949.7                    0
  T45C              1137. 949.7                    0
C
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C CONJ. DE TRAFOS 8, 9, E 10
C
  T89A              3132. 2616.                    0
  T89B              3132. 2616.                    0
  T89C              3132. 2616.                    0
C
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C CONJ. DE TRAFOS 11, 12 E 14
C
  T11A              1500. 1253.                    0
  T11B              1500. 1253.                    0
  T11C              1500. 1253.                    0
C
C CARGAS NOS SECUNDÁRIOS DOS TRAFOS MODELADOS
C
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C CARGA NO SECUNDÁRIO DO TRAFO DE DISTRIBUIÇÃO 3 (AMARELO)
  T3A2              1.44261.2050                   0
  T3B2              1.44261.2050                   0
  T3C2              1.44261.2050                   0
C
C CARGA NO SECUNDÁRIO DO TRAFO DE DISTRIBUIÇÃO 13 (AMARELO)
  T13A2             2.42972.0310                   0
  T13B2             2.42972.0310                   0
  T13C2             2.42972.0310                   0
C
C CARGA NO SECUNDÁRIO DO TRAFO PARTICULAR DE DISTRIBUIÇÃO 4 (VERDE)
  TP4A2             0.15900.1800                   0
  TP4B2             0.15900.1800                   0
  TP4C2             0.15900.1800                   0
  TP4A2                     3343                   0
  TP4B2                     3343                   0
  TP4C2                     3343                   0
```

```
C
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C RESISTÊNCIA DE FALTA SEA/B/C1 E TERRA
  SEA1          0.5                    0
  SEB1          0.5                    0
  SEC1          0.5                    0
C
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C RESISTÊNCIA DE FALTA CH1A/B/C1 E TERRA
  CH1A1         1.0                    0
  CH1B1         1.0                    0
  CH1C1         1.0                    0
C
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C RESISTÊNCIA DE FALTA CH3A/B/C1 E TERRA
  CH3A1         0.1                    0
  CH3B1         0.1                    0
  CH3C1         0.1                    0
C
C ****************************************
C CONJUNTOS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO PARTICULARES
C
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C TRAFO PARTICULAR 1 (03 trafos)
C
  TP1A          45.81 107.2                0
  TP1B          45.81 107.2                0
  TP1C          45.81 107.2                0
  TP1A                15.00              0
  TP1B                15.00              0
  TP1C                15.00              0
C
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C TRAFO PARTICULAR 2 (04 trafos)
C
  TP2A          71.58 167.4                0
  TP2B          71.58 167.4                0
  TP2C          71.58 167.4                0
  TP2A                10.00              0
  TP2B                10.00              0
  TP2C                10.00              0
C
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C TRAFO PARTICULAR 3 (02 trafos)
C
  TP3A          251.2 587.5                0
  TP3B          251.2 587.5                0
  TP3C          251.2 587.5                0
```

```
 TP3A                    3.00                    0
 TP3B                    3.00                    0
 TP3C                    3.00                    0
C
C TRANSFORMADOR DA SUBESTAÇÃO
C
C TRANSFORMADOR DA SE - 138/13.68 kV - 25 MVA
C 345678901234567890123456789012345678901234567890
C <        >        <   >< ><  ><  >
 TRANSFORMER          3.019326.899TSUB1 63000.                    0
 3.04585138E+00  2.66654561E+01
 7.68117963E+00  2.96282846E+01
 1.57373247E+01  3.25911130E+01
 1.63732353E+04  3.85167699E+01
        9999
1BTA2  NEUT4          .01751.51377.8981
2ATA1  ATB1          1.7462151.37  138.
 TRANSFORMER TSUB1              TSUB2
1BTB2  NEUT4
2ATB1  ATC1
 TRANSFORMER TSUB1              TSUB3
1BTC2  NEUT4
2ATC1  ATA1
C
C TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO
C
C MODELAGEM NOVA DO TRAFO DE DISTR. 3 (AMARELO)
C TRAFO DE DISTRIBUICAO DE 45 kVA - 13.2/0.22 kV
C 345678901234567890123456789012345678901234567890
C <        >        <   >< ><  ><  >
 TRANSFORMER          0.016435.712T3A   63000.                    0
1.639800000E-02 3.571255000E+01
3.999200000E-02 4.017662000E+01
6.952500000E-02 4.464069000E+01
8.870100000E-02 4.687272000E+01
1.122290000E-01 4.910476000E+01
1.393680000E-01 5.133680000E+01
1.746230000E-01 5.356883000E+01
2.149780000E-01 5.580087000E+01
2.610490000E-01 5.803290000E+01
3.125260000E-01 6.026493000E+01
3.742520000E-01 6.249697000E+01
        9999
C 345678901234567890123456789012345678901234567890
1T3A1  T3B1          81.819143.53 13.2
2T3A2  NEUT5          .0093 .0163 .127
 TRANSFORMER T3A                T3B
1T3B1  T3C1
```

```
 2T3B2  NEUT5
  TRANSFORMER T3A                  T3C
 1T3C1  T3A1
 2T3C2  NEUT5
C
C MODELAGEM NOVA DO TRAFO DE DISTR. 13 (AMARELO)
C TRAFO DE DISTRIBUICAO DE 45 kVA - 13.2/0.22 kV
C 345678901234567890123456789012345678901234567890
C <        >         <  ><  ><  ><  >
  TRANSFORMER            .016435.712T13A  63000.
C 345678901234567890123456789012345678901234567890123456789 0
 1.639800000E-02 3.571255000E+01
 3.999200000E-02 4.017662000E+01
 6.952500000E-02 4.464069000E+01
 8.870100000E-02 4.687272000E+01
 1.122290000E-01 4.910476000E+01
 1.393680000E-01 5.133680000E+01
 1.746230000E-01 5.356883000E+01
 2.149780000E-01 5.580087000E+01
 2.610490000E-01 5.803290000E+01
 3.125260000E-01 6.026493000E+01
 3.742520000E-01 6.249697000E+01
          9999
 1T13A1 T13B1           81.819143.53  13.2
 2T13A2 NEUT6            .0093 .0163  .127
  TRANSFORMER T13A                 T13B
 1T13B1 T13C1
 2T13B2  NEUT6
  TRANSFORMER T13A                 T13C
 1T13C1 T13A1
 2T13C2  NEUT6
C
C MODELAGEM NOVA DO TRAFO DE DISTR. 4 (VERDE)
C TRAFO DE DISTRIBUICAO DE 45 kVA - 13.2/0.22 kV
C 345678901234567890123456789012345678901234567890
C <        >         <  ><  ><  ><  >
  TRANSFORMER            .016435.712T4A   63000.
C 345678901234567890123456789012345678901234567890123456789 0
 1.639800000E-02 3.571255000E+01
 3.999200000E-02 4.017662000E+01
 6.952500000E-02 4.464069000E+01
 8.870100000E-02 4.687272000E+01
 1.122290000E-01 4.910476000E+01
 1.393680000E-01 5.133680000E+01
 1.746230000E-01 5.356883000E+01
 2.149780000E-01 5.580087000E+01
 2.610490000E-01 5.803290000E+01
 3.125260000E-01 6.026493000E+01
```

```
 3.742520000E-01 6.249697000E+01
        9999
 1TP4A1 TP4B1          81.819143.53  13.2
 2TP4A4 NEUT7           .0093 .0163  .127
  TRANSFORMER T4A                 T4B
 1TP4B1 TP4C1
 2TP4B4 NEUT7
  TRANSFORMER T4A                 T4C
 1TP4C1 TP4A1
 2TP4C4 NEUT7
C
C ****************************************
/SWITCH
C
C CHAVES PARA AQUISIÇÃO DE DADOS
C
C CHAVE (DISJUNTORES) DO ALIMENTADOR
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >   Ie   ><Vf/CLOP >  type  >
  BTA2  SEA    -1.00E+00 1.000E+01 0.000E+00                    0
  BTB2  SEB    -1.00E+00 1.000E+01 0.000E+00                    0
  BTC2  SEC    -1.00E+00 1.000E+01 0.000E+00                    0
C
C CHAVE PARA AQUISIÇÃO DE DADOS EM CH1
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >   Ie   ><Vf/CLOP >  type  >
  CH1A2 CH1A   -1.00E+00 1.000E+01 0.000E+00                    0
  CH1B2 CH1B   -1.00E+00 1.000E+01 0.000E+00                    0
  CH1C2 CH1C   -1.00E+00 1.000E+01 0.000E+00                    0
C
C CHAVE PARA AQUISIÇÃO DE DADOS EM CH3
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >   Ie   ><Vf/CLOP >  type  >
  CH3A2 CH3A   -1.00E+00 1.000E+01 0.000E+00                    0
  CH3B2 CH3B   -1.00E+00 1.000E+01 0.000E+00                    0
  CH3C2 CH3C   -1.00E+00 1.000E+01 0.000E+00                    0
C
C CHAVE PARA AQUISIÇÃO DE DADOS EM T13
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >   Ie   ><Vf/CLOP >  type  >
  T13A3 T13A1  -1.00E+00 1.000E+01 0.000E+00                    0
  T13B3 T13B1  -1.00E+00 1.000E+01 0.000E+00                    0
  T13C3 T13C1  -1.00E+00 1.000E+01 0.000E+00                    0
C
C CHAVE PARA AQUISIÇÃO DE DADOS EM TP4 (PRIMÁRIO)
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >   Ie   ><Vf/CLOP >  type  >
  TP4A3 TP4A1  -1.00E+00 1.000E+01 0.000E+00                    1
  TP4B3 TP4B1  -1.00E+00 1.000E+01 0.000E+00                    1
  TP4C3 TP4C1  -1.00E+00 1.000E+01 0.000E+00                    1
C
C CHAVE PARA AQUISIÇÃO DE DADOS EM TP4 (SECUNDÁRIO)
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >   Ie   ><Vf/CLOP >  type  >
```

```
  TP4A4 TP4A2  -1.00E+00 1.000E+01 0.000E+00                    0
  TP4B4 TP4B2  -1.00E+00 1.000E+01 0.000E+00                    0
  TP4C4 TP4C2  -1.00E+00 1.000E+01 0.000E+00                    0
C
C CHAVES DE COMANDO DOS BANCOS DE CAPACITORES
C
C CHAVE DE COMANDO BC1
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >   Ie   ><Vf/CLOP >  type  >
  CH1A  BC1A   1.000E+01 1.000E+01 0.000E+00                    0
  CH1B  BC1B   1.000E+01 1.000E+01 0.000E+00                    0
  CH1C  BC1C   1.000E+01 1.000E+01 0.000E+00                    0
C
C CHAVE DE COMANDO BC2
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >   Ie   ><Vf/CLOP >  type  >
  CH1A  BC2A   1.000E+01 1.000E+01 0.000E+00                    0
  CH1B  BC2B   1.000E+01 1.000E+01 0.000E+00                    0
  CH1C  BC2C   1.000E+01 1.000E+01 0.000E+00                    0
C
C CHAVE DE COMANDO BC3
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >   Ie   ><Vf/CLOP >  type  >
  CH3A  BC3A   1.000E+01 1.000E+01 0.000E+00                    0
  CH3B  BC3B   1.000E+01 1.000E+01 0.000E+00                    0
  CH3C  BC3C   1.000E+01 1.000E+01 0.000E+00                    0
C
C CHAVES DE FALTA
C
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >   Ie   ><Vf/CLOP >  type  >
C CHAVE DE FALTA SEA - SEA1
  SEA   SEA1      0.1445    0.1945 0.000E+00                    0
  SEB   SEB1   1.000E+01 1.000E+01 0.000E+00                    0
  SEC   SEC1   1.000E+01 1.000E+01 0.000E+00                    0
C
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >   Ie   ><Vf/CLOP >  type  >
C CHAVE DE FALTA CH1A - CH1A1
  CH1A  CH1A1  1.000E+01 1.000E+01 0.000E+00                    0
  CH1B  CH1B1  1.000E+01 1.000E+01 0.000E+00                    0
  CH1C  CH1C1  1.000E+01 1.000E+01 0.000E+00                    0
C
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >   Ie   ><Vf/CLOP >  type  >
C CHAVE DE FALTA CH3A - CH3A1
  CH3A  CH3A1  1.000E+01 1.000E+01 0.000E+00                    0
  CH3B  CH3B1  1.000E+01 1.000E+01 0.000E+00                    0
  CH3C  CH3C1  1.000E+01 1.000E+01 0.000E+00                    0
C
C ******************************************
/SOURCE
C
C FONTE EQUIVALENTE DO SISTEMA de 138 kV.
```

```
C < n 1><> < Ampl.  >< Freq.  ><Phase/T0><   A1   >< T1   >< TSTART >< TSTOP  >
14FONTA  0 112676.53      60.                          -1.       2.
14FONTB  0 112676.53      60.    -120.                  -1.       2.
14FONTC  0 112676.53      60.     120.                  -1.       2.
C
C BLOCO DE REPRESENTAÇÃO DAS CARGAS NÃO-LINEARES
C
C FONTE DE CORRENTE (3ª HARMÔNICA).
C < n 1><> < Ampl.  >< Freq.  ><Phase/T0><   A1   >< T1   >< TSTART >< TSTOP  >
14TP4A2 -1    181.29      180                        0.04583       2.
14TP4B2 -1    181.29      180    -120.                 0.04583       2.
14TP4C2 -1    181.29      180     120.                 0.04583       2.
C
C FONTE DE CORRENTE (5ª HARMÔNICA).
C < n 1><> < Ampl.  >< Freq.  ><Phase/T0><   A1   >< T1   >< TSTART >< TSTOP  >
14TP4A2 -1    240.03      300                        0.04583       2.
14TP4B2 -1    240.03      300    -120.                 0.04583       2.
14TP4C2 -1    240.03      300     120.                 0.04583       2.
C
C FONTE DE CORRENTE (7ª HARMÔNICA).
C < n 1><> < Ampl.  >< Freq.  ><Phase/T0><   A1   >< T1   >< TSTART >< TSTOP  >
14TP4A2 -1    167.31      420                        0.04583       2.
14TP4B2 -1    167.31      420    -120.                 0.04583       2.
14TP4C2 -1    167.31      420     120.                 0.04583       2.
C
C FONTE DE CORRENTE (9ª HARMÔNICA).
C < n 1><> < Ampl.  >< Freq.  ><Phase/T0><   A1   >< T1   >< TSTART >< TSTOP  >
14TP4A2 -1     83.44      540                        0.04583       2.
14TP4B2 -1     83.44      540    -120.                 0.04583       2.
14TP4C2 -1     83.44      540     120.                 0.04583       2.
C
C FONTE DE CORRENTE (11ª HARMÔNICA).
C < n 1><> < Ampl.  >< Freq.  ><Phase/T0><   A1   >< T1   >< TSTART >< TSTOP  >
14TP4A2 -1    116.38      660                        0.04583       2.
14TP4B2 -1    116.38      660    -120.                 0.04583       2.
14TP4C2 -1    116.38      660     120.                 0.04583       2.
C
C FONTE DE CORRENTE (13ª HARMÔNICA).
C < n 1><> < Ampl.  >< Freq.  ><Phase/T0><   A1   >< T1   >< TSTART >< TSTOP  >
14TP4A2 -1     77.16      780                        0.04583       2.
14TP4B2 -1     77.16      780    -120.                 0.04583       2.
14TP4C2 -1     77.16      780     120.                 0.04583       2.
C
C FONTE DE CORRENTE (15ª HARMÔNICA).
C < n 1><> < Ampl.  >< Freq.  ><Phase/T0><   A1   >< T1   >< TSTART >< TSTOP  >
14TP4A2 -1     18.91      900                        0.04583       2.
14TP4B2 -1     18.91      900    -120.                 0.04583       2.
14TP4C2 -1     18.91      900     120.                 0.04583       2.
```

```
C
C FONTE DE CORRENTE (17ª HARMÔNICA).
C < n 1><> < Ampl.  >< Freq.  ><Phase/T0><   A1   >< T1   >< TSTART >< TSTOP  >
14TP4A2 -1     30.59     1020                        0.04583       2.
14TP4B2 -1     30.59     1020     -120.                0.04583       2.
14TP4C2 -1     30.59     1020      120.                0.04583       2.
C
C FONTE DE CORRENTE (19ª HARMÔNICA).
C < n 1><> < Ampl.  >< Freq.  ><Phase/T0><   A1   >< T1   >< TSTART >< TSTOP  >
14TP4A2 -1     27.63     1140                        0.04583       2.
14TP4B2 -1     27.63     1140     -120.                0.04583       2.
14TP4C2 -1     27.63     1140      120.                0.04583       2.
C
C FONTE DE CORRENTE (21ª HARMÔNICA).
C < n 1><> < Ampl.  >< Freq.  ><Phase/T0><   A1   >< T1   >< TSTART >< TSTOP  >
14TP4A2 -1     15.96     1260                        0.04583       2.
14TP4B2 -1     15.96     1260     -120.                0.04583       2.
14TP4C2 -1     15.96     1260      120.                0.04583       2.
C
C FONTE DE CORRENTE (23ª HARMÔNICA).
C < n 1><> < Ampl.  >< Freq.  ><Phase/T0><   A1   >< T1   >< TSTART >< TSTOP  >
14TP4A2 -1     29.01     1380                        0.04583       2.
14TP4B2 -1     29.01     1380     -120.                0.04583       2.
14TP4C2 -1     29.01     1380      120.                0.04583       2.
C
C FONTE DE CORRENTE (25ª HARMÔNICA).
C < n 1><> < Ampl.  >< Freq.  ><Phase/T0><   A1   >< T1   >< TSTART >< TSTOP  >
14TP4A2 -1     26.14     1500                        0.04583       2.
14TP4B2 -1     26.14     1500     -120.                0.04583       2.
14TP4C2 -1     26.14     1500      120.                0.04583       2.
C
BLANK BRANCH
BLANK SWITCH
BLANK SOURCE
C ***************************************
C <   >   >   >   >   >   >   >
  SEA   SEB   SEC
BLANK OUTPUT
BLANK PLOT
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK
```