

Marcel Alexandre Garcia

**A modelagem de cargas especiais (não-lineares) para
estudos relacionados à qualidade da energia elétrica
via o software ATP**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da 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. Mario Oleskovicz

São Carlos
2010

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

G216m

Garcia, Marcel Alexandre

A modelagem de cargas especiais (não-lineares) para estudos relacionados à qualidade da energia elétrica via o software ATP / Marcel Alexandre Garcia ; orientador Mario Oleskovicz. -- São Carlos, 2010.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2010.

1. Energia elétrica - qualidade. 2. Distribuição de energia elétrica - sistemas. 3. Carga elétrica.
I. Título.

Sumário

Resumo	vii
Abstract	ix
Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xv
1 Introdução	1
1.1 Objetivo do trabalho	2
1.2 Apresentação do documento	3
2 Qualidade da Energia Elétrica	5
2.1 Introdução	5
2.2 Fenômenos que afetam a qualidade da energia elétrica	8
2.2.1 Transitórios impulsivos e oscilatórios	8
2.2.2 Interrupções transitórias	9
2.2.3 Variações de tensão de curta e de longa duração	10
2.2.4 Distorções da forma de onda	12
2.2.5 Flutuação de tensão	23
2.2.6 Considerações finais	30
3 Modelagem e validação do sistema elétrico de distribuição	33
3.1 A modelagem computacional	33
3.1.1 O software ATP - Alternative Transients Program	34
3.1.2 A interface gráfica do ATPDraw	37
3.2 O sistema elétrico em análise	38
3.2.1 Parâmetros do sistema elétrico	39
3.2.2 Resultados e validação do sistema elétrico de distribuição simulado	48

4 Cargas elétricas especiais	55
4.1 Fornos elétricos a arco	55
4.1.1 Desenvolvimento do modelo proposto	56
4.1.2 Implementação do modelo	61
4.2 Retificador Trifásico	62
4.2.1 Modelo desenvolvido	63
4.3 Local de conexão dos modelos	63
4.4 Resultados decorrentes das simulações com o modelo de FEA proposto	65
4.5 Resultados decorrentes das simulações com o modelo de retificador proposto	69
5 Conclusões	75
Referências Bibliográficas	77
A Algoritmo MatLAB para estimar Pst	79
Conteúdo	79
Configuração	80
Verificar entradas	80
Bloco 1: Adaptador da tensão de entrada	81
Bloco 2: Demodulador quadrático	81
Bloco 3: Filtro passa banda	81
Bloco 4: Quadrando e suavizando	83
Bloco 5: Ponderação estatística	83
Saída gráfica opcional	84
Subfunção: Ponderar percentualmente	86
B Código ATP para modelo do Forno Elétrico a Arco	87
C Código ATP para o modelo do retificador	89

Dedicatória

Com amor e gratidão, por todo o carinho, presença incansável, compreensão e apoio, dedico este trabalho aos meus pais, Francisco e Aparecida, minhas irmãs, Márcia e Andréa e à minha namorada Nathália.

Agradecimentos

Aos meus pais, Aparecida e Francisco, pela oportunidade de estudar, por todo o apoio e carinho, pelos incentivos e colaboração no meu crescimento.

Às minhas irmãs, Márcia e Andréa, por sempre tornarem todos os momentos mais felizes.

À minha namorada Nathália, pela atenção, carinho e por sempre acreditar naquilo que faço.

Aos eternos amigos de Avaré: Thiago (Papa), Gustavo, Daniel Luchesi, Marcelo (Marmita) e Matheus (Jabão).

Aos amigos de república: Marcelo (Bulldog), Guilherme (Z), Filipe, Fábio, Bueno, Leonardo (Porps), Micail, Jonas e Maquino, pelo companheirismo e ajuda durante a graduação.

Aos amigos que adquiri ao longo da graduação: Luis Fernando (Pira), Tales (Muzamba) e Cláudio (Poppi).

A todos os colegas de graduação pelo convívio e aprendizado.

Aos companheiros de pedaladas: Rossi, Alcides, Ney, Mauro, Beto, Tuco, Xupeta, Abílio e Miguel.

Ao Professor Mário, pela oportunidade da iniciação científica, por todo o conhecimento adquirido e pela orientação neste trabalho.

A todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica, que de algum modo colaboraram durante a minha graduação nesta universidade.

Ao próprio Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC) - Universidade de São Paulo.

Ao Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica - LSEE, pela participação e fornecimento de todas as condições necessárias para o desenvolvimento deste trabalho, em especial ao Daniel Barbosa, Wesley, Ulisses, Hermes e Rubens (Garça).

Resumo

GARCIA, M. A. (2010) *A modelagem de cargas especiais (não-lineares) para estudos relacionados à qualidade da energia elétrica via o software ATP*. Trabalho de Conclusão de Curso - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2010.

O presente trabalho ressalta a importância do tema qualidade da energia elétrica (QEE) 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 QEE foram destacados, bem como suas definições. Conhecidos estes fenômenos, foi dado destaque aos efeitos da distorção harmônica e da flutuação de tensão. Para que o estudo realizado seguisse as situações reais, freqüentemente encontradas em campo, foi modelado um sistema de distribuição de uma concessionária regional, buscando representar os fenômenos da maneira mais realista possível. Sendo assim, foram utilizadas simulações computacionais por meio do *software ATP (Alternative Transients Program)*, muito aplicado e difundido na área de sistemas elétricos de potência (SEPs). Efetuaram-se diversas simulações cujos resultados representam situações que podem ocorrer no sistema elétrico. Casos de afundamento e elevação de tensão e chaveamento de banco de capacitores foram simulados neste estudo, bem como casos com componentes harmônicas provenientes da presença de um retificador trifásico e a flutuação de tensão (cujo efeito é a cintilação luminosa) oriunda de um forno elétrico a arco conectado ao sistema em análise.

Palavras-Chave: Qualidade da energia elétrica, Sistema de distribuição de energia, Cargas não-lineares, Distorção harmônica, Flutuação de tensão, software ATP.

Abstract

GARCIA, M.A (2010). The modelling of special loads (non-linear) for studies related to electrical power quality using ATP software. Under Graduation Monograph - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2010.

This under graduation monograph highlights the importance of the electrical power quality and it shows some of the most frequent disturbances that affects its normality. These issues, when present on an electrical power system, can cause serious damages not only to energy supplier's measure and control equipments but also to the customer's. In this research, the most frequent disturbances on the study of electrical power quality were presented together with their definitions. Knowing these disturbances, the effects of the harmonic distortion and voltage fluctuations were highlighted. This work, based on an actual distribution system, which belongs to a electrical power supplier, was modelled trying to represent real situations in the most realistic form. In this way, simulations were developed using ATP (Alternative Transients Program) software, that is highly known and spread in the electrical power system area. Many simulations were created representing cases which can occur on power systems. Voltage sags and swells and capacitor bank switching were simulated in this work, together with cases of harmonic distortion, produced by a 3-phase rectifier, and voltage fluctuation (which effect is the flicker) caused by a electrical arc furnace connected to the system in analysis.

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

Lista de Figuras

2.1	Surto de tensão. (DIAS, 2002)	9
2.2	Variação de frequência em um sinal de tensão caracterizando um distúrbio oscilatório. (DIAS, 2002)	9
2.3	Interrupção momentânea. (DIAS, 2002)	10
2.4	Forma de onda caracterizando um afundamento de tensão. (DIAS, 2002)	11
2.5	Forma de onda caracterizando uma elevação de tensão. (DIAS, 2002)	11
2.6	Distorção na forma de onda causada pela presença de componentes harmônicas. (DIAS, 2002)	13
2.7	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%. (POMILIO, 2006)	16
2.8	Resposta em freqüência do cabo trifásico (10 km).	16
2.9	Perfil de tensão ao longo do cabo na freqüência de ressonância. (POMILIO, 2006)	17
2.10	Perdas elétricas de um motor de indução trifásico em função da distorção total de tensão. (OLESKOVICZ, 2007)	18
2.11	Vida útil versus o sobreaquecimento em bancos de capacitores.(OLESKOVICZ, 2007)	21
2.12	Vida útil versus a distorção de tensão em bancos de capacitores.(OLESKOVICZ, 2007)	22
2.13	Erro medido em função da corrente eficaz de um retificador controlado.(OLIVEIRA, 2000)	23

2.14 Cortes na forma de onda caracterizando a presença de <i>notching</i>	23
2.15 Forma de onda de tensão com ruído. (DIAS, 2002)	24
2.16 Sensibilidade relativa do olho humano às variações luminosas de lâmpadas incandescentes. (DECKMANN, 2004)	25
2.17 Característica da percepção do cintilamento para variações de tensão de formas de ondas quadradas aplicadas em lâmpadas de 60W.(DECKMANN, 2004)	26
2.18 Operações para determinar a severidade do cintilamento - valor Pst	27
2.19 Estrutura do instrumento de medição de severidade de cintilamento da UIE. . . .	27
2.20 Processo de avaliação da FPC.	28
2.21 Curva CBEMA.	31
2.22 Curva ITIC.	32
3.1 Oscilografias obtidas a partir do <i>software</i> ATP para uma simulação de defeito. . .	37
3.2 Janela de trabalho do ATPDraw.	38
3.3 Disposição geográfica dos alimentadores pertencentes a uma subestação de uma concessionária de energia regional.	39
3.4 Aspecto da modelagem computacional dos alimentadores da concessionária de energia regional realizada via a interface gráfica do ATPDraw.	40
3.5 Declaração da fonte trifásica do sistema.	41
3.6 Declaração do equivalente elétrico da fonte através da ferramenta LINESY 3. .	42
3.7 Declaração do transformador da subestação.	43
3.8 Opção para a declaração da curva de saturação do trafo.	44
3.9 Exemplo de declaração para um cabo do sistema elétrico modelado.	45
3.10 Exemplo de declaração para a modelagem de uma carga do sistema elétrico modelado.	46
3.11 Ferramenta para declaração dos dois bancos de capacitores presentes no sistema. .	48
3.12 Tensões trifásicas em regime permanente na entrada de um consumidor. . . .	49
3.13 Correntes trifásicas em regime permanente na entrada de um consumidor. . .	49

3.14 Tensões trifásicas para uma falta <i>ABC</i> -Terra observadas pelo consumidor em análise.	50
3.15 Correntes trifásicas para uma falta <i>ABC</i> - terra observadas pelo consumidor em análise.	50
3.16 Tensões trifásicas para uma situação de defeito envolvendo a fase <i>A</i> - terra na derivação do alimentador.	51
3.17 Correntes trifásicas para uma situação de defeito envolvendo a fase <i>A</i> - terra na derivação do alimentador.	51
3.18 Tensões trifásicas quando do chaveamento de um dos bancos de capacitores no sistema.	52
3.19 Correntes trifásicas quando do chaveamento de um dos bancos de capacitores no sistema.	52
4.1 Evolução tecnológica do FEA.	56
4.2 Diagrama por fase do modelo proposto para um FEA.	57
4.3 Circuito equivalente monofásico para o sistema.	58
4.4 Potência de entrada do FEA versus o fator de potência.	59
4.5 Potência de entrada do FEA versus a resistência de arco.	60
4.6 Diagrama unifilar básico que demonstra como o FEA foi conectado ao sistema em análise.	61
4.7 Ferramenta implementada para o FEA via <i>software</i> ATPDraw.	62
4.8 Retificador trifásico em ponte.(RASHID, 1999	62
4.9 Formas de onda e tempo de condução dos diodos.	63
4.10 Ponte retificadora trifásica a diodos.	64
4.11 Local de conexão de ambos os modelos das cargas.	65
4.12 Formas de ondas de tensão trifásica no PAC ao qual o FEA está conectado.	66
4.13 Forma de onda de tensão na subestação do sistema.	67
4.14 Forma de onda de tensão de um consumidor que dista 0,4 km do FEA.	68
4.15 Forma de onda de tensão em um consumidor que dista 4 km do FEA.	68

4.16 Forma de onda de tensão em um consumidor que dista 10 km do FEA.	69
4.17 Oscilografia da tensão no lado de alta do transformador que alimenta o retificador.	70
4.18 Oscilografia da tensão na subestação com retificador conectado ao sistema.	72
4.19 Oscilografia da tensão para um consumidor que está a 4 km do retificador.	73
4.20 Oscilografia da tensão para um consumidor que está a 10 km do retificador.	73

Lista de Tabelas

2.1	Valores de referência globais das distorções harmônicas totais (em porcentagem da tensão fundamental).	14
2.2	Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão (em percentagem da tensão fundamental).(DIAS, 2002)	15
2.3	Valores de Referência.	30
2.4	Características gerais dos distúrbios.	30
3.1	Características da fonte de tensão com relação a fase <i>A</i> - sequência de fases <i>ABC</i>	40
3.2	Parâmetros do modelo <i>RL</i> mutuamente acoplados, dispostos em série com a fonte de tensão.	41
3.3	Características do modelo do transformador de potência.	42
3.4	Consumidores instalados no segundo trecho do sistema.	46
3.5	Consumidores instalados no primeiro trecho do sistema.	47
3.6	Parâmetros empregados para a modelagem dos dois bancos de capacitores.	48
4.1	Parâmetros para modelo do FEA.	61
4.2	Parâmetros para o modelo do retificador desenvolvido.(MOHAN, 1990)	64
4.3	Parâmetros do transformador particular do retificador.	64
4.4	Resultados do cálculo de <i>Pst</i> no lado da alta do transformador que alimenta o FEA.	66
4.5	Resultados de <i>Pst</i> na subestação do sistema com o FEA desconectado.	66
4.6	Resultados de <i>Pst</i> na subestação do sistema com o FEA conectado.	67

4.7	Resultados de Pst para um consumidor distante 0,4 km do FEA.	67
4.8	Resultados de Pst para um consumidor distante 4km do FEA.	69
4.9	Resultados de Pst para um consumidor distante 10 km do FEA.	70
4.10	Resultados do modelo de Retificador.	70
4.11	Exemplo de tabela com componentes harmônicas geradas via <i>runPLOT</i>	71
4.12	Valores da DHT da tensão na subestação com o retificador conectado ao sistema.	71
4.13	Valores da DHT na subestação com o retificador desconectado do sistema.	72
4.14	Valores da DHT para um consumidor distante a 4 km do retificador.	72
4.15	Valores da DHT para um consumidor distante a 10 km do retificador.	74

Capítulo 1

Introdução

A Qualidade da Energia Elétrica (QEE) é hoje uma área consolidada na engenharia. Prova disto são os inúmeros artigos dedicados a este tema, as diversas conferências sobre o assunto e também o grande número de grupos de estudos.

Um fato interessante decorrente da assimilação dos conceitos envolvendo a QEE diz respeito a energia elétrica, não sendo esta mais tratada apenas como um bem gerado por empresas estatais, mas sim um produto negociado entre geradoras, transmissoras e consumidores de energia.

Vale destacar que o tema QEE tem efeito direto nos custos de determinada instalação e/ou sistema elétrico, logo, torna-se muito polêmico. O que pode ser visto atualmente são diversos países criando normas e recomendações a respeito da QEE. No Brasil, o assunto está sendo tratado por agências como ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico).

Salienta-se que por estas agências e órgãos internacionais, a globalização do produto energia é um fato já consolidado, existindo então uma tendência na homogenização de definições internacionais para o assunto QEE. Quando esta normatização internacional for implantada, espera-se que os novos equipamentos/cargas não somente apresentem menor sensibilidade aos distúrbios, mas também limitações na proliferação do problemas causados. Uma análise do sistema elétrico como um todo, a criação destas normas poderia ser utilizada para pressionar as concessionárias de energia, os fabricantes de equipamentos e até mesmo os consumidores a investirem em melhorias na QEE, culminando assim na melhoria do sistema.

Dentre os consumidores finais da energia elétrica, destaca-se o setor industrial. Por ser este o que apresenta uma maior e constante modernização/automatização de todo o processo envolvido,

para a análise da QEE fornecida, passou a ser importante toda e qualquer característica deste tipo de consumidor. Justifica-se tal importância, visto que as características relacionadas à QEE para esta classe de cliente são cruciais em momentos de firmar contratos de compra e venda de energia. Estes contratos têm base em normas e portarias regidas pela ANEEL e pelo ONS. Já para o consumidor residencial e comercial, as regulamentações ainda estão em desenvolvimento e o tema QEE ainda está sendo difundido e assimilado.

Diferentes fatores de QEE influenciam consumidores de maneiras distintas. Um destes fatores é o número de interrupções no fornecimento ou variações na tensão, que estão diretamente ligadas a eventuais paradas em processos industriais ou, não raramente, a danos em equipamentos sensíveis, destacando-se os equipamentos com processamento digital. Estes são apenas alguns dos inúmeros exemplos, pois existem diversos outros fatores relacionados às amplitudes e às distorções dos sinais de tensão, corrente e frequência que podem também afetar o correto funcionamento de equipamentos, seja por ocasionarem simples falhas ou por causarem danos permanentes e/ou irreversíveis ao sistema.

Cabe lembrar que, atualmente, a maioria das cargas em sistemas elétricos são caracterizadas por cargas não lineares. Cargas estas sensíveis e prejudiciais à QEE por provocarem, por exemplo, a circulação/injeção no sistema de correntes altamente distorcidas, diferentes da senoidal definida na frequência fundamental de 60Hz, e em consequência, um mau aproveitamento das instalações elétricas, elevando, por exemplo, a temperatura de condutores e provocando falhas.

A grande proliferação de computadores, conversores para acionamento de motores, fornos industriais, reatores eletrônicos para iluminação, entre outros, aliados às suas características de distorção, gera efeitos adversos em sistemas elétricos, degradando as formas de ondas das tensões que alimentam outros consumidores conectados em um mesmo Ponto de Acoplamento Comum (PAC). Juntamente com essa proliferação cresce o interesse em quantificar e minimizar tais distúrbios. Todos estes fatores transformaram o consumo de energia elétrica em um processo muito mais complexo quando comparado àquele que existia a algumas décadas atrás.

1.1 Objetivo do trabalho

Este trabalho tem como objetivo a modelagem de cargas elétricas não-lineares normalmente encontradas em um sistema elétrico de distribuição. Nesta abordagem, em específico, as cargas não-lineares se referem a de um forno elétrico a arco e um retificador trifásico a diodos. Tais cargas

geram os fenômenos da Flutuação de Tensão e a Distorção Harmônica Total, respectivamente.

Para o desenvolvimento deste trabalho, foram simuladas situações em que as cargas não-lineares estavam conectadas em um sistema de distribuição de energia elétrica modelado via o *software* ATP (*Alternative Transients Program*) (PRIKLER e HOIDAL, 1997) utilizando parâmetros reais de uma concessionária local. Afirma-se que modelos de cargas especiais, desenvolvidos neste tipo de software e inseridos em modelos de sistemas elétricos de potência reais, não são facilmente encontrados.

Cabe adiantar que a interação entre estas cargas especiais e um sistema elétrico geralmente gera distúrbios relacionados à QEE. Fornos elétricos a arco comumente causam o denominado efeito *flicker*, resultante de variações nas tensões, e retificadores trifásicos podem gerar distorções harmônicas. As simulações que serão apresentadas evidenciam estes fenômenos. Tais resultados poderão ajudar na busca de soluções tecnicamente viáveis para os problemas manifestados, bem como servir de apoio para os demais estudos no contexto da QEE.

Por fim, pretende-se alcançar um aprofundamento dos conhecimentos relativos à QEE e a simulação de sistemas elétricos de potência, incluindo a esta, considerações que se aproximam às situações reais encontradas em campo.

1.2 Apresentação do documento

Dante da introdução apresentada, este documento possui mais cinco capítulos. O Capítulo 2 se refere a uma revisão bibliográfica contendo conceitos relacionados à QEE e ao *software* ATP. Em seguida, o Capítulo 3 trata sobre o sistema de distribuição de energia elétrica em estudo, ilustrando passo a passo como este foi modelado e validado. No Capítulo 4, apresenta-se a metodologia empregada para o desenvolvimento dos modelos das cargas não lineares, bem como os resultados obtidos das simulações realizadas. Para finalizar, o Capítulo 5 ressaltará as conclusões alcançadas com a realização deste trabalho, seguindo-se das referências bibliográficas consideradas e os anexos contendo informações sobre o trabalho realizado.

Capítulo 2

Qualidade da Energia Elétrica

2.1 Introdução

A preocupação com a QEE 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 de 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 (CORRÊA, 2007).

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, o qual foi extinto somente em 1969, passando suas atribuições ao então DNAEE. A Lei nº 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 (ANEEL, 2007).

Vale lembrar que 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, bem como a Portaria nº 031 de 11 de abril de 1980, por considerar ser imprescindível a conceituação de um serviço adequado de energia elétrica, assim como o estabelecimento de um método uniforme para apuração dos índices de continuidade do suprimento elétrico (BRONZEADO, 1997).

Neste cenário, a QEE passou a ser um importante termo utilizado desde então no setor elétrico, apresentando, contudo, significados diferentes dependendo do tipo de usuário em foco.

As concessionárias, empresas fornecedoras de energia elétrica, têm a qualidade da energia monitorada por meio de indicadores específicos de continuidade, denominados de DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). O DEC exprime o número de horas que, em média, um consumidor fica sem energia elétrica durante um período, geralmente mensal. Já o FEC, 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 (CORRÊA, 2007).

Vale comentar que até o momento, o processo de monitoração da qualidade do serviço oferecido pelas concessionárias, no que diz respeito à qualidade da energia, 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 QEE, que dará à Agência acesso direto e automático às informações sobre a qualidade do fornecimento, sem que dependa de dados encaminhados pelas empresas (ANEEL, 2007).

A ANEEL implementou no ano de 2000 mais três indicadores destinados a aferir esta qualidade prestada diretamente ao consumidor, sendo eles: DIC (Duração de Interrupção por Unidade Consumidora), FIC (Freqüência de Interrupção por Unidade Consumidora) e DMIC (Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora). O DIC e FIC indicam por quanto tempo e o número de vezes, respectivamente, uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica durante um determinado período. O DMIC é um indicador que limita o tempo máximo de cada interrupção, evitando que a concessionária deixe o consumidor sem energia elétrica durante um período muito longo (ANEEL, 2007).

As metas para os indicadores DIC, FIC e DMIC estão publicadas na Resolução ANEEL nº 024 de 27 de janeiro de 2000. Mensalmente estas são informadas na conta (fatura) de energia elétrica de cada classe de consumidor em específico.

Outro setor de extrema importância para o contexto delineado para a QEE são os fabricantes de equipamentos. Para estes, a expressão QEE pode ser definida como àquela que garanta as características do fornecimento de energia que atendam aos requisitos necessários para que seus equipamentos operem satisfatoriamente (ANEEL, 2007).

Por esta visão, ao consumidor final interessa apenas o uso contínuo e eficiente do produto/serviço energia elétrica.

O cuidado com a QEE 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 com duração inferior a 200 milisegundos (DELGADO, 1997). A maioria dos cortes é quase que imperceptível para certos tipos de receptores, e inofensivo para muitos outros. Contudo, 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 a interrupção de toda uma linha de montagem com custos elevados para restaurar o sistema. As consequências destes problemas para as indústrias e consumidores em geral, envolvem grandes valores econômicos.

Vale comentar que, atualmente, o setor de energia elétrica como um todo, passa por profundas mudanças devido a um considerável número de fatores. Entre essas mudanças encontram-se aquelas que dizem respeito à QEE 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% (DELGADO, 1997).

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, pois, atualmente, a maioria das cargas nos sistemas elétricos são cargas deste tipo. Para exemplificar, citam-se os computadores, equipamentos eletrônicos, terminais de dados, entre outros. Todas estas são particularmente vulneráveis a distúrbios transitórios e ou interrupções de curtíssima duração, além de produzirem um conteúdo harmônico que pode provocar um mau aproveitamento das instalações elétricas, elevando a temperatura de condutores e provocando falhas, dentre outros problemas associados. Um destaque para este tipo de carga

são os acionadores de velocidade variável, usados para a conversão de energia e até mesmo para a automatização de processos. Esses acionamentos empregam pontes retificadoras trifásicas a diodos como interface entre conversor, ou inversores que controlam a energia entregue a carga. Esta interface provoca alta distorção na corrente de entrada da ponte retificadora. A grande proliferação destes dispositivos aliada à sua característica de distorção da corrente gera efeitos adversos em sistemas elétricos, degradando especificamente a energia elétrica que alimenta outros consumidores conectados ao mesmo ponto de acoplamento comum (VIDAL, 2005).

Diante deste cenário, é importante conhecer cada fenômeno que pode afetar e/ou comprometer a QEE em um sistema de energia qualquer. Do domínio deste conhecimento, será possível identificar os problemas e elaborar projetos de modo a atenuar, ou até mesmo eliminar os seus efeitos sobre os sistemas elétricos de potência.

2.2 Fenômenos que afetam a qualidade da energia elétrica

De acordo com DIAS (2002), um conceito para o que se espera de uma adequada QEE, é a disponibilidade de energia elétrica com forma de onda senoidal, sem alterações na amplitude e frequência, emanando de uma fonte de potência infinita. Segundo DUGAN et al. (2002), caracteriza-se como um problema de QEE qualquer distúrbio ou ocorrência manifestada nos níveis de tensão, nas formas de onda de tensão ou corrente que possam resultar em insuficiência, má operação, falha ou defeito permanente em equipamentos de um sistema elétrico. Do ponto de vista acadêmico, qualquer desvio na característica destes parâmetros é considerado um problema envolvendo QEE. Novamente segundo DIAS (2002), os distúrbios envolvendo a QEE podem ser agrupados segundo características relacionadas a sua duração, o tipo de ocorrência e/ou outros fatores.

A seguir, serão apresentados os fenômenos mais freqüentes relacionados à QEE, bem como uma breve descrição dos mesmos.

2.2.1 Transitórios impulsivos e oscilatórios

De acordo com DIAS (2002), os transitórios impulsivos de tensão são caracterizados por serem unidirecionais, por terem duração na faixa ou inferior a microssegundos e por afetarem a forma de onda das grandezas elétricas. Os impulsivos são transitórios de origem atmosférica (descargas elétricas) e também são chamados de impulsos e/ou surtos atmosféricos. São caracterizados por

serem de freqüência, normalmente, maior que 5 kHz e duração menor que 5 microsegundos. Um exemplo de um surto de tensão está ilustrado na Figura 2.1.

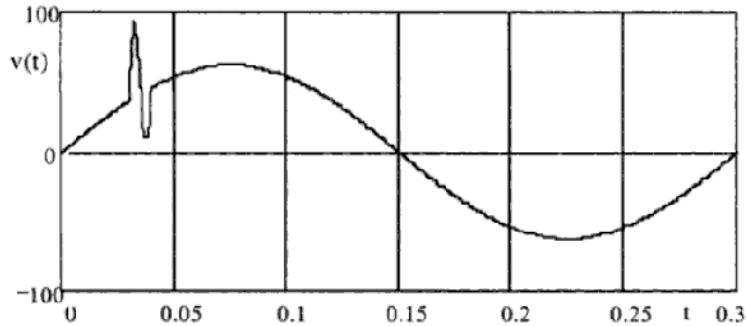


Figura 2.1: Surto de tensão. (DIAS, 2002)

Já os transitórios oscilatórios são caracterizados por terem duração menor que 30 ciclos, podendo ser de alta (até 5kHz) ou baixa freqüência (abaixo de 300 Hz). A Figura 2.2 fornece um exemplo de um distúrbio oscilatório. Normalmente são decorrentes de modificações na configuração elétrica do sistema, como, por exemplo, quando da operação (chaveamento) com bancos de capacitores, cabos rompidos no sistema elétrico, manobras, etc.

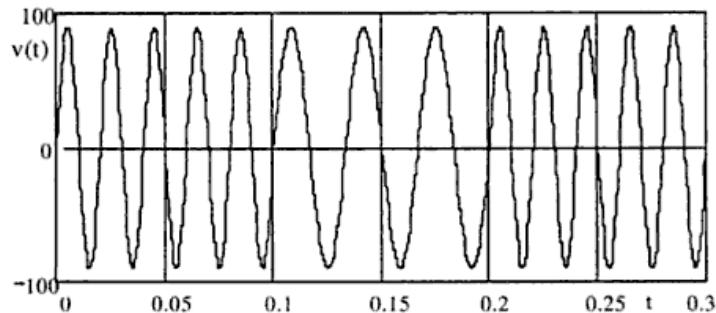


Figura 2.2: Variação de frequência em um sinal de tensão caracterizando um distúrbio oscilatório. (DIAS, 2002)

2.2.2 Interrupções transitórias

Segundo DIAS (2002), as interrupções são definidas como a perda de potência durante 1/2 ciclo ou mais. Uma subdivisão é dada por:

- Interrupções momentâneas: Perda de potência completa menor que 2 segundos. Evidencia-se uma ilustração desta pela Figura 2.3.

- Interrupção temporária: Perda de potência completa, com duração maior que 2 segundos e menor do que 1 minuto.
- Interrupção sustentada: Perda de potência com duração maior do que 1 minuto.

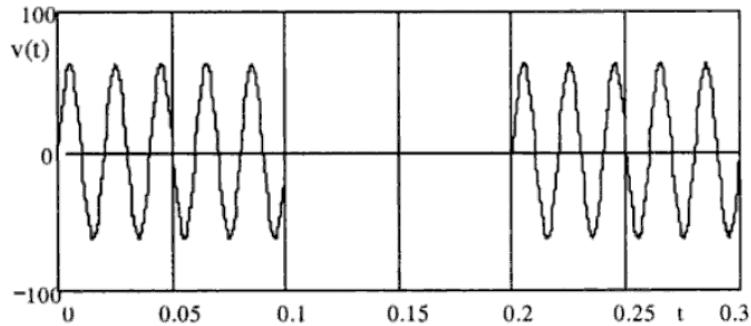


Figura 2.3: Interrupção momentânea. (DIAS, 2002)

2.2.3 Variações de tensão de curta e de longa duração

De acordo com DUGAN et al. (2002), entende-se como variação de tensão qualquer alteração na forma de onda da tensão senoidal ou da freqüência da onda senoidal, com duração maior que $1/2$ ciclo. Estas variações ainda são classificadas em:

- Variações de tensão de longa duração: São aquelas que ocorrem no valor eficaz da tensão por tempo superior a 1 minuto. Podem caracterizar uma sobretensão e/ou uma subtensão. As mesmas podem ser corrigidas pela utilização de reguladores de tensão. São causadas por variações de carga no sistema ou outros eventos e, inclusive, podem ser decorrentes de uma má operação de bancos de capacitores e/ou reguladores de tensão.
- Variações de tensão de curta duração: As variações de tensão aqui referenciadas são aquelas que ocorrem no valor eficaz da tensão num intervalo de tempo compreendido entre $1/2$ ciclo até 1 minuto.
 1. Afundamento de tensão (*voltage sag*) é um estado de redução da magnitude do valor eficaz da tensão de 0,1 a 0,9p.u., com duração entre $1/2$ ciclo até 1 minuto. Segundo DIAS (2002) pode ser o resultado, por exemplo, de algum curto-círcuito em algum ponto do sistema, normalmente em sistemas adjacentes, da partida de grandes motores, etc. Um exemplo de afundamento pode ser visto na Figura 2.4.

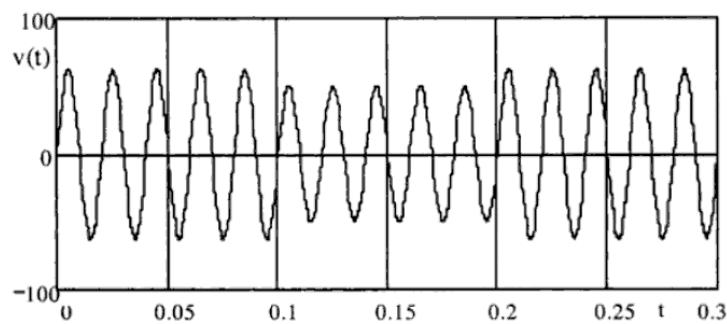


Figura 2.4: Forma de onda caracterizando um afundamento de tensão. (DIAS, 2002)

2. Elevação de tensão (*voltage swell*) é definido como um estado de aumento no valor eficaz da tensão, de duração entre 1/2 ciclo até 1 minuto. É o resultado, por exemplo, do desligamento de cargas em algum ponto do sistema. Tal situação está genericamente ilustrada na Figura 2.5.

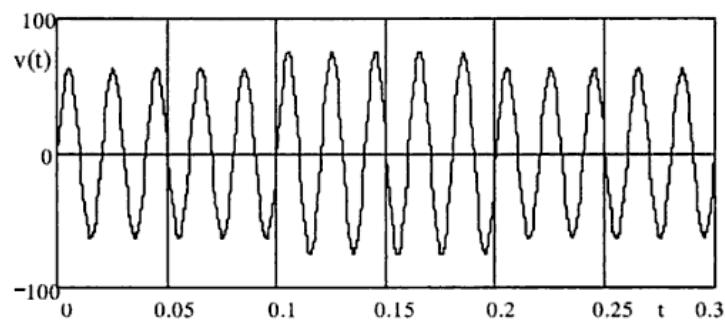


Figura 2.5: Forma de onda caracterizando uma elevação de tensão. (DIAS, 2002)

2.2.4 Distorções da forma de onda

Dentre os fenômenos associados à distorção da forma de onda podemos citar:

Distorções harmônicas

De acordo com DIAS (2002), as distorções harmônicas são caracterizadas por serem periódicas e ocorrerem quando existe uma combinação da componente fundamental e seus múltiplos inteiros, originando uma forma de onda distorcida da forma de onda original. Das situações práticas, sabe-se que as distorções harmônicas causam muitos prejuízos às plantas industriais. As de maior importância são as perdas de produtividade, de vendas, devido a paradas de produção, causadas por paradas inesperadas de motores, acionamentos ou fontes, dentre outros.

Como lembrado por DIAS (2002), uma componente harmônica pode ser entendida como uma componente senoidal de uma tensão ou corrente alternada, com uma freqüência igual a um múltiplo inteiro da freqüência do sistema. São componentes de alta freqüência que, quando injetadas no sistema elétrico, causam diversos fenômenos que afetam diretamente o fornecimento de energia, seja em termos da qualidade ou na operação da concessionária e do próprio consumidor (principalmente na faixa de 60 Hz até 3 kHz).

Neste contexto, pode-se dizer que as harmônicas são geradas em função do tipo de carga que o sistema tem que suprir. De acordo com VIDAL (2005) um dos equipamentos mais empregados no processamento da energia, por meio da eletrônica de potência, atualmente, é a ponte retificadora trifásica a diodos. Essa ponte provoca elevados níveis de distorção harmônica na corrente, submetendo a rede a esforços e a contaminação elétrica onde é ligada.

Por meio da Figura 2.6, ilustra-se como a presença de componentes harmônicas distorce a forma de onda da tensão.

Segundo DUGAN et al. (2002), normalmente a composição harmônica é o resultado de cargas não-lineares ligadas ao sistema. Como exemplo destas cargas, tem-se: transformadores saturados, lâmpadas de descarga, retificadores, motores de indução, controladores de velocidade programáveis, dentre outros.

De acordo com informações compiladas por OLESKOVICZ (2007), o índice de distorção harmônica total (DHT) pode ser empregado para expressar o conteúdo harmônico de uma forma de onda qualquer. A formulação empregada serve tanto para formas de onda de tensão, como para

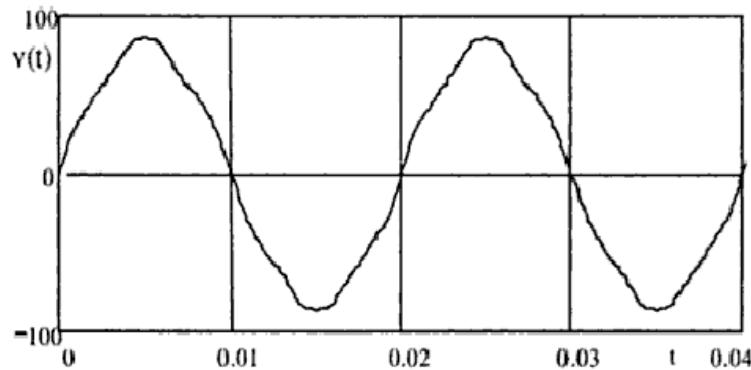


Figura 2.6: Distorção na forma de onda causada pela presença de componentes harmônicas. (DIAS, 2002)

formas de onda de corrente. As equações 2.1 e 2.2 apresentam, respectivamente, tais formulações.

$$DHTv = \sqrt{\frac{\sum_{h>1}^{hmax} V_h^2}{V_1^2}} \cdot 100\% \quad (2.1)$$

Sendo:

- DHTv = Distorção harmônica total de tensão;
- V_h = valor eficaz da tensão de ordem n;
- V₁ = valor eficaz da tensão fundamental;
- h = ordem da componente harmônica.

$$DHTi = \sqrt{\frac{\sum_{h>1}^{hmax} I_h^2}{I_1^2}} \cdot 100\% \quad (2.2)$$

Onde:

- DHTi = Distorção harmônica total da corrente;
- I_h = valor eficaz da tensão de ordem n;
- I₁ = valor eficaz da tensão fundamental;
- h = ordem da componente harmônica.

Ainda de acordo com OLESKOVICZ (2007), para fins práticos, geralmente, os componentes harmônicos de ordens elevadas (acima da 50^a ordem) 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.

Valores de referência

Os valores de referência para as distorções harmônicas totais estão indicados na Tabela 2.1. Estes valores servem como referência para o planejamento dos sistemas elétricos em termos da QEE. Estes serão estabelecidos em resolução específica, após período experimental de coleta de dados (ANEEL, 2008).

Tabela 2.1: Valores de referência globais das distorções harmônicas totais (em porcentagem da tensão fundamental).

Tensão nominal do barramento	Distorção harmônica total de tensão
$V_N \leq 1kV$	10
$1kV < V_N \leq 13,8kV$	8
$13,8kV < V_N \leq 69kV$	6
$69kV < V_N < 230kV$	3

Devem ser obedecidos também os valores das distorções harmônicas individuais indicados na Tabela 2.2 (ANEEL, 2008).

Efeitos das harmônicas em componentes do sistema elétrico

Em seu texto OLESKOVICZ (2007) diz que as distorções harmônicas causadas pela operação de cargas elétricas com características não-lineares causam alguns efeitos indesejáveis ao sistema elétrico. Estes efeitos podem ser desde perda da vida útil de transformadores, máquinas rotativas e bancos de capacitores até se traduzirem em uma operação errônea ou na falha completa de um equipamento. Nesta categoria estariam incluídos efeitos como torques oscilatórios (pulsantes) nos motores CA, erros nas respostas de equipamentos e aumento ou diminuição do consumo de energia, entre outros. Para ressaltar tais efeitos, explicita-se abaixo como as distorções harmônicas de tensão e corrente podem alterar a operação de alguns dispositivos usualmente encontrados nas redes elétricas.

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 (POMILIO, 2006).

Tabela 2.2: Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão (em percentagem da tensão fundamental).(DIAS, 2002)

Ordem	Distorção harmônica individual de tensão			
	$Vn \leq 1kV$	$1kV < Vn \leq 13,8kV$	$13,8kV < Vn \leq 69kV$	$69kV < Vn < 230kV$
5	7,5	6	4,5	2,5
7	6,5	5	4	2
11	4,5	3,5	3	1,5
13	4	3	2,5	1,5
17	2,5	2	1,5	1
19	2	1,5	1,5	1
23	2	1,5	1,5	1
25	2	1,5	1,5	1
>25	1,5	1	1	0,5
3	6,5	5	4	2
9	2	1,5	1,5	1
15	1	0,5	0,5	0,5
21	1	0,5	0,5	0,5
>21	1	0,5	0,5	0,5
2	2,5	2	1,5	1
4	1,5	1	1	0,5
6	1	0,5	0,5	0,5
8	1	0,5	0,5	0,5
10	1	0,5	0,5	0,5
12	1	0,5	0,5	0,5
>12	1	0,5	0,5	0,5

A Figura 2.7 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). Caso os cabos sejam longos e os sistemas conectados tenham suas ressonâncias excitadas pelas componentes harmônicas, podem aparecer elevados níveis de tensão ao longo da linha, podendo danificar o cabo.

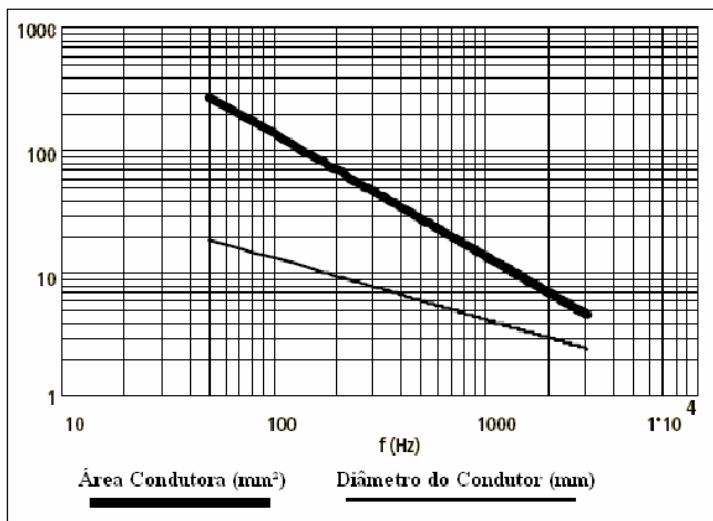


Figura 2.7: Área de seção e diâmetro de fio de cobre que deve ser usado em função da freqüência da corrente para que o aumento da resistência seja menor que 1%. (POMILIO, 2006)

Na Figura 2.8, tem-se a resposta em freqüência para uma entrada em tensão, de um cabo de 10 km de comprimento com parâmetros obtidos de um cabo trifásico 2 AWG- classe 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 (POMILIO, 2006).

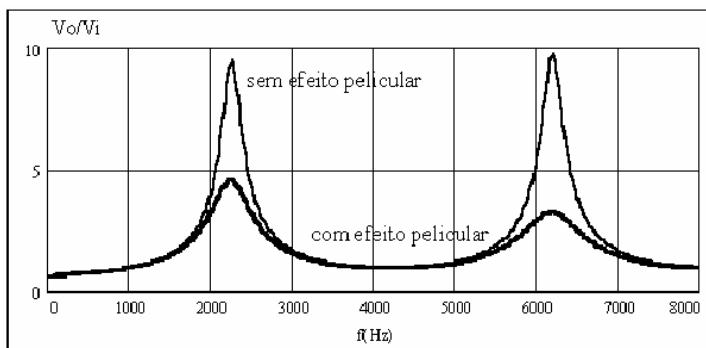


Figura 2.8: Resposta em freqüência do cabo trifásico (10 km).

Na Figura 2.9, tem-se o perfil do módulo da tensão ao longo do cabo quando o sinal de entrada apresentar-se na situação de ressonância. Pode-se observar que o aumento de tensão na carga atinge quase quatro vezes a tensão de entrada (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.

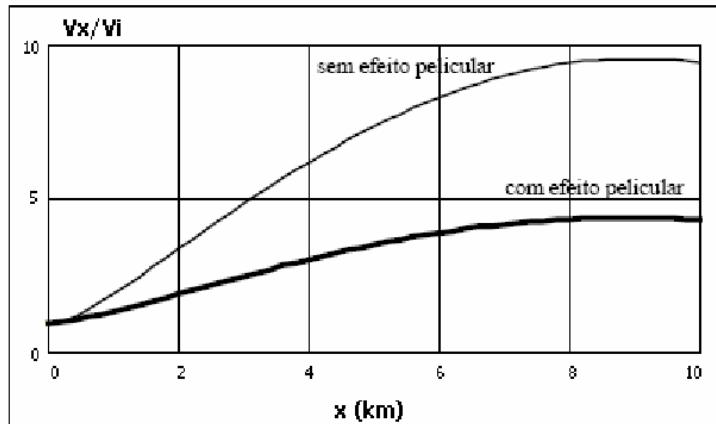


Figura 2.9: Perfil de tensão ao longo do cabo na freqüência de ressonância. (POMILIO, 2006)

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 (OLESKOVICZ, 2007). Normalmente as componentes harmônicas possuem amplitude reduzidas, o que colabora para não tornar esses aumentos 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 (POMILIO, 2006). 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.

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-círcito por falha do isolamento. A Figura 2.10 mostra uma estimativa do acréscimo das perdas elétricas em um motor de indução, em função da distorção total presente no barramento alimentado (OLESKOVICZ, 2007).

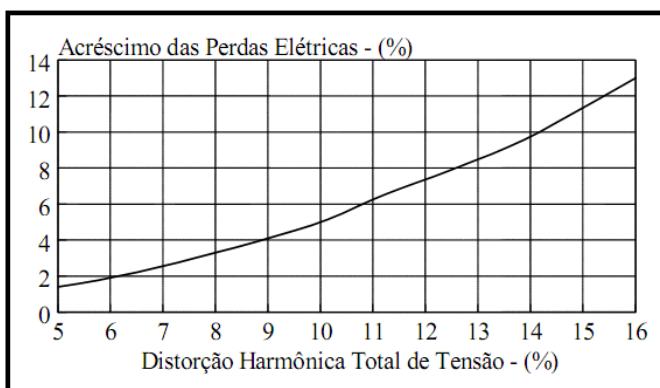


Figura 2.10: Perdas elétricas de um motor de indução trifásico em função da distorção total de tensão. (OLESKOVICZ, 2007)

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 (OLIVEIRA, 2000).

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 consequências dos harmônicos injetados nos sistemas. 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 (OLIVEIRA, 2000).

5. 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 (POMILIO, 2006).

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.

6. Equipamentos eletrônicos

Alguns equipamentos podem ser muito sensíveis a distorções na forma de onda de tensão. Por exemplo, se um aparelho utiliza o ponto da tensão senoidal onde o ângulo de fase é igual a 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 (POMILIO, 2006).

7. Bancos de capacitores

Bancos de capacitores instalados em redes elétricas distorcidas por harmônicas podem originar condições de ressonância, caracterizando uma sobretensão nos terminais das unidades capacitivas (OLESKOVICZ, 2007).

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, portanto, estará 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 2.3, empírica, estima a vida útil de um capacitor.

$$VU = \left(\frac{1}{S \cdot T} \right)^{7,45} \quad (2.3)$$

Sendo:

- VU = Vida útil em pu;
- S = Valor de pico da sobretensão em pu;
- T = Sobretemperatura em pu.

De posse da Equação 2.3 é possível traçar o comportamento da vida útil de capacitores para vários valores de sobretensão e sobretemperatura. A Figura 2.11 ilustra a redução da vida útil dos capacitores em função da temperatura.

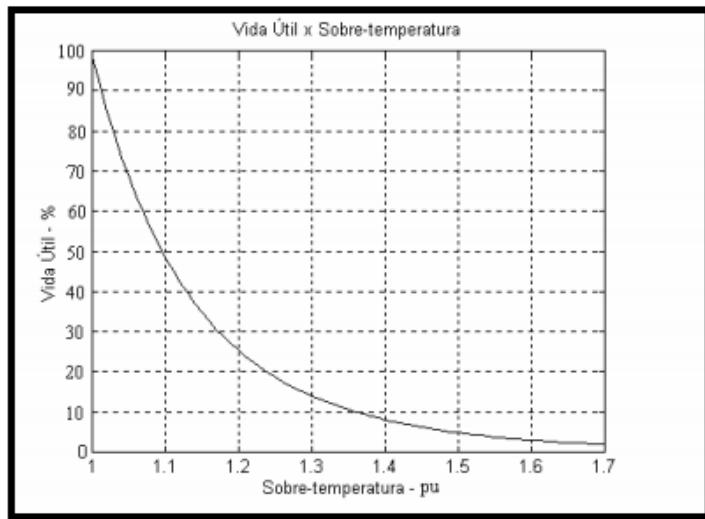


Figura 2.11: Vida útil versus o sobreaquecimento em bancos de capacitores.(OLESKOVICZ, 2007)

A Figura 2.12 ilustra o efeito na redução da vida útil dos bancos de capacitores em função da distorção de tensão.

8. 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 (OLIVEIRA, 2000).

A Figura 2.13 mostra a relação entre a corrente eficaz de alimentação de um retificador trifásico de 6 pulsos e o erro registrado por um medidor de energia indutivo.

Notching

Segundo DIAS (2002), *notching* é uma distorção na forma de onda de tensão devido a curtos-circuitos momentâneos na rede elétrica durante a comutação de chaves de conversores estáticos. A amplitude do corte será determinada pelo tempo de comutação da chave estática que é uma função da reatância da fonte vista pelo retificador no ponto da onda que a condição ocorre. Na



Figura 2.12: Vida útil versus a distorção de tensão em bancos de capacitores.(OLESKOVICZ, 2007)

Figura 2.14, tem-se como exemplo uma forma de onda de tensão apresentando tal fenômeno (distúrbio).

Ainda segundo DIAS (2002), os componentes de freqüência relacionados ao *notching* podem ser elevados e de difícil reconhecimento pelos equipamentos de medidas normalmente utilizados para o estudo de harmônicos.

Ruído

O fenômeno conhecido como ruído é o resultado de uma perturbação aleatória superposta à forma de onda da grandeza elétrica, geralmente compreendida entre 0 e 200 kHz.

As perturbações podem ter sua origem nas cargas de consumidores ou em componentes defeituosos do sistema e irão se propagar pelo mesmo, atingindo cargas suscetíveis em algum ponto do sistema. Normalmente este tipo de interferência é o resultado de operações defeituosas, ou instalação inadequada de componentes do sistema ou de consumidores, como por exemplo: isoladores defeituosos, operação de disjuntores quando de falta à terra, máquinas de solda, distribuição de circuitos, etc. Na figura 2.15 tem-se um exemplo de uma onda com ruído.

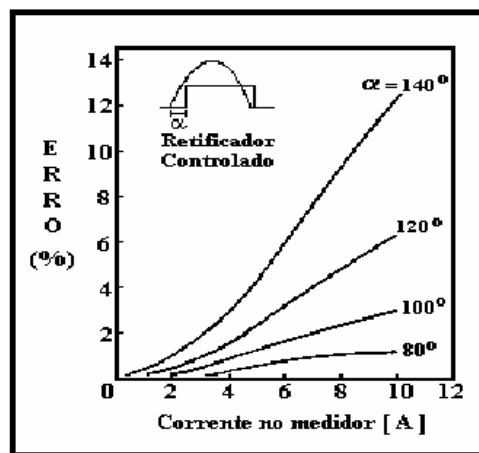


Figura 2.13: Erro medido em função da corrente eficaz de um retificador controlado.(OLIVEIRA, 2000)

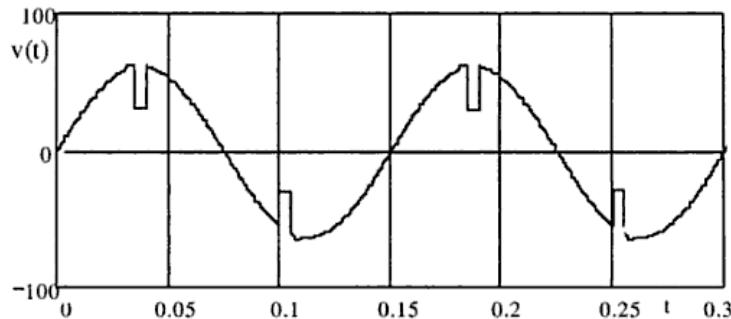


Figura 2.14: Cortes na forma de onda caracterizando a presença de *notching*.

2.2.5 Flutuação de tensão

Flutuações na tensão são variações sistemáticas dos valores eficazes de tensão, ou uma série de mudanças aleatórias, cujas magnitudes normalmente não excedem faixas de valores pré-estabelecidos (faixa compreendida entre 0,95 e 1,05 p.u.).

Cargas industriais que exibem variações contínuas e rápidas na magnitude da corrente de carga podem causar variações na tensão que são freqüentemente referidas como *flicker* ou cintilação luminosa.

Conforme consta da literatura correlata, tem-se a flutuação de tensão como o fenômeno eletromagnético, e o *flicker* ou cintilação luminosa como sendo o resultado indesejado da flutuação de tensão provocada por certas cargas OLESKOVICZ (2007).

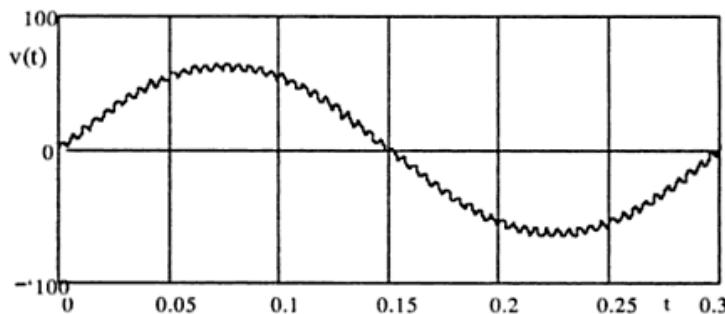


Figura 2.15: Forma de onda de tensão com ruído. (DIAS, 2002)

Cintilação luminosa - *flicker*

O fenômeno designado por cintilação luminosa, do inglês *flicker* ou *lamp flicker*, refere-se à percepção, pelo olho humano, das variações luminosas provocadas pela flutuação da tensão de alimentação (DIAS, 2002).

Testes com observadores, realizados nos Estados Unidos, na Inglaterra e na França, demonstraram que a sensibilidade do olho humano às variações luminosas se restringe a uma faixa bastante estreita de freqüências, entre 0 e 30 Hz. Mesmo nessa faixa a sensibilidade não é uniforme, sendo máxima em torno de 8,8 Hz, no caso da fonte luminosa ser uma lâmpada incandescente (contudo, também pode ser observada com lâmpadas fluorescentes). A unidade para a sensação de cintilação instantânea é definida de tal forma que um valor unitário corresponde ao limite de percepção para 50% da população (DECKMANN, 2004).

A maioria das pessoas já experimentou a sensação de variação da intensidade de iluminação das lâmpadas incandescentes quando outras cargas ligadas ao mesmo circuito de alimentação variaram repentinamente a corrente consumida. Em ambientes domésticos, aquecedores, condicionadores de ar e impressoras a laser, são exemplos comuns de equipamentos que podem gerar um *flicker* observável. Uma descrição mais precisa de *flicker* é encontrada na (IEC) EN 61000-3-3 que o define como *O incômodo subjetivo da cintilação imposta à luz produzida por lâmpadas incandescentes de 230 V, 60 W pelas flutuações da tensão de alimentação.*

Na Figura 2.16, é mostrada como a variação da frequência do sinal da rede altera a sensibilidade do olho humano ao fenômeno.

Sendo assim, *flicker* é definido em termos da variação da luminosidade percebida nas lâmpadas incandescentes por causa do uso comum e porque elas apresentam maior sensibilidade às alterações de tensão (DECKMANN, 2004).

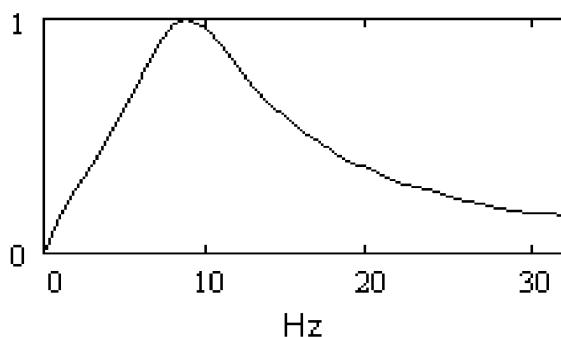


Figura 2.16: Sensibilidade relativa do olho humano às variações luminosas de lâmpadas incandescentes. (DECKMANN, 2004)

Efeitos provocados pela cintilação luminosa

Segundo DECKMANN (2004), apesar de se tratar aparentemente de um mero problema de desconforto visual, já ficou demonstrado que esse efeito pode atingir o sistema nervoso central e provocar disfunções neurológicas em observadores submetidos ao processo.

Para o observador comum, as variações luminosas podem causar dificuldades para leitura, incômodo visual, dor de cabeça, cansaço visual, estresse mental, perda de concentração, etc. Isso significa que as pessoas podem ser mais ou menos afetadas por esses efeitos, mas de qualquer modo a sua capacidade produtiva física ou intelectual fica prejudicada.

Causas do efeito *flicker*

A seriedade do problema fica ainda mais evidente quando se constata que o olho é capaz de perceber a variação luminosa da lâmpada submetida a uma variação brusca de apenas 0,2% da tensão nominal. Para que esta percepção se transforme em incômodo é preciso aumentar a intensidade da variação ou repetir essa variação na faixa de freqüências de maior sensibilidade. Isto significa que se houver uma carga variando periodicamente (ciclicamente), as variações da corrente podem provocar o efeito de cintilação nas lâmpadas alimentadas pela mesma rede. Um exemplo típico é o do compressor de ar. Outros exemplos de cargas variáveis que costumam provocar o efeito *flicker* são: chuveiros e fornos elétricos com controle automático de temperatura, aparelhos de solda elétrica, prensas e estamparias, elevadores, bombas, fornos a arco e laminadores siderúrgicos.

Como observado, as causas podem ser desde simples cargas domésticas variáveis, como bombas e compressores em oficinas mecânicas, até processos industriais pesados, como fornos a arco. Neste último caso, o número de pessoas afetadas evidentemente é muito maior devido ao maior

alcance das variações de tensão (DECKMANN, 2004).

Medição do efeito *flicker*

A atual norma da Comissão Internacional de Eletrotécnica IEC - 61000-3, antiga IEC - 555-3, trata da avaliação das flutuações e, em particular do efeito de cintilação, estabelecendo uma curva limite para o nível de *flicker*, mostrada na figura 2.17.

Para avaliar os níveis de *flicker* existe uma metodologia específica de processamento da tensão, que originalmente foi proposta pela UIE (International Union for Eletroheat) em 1982, e aprovada em 1986, pela IEC como Std. 868, e atualmente IEC - 61000-4-15 (HANZELKA E BIEN, 2005).

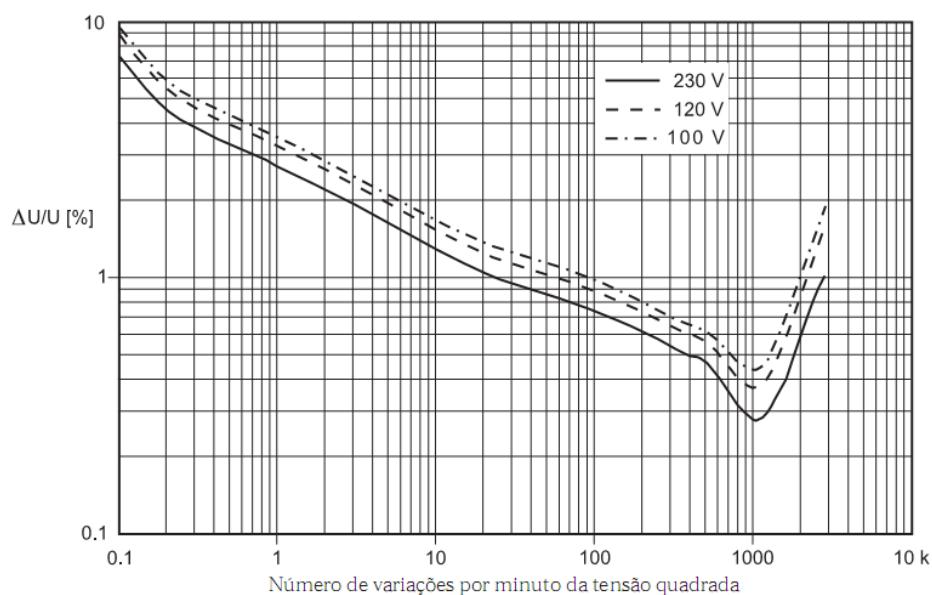


Figura 2.17: Característica da percepção do cintilamento para variações de tensão de formas de ondas quadradas aplicadas em lâmpadas de 60W.(DECKMANN, 2004)

O diagrama de bloco do instrumento proposto pelo relatório da UIE é mostrado na Figura 2.18. As flutuações de tensão medidas são processadas usando um modelo de fluxo luminoso versus a característica de tensão da lâmpada de tungstênio e um modelo da reação humana às flutuações do fluxo luminoso. Isto resulta em uma medição de cintilamento instantânea. Porém, cada pessoa reage diferentemente em relação às variações do fluxo luminoso e, assim, o valor Pst (*Perception of Short Term*), é obtido por meio de um modelo estatístico baseado em trabalhos experimentais com um grande grupo de indivíduos (HANZELKA E BIEN, 2005).

Um diagrama de bloco detalhado do instrumento é mostrado na Figura 2.19. Ele ilustra o esquema de processamento do sinal de tensão proposto pela UIE e definido no documento normativo (IEC60868 (1986)).

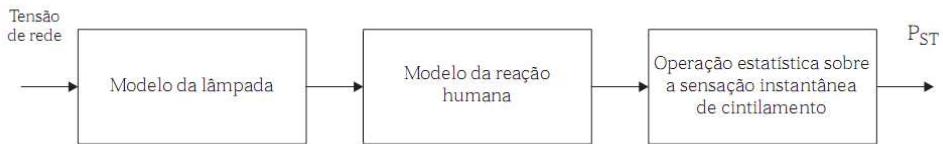


Figura 2.18: Operações para determinar a severidade do cintilamento - valor Pst .

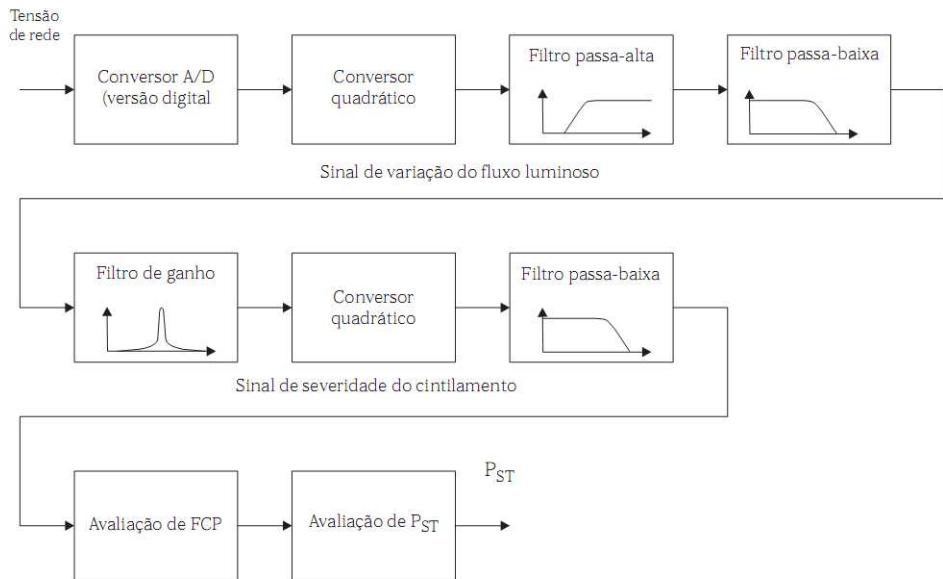


Figura 2.19: Estrutura do instrumento de medição de severidade de cintilamento da UIE.

O conversor analógico digital é utilizado somente em implementações digitais do instrumento. O conversor quadrático e os filtros formam o modelo de uma lâmpada de tungstênio 60W e 230V. O filtro passa-alta de 0,05 Hz serve apenas para remover o componente constante (DC), uma vez que apenas as variações de fluxo são medidas, e o filtro passa-baixa de 35 Hz representa as propriedades dinâmicas da lâmpada (DECKMANN, 2004) A segunda linha da Figura 2.19 modela a reação humana às variações de fluxo luminoso. As reações do cérebro são modeladas com o uso de um filtro passa-faixa, cuja função de transferência é mostrada na Equação 2.4.

$$K(s) = \left(\frac{k\omega_1 s}{s^2 + 2\lambda s + \omega_1^2} \right) \cdot \left(\frac{1 + \frac{s}{\omega_2}}{\left(1 + \frac{s}{\omega_3} \right) \cdot \left(1 + \frac{s}{\omega_4} \right)} \right) \quad (2.4)$$

Em que, de acordo com HANZELKA e BIEN (2005):

- $k = 1,74802$
- $\lambda = 2\pi 4,05891$

- $\omega_1 = 2\pi 9,15494$

- $\omega_2 = 2\pi 2,27979$

- $\omega_3 = 2\pi 1,22535$

- $\omega_1 = 2\pi 21,9$

Valores estes adotados para uma lâmpada incandescente de 60W e 230V.

Este filtro foi projetado com base na pesquisa psico-fisiológica sobre a influência da variação do fluxo luminoso em um ser humano. Esta pesquisa incluiu a análise do efeito das variações de frequência e intensidade do fluxo luminoso em seres humanos. O conversor quadrático e o filtro passa-baixa de 0,53 Hz modelam o efeito da fadiga das variações do fluxo luminoso (HANZELKA E BIEN, 2005).

A terceira linha da Figura 2.19 mostra a seção de processamento estatístico digital. A avaliação de Pst é baseada na Função de Probabilidade Cumulativa (FPC) calculada durante o período de observação. O modelo de avaliação de FPC está mostrado na figura 2.20 (HANZELKA E BIEN, 2005).

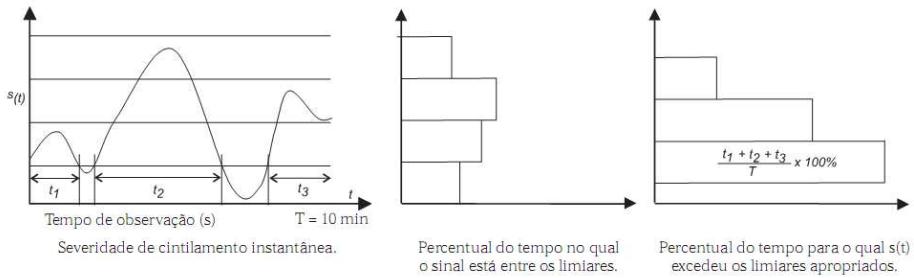


Figura 2.20: Processo de avaliação da FPC.

A curva no lado esquerdo mostra a severidade de cintilamento instantânea (eixo y) em relação ao tempo (eixo x) para um período de observação de 10 minutos. As linhas de grade horizontais representam limiares que são usados para agrupar medições como mostrado no lado direito. Aqui o eixo x representa a porcentagem do tempo de observação que os valores instantâneos discretos excedem o limiar apropriado (HANZELKA e BIEN (2005)). Na prática, depois que as amostras são coletadas durante o tempo de observação de dez minutos, os limiares são fixados de modo a corresponderem a percentuais, ou seja, por terem excedidos em 0,1; 1; 3; 10 e 50% do tempo de observação de dez minutos. Nas equações a seguir, estes percentuais são designados por

$P_{0,1}$; P_1 ; P_3 e assim por diante, enquanto o sub-escrito s , por exemplo: P_{1s} , indica que a média foi aplicada de acordo com as Equações 2.5, 2.6, 2.7 e 2.8 (DECKMANN, 2004).

$$P_{1s} = \frac{P_{0,7} + P_1 + P_{1,3}}{3} \quad (2.5)$$

$$P_{3s} = \frac{P_{2,2} + P_3 + P_4}{3} \quad (2.6)$$

$$P_{10s} = \frac{P_6 + P_8 + P_{10} + P_{13} + P_{17}}{3} \quad (2.7)$$

$$P_{50s} = \frac{P_{30} + P_{50} + P_{80}}{3} \quad (2.8)$$

Finalmente, o Pst é calculado segundo 2.9 (DECKMANN, 2004).

$$Pst = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_{1s} + 0,0657P_{3s} + 0,28P_{10s} + 0,08P_{50s}} \quad (2.9)$$

Os valores Pst são usados para avaliar o Plt , (*Perception of Long Term*), para tempos de observação mais longos de acordo com a Equação 2.10 (DECKMANN, 2004).

$$Plt = \sqrt[3]{\frac{\sum_{l=1}^N (P_{stl})^3}{N}} \quad (2.10)$$

onde:

- N é o número de períodos de Pst dentro do período de observação de Plt , ou seja, 12 medições de Pst (10 minutos) seriam exigidas para calcular o Plt (2 horas)

A Tabela 2.3 fornece os valores de referência a serem utilizados para a avaliação do desempenho do sistema de distribuição quanto às flutuações de tensão. Observa-se a delimitação de três faixas para classificação dos indicadores estabelecidos: valor adequado, valor precário e valor crítico. Esses valores servem para referência do planejamento elétrico em termos de QEE e que, regulatoriamente, serão estabelecidos em resolução específica, após período experimental de coleta de dados. O Fator de Transferência, FT, para tensões de barramento menores que 69kV será adotado como sendo unitário (ANEEL, 2008).

Tabela 2.3: Valores de Referência.

Valor de referência	Pst	Plt
Adequado	< 1 p.u. / FT	< 0,8 p.u. / FT
Precário	1 p.u. a 2 p.u. / FT	0,8 a 1,6 p.u. / FT
Crítico	> 2 p.u. / FT	> 1,6 p.u. / FT

2.2.6 Considerações finais

A partir das definições e faixas quantitativas sugeridas e apresentadas é, a princípio, possível delimitar os distúrbios no sentido de serem ou não passíveis de consideração como ocorrência de perda da QEE. A Tabela 2.4 a seguir sumariza as características gerais dos distúrbios.

Tabela 2.4: Características gerais dos distúrbios.

Distúrbios	Espectro	Duração típica	Magnitude típica
Interrupções transitórias	-	≥ 3 ciclos	0
Interrupções momentâneas	-	≤ 2 segundos	0
Interrupções temporárias	-	2 segundos - 1 minuto	0
Interrupções sustentadas	-	1 minuto	0
Afundamento	-	0,5 ciclo - 1 minuto	0,1 - 0,9 pu
Elevação	-	0,5 ciclo - 1 minuto	$\geq 1,1$ pu
Variações de tensão de longa duração	-	> 1 minuto	0,9 - 1,2 pu
Surtos	5kHz	<200 microsegundos	-
Oscilatórios	0,3 - 5kHz	0,5 - 30 ciclos	-
Distorções Harmônicas	0 - 100º	Estacionária	0 - 100 por cento
Notching	0 - 200kHz	Estacionária	-
Flicker	0 - 30Hz	Estacionária	-
Ruído	0-200kHz	Estacionária	-

Hoje em dia, em função da maior observância dos preceitos associados à QEE, seja por parte das agências governamentais, seja pela maior exigência dos consumidores, por um fornecimento de energia sem perturbações ou com perturbações dentro de limites toleráveis, foram propostas curvas de suportabilidade (tensões toleráveis com dadas durações) dos equipamentos eletro-eletrônicos sensíveis, das quais a curva CBEMA (*Computer and Business Manufacturers Association*), exposta na Figura 2.21, é um exemplo. Esta figura apresenta uma curva, na qual, o envelope limitado pela curva tensão x tempo produz um desempenho operacional adequado dos equipamentos sensíveis (DIAS, 2002).

Esta curva mostra os requisitos mínimos a serem atendidos pelos sistemas supridores de energia para o bom desempenho dos sistemas de controle eletrônicos. Para melhor entendimento foram superpostas à curva CBEMA, as perturbações mais comuns em sistemas elétricos.

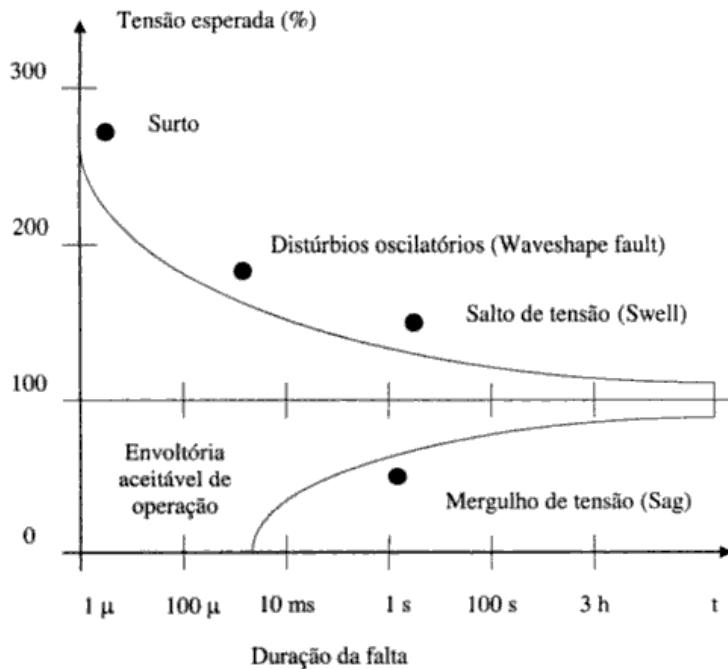


Figura 2.21: Curva CBEMA.

Como lembra DUGAN et al. (2002), foi proposta a curva ITIC (*Information Technology Industry Council*), mostrada na Figura 2.22, onde se verifica que a suportabilidade dos equipamentos às sobretensões atmosféricas, na faixa dos microsegundos e da ordem de 5 vezes do valor da tensão, enquanto que em regime permanente, a tensão de 60 Hz pode variar na faixa de 0,9 até 1,1 p.u.

Após apresentar os principais fenômenos de QEE, notou-se destaque para os fenômenos de correntes da distorção harmônica e da flutuação de tensão *flicker*. Estes destaque se devem aos objetivos finais das simulações desenvolvidas neste trabalho. Para atingir estes objetivos foi modelado todo um sistema elétrico e depois, inserido neste sistema os principais tipos de cargas não-lineares que geram tais fenômenos, assim como será descrito nos próximos capítulos.

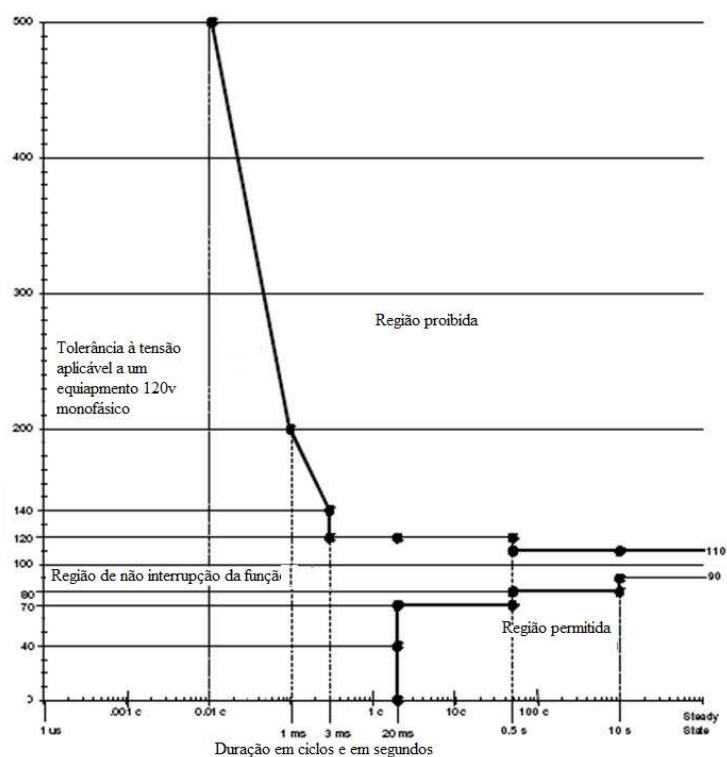


Figura 2.22: Curva ITIC.

Capítulo 3

Modelagem e validação do sistema elétrico de distribuição

3.1 A modelagem computacional

Nos últimos anos a simulação computacional vem assumindo uma importância cada vez maior como ferramenta de aquisição de conhecimento. À medida que a complexidade dos problemas cresceu, surgiu a necessidade de se utilizar uma abordagem mais sistêmica e generalista. Seguindo o crescimento da capacidade dos recursos computacionais, surgiram os softwares de propósito mais específico. Graças ao surgimento destes softwares cada vez mais acessíveis, tanto em termos de custo quanto em facilidade de uso, a simulação tem se popularizado e fornecido importantes resultados.

FORRESTER (1961) defende a modelagem como um meio de estudar fenômenos complexos. Diz ainda que seu valor provém da melhoria da nossa compreensão das características de comportamento do sistema real. Compreensão esta mais efetiva do que aquela realizada pela observação do sistema em si. Um modelo, comparado ao sistema real que representa, pode lidar com a informação a um baixo custo, além do conhecimento ser obtido mais rapidamente.

GAVIRA (2003) afirma que cada vez mais, as grandes entidades e empresas têm se organizado para que as decisões possam ser tomadas mais cientificamente, pois, cada vez mais, as decisões têm se tornado mais complexas. Simulações podem ter suas circunstâncias mudadas rapidamente e assim acompanhar a evolução de produtos, processos, sistemas, ect. Logo, simulações colaboram de maneira positiva nas decisões.

De acordo com NAYLOR (1971), uma simulação só será viável se a resposta para as perguntas a seguir forem todas sim.

- O processo é de baixo custo?
- Há segurança de se obter uma resposta satisfatória?
- A técnica a ser utilizada permitirá uma interpretação relativamente fácil por parte do usuário?

Cabe afirmar que durante todo o processo de desenvolvimento e implementação da abordagem proposta neste trabalho, foram levadas em conta estas perguntas, sendo que sempre a resposta positiva foi buscada.

3.1.1 O software ATP - Alternative Transients Program

O *software* ATP (*Alternative Transients Program*) é considerado um dos *softwares* mais utilizados para simulação computacional de sistemas elétricos de potência e fenômenos eletromagnéticos transitórios. Esta linguagem tem sido constantemente desenvolvida através de contribuições internacionais, coordenada pelo grupo Americano/Canadense de usuários do ATP, co-chefiado por Drs. W. Scott Meyer e Tsu-huei Liu.

Cabe colocar que o *software* ATP calcula as variáveis de interesse das redes de energia elétrica em função do tempo. De uma maneira básica, as equações diferenciais dos componentes do sistema são resolvidas pela técnica da integração trapezoidal.

A grande quantidade de componentes do ATP é o que o torna uma ferramenta poderosa no estudo de redes elétricas. Dentre estes modelos, destacam-se: os de máquinas rotativas, transformadores, linhas, cabos, sistemas de controle e dispositivos de eletrônica de potência com características não-lineares, dentre outros.

Com estes modelos e outros mais, pode-se construir digitalmente redes complexas de quaisquer estrutura e simular situações simétricas ou até mesmo assimétricas como: faltas, surtos e operação de chaves. Soma-se a todos estes fatos o cálculo de resposta em frequência, que também é possível via o *software* ATP.

Os chamados MODELS no ATP servem para representar sistemas variantes no tempo, sendo que permitem ao usuário descrever e definir circuitos elétricos e sistemas de controle arbitrários,

fornecendo assim uma ligação simplificada entre programação/modelo e usuário. Como uma ferramenta de programação para uso geral, os MODELS podem ser utilizados para processar simulações e gerar resposta tanto no domínio do tempo como no domínio da frequência.

O ATP é um *software* livre, porém necessita de uma licença do grupo de estudos Americano/Canadense, ou o uso deve ser autorizado pelo grupo regional mais próximo de onde se pretende utilizar o *software*.

Módulos de simulação integrados

Segundo PRIKLER e HØIDALEN (1997), integrados ao ATP existem dois módulos para a simulação de elementos lógicos: TACS e MODELS.

TACS é um módulo de simulação para análise no domínio do tempo de sistemas de controle. Ele foi originalmente desenvolvido para a simulação de controles de conversores HVDC, do inglês *High Voltage Direct Current*. Além destas aplicações, TACS pode ser utilizado para a simulação de:

- Sistemas de excitação para máquinas síncronas;
- Acionadores de eletrônica de potência; e
- Arcos Elétricos (disjuntores e arcos de falta).

A interface entre o módulo TACS e a rede elétrica é estabelecida pela troca de sinais tais como tensões nodais, correntes de disjuntores, estado dos disjuntores, resistências variantes no tempo e fontes de tensão e corrente.

MODELS é uma linguagem de propósito geral suportada por um extenso conjunto de ferramentas para a representação e o estudo de sistemas variantes no tempo e possui as seguintes características:

- A descrição de cada modelo possui formato livre e a sintaxe é feita através de palavras chaves;
- Permite a construção de circuitos e componentes de controle arbitrários definidos pelo usuário, fornecendo uma interface simples para a conexão destes com o ATP; e
- Como uma ferramenta de propósito geral, pode ser usada para o processamento dos resultados da simulação tanto no domínio do tempo quanto no domínio da frequência.

Rotinas de suporte

Ainda segundo COURY et al. (2007), o ATP apresenta várias rotinas de suporte que têm como principal função a geração de dados necessários para a simulação de um sistema elétrico de potência. Estas rotinas podem ser sumarizadas como:

- Cálculo de parâmetros elétricos de linhas aéreas e cabos: LINE CONSTANTS, CABLE CONSTANTS e CABLE PARAMETERS;
- Geração de dados de entrada para modelos de linha dependentes da frequência: JMARTI, SEMLYEN e NODA;
- Cálculo dos dados para transformadores: XFORMER e BCTRAN;
- Obtenção da curva de saturação e conversão da curva de histerese: SATURA e HYSDAT; e
- Modularização de seções da rede.

Aplicações típicas

COURY et al. (2007) lembra que o ATP é usado comumente para análise de surtos ocasionados por descargas atmosféricas e chaveamentos, coordenação de isolamento, estudos de oscilação, modelagem de relés para proteção, estudos para qualidade da energia, modelagem de FACTS e HVDC. Outros estudos encontrados são:

- Estudos de sobretensões ocasionadas por descargas atmosféricas;
- Transitórios ocasionados por chaveamentos e curtos-circuitos;
- Estudo de sobretensão sistemáticas e estatísticas;
- Modelagem de máquinas;
- Estabilidade transitória, partida de motores;
- Chaveamento de capacitores/reactores em derivação e transformadores;
- Ferroressonância;
- Aplicações em eletrônica de potência;

- Atuação de disjuntores;
- Análises harmônicas, ressonância de rede; e
- Teste de dispositivo para proteção digital e localização digital de faltas.

Para exemplificar, na Figura 3.1, estão representadas oscilografias geradas a partir de um caso de curto-círcuito simulado via o *software* ATP. Posteriormente outras situações serão utilizadas para exemplificar e comentar da potencialidade do *software* ATP.

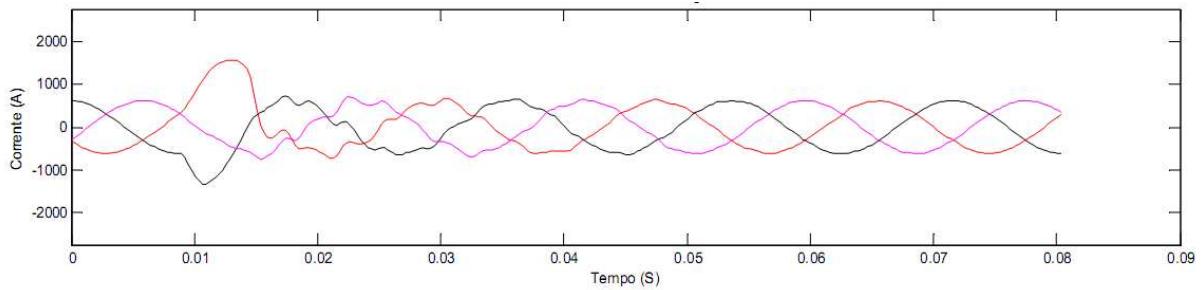


Figura 3.1: Oscilografias obtidas a partir do *software* ATP para uma simulação de defeito.

3.1.2 A interface gráfica do ATPDraw

ATPDraw trata-se de um *software* gráfico para sistemas operacionais *Windows* que age como uma máscara para o código do ATP. Ele auxilia a criar e editar redes elétricas de forma interativa. No aplicativo, o usuário pode construir circuitos elétricos através uma vasta biblioteca já existente dispensando o desenvolvimento manual de cartões para esta finalidade, pois por meio do ambiente ATPDraw, o cartão é automaticamente gerado a partir do esquema gráfico que o usuário determina.

Outro destaque para este *software* é a geração automática dos nomes dos nós elétricos dos circuitos.

Um uso simplificado dos MODELS do ATP também está incorporado ao ATPDraw e, com esta ferramenta, torna-se possível para o usuário construir seus próprios objetos.

Na Figura 3.2 está representada a área de trabalho do ATPDraw. Através desta é possível ver o menu principal com as diversas ferramentas que estão presentes neste *software* que podem ser facilmente acessadas pelo usuário.

Utilizando o ATPDraw, tanto circuitos monofásicos como trifásicos podem ser simulados. Múltiplas janelas com diferentes circuitos podem ser abertas, interagindo entre si. Muitas das

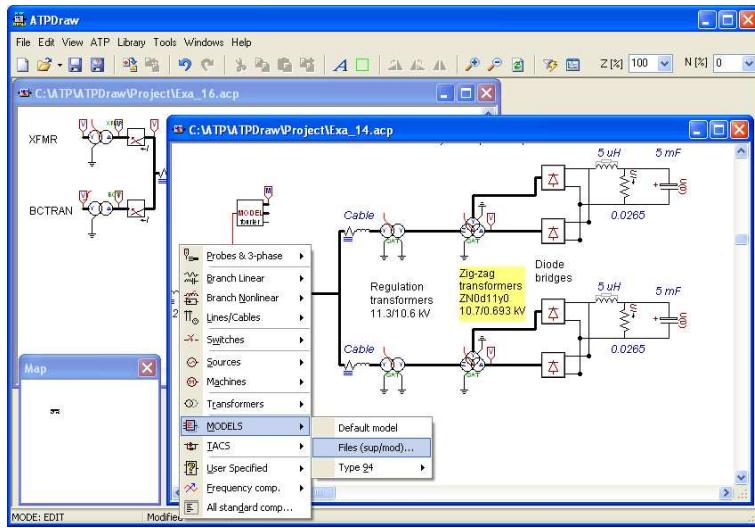


Figura 3.2: Janela de trabalho do ATPDraw.

facilidades de edição do *Windows* são aplicáveis ao ATPDraw, tais como: colar/copiar, rotacionar, importar/exportar, desfazer/refazer, imprimir.

O ATPDraw pode ser indicado e usado como o primeiro passo para um novo usuário do ATP. A possibilidade de construção de circuitos e de banco de dados de simulações tornam este *software* uma interessante ferramenta no estudo e análise de sistemas elétricos.

O ATPDraw é um *software* registrado: 1996-1997 SINTEF Energy Resarch, Trondheim, Noruega. Foi programado e é mantido por Dr. Hans Kr. Høidalen.

3.2 O sistema elétrico em análise

O principal foco na modelagem deste sistema elétrico foi a avaliação e a experimentação, ou seja, uma tentativa de estudar e prever consequências de mudanças sem a necessidade de implementá-las no sistema real. Caso estas alterações fossem feitas no sistema elétrico real, provavelmente acarretariam em gastos excessivos sem a garantia de obter os resultados esperados.

Para a modelagem computacional de um sistema de distribuição completo, iniciou-se a mesma, pela modelagem de dois alimentadores principais, processando-se as informações fornecidas por uma concessionária regional. Tais informações referem-se aos dados do circuito equivalente conectado a uma barra primária, dados de transformador da subestação, parâmetros de linha do sistema de distribuição e dados de carga dos consumidores. Cabe lembrar que o objetivo da modelagem foi buscar representar computacionalmente o mais próximo possível do que se

tem em campo, utilizando as informações básicas fornecidas pelo corpo técnico da concessionária até certo grau de refinamento exigido e possível de se obter.

A modelagem computacional se desenvolveu através do *software/interface* ATPDraw. Os dados fornecidos pela concessionária referentes ao sistema, e que foram úteis ao estudo, serão apresentados ao longo deste capítulo.

Cabe salientar que algumas informações deverão permanecer no anonimato, por isso serão utilizados nomes fictícios para os clientes do sistema.

Na Figura 3.3 é possível visualizar a disposição geográfica dos dois alimentadores estudados, modelados e posteriormente simulados. Estes alimentadores constituem o sistema elétrico deste trabalho. Apesar de não estar explícito na figura, cabe salientar que os alimentadores partem da mesma subestação.

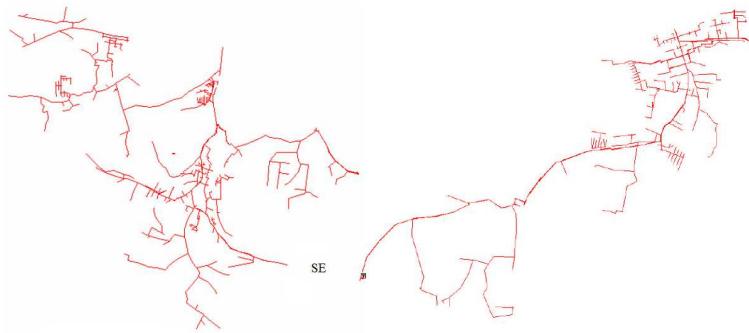


Figura 3.3: Disposição geográfica dos alimentadores pertencentes a uma subestação de uma concessionária de energia regional.

Os mesmos alimentadores ilustrados na Figura 3.3 estão representados em sua versão final via a interface gráfica do ATPDraw na Figura 3.4. Nesta figura pode-se ver mais facilmente que os alimentadores partem da mesma subestação.

Como futuros proveitos originários deste trabalho, tem-se todo o registro coletado e simulado que alimentará uma base computacional para outras análises, estudos e desenvolvimento de diversos outros trabalhos que possam utilizar deste mesmo sistema.

3.2.1 Parâmetros do sistema elétrico

Os parâmetros empregados para modelar os componentes do sistema de distribuição em análise serão apresentados a seguir com a notação pertinente ao *software* ATP.

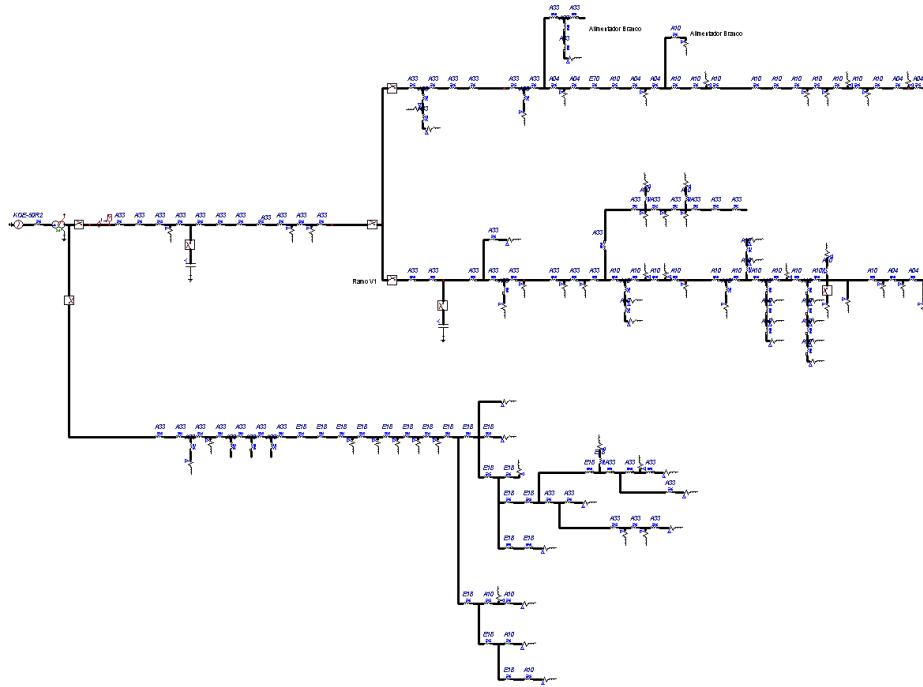


Figura 3.4: Aspecto da modelagem computacional dos alimentadores da concessionária de energia regional realizada via a interface gráfica do ATPDraw.

Equivalentes das fontes

A fonte de tensão utilizada para a modelagem é uma fonte senoidal trifásica do tipo 14 (PRIKLER e HØIDALEN, 1997), cujas características para a fase *A* estão apresentadas na Tabela 3.1. O sistema adotado é o de sequência *ABC*, a partir do qual, as relações das demais fases podem ser derivadas.

Tabela 3.1: Características da fonte de tensão com relação a fase *A* - sequência de fases *ABC*.

Parâmetro	Valor
Amplitude	71.851,699(V)
Frequência	60(Hz)
Fase	0°

Estes parâmetros foram inseridos na ferramenta referente a fonte trifásica de tensão do *software* ATPDraw, a qual atende as especificações citadas anteriormente, como mostra a Figura 3.5.

Para completar o modelo do equivalente elétrico das fontes, adicionou-se uma impedância em série com a fonte de tensão, conforme modelo *RL* mutuamente acoplado (PRIKLER e HØIDALEN, 1997), cujos parâmetros para as Fases *A*, *B* e *C* estão representados na Tabela 3.2. Estes parâmetros foram determinados a partir dos dados de curto-círcuito na barra, seja considerando

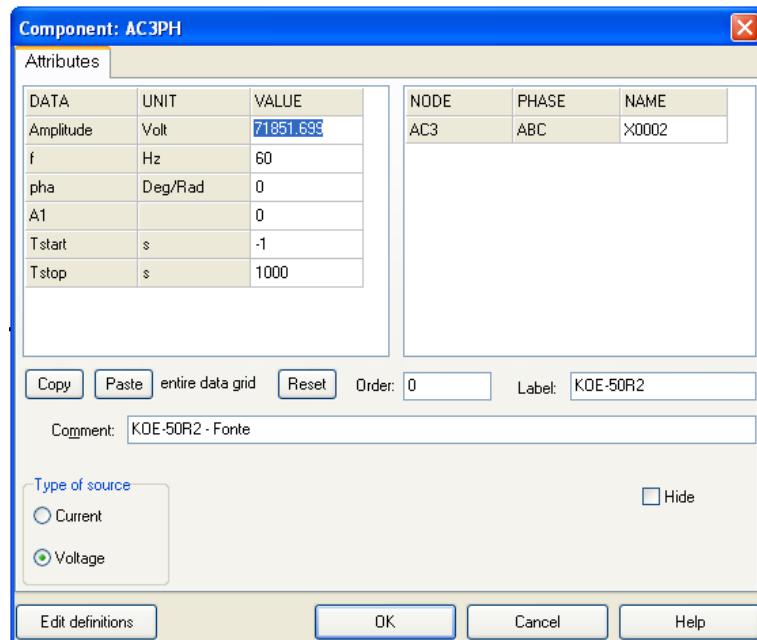


Figura 3.5: Declaração da fonte trifásica do sistema.

o primário, ou secundário do transformador.

Tabela 3.2: Parâmetros do modelo RL mutuamente acoplados, dispostos em série com a fonte de tensão.

Parâmetro	Valor
Resistência de sequência zero	$20,805\Omega/m$
Resistência de sequência positiva	$4,062\Omega/m$
Indutância de sequência zero	$203,721\text{ mH/m}$
Indutância de sequência positiva	$52,5397\text{mH/m}$

Todos estes parâmetros foram inseridos na ferramenta *LINESY 3*, a qual atende os requisitos para este modelo, conforme mostra a Figura 3.6.

Transformador

Para modelar o transformador existente na subestação de distribuição, utilizou-se a ferramenta do ATPDraw referente a um transformador trifásico saturável com dois enrolamentos, conforme os dados da Tabela 3.3.

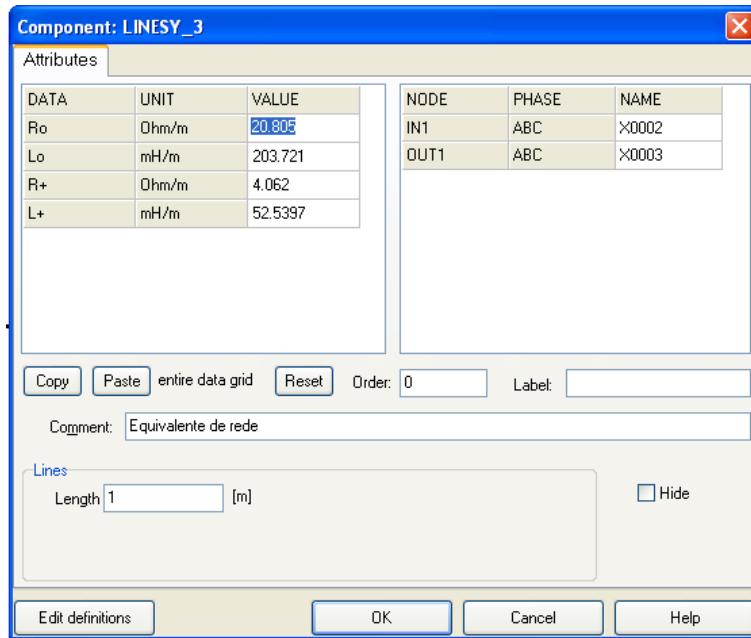


Figura 3.6: Declaração do equivalente elétrico da fonte através da ferramenta LINESY 3.

Tabela 3.3: Características do modelo do transformador de potência.

Parâmetro	Valor
Potência nominal	15/20(MVA)
Relação de transformação (a)	3,809524
Corrente nominal do primário (I_p)	131,215970(A)
Corrente nominal do secundário (I_s)	499,870363(A)
Ligaçāo do primário	Estrela
Ligaçāo do secundário	Delta
Deslocamento angular	30
Resistēncia do primário	0,054695(Ω)
Resistēncia do secundário	0,79376(Ω)
Indutāncia do primário	1,628(mH)
Indutāncia do secundário	23,6258(mH)
Resistēncia de magnetizaçāo	1(M Ω)

Na Figura 3.7 é mostrada a ferramenta utilizada. Nota-se que na primeira aba da referida ferramenta, os únicos campos de dados são tensões e impedâncias do primário e do secundário, tipo de ligação e defasagem do transformador. Porém, em sua segunda aba, mostrada na Figura 3.8, essa ferramenta dispõe de um segundo campo de entrada de dados, o qual foi destacado na referida figura. Esta opção possibilitou a inserção da curva de saturação do transformador, tornando o modelo mais próximo do real. Os dados, referentes à curva de saturação inseridos, estão no formato do *software* ATP e são apresentados a seguir.

C SATURATION

C C FREQ ><VBASE ><SBASE > < KTHIRD>
 C 60.0 12124.366.666667 0
 C C IRMS (PU) >< VRMS (PU) >
 C 1.2418880400E-03 0.90
 C 2.5125475000E-03 1.00
 C 13.819340500E-03 1.10
 C 71.209631000E-03 1.15
 C 197.06754000E-03 1.18
 C 9999
 9.65711453E-04 4.09340967E+04
 2.99405817E-03 4.54823297E+04
 1.89842730E-02 5.00305627E+04
 1.17513038E-01 5.23046792E+04
 3.46710248E-01 5.36691491E+04
 9999

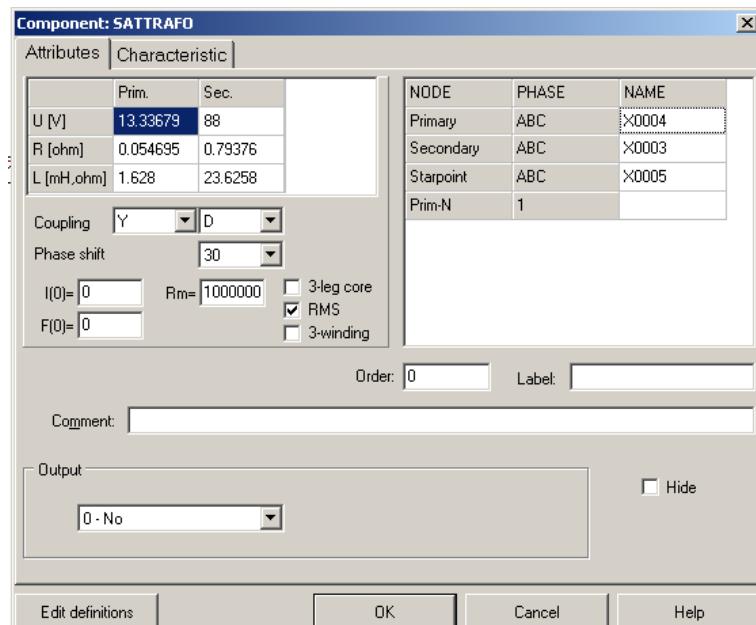


Figura 3.7: Declaração do transformador da subestação.

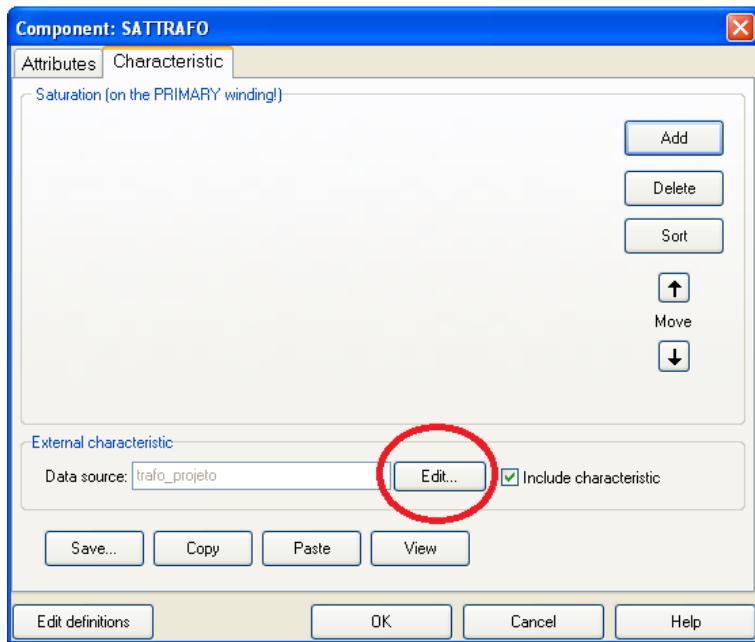


Figura 3.8: Opção para a declaração da curva de saturação do trafo.

Cabos condutores

Os parâmetros de cada trecho de comprimento dos alimentadores selecionados foram modelados por valores característicos da resistência e indutância, considerando-se assim, trechos RL mutuamente acoplado, dos tipos 51,52 e 53 (PRIKLER e HØIDALEN, 1997). A capacidade para estes cabos foi desconsiderada, pois de acordo com STEVENSON JUNIOR (1974), para condutores com extensão menor que 80km, o efeito da capacidade é pequeno e pode ser desprezado; esse efeito passa a ser de grande importância em linhas mais extensas e de alta tensão. Como no sistema simulado não existe nenhum cabo com comprimento maior que 80km, nenhum trecho teve valor característico de capacidade levado em consideração.

Os condutores pertencentes ao sistema elétrico são de alumínio sem alma de aço com bitolas 336,4 MCM; 04 AWG; 1/0 AWG, cabo de rede compacta com $185mm^2$ e apenas um trecho de *spacer cable* com comprimento de 735,7m. Cada trecho do sistema teve sua característica de resistência e indutância calculada. Para cada tipo de cabo, a concessionária forceceu o comprimento, a indutância e a resistência por unidade de comprimento. Portanto, foram assim determinadas as características próprias e adequadas para cada condutor. Todos os cabos alimentadores da rede elétrica simulada estão apresentados no *Anexo A*.

Na Figura 3.9, é representado um exemplo de cabo do sistema. Para a declaração deste componente, utilizou-se a ferramenta "*LINESY 3*" do *software ATPDraw*. Com os dados de

R_0 /m, R_+ /m, L_0 /m, L_+ /m e comprimento fornecidos pela concessionária, pôde-se modelar tal cabo através da ferramenta citada.

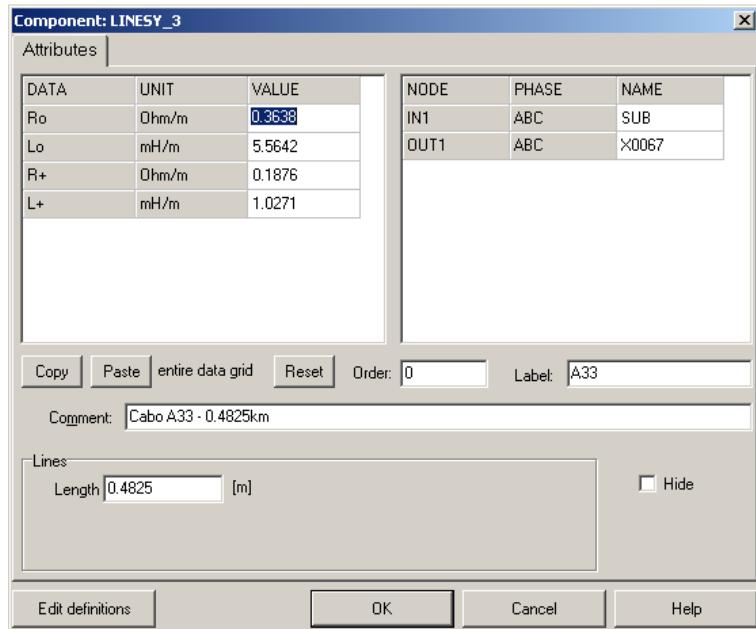


Figura 3.9: Exemplo de declaração para um cabo do sistema elétrico modelado.

Todos os cabos seguiram este procedimento, cada qual com seu valor característico de R_0 /m, R_+ /m, L_0 /m, L_+ /m e comprimento.

Cargas

Cargas típicas em um sistema elétrico podem ser representadas como uma combinação dos modelos de potência constante, impedância constante e corrente constante (FORCE, 1997), sendo os dois últimos fortemente influenciados pelo perfil de tensão do sistema.

As cargas alocadas nos alimentadores foram modeladas como impedâncias constantes, via um elemento concentrado não acoplado do tipo zero, conectada em delta (PRIKLER e HØIDALEN, 1997). Um exemplo de carga do sistema está mostrado na Figura 3.10.

Cabe afirmar que a concessionária forneceu a demanda e tensão de alimentação de todas as cargas. O fator de potência foi adotado de acordo com a legislação vigente determinada por ANEEL (2007), ou seja, 0,92 indutivo. Com estes dados foram calculadas os parâmetros de todas as cargas, mostrados na Tabela 3.5 e 3.4. Os nomes dos consumidores são fictícios.

Inicialmente, as cargas foram modeladas com conexão em estrela para depois serem representadas com conexão em delta. Converteram-se as cargas através da transformação estrela para

delta. A alteração foi realizada em virtude da representação dos transformadores de distribuição em relação ao primário, já que estes são delta estrela aterrado. Após estas modificações verificou-se uma melhor precisão dos resultados das simulações através da comparação das correntes simuladas com os valores das correntes fornecidas pela concessionária.

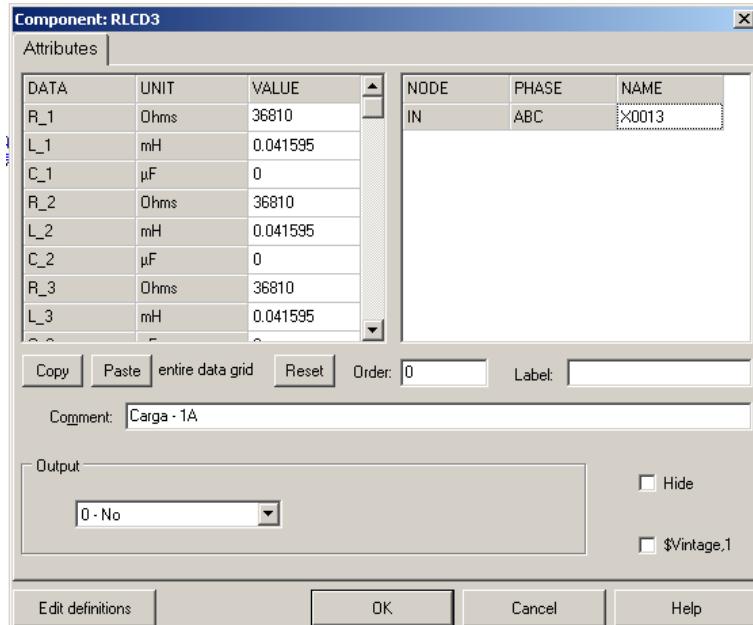


Figura 3.10: Exemplo de declaração para a modelagem de uma carga do sistema elétrico modelado.

Tabela 3.4: Consumidores instalados no segundo trecho do sistema.

Consumidor	Potência instalada(kVA)	Demandado contratada(kW)	I(A)	R(Ω)	L(H)
34	112,5	40	1,00	36810,0	4,1595.10-2
35	300	268	6,70	5494,0	6,2082.10-3
36	150	50	1,25	29448,0	3,3276.10-2
37	1000	593	14,82	2483,8	2,8067.10-3
38	225	43	1,08	3424,1	3,8693.10-2
39	112,5	180	4,50	8179,9	9,2432.10-3
40	1000	310	7,75	4749,6	5,3670.10-3
41	2000	1219	30,47	1208,1	1,3651.10-3
42	112,5	88	2,20	16732,0	1,8907.10-2
43	500	287	7,17	5133,8	5,8012.10-3

Tabela 3.5: Consumidores instalados no primeiro trecho do sistema.

Consumidor	Potência instalada(kVA)	Demandas contratadas(kW)	I(A)	R(Ω)	L(H)
1	700	320	8,00	4601,19	5,199.10-3
2	75	30	0,75	49079,39	5,5459.10-2
3	1000	577	14,42	2552,67	2,885.10-3
4	-	8	0,20	184047,7	0,207973
5	1000	500	12,50	2944,76	3,328.10-3
6	9650	600	15,00	2453,97	2,773.10-3
7	1000	600	15,00	2453,97	2,773.10-3
8	-	180	4,50	8179,90	9,243.10-3
9	1000	200	5,00	7361,91	8,319.10-3
10	425	250	6,25	5889,53	6,655.10-3
11	-	130	3,25	11326,01	1,2798.10-2
12	500	150	3,75	9815,88	1,1092.10-2
13	-	100	2,50	14723,82	1,6638.10-2
14	500	450	11,25	3271,96	3,697.10-3
15	-	170	4,25	8661,07	9,787.10-3
16	225	112	2,80	13146,27	1,4855.10-2
17	1000	360	9,00	4089,95	4,622.10-3
18	-	250	6,25	5889,53	6,655.10-3
18	-	100	2,50	14723,82	1,6638.10-2
19	-	120	3,00	12269,85	1,3865.10-2
20	-	67	1,67	22041,64	2,4907.10-2
21	500	400	10,00	3680,95	4,159.10-3
22	360	145	3,62	10168,38	1,1490.10-2
23	150	30	0,75	49079,39	5,5459.10-2
24	-	300	7,50	4907,94	5,546.10-3
25	175	116	2,90	12692,95	1,4343.10-2
26	225	225	5,62	6549,74	7,401.10-3
27	-	100	2,50	14723,82	1,6638.10-2
28	500	30	0,75	49079,39	5,5459.10-2
29	1000	299	1,75	4927,65	5,568.10-3
30	225	70	3,50	21034,03	2,3768.10-2
31	500	140	2,75	10517,01	1,1884.10-2
32	-	110	2,75	13385,29	1,5125.10-2
33	300	240	6,00	6134,92	6,932.10-3

Banco de capacitores

No sistema real da concessionária consta a presença de dois bancos de capacitores de 1200 kvar fixo, com dois capacitores de 200 kVAr por fase, conectados em estrela aterrado. Estes dois bancos são utilizados para melhorar o perfil da tensão do sistema.

Os bancos de capacitores foram modelados através da ferramenta para cargas *RLC* trifásicas conectadas em estrela, sendo do tipo zero, modelados com um único elemento capacitivo

concentrado não acoplado (PRIKLER e HØIDALEN, 1997). Com o uso do *software* ATPDraw, bastou inserir o valor característico de capacitância mostrados na tabela 3.6 na ferramenta citada anteriormente, assim como mostra a figura 3.11 para definir estes dois bancos de capacitores.

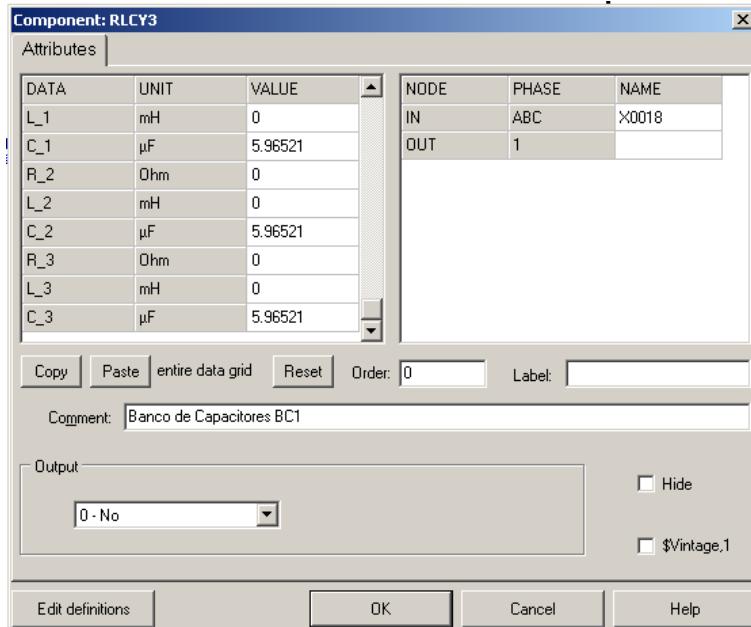


Figura 3.11: Ferramenta para declaração dos dois bancos de capacitores presentes no sistema.

Tabela 3.6: Parâmetros empregados para a modelagem dos dois bancos de capacitores.

Parâmetro	Valor (μF)
Capacitância Fase A	5,96521
Capacitância Fase B	5,96521
Capacitância Fase B	5,96521

3.2.2 Resultados e validação do sistema elétrico de distribuição simulado

Após a modelagem computacional do alimentador piloto iniciou-se a fase de simulações.

Cabe ressaltar que essa modelagem é um resultado de várias discussões e troca de informações junto ao corpo técnico da concessionária que culminou na compilação de todos os dados para melhor moldar o sistema em sua situação real em campo.

Para os estudos em regime permanente, determinou-se a corrente passante em todos os trechos do alimentador simulado. Os valores obtidos foram comparados com os registros oscilográficos fornecidos pela concessionária. Por meio dessa verificação concluiu-se a validade da modelagem computacional dos alimentadores.

Cabe adiantar que pela comparação de duas oscilografias de tensão e corrente fornecidas pela

concessionária, com as situações de defeitos geradas sobre o sistema simulado, pôde-se constatar um erro aproximado de 10% entre as mesmas. Salienta-se que para tal consideração não se levou em conta o ângulo de incidência, a impedância de falta e nem o local exato da ocorrência.

Os dois gráficos das tensões e correntes, obtidas via ATPDraw, em regime permanente e anteriormente comentadas, são apresentados nas Figuras 3.12 e 3.13. Esses gráficos representam medições tomadas no ponto de entrega de energia de um consumidor do sistema em análise.

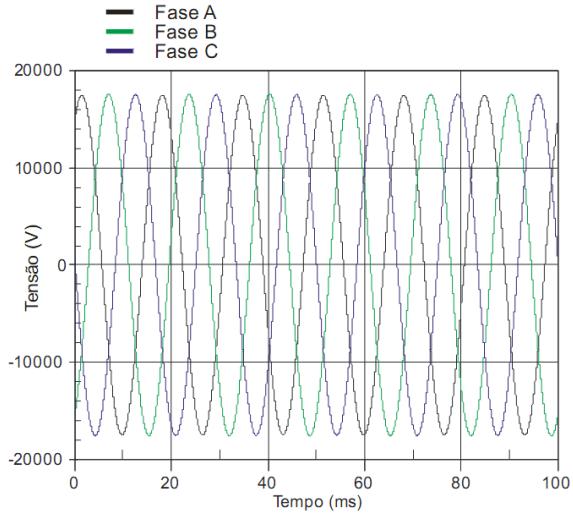


Figura 3.12: Tensões trifásicas em regime permanente na entrada de um consumidor.

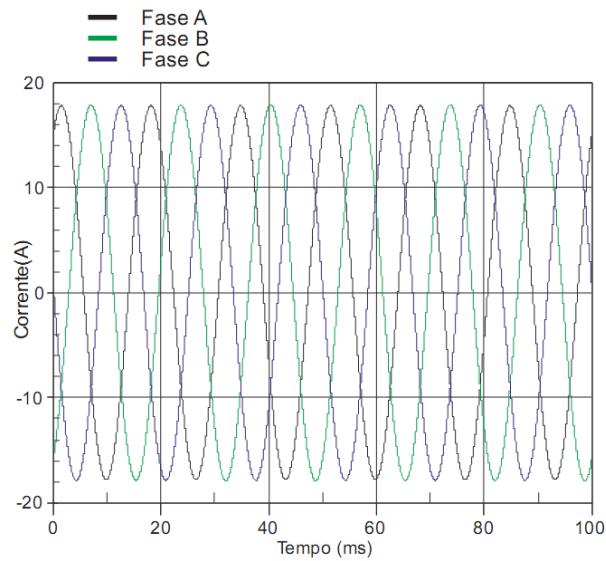


Figura 3.13: Correntes trifásicas em regime permanente na entrada de um consumidor.

Cabe afirmar que dentre os estudos realizados por meio de simulações computacionais sobre o sistema elétrico especificado, foram consideradas certas situações de chaveamento de bancos de

capacitores, energização de trechos do alimentador e de curtos-circuitos. Os resultados que serão apresentados se referem as formas de onda da tensão e corrente no mesmo consumidor onde as formas de onda das Figuras 3.12 e 3.13 foram registradas.

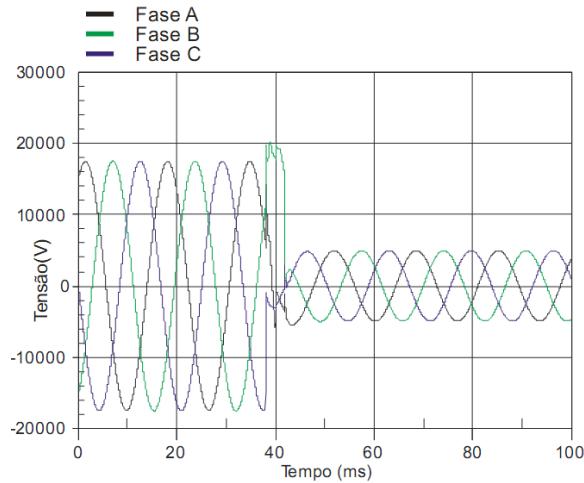


Figura 3.14: Tensões trifásicas para uma falta ABC -Terra observadas pelo consumidor em análise.

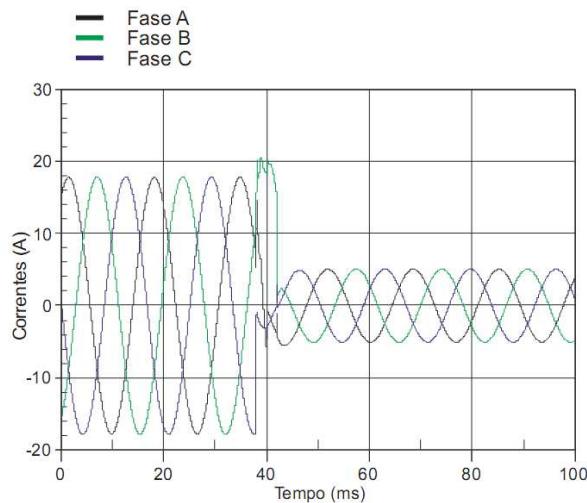
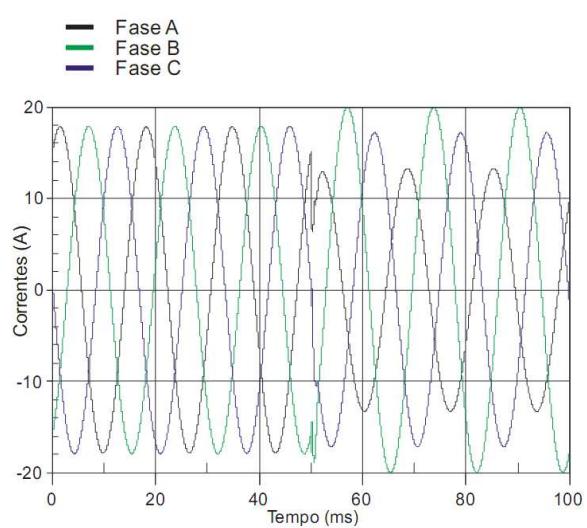
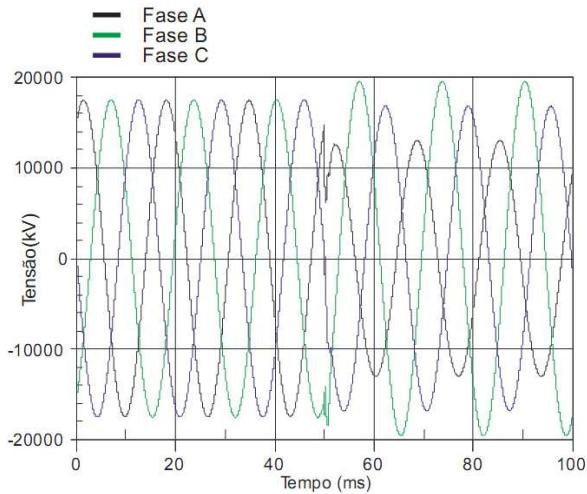


Figura 3.15: Correntes trifásicas para uma falta ABC - terra observadas pelo consumidor em análise.

Também foi aplicada uma situação de curto-círcuito trifásico à terra bem próxima ao consumidor referido para as medições das Figuras 3.12 e 3.13. Os resultados para as tensões e correntes podem ser observados nas Figuras 3.14 e 3.15. Para as tensões, observa-se um afundamento de tensão bem pronunciado no ponto de entrega do referido consumidor. Com relação à corrente, houve uma redução no seu valor devido à contribuição na alimentação da falta.

Foi gerado também um caso de falta fase A -Terra em uma derivação do tronco principal do

alimentador. O resultado para as tensões e correntes, no mesmo consumidor, estão nas Figuras 3.16 e 3.17. No gráfico das tensões da Figura 3.16, há uma oscilação transitória no momento que ocorre a falta, e um desbalanço entre as tensões, no qual se observa um afundamento de tensão na fase *A*, e uma elevação de tensão na fase *B*. Quanto as correntes, observa-se pouco impacto, pois não há contribuição relevante da carga para a falta.



As Figuras 3.18 e 3.19 exibem os transitórios submetidos ao consumidor em análise, quando da ocorrência do chaveamento para a entrada de um dos bancos de capacitores no sistema.

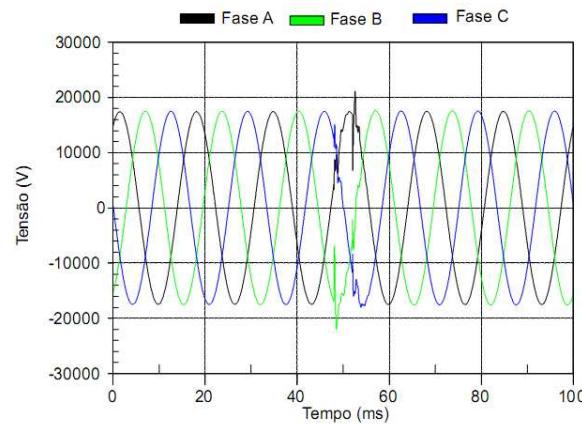


Figura 3.18: Tensões trifásicas quando do chaveamento de um dos bancos de capacitores no sistema.

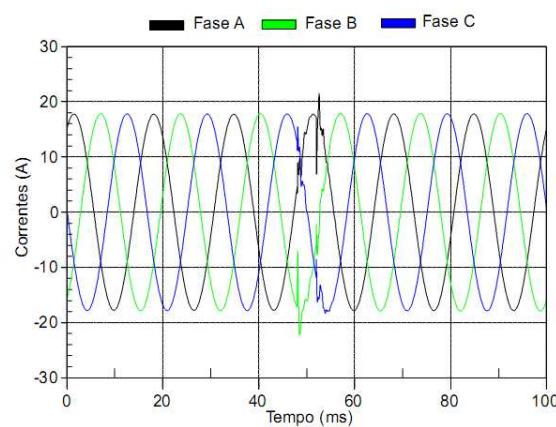


Figura 3.19: Correntes trifásicas quando do chaveamento de um dos bancos de capacitores no sistema.

Observa-se nessa condição, que apesar da distância entre os pontos analisados ser relativamente grande, existe a propagação do fenômeno no sistema. Esta propagação pode provocar consideráveis danos a todos os consumidores conectados no sistema.

Estes resultados mostram a influência de diferentes fenômenos no sistema sobre um consumidor.

Cabe destacar que as simulações computacionais são necessárias aos testes e análises comparativas entre as diversas situações ocorridas na prática. Com isso, ressalta-se que os estudos realizados nesta etapa foram indispensáveis para o desenvolvimento das etapas futuras deste trabalho, que serão decorrentes da inserção de um retificador trifásico e de um forno elétrico a arco no sistema elétrico em análise e aqui apresentado.

Capítulo 4

Cargas elétricas especiais

4.1 Fornos elétricos a arco

As origens do forno elétrico a arco (FEA) remontam a 1878, quando *W. Von Siemmens* patenteou um forno com dois eletrodos dispostos horizontalmente que criavam um arco indireto aquecendo a carga por irradiação. Somente no século XX, quando os custos com energia elétrica começaram a viabilizar o uso deste equipamento, é que o FEA começou a tomar parte significativa na produção de aço (RAMOS, 1989). A Figura 4.1 ilustra parte do desenvolvimento tecnológico do FEA.

Os fornos elétricos a arco tornaram-se uma ferramenta popular na produção de aço de alta qualidade. A possibilidade de controlar, de maneira precisa, os parâmetros envolvidos na carga deste equipamento fazem do FEA uma escolha comum na produção de aço para diversos tipos de indústria (HORTON, 2009). Como fato, tem-se que o setor metalúrgico tem a expectativa de crescimento de 5,8% para 2010 (LANDIM, 2010). Portanto, mais fornos deste tipo estão sendo adquiridos, projetados e construídos. Este é um dos fatores que encorajam estudos sobre fornos elétricos a arco.

Para o contexto da qualidade da energia elétrica, uma informação muito importante é que os fornos a arco diferem de retificadores porque são geradas tensões harmônicas ao invés de correntes harmônicas. Durante seu funcionamento, a resistência do arco, e portanto, as características de tensão e corrente, são continuamente variadas devido ao movimento da sucata. O resultado é a não-linearidade do arco e dos parâmetros do forno a arco, resultando na geração de tensões harmônicas (HORTON, 2009).

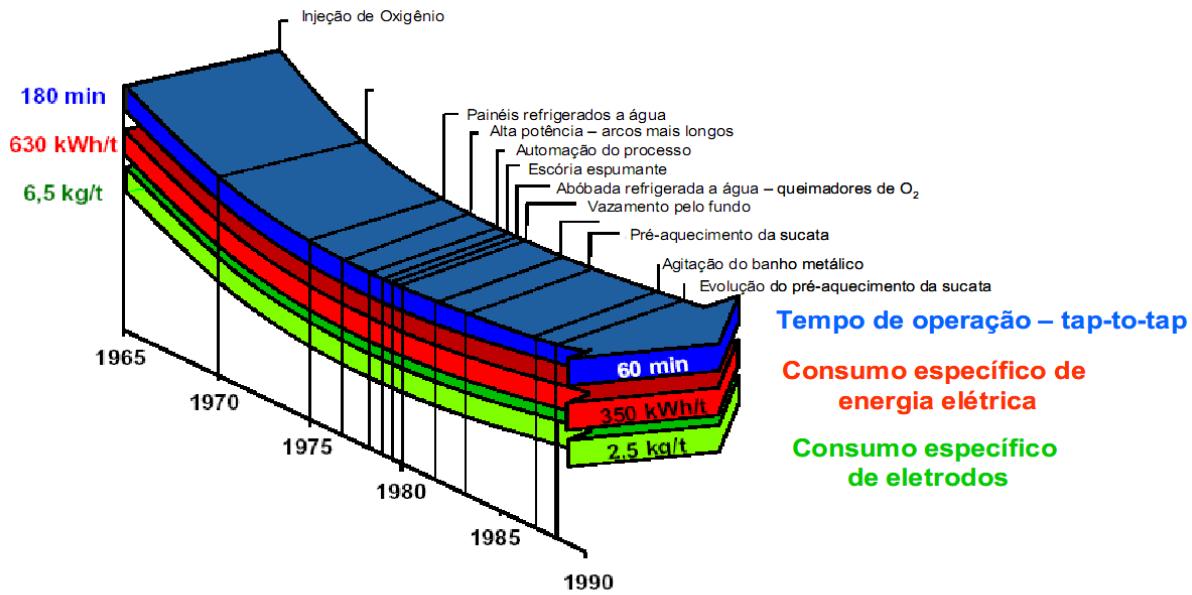


Figura 4.1: Evolução tecnológica do FEA.

4.1.1 Desenvolvimento do modelo proposto

O conceito utilizado para o modelo proposto foi baseado na simulação da variação do comprimento do arco elétrico. A variação do comprimento do arco é importante, pois é uma das poucas variáveis controláveis deste sistema (HORTON, 2009). De acordo com PASCHKIS e PERSSON (1960) a relação entre o valor *rms* do arco e seu comprimento é dada por:

$$V_{arco} = a + b \cdot l_{arco} \quad (4.1)$$

Em que:

- V_{arco} = Tensão de arco (V)
- a = Constante com valor aproximado de 40V.
- b = Fator de ganho (3,9 - 11,8 V/cm)
- l_{arco} = Comprimento do arco (cm)

Analizando a Equação 4.1, nota-se que a tensão de arco varia quando o comprimento do arco é alterado. Tal alteração de tamanho ocorre naturalmente durante o processo de fusão do metal. As variações aleatórias no comprimento do arco surgem quando algumas partes do metal

ficam fora da atuação do eletrodo. Sendo assim, se ocorrem variações aleatórias no comprimento, utilizando a equação 4.1, nota-se uma tensão também aleatória. Além disso, ondas de pressão, criadas pelas forças eletromagnéticas que surgem devido as correntes de arco, tendem a criar variações senoidais na corrente de arco. Tais variações criam a modulação que é tipicamente vista nas correntes dos fornos a arco (HORTON, 2009).

O fator de potência, a potência ativa e a potência reativa variam muito em um curto espaço de tempo para um FEA. Tal fato abre uma possibilidade de usar uma resistência variável para um modelo de FEA, a qual gera tanto variações aleatórias quanto variações cíclicas. Um valor de resistência alterado a cada meio ciclo provou ser eficiente no modelo de uma resistência do forno. Sendo assim, um número aleatório é utilizado para gerar a variabilidade do valor de resistência do FEA. Através do uso deste número aleatório, a resistência de arco varia desde um valor mínimo R_{min} , o qual corresponde ao mínimo valor do comprimento do arco, até um valor máximo R_{max} , que é o valor de resistência correspondente ao valor máximo do arco. Depois de gerado, este número tem sua amplitude modulada por uma senóide de frequência e magnitude constantes (HORTON, 2009). O diagrama por fase resultante deste modelo é mostrado na Figura 4.2.

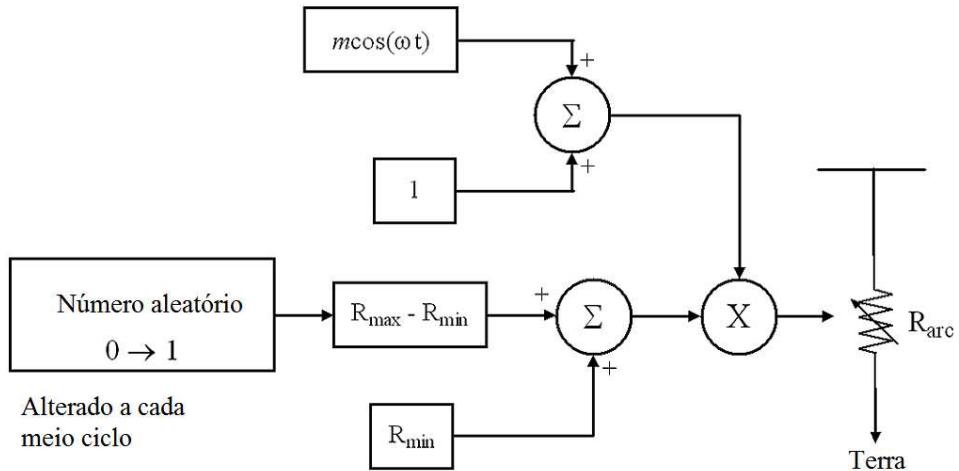


Figura 4.2: Diagrama por fase do modelo proposto para um FEA.

Determinando R_{max} e R_{min}

Um equivalente monofásico para o circuito é mostrado na Figura 4.3, onde I é a corrente, Z_s é a impedância do circuito até o ponto, Z_T é a impedância de sequência positiva do transformador que alimenta o forno elétrico e Z_{arc} é a impedância de arco $R_{arc} + jX_{arc}$. Cabe lembrar que, segundo HORTON (2009), o arco deve sempre ser modelado como uma impedância equivalente.

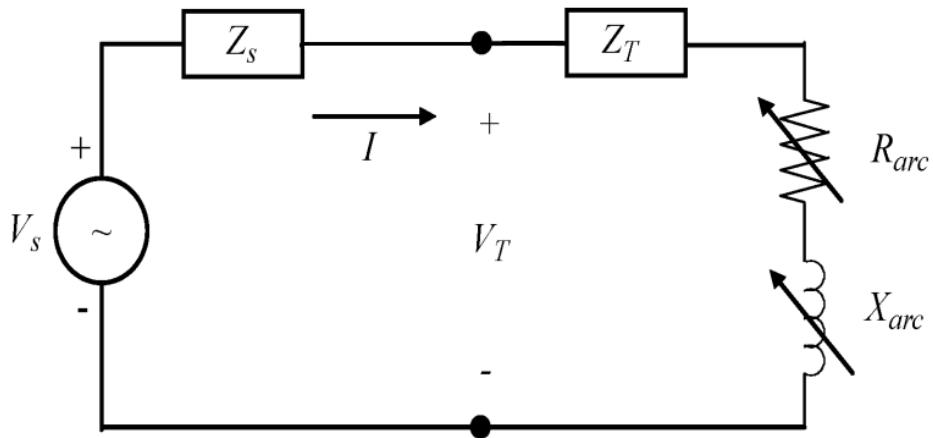


Figura 4.3: Circuito equivalente monofásico para o sistema.

Isto é feito para levar em consideração o comportamento não linear da corrente de arco. Para uma resistência de arco dada, a reatância de arco equivalente pode ser estimada através da Equação 4.2 (PASCHKIS e PERSSON, 1960).

$$X_{arc} = X_1 \left[\sqrt{1 + \left(\frac{R_{arc}}{X_1} \right)^2} - 1 \right] \quad (4.2)$$

Sendo:

X_{arc} = reatância equivalente do arco (Ω);

R_{arc} = resistência do arco (Ω);

X_1 = Equivalente de Thévenin visto dos terminais dos eletrodos do forno (Ω).

A potência de entrada do forno, P_f , pode ser determinada para uma impedância de arco calculada através das Equações 4.4 4.5 e 4.6. Geralmente, este valor é obtido visto do lado de alta tensão do transformador que alimenta o forno (HORTON, 2009).

$$P_f = Re(\bar{V}_T \cdot \bar{I}) \quad (4.3)$$

$$X_1 = Im(\bar{Z}_s + \bar{Z}_T) \quad (4.4)$$

$$\bar{I} = \frac{\bar{V}_s}{\bar{Z}_s + \bar{Z}_T + \bar{Z}_{arc}} \quad (4.5)$$

$$\bar{V}_T = \bar{V}_s - \bar{I}(\bar{Z}_s) \quad (4.6)$$

O fator de potência de entrada do FEA é determinado utilizando 4.7.

$$fp = \frac{Pf}{|\bar{V}_T \cdot I^*|} \quad (4.7)$$

Para determinar R_{max} e R_{min} , deve-se saber a relação entre a potência de entrada do FEA e o fator de potência para vários valores da impedância de arco. Estas curvas podem ser desenhadas repetindo-se os seguintes passos:

- Atribuir um valor inicial para a resistência de arco (geralmente $R_{arc} = 0,0$);
- Calcular a reatância equivalente do arco;
- Computar Pf e fp ; e
- Incrementar R_{arc} e voltar para o segundo passo.

O processo continua até um máximo valor para o fator de potência ser atingido. Geralmente este valor está entre 0,9 e 0,95. Para valores além destes, o arco é geralmente instável (HORTON, 2009). Uma curva para o forno elétrico é apresentada na Figura 4.4.

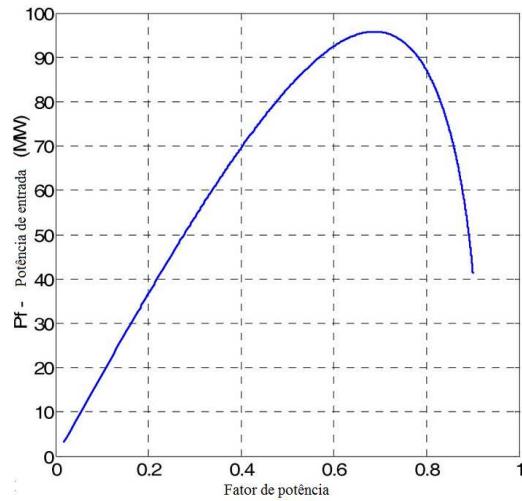


Figura 4.4: Potência de entrada do FEA versus o fator de potência.

A potência de entrada do forno como uma função da resistência de arco é um dado muito importante para o modelo proposto e está ilustrada na Figura 4.5. A Figura 4.4 indica que o valor de fp para o valor máximo de potência de entrada é 0,69.

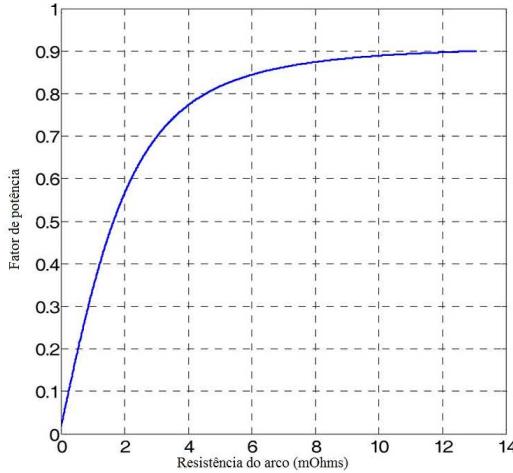


Figura 4.5: Potência de entrada do FEA versus a resistência de arco.

Utilizando PASCHKIS e PERSSON (1960) como referência, o fator de potência durante o funcionamento de FEAs varia na faixa de 0,2 até 0,95. Através da Figura 4.5, é possível obter o valor da resistência de arco correspondente ao valor de $fp = 0,2$. Trata-se de, aproximadamente, $0,5m\Omega$. Como o arco fica instável para valores além de $fp = 0,9$ este foi o valor escolhido para ser o máximo, que corresponde ao valor de resistência de arco de aproximadamente $12m\Omega$. Sendo assim, a resistência de arco irá variar de $R_{min} = 0,5m\Omega$ até $R_{max} = 12m\Omega$. Estes valores serão utilizados para todas as fases do modelo implementado.

Determinando m e ω

O fator de modulação m e a modulação de frequência ω não podem ser determinados sem dados baseados em medidas. No entanto, bons resultados para modelos têm sido obtidos utilizando o valor de 0,2 para m e 20π para ω (HORTON, 2009).

Número aleatório

O número aleatório foi obtido através de um *toolbox* do próprio *software* ATP que gera números aleatórios entre zero e um, automaticamente, e com diferentes números de base, os chamados *seed numbers*. Para uso deste *toolbox*, faz-se uso do comando "random()".

Limitações do modelo

O modelo proposto sofre da mesma limitação do instrumento de medição de cintilamento da IEC mostrado na Figura 2.19, e, como o mesmo, não está apto a apresentar a situação causada por *flickers* que são gerados por interharmônicos na faixa de 100Hz (HALPIN, 2007). Neste caso do FEA, esta limitação não é grave, pois é sabido que fornos alimentados em corrente alternada têm frequência de modulação na faixa de 0,5 até 30Hz (MANCHUR e ERVEN, 1992).

Com todos os valores determinados para o modelo proposto, os quais são apresentados na Tabela 4.1, foi possível simulá-lo via a interface do ATPDraw.

Tabela 4.1: Parâmetros para modelo do FEA.

	Fase A	Fase B	Fase C
$R_{min}(m\Omega)$	0,5	0,5	0,5
$R_{max}(m\Omega)$	12	12	12
m	0,2	0,2	0,2
$\omega(\text{rad/s})$	20π	20π	20π

4.1.2 Implementação do modelo

Na Figura 4.6, é apresentado um diagrama de conexão do forno ao sistema. O modelo proposto é facilmente implementado via o *software* ATP. No Anexo B tem-se o código utilizado via ATPDraw para o referido modelo do FEA. Este código foi inserido na ferramenta TACS do *software* ATPDraw utilizando os valores da Tabela 4.1. A Figura 4.7 mostra a ferramenta desenvolvida depois de toda a implementação. Cabe lembrar que, caso calculados novos parâmetros para outros modelos de forno, basta substituir os parâmetros desejados.

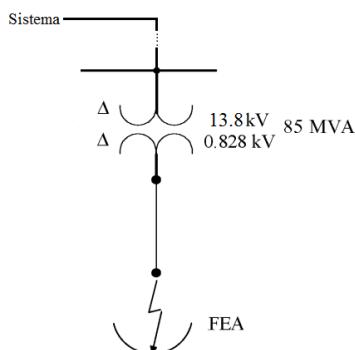


Figura 4.6: Diagrama unifilar básico que demonstra como o FEA foi conectado ao sistema em análise.

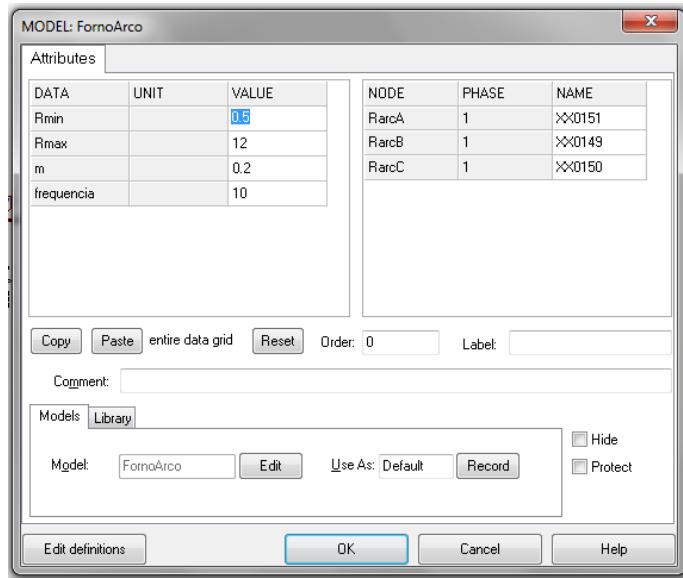


Figura 4.7: Ferramenta implementada para o FEA via *software* ATPDraw.

4.2 Retificador Trifásico

Um *retificador* é um circuito que converte um sinal CA em um sinal unidirecional. Um retificador trifásico em ponte é comumente utilizado em aplicações de alta potência (RASHID, 1999). Um exemplo de retificador de onda completa está mostrado na Figura 4.8. Os diodos são numerados na ordem da sequência de condução e cada um conduz por 120° . A sequência de condução para os diodos é D1 D2, D2 D3, D3 D4, D4 D5, D5 D6, D6 D1.

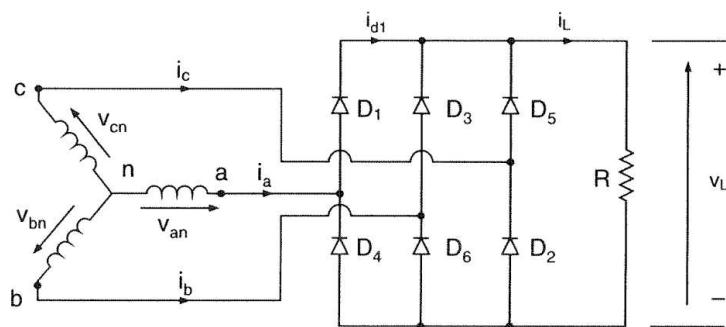


Figura 4.8: Retificador trifásico em ponte.(RASHID, 1999)

O par de diodos que estiver conectado entre o par de fases da alimentação com a maior tensão instantânea de fase-a-fase, conduzirá. A tensão de fase-a-fase (ou de linha) é $\sqrt{3}$ vezes a tensão de fase de uma fonte trifásica conectada em estrela. As formas de onda e tempos de condução dos diodos aparecem na Figura 4.9.

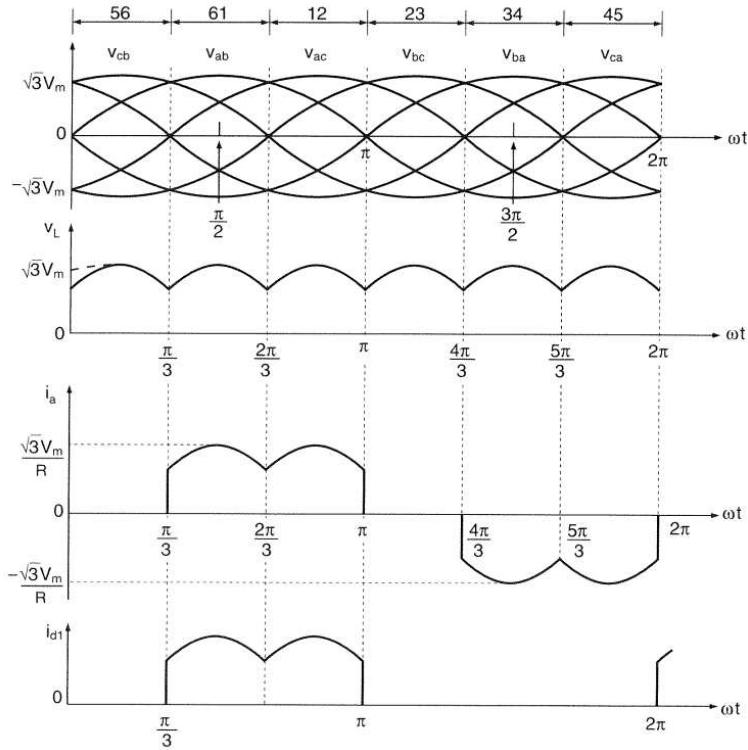


Figura 4.9: Formas de onda e tempo de condução dos diodos.

4.2.1 Modelo desenvolvido

O modelo de retificador desenvolvido segue o padrão do circuito mostrado na Figura 4.8. Este modelo se baseia no exercício número 4 de MOHAN (1990), sendo os parâmetros utilizados para os componentes do circuitos mostrados na Tabela 4.2. O sistema no qual o retificador foi conectado trabalha com tensão de distribuição. A tensão de entrada do retificador é 220 V. Cabe colocar que diodos para média tensão são pouco práticos, portanto, foi necessário a utilização de um transformador delta-estrela-aterrado, com resistência de aterramento de 0 (zero) Ω e *tap* ajustado para 13.200/220 (V), para baixar a tensão que alimenta o retificador. Cabe lembrar que, no sistema real, este transformador não existe. Desta maneira não se faz necessário considerar a curva de saturação. Os dados deste transformador estão na Tabela 4.3.

4.3 Local de conexão dos modelos

O local que ambos os modelos foram inseridos no sistema elétrico está destacado na Figura 4.11. Os modelos foram conectados no final do alimentador, com uma distância de aproximadamente 21 km da subestação, para que os efeitos da QEE sejam mais severos (CORRÊA, 2007).

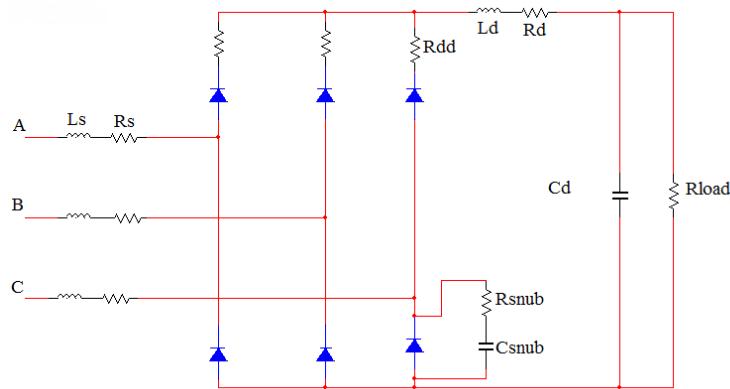


Figura 4.10: Ponte retificadora trifásica a diodos.

Tabela 4.2: Parâmetros para o modelo do retificador desenvolvido.(MOHAN, 1990)

Componente	Valor
Vll(Rms)	220(V)
Frequência	60(Hz)
Ls	0,1(mH)
Rs	1(mΩ)
Ld	0,5(mH)
Rd	5(mΩ)
Cd	500(μF)
Rload	16,5(Ω)
Csnub	1(μF)
Rsnub	33(Ω)
Rdd	0,01(Ω)

Tabela 4.3: Parâmetros do transformador particular do retificador.

Tap	Carga Nominal	Carga Incidente
13.200/220 (V)	30 (kVA)	24,5(kVA)

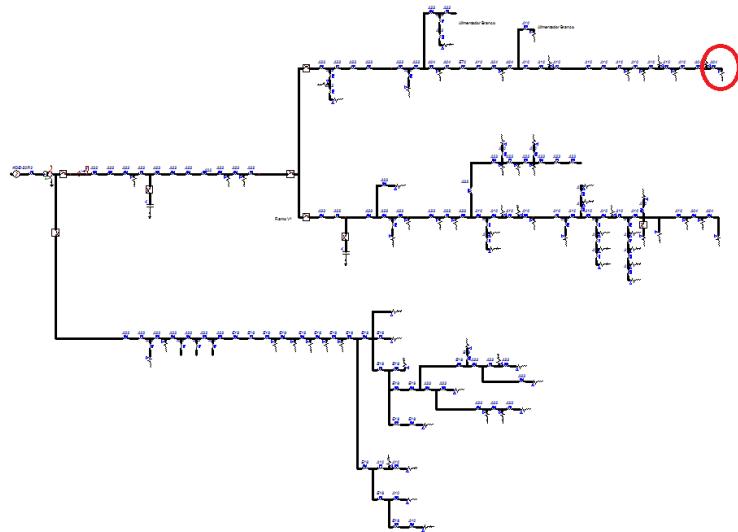


Figura 4.11: Local de conexão de ambos os modelos das cargas.

4.4 Resultados decorrentes das simulações com o modelo de FEA proposto

Os resultados obtidos para o modelo do FEA foram analisados através dos sinais de onda de tensão, pois de acordo com ANEEL (2008), para se traduzir o efeito da cintilação luminosa, (*flicker*), em números, são estes os sinais que devem ser submetidos aos cálculos. As tensões foram coletadas no PAC onde a carga foi inserida. Pode-se notar claramente a modulação no sinal através da Figura 4.12, a qual mostra o sinal de tensão no PAC onde se localiza o FEA modelado no sistema.

As tensões passaram por um algoritmo desenvolvido por ELETRONICS (2003) para o *software MatLAB* a fim de quantificar o nível de Pst . Este algoritmo segue o diagrama de blocos demonstrado na Figura 2.19, o qual respeita o processo de estimativa de Pst proposto pela UIE e definido no documento normativo IEC60868 (1986). A taxa de amostragem do sinal é 8.192 amostras por ciclo devido a uma necessidade do referido algoritmo. O algoritmo completo encontra-se no Anexo A. Há comentários ao longo do algoritmo, que o explicam passo-a-passo e demonstram como este segue o referido diagrama de blocos.

Os resultados do cálculo do valor de Pst no lado da alta tensão do transformador que alimenta o FEA estão mostrados na Tabela 4.4.

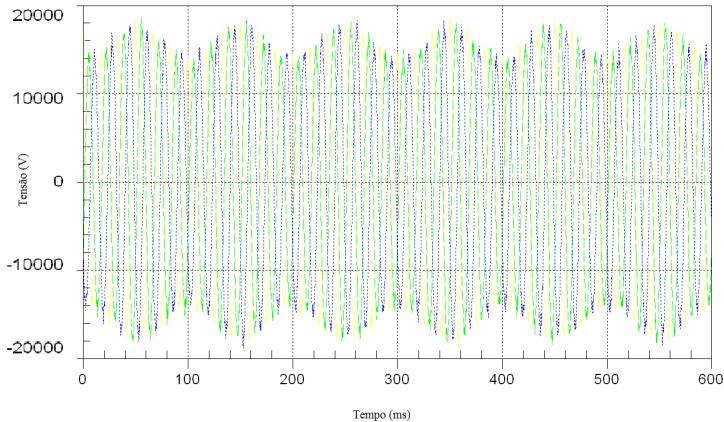


Figura 4.12: Formas de ondas de tensão trifásica no PAC ao qual o FEA está conectado.

Tabela 4.4: Resultados do cálculo de Pst no lado da alta do transformador que alimenta o FEA.

	Fase A	Fase B	Fase C
Pst	10,1429	10,453	9,9194

De acordo com ANEEL (2008), estes valores, 10,1429, 10,453 e 9,9194, são críticos no que se refere a avaliação do desempenho deste equipamento. Como se trata do ponto onde o FEA está conectado esta situação já era esperada.

Foram medidos também os valores de Pst na subestação do sistema com o FEA desconectado e, posteriormente, com o FEA conectado. Tais valores estão mostrados nas Tabelas 4.5 e 4.6, respectivamente. A oscilografia da tensão na subestação, para o FEA conectado, está na Figura 4.13.

Mesmo com o FEA conectado ao sistema, as formas de onda na subestação do sistema têm os valores de Pst adequados, pois ANEEL (2008) determina que Pst menores que 1 são aceitáveis. Todavia, nota-se um aumento no valor do Pst ocasionado pela conexão do FEA.

Tabela 4.5: Resultados de Pst na subestação do sistema com o FEA desconectado.

	Fase A	Fase B	Fase C
Pst	0,1168	0,1132	0,1142

Tabela 4.6: Resultados de Pst na subestação do sistema com o FEA conectado.

	Fase A	Fase B	Fase C
Pst	0,6496	0,6462	0,6484

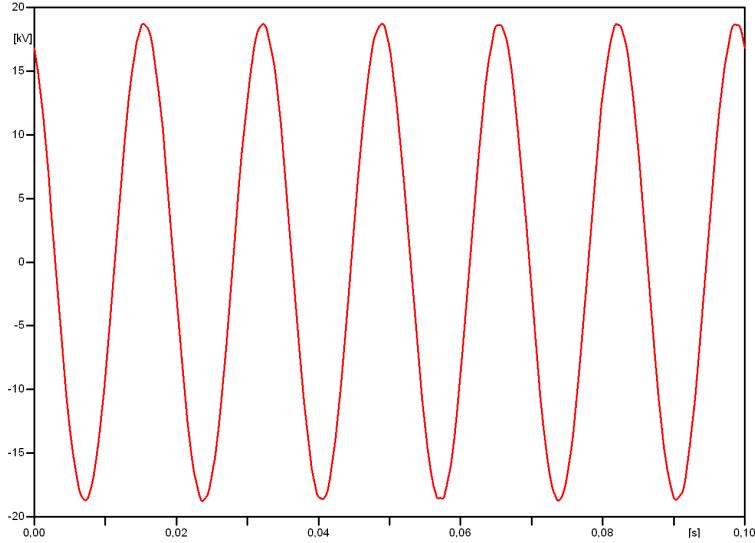


Figura 4.13: Forma de onda de tensão na subestação do sistema.

Também foram obtidos os valores de Pst para um consumidor distante, aproximadamente, 0,4 km do ponto de inserção do FEA no sistema. Os resultados são mostrados na Tabela 4.7. Já a forma de onda de tensão neste consumidor está mostradas na Figura 4.14.

Tabela 4.7: Resultados de Pst para um consumidor distante 0,4 km do FEA.

	Fase A	Fase B	Fase C
Pst	2,09	2,1132	2,0398

Seguindo os valores de referência do ANEEL (2008), estes valores estão na faixa crítica de Pst . Sendo assim, a possível instalação de um FEA no sistema real da concessionária, iria gerar níveis críticos de *flicker* para os consumidores próximos do ponto de conexão do FEA.

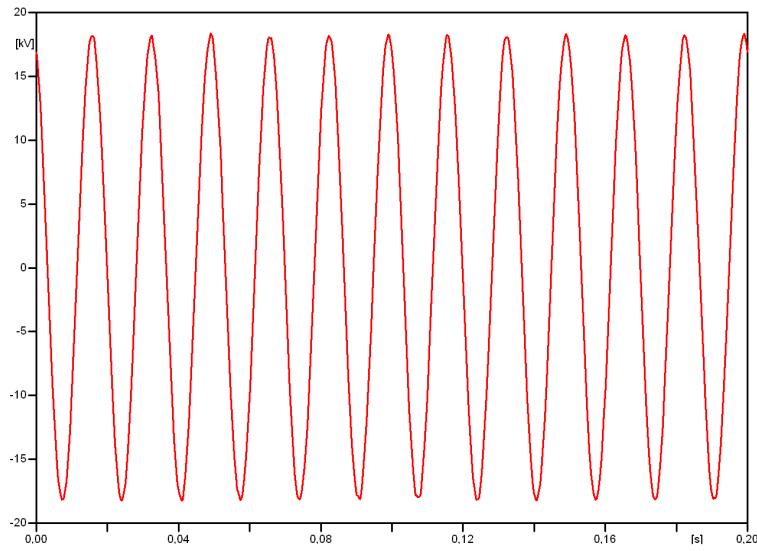


Figura 4.14: Forma de onda de tensão de um consumidor que dista 0,4 km do FEA.

Avaliando os valores de Pst para um consumidor distante 4 km do ponto de conexão do FEA, foram obtidos os valores mostrados na Tabela 4.8. A forma de onda de tensão deste consumidor está na Figura 4.15.

Para este consumidor, que dista aproximadamente 4 km do FEA, os valores de Pst , de acordo com ANEEL (2008), estão na faixa precária. Ou seja, mesmo com uma distância de 4 km do ponto de conexão do FEA, este consumidor sofreria com o efeito *flicker*.

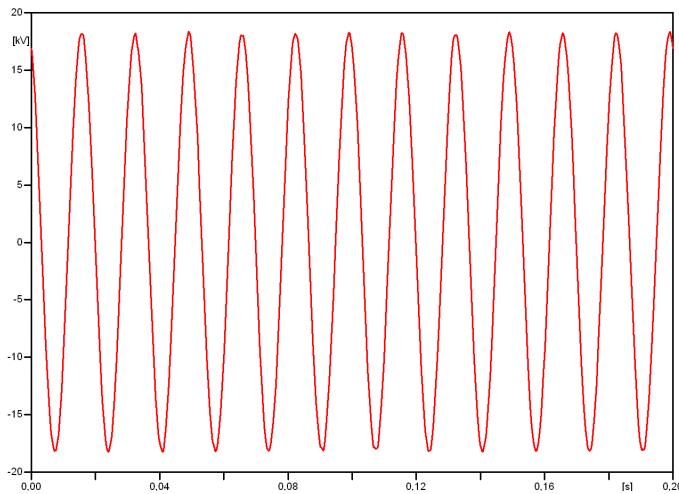


Figura 4.15: Forma de onda de tensão em um consumidor que dista 4 km do FEA.

Um consumidor que está localizado a aproximadamente 10km tem os níveis de Pst mostrados na Tabela 4.9. Uma onda de tensão monofásica deste consumidor está na Figura 4.16.

Tabela 4.8: Resultados de Pst para um consumidor distante 4km do FEA.

	Fase A	Fase B	Fase C
Pst	1,1896	1,0878	1,19

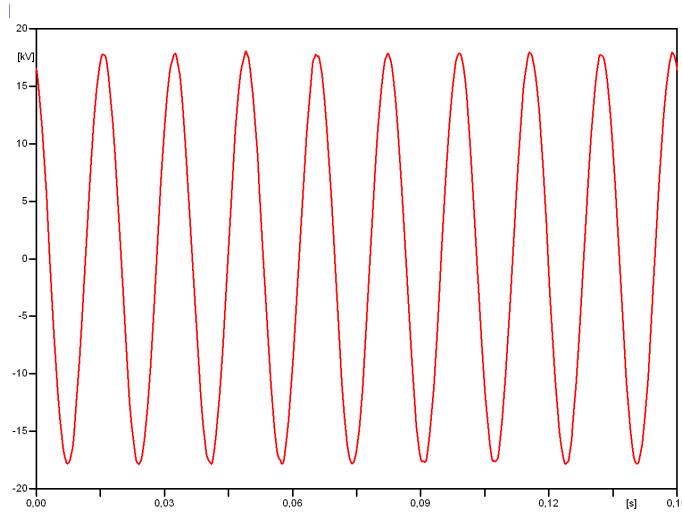


Figura 4.16: Forma de onda de tensão em um consumidor que dista 10 km do FEA.

De acordo com o ANEEL (2008), estes valores estão adquados, no que se refere a quantificação do Pst .

Sendo assim, observa-se que a instalação do FEA com os parâmetros desenvolvidos neste trabalho comprometeria a QEE no sistema modelado (ANEEL, 2008). Em pontos próximos ao local da conexão do FEA deteriora-se a QEE até níveis críticos com relação ao Pst . Foi constatado também que, mesmo para consumidores distantes a 4 km do ponto de conexão, a instalação do FEA irá comprometer a QEE em níveis precários para o Pst . Somente para grandes distâncias do ponto de conexão deste FEA, a QEE não seria fortemente comprometida no que se refere ao nível de Pst , porém, nota-se um aumento deste em todo o sistema. Fatos estes que já eram esperados. Sendo assim, conclui-se que aqueles consumidores que forem submetidos aos níveis críticos e precários de Pst , provavelmente sofrerão com o efeito *flicker* e flutuação de tensão, os quais já foram discutidos no Capítulo 2.

4.5 Resultados decorrentes das simulações com o modelo de retificador proposto

A oscilografia refente à tensão no lado de alta tensão do transformador particular do retificador está mostrada na Figura 4.17, onde se nota uma forte distorção na forma de onda.

Tabela 4.9: Resultados de Pst para um consumidor distante 10 km do FEA.

	Fase A	Fase B	Fase C
Pst	0,4316	0,4296	0,4376

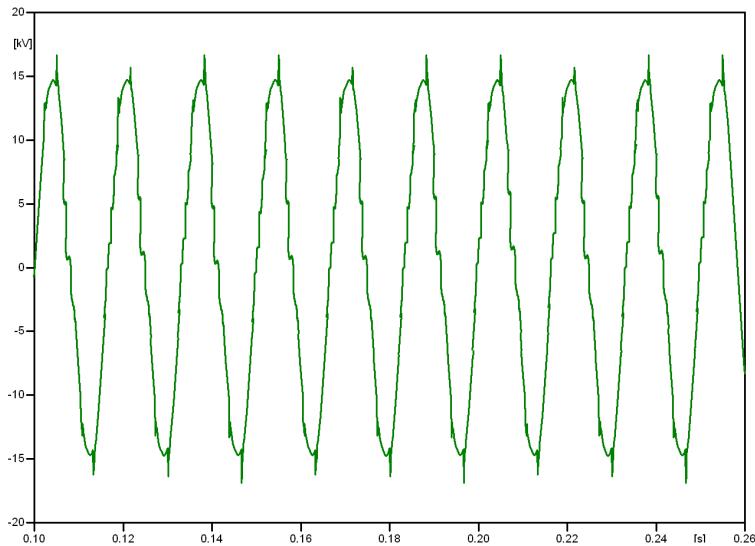


Figura 4.17: Oscilografia da tensão no lado de alta do transformador que alimenta o retificador.

O valor da DHT da tensão obtido para as fases, no lado de alta do transformador que alimenta a carga está na Tabela 4.10.

Tabela 4.10: Resultados do modelo de Retificador.

	Fase A(%)	Fase B(%)	Fase C(%)
DHT	8,7123	8,3872	8,5448

Para obter os valores da DHT da tensão, utilizou-se a ferramenta *runPLOT* do *software* ATPDraw. Através desta ferramenta é possível exportar todas as amplitudes das componentes harmônicas no formato de tabela para um *software* editor de texto. Com as amplitudes de todas as harmônicas, bastou submeter estes valores à Equação 2.1. Cabe lembrar que, para o cálculo da DHT, foram desconsideradas as harmônicas de ordem superior à 25. Um exemplo dos valores gerados pelo *runPLOT* está na Tabela 4.11.

Tabela 4.11: Exemplo de tabela com componentes harmônicas geradas via *runPLOT*.

Harm.	Amplitude	Phase
1	12909	125,3
2	62,69	175,17
3	35,563	169,74
4	22,899	-171,82
5	621,34	119,34
6	34,034	-129,73
7	568,44	-159,18
8	23,658	-103,67
9	33,782	-155,36
10	35,86	-148,07
11	343,29	-150,36
12	22,423	-120,88
13	283,74	-53,513
14	26,29	-176,31
15	32,726	-127,32
16	23,651	-120,45
17	299,02	-36,955
18	17,936	143,16
19	278,36	57,833
20	31,988	-151,69
21	8,7193	11,492
22	7,0464	60,777
23	251,61	68,235
24	30,915	-174,82
25	237,95	159,01

Os valores de DHT da tensão para as três fases estão acima do regulamentado por ANEEL (2008), o qual determina que, nesta classe de tensão, o valor máximo admitido para DHT é de 8%. Neste ponto, estes valores eram esperados, pois trata-se do ponto onde a carga está conectada.

A Figura 4.18 a seguir mostra a oscilografia de uma tensão monofásica na subestação do sistema com o retificador conectado ao mesmo.

Os valores da DHT para tensões estão na Tabela 4.12 e 4.13, sendo que na primeira tabela estão os valores da DHT quando o retificador está conectado ao sistema, e na segunda, estão os valores da DHT quando o retificador não está conectado ao sistema.

Tabela 4.12: Valores da DHT da tensão na subestação com o retificador conectado ao sistema.

	Fase A(%)	Fase B(%)	Fase C(%)
DHT	3,7374	3,6839	3,5646

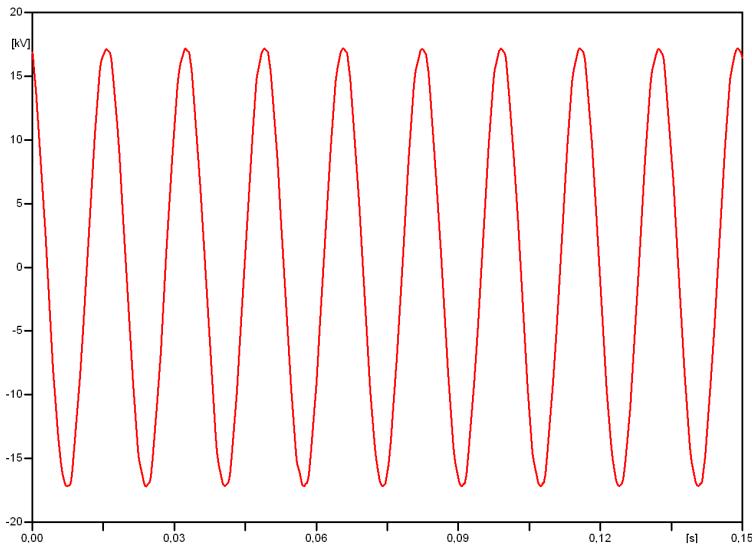


Figura 4.18: Oscilografia da tensão na subestação com retificador conectado ao sistema.

Tabela 4.13: Valores da DHT na subestação com o retificador desconectado do sistema.

	Fase A(%)	Fase B(%)	Fase C(%)
DHT	0,41563	0,72965	0,47351

De acordo com ANEEL (2008), valores da DHT da tensão menores que 8% são aceitáveis nesta classe de tensão. Assim como no caso do FEA, o retificador não compromete a QEE na subestação. Todavia, a presença desta carga no sistema pode ser notada na subestação devido ao pequeno aumento na DHT da tensão quando esta carga está conectada ao sistema.

Foram também calculados os valores da distorção harmônica para outros pontos do sistema. Na Tabela 4.14 são mostrados os valores da DHT para um consumidor que está distante, aproximadamente, 4 km do ponto onde o modelo do retificador foi conectado.

Tabela 4.14: Valores da DHT para um consumidor distante a 4 km do retificador.

	Fase A(%)	Fase B(%)	Fase C(%)
DHT	5,8077	5,6081	5,6297

O consumidor que está a 4 km do ponto onde se encontra este retificador terá uma forma de onda de tensão com efeitos de distorção harmônica. A Figura 4.19 mostra a oscilografia de tensão coletada neste consumidor. A distorção na forma de onda é visualmente nítida. Todavia, de acordo com ANEEL (2008), estes valores ainda estão na faixa aceitável.

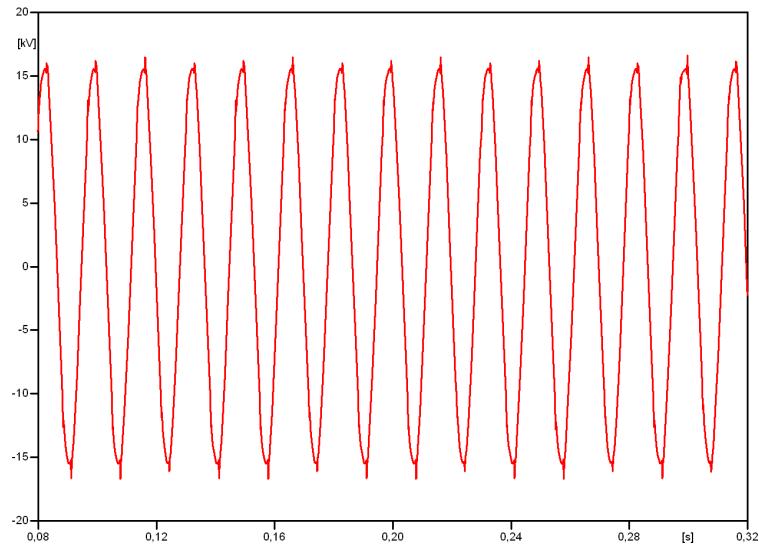


Figura 4.19: Oscilografia da tensão para um consumidor que está a 4 km do retificador.

Já a Tabela 4.15, mostra os valores de DHT para um consumidor que dista aproximadamente 10 km do retificador. De acordo com os valores desta tabela, a instalação do retificador não traria efeitos notáveis com relação a distorção harmônica para este consumidor. As três fases de tensão coletadas no ponto de entrega deste consumidor apresentam DHT abaixo dos 8% regulamentados em ANEEL (2008).

A formas de onda de tensão no ponto deste consumidor, distante a 10 km do retificador, está mostrada na Figura 4.20. Como constatado pelo cálculo da DHT, mesmo um consumidor distante a 10 km do ponto de conexão do forno, terá sua forma de onda com uma leve distorção.

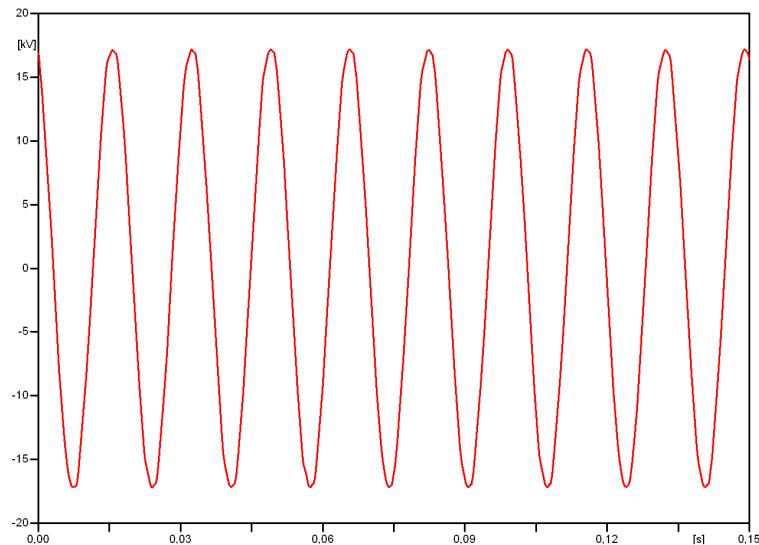


Figura 4.20: Oscilografia da tensão para um consumidor que está a 10 km do retificador.

Tabela 4.15: Valores da DHT para um consumidor distante a 10 km do retificador.

	Fase A(%)	Fase B(%)	Fase C(%)
DHT	2,81	2,801	2,6811

Com estes dados, pode-se concluir que a instalação de um retificador trifásico com as características aqui mostradas, e no ponto de conexão escolhido, trariam efeitos negativos à QEE para o sistema como um todo. Os consumidores mais próximos deste ponto serão submetidos à formas de ondas com DHT além do estipulados pela legislação vigente (ANEEL, 2008). Fato este já esperado. Provavelmente estes consumidores sentirão os efeitos que as distorções harmônicas geram e que já foram apresentados e discutidos no Capítulo 2. Cabe lembrar que estes níveis de DHT foram gerados por apenas um retificador e que, geralmente em sistemas reais, podemos encontrar diversos equipamentos como este aqui modelado.

Capítulo 5

Conclusões

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.

Apresentados os termos e definições referentes à qualidade da energia associados à um sistema elétrico, neste trabalho, foram ressaltados os efeitos das distorções harmônicas de tensão e corrente na operação de alguns dispositivos usualmente encontrados nas redes elétricas. Também foi dado foco ao fenômeno da flutuação de tensão, cujo efeito direto se traduz no *flicker* e/ou cintilação luminosa.

Como citado no capítulo 2, a ANEEL (2008) classifica como situação crítica, os valores de Pst maiores que 2. Cabe relembrar que os valores obtidos para o modelo do FEA, no PAC, estão em torno de 10. Já com relação ao nível de distorção harmônica total da tensão, o valor obtido para o modelo do retificador foi de 8,7123%. Conforme ANEEL (2008), para tensões entre 1 kV até 13,8 kV o valor de referência para DHT da tensão é de 8%. Conclui-se então que, para uma situação prática, a instalação de ambos os equipamentos, com estes parâmetros e neste sistema, resultaria em distúrbios de QEE. Ressalta-se então a grande vantagem da simulação computacional, visto que esta permite analisar previamente situações, ou mudanças, e até mesmo, verificar a viabilidade de possíveis instalações de equipamentos sobre o sistema em análise.

Cabe ressaltar que além da análise voltada para a QEE, a modelagem e a simulação de

situações operativas de interesse sobre o SEP também foi ponto de destaque no trabalho. Por terem sido usados dados reais oriundos de um sistema de uma concessionária regional, como os de potência e características técnicas dos transformadores, impedâncias das linhas, bancos de capacitores e consumidores, os resultados exibidos se aproximam e muito aos encontrados em campo. Sendo assim, além dos resultados em específicos obtidos, o sistema como tal poderá servir de base para tantos outros trabalhos afins.

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 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.

Referências Bibliográficas

- ANEEL (2007). Agência nacional de energia elétrica. <http://www.aneel.gov.br/>, Último acesso em 08/10/2010.
- ANEEL (2008). Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (prodist). *Módulo 8*, 15–17; 19–22.
- COURY, D. V., M. OLESKOVICZ, e R. GIOVANNI (2007). *Proteção Digital de Sistemas Elétricos de Potência: dos relês eletromecânicos aos microprocessadores inteligentes*. São Carlos, SP.
- DECKMANN, S. (2004). *Curso Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica*. Campinas, SP.: DSCE, FEEC.
- DIAS, G. A. D. (2002). *Harmônicas em Sistemas Industriais* (2 ed.). EDIPUCRS.
- DUGAN, R. C., M. F. MCGRANAGHAN, S. SANTOSO, e W. H. BEATY (2002). *Electrical Power System Quality* (2 ed.). McGraw-Hill.
- ELETRONICS, S. (2003). Flickermeter simulator according iec 61000-4-15. Flickermeter Simulator according IEC 61000-4-15.
- FORRESTER, J. (1961). *Industrial Dynamics*. Portland, Oregon, EUA.: Productivity Press.
- GAVIRA, M. D. O. (2003). Simulação computacional como uma ferramenta de aquisição de conhecimento. *Escola de Engenharia de São Carlos, Departamento de Engenharia de Produção Dissertação de Mestrado*.
- HANZELKA, Z. e A. BIEN (2005). *Distúrbios de Tensão. Medição de cintilamento*. AGH University os Science and Technology.
- HORTON, R. (2009). A time-domain ac electric arc furnace model for flicker planning studies. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY* 24, 1450–1457.

IEC60868 (1986). *Flickermeter, Functional and Design Specifications.*

MOHAN, N. (1990). *Computer Exercises for Power Electronics Education.* Departament of Electrical Engineering, University of Minessota.

NAYLOR, T. (1971). *Computer simulation experimets with models of economic systems.* John Wiley & Sons.

OLESKOVICZ, M. (2007). *Apostila de Qualidade da Energia Elétrica.* Escola de Engenharia de São Carlos, Departamento de Engenharia Elétrica.

PASCHKIS e PERSSON (1960). *Industrial Electric Furnaces and Appliances.* Interscience Publishers.

PRIKLER, L. e H. K. HØIDALEN (1997). *Alternative Transient Program - RULE BOOK.* Leuven EMTP Center.

STEVENSON JUNIOR, W. D. (1974). *Elementos de análise de Sistemas de Potência* (4 ed.). São Paulo: Mcgraw-Hill do Brasil.

VIDAL, E. L. F. (2005). Nova topologia para reduzir o conteúdo harmônico, gerado pelas pontes retificadoras trifásicas a diodos, por meio do método de injeção da terceira harmônica. Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC.

Apêndice A

Algoritmo MatLAB para estimar Pst

Conteúdo

- Configuração
- Verificar entradas
- Bloco 1: Adaptador da tensão de entrada
- Bloco 2: Demodulador quadrático
- Bloco 3: Filtro passa banda
- Bloco 4: Quadrando e suavizando
- Bloco 5: Ponderação estatística
- Saída gráfica opcional
- Subfunção: Ponderar percentualmente

```

function [P_st, s] = flicker_sim(u, fs, f_line)

% flicker_sim - Flickermeter Simulator according IEC 61000-4-15
%
% [P_st, s, cpf] = flicker_sim(u, fs, f_line)
%
% This function implements a flickermeter according [1] and [2].
% Requires MATLAB with Signal Processing Toolbox installed or Octave.
% For more information refer to [3].
%
% Inputs:

```

```

% u:      vector of voltage samples
% fs:      sampling frequency of u in Hz (should be >= 2000)
% f_line: line frequency in Hz (must be 50 or 60 Hz)
%
% Outputs:
% P_st:  short term flicker
% s:      instantaneous flicker severity
%=====
% References:
% [1] IEC 61000-4-15, Electromagnetic compatibility (EMC), Testing and
%     measurement techniques, Flickermeter, Edition 1.1, 2003-02
% [2] Wilhelm Mombauer: "Messung von Spannungsschwankungen und Flickern mit
%     dem IEC-Flickermeter", ISBN 3-8007-2525-8, VDE-Verlag
% [3] http://www.solcept.ch/en/embedded-tools/flickersim.html
%=====
% (c) Copyright 2009 Solcept AG
% Distributed under the Boost Software License, Version 1.0. (See accompanying
% file LICENSE_1_0.txt or copy at http://www.boost.org/LICENSE\_1\_0.txt)
%=====

```

Configuração

```

SHOW_TIME_SIGNALS      = 1; % enable to plot signals
SHOW_CUMULATIVE_PROBABILITY = 0; % enable to plot the statistical
SHOW_FILTER_RESPONSES      = 0; % enable to plot the filter responses
IS_OCTAVE = exist('OCTAVE_VERSION') ~= 0;

```

Verificar entradas

```

if (nargin ~= 3)
    error('Invalid number of arguments');
end

if (~isvector(u))

```

```

    error('First input argument must be a vector');
end

% convert to row vector if needed
u = reshape(u, 1, length(u));

if ((f_line ~= 50) && (f_line ~= 60))
    error('Line frequency must be 50 or 60 Hz');
end

if (fs < 2000)
    warning('Sampling frequency should be >= 2000 Hz');
end

Error using ==> flicker_sim at 42
Invalid number of arguments

```

Bloco 1: Adaptador da tensão de entrada

```

% remove DC component
u = u - mean(u);

% normalize input (scale with peak-amplitude value)
u_rms = sqrt(mean(u.^2));
u = u / (u_rms * sqrt(2));

```

Bloco 2: Demodulador quadrático

```
u_0 = u .^ 2;
```

Bloco 3: Filtro passa banda

```

% bandpass filter

HIGHPASS_ORDER  = 1;
HIGHPASS_CUTOFF = 0.05;

```

```
LOWPASS_ORDER = 6;
if (f_line == 50)
    LOWPASS_CUTOFF = 35;
end
if (f_line == 60)
    LOWPASS_CUTOFF = 42;
end

% subtract DC component to limit filter transients at start of simulation
u_0_ac = u_0 - mean(u_0);

[b_hp, a_hp] = butter(HIGHPASS_ORDER, HIGHPASS_CUTOFF / (fs / 2), 'high');
u_hp = filter(b_hp, a_hp, u_0_ac);

% smooth start of signal to avoid filter transient at start of simulation
smooth_limit = min(round(fs / 10), length(u_hp));
u_hp(1 : smooth_limit) = u_hp(1 : smooth_limit) .* linspace(0, 1, smooth_limit);

[b_bw, a_bw] = butter(LOWPASS_ORDER, LOWPASS_CUTOFF / (fs / 2), 'low');
u_bw = filter(b_bw, a_bw, u_hp);

% weighting filter

if (f_line == 50)
    K = 1.74802;
    LAMBDA = 2 * pi * 4.05981;
    OMEGA1 = 2 * pi * 9.15494;
    OMEGA2 = 2 * pi * 2.27979;
    OMEGA3 = 2 * pi * 1.22535;
    OMEGA4 = 2 * pi * 21.9;
end
if (f_line == 60)
```

```

K = 1.6357;
LAMBDA = 2 * pi * 4.167375;
OMEGA1 = 2 * pi * 9.077169;
OMEGA2 = 2 * pi * 2.939902;
OMEGA3 = 2 * pi * 1.394468;
OMEGA4 = 2 * pi * 17.31512;
end

num1 = [K * OMEGA1, 0];
den1 = [1, 2 * LAMBDA, OMEGA1.^2];
num2 = [1 / OMEGA2, 1];
den2 = [1 / (OMEGA3 * OMEGA4), 1 / OMEGA3 + 1 / OMEGA4, 1];
if (IS_OCTAVE)
    [b_w, a_w] = bilinear(conv(num1, num2), conv(den1, den2), 1 / fs);
else
    [b_w, a_w] = bilinear(conv(num1, num2), conv(den1, den2), fs);
end

u_w = filter(b_w, a_w, u_bw);

```

Bloco 4: Quadrando e suavizando

```

LOWPASS_2_ORDER = 1;
LOWPASS_2_CUTOFF = 1 / (2 * pi * 300e-3); % time constant 300 msec
SCALING_FACTOR = 1238400; % scaling of output to perceptibility scale (according [2])

u_q = u_w .^ 2;

[b_lp, a_lp] = butter(LOWPASS_2_ORDER, LOWPASS_2_CUTOFF / (fs / 2), 'low');
s = SCALING_FACTOR * filter(b_lp, a_lp, u_q);

```

Bloco 5: Ponderação estatística

```

NUMOF_CLASSES = 10000;

```

```

[bin_cnt, cpf.magnitude] = hist(s, NUMOF_CLASSES);
cpf.cum_probability = 100 * (1 - cumsum(bin_cnt) / sum(bin_cnt));

p_50s = mean([get_percentile(cpf, 30), get_percentile(cpf, 50), get_percentile(cpf, 80)]);
p_10s = mean([get_percentile(cpf, 6), get_percentile(cpf, 8), ...
    get_percentile(cpf, 10), get_percentile(cpf, 13), get_percentile(cpf, 17)]);
p_3s = mean([get_percentile(cpf, 2.2), get_percentile(cpf, 3), get_percentile(cpf, 4)]);
p_1s = mean([get_percentile(cpf, 0.7), get_percentile(cpf, 1), get_percentile(cpf, 1.5)]);
p_0_1 = get_percentile(cpf, 0.1);

P_st = sqrt(0.0314 * p_0_1 + 0.0525 * p_1s + 0.0657 * p_3s + ...
    0.28 * p_10s + 0.08 * p_50s);

```

Saída gráfica opcional

```

% time signals
if (SHOW_TIME_SIGNALS)
    t = 0 : 1 / fs : (length(u) - 1) / fs;
    filter_len = round(10 / 1000 * fs);
    u_0_m = filter(ones(1, filter_len) / filter_len * 2, 1, u_0);

    figure
    clf
    subplot(2, 2, 1)
    hold on
    plot(t, u, 'b');
    plot(t, u_0, 'm');
    plot(t, u_hp, 'r');
    plot(t, u_0_m, 'c');
    hold off
    legend('u', 'u_0', 'u_h_p');
    grid on
    subplot(2, 2, 2)

```

```
hold on
plot(t, u_bw, 'b');
plot(t, u_w, 'm');
legend('u_b_w', 'u_w');
hold off
grid on
subplot(2, 2, 3)
plot(t, u_q, 'b');
legend('u_q');
grid on
subplot(2, 2, 4)
plot(t, s, 'b');
legend('s');
grid on
end

% cumulative probability function
if (SHOW_CUMULATIVE_PROBABILITY)
    figure
    clf
    plot(cpf.magnitude, cpf.cum_probability);
    grid
end

% frequency responses of filters
if (SHOW_FILTER_RESPONSES)
    [h_hp, f] = freqz(b_hp, a_hp, 4096, fs);
    [h_bw, f] = freqz(b_bw, a_bw, 4096, fs);
    [h_w, f] = freqz(b_w, a_w, 4096, fs);
    [h_lp, f] = freqz(b_lp, a_lp, 4096, fs);

    figure
    clf
```

```
subplot(2, 1, 1)
hold on
plot(f, abs(h_hp), 'b')
plot(f, abs(h_bw), 'r')
plot(f, abs(h_w), 'g')
plot(f, abs(h_lp), 'm')
hold off
grid
axis([0, 35, 0, 1]);

subplot(2, 1, 2)
hold on
plot(f, 180 / pi * unwrap(angle(h_hp)), 'b')
plot(f, 180 / pi * unwrap(angle(h_bw)), 'r')
plot(f, 180 / pi * unwrap(angle(h_w)), 'g')
plot(f, 180 / pi * unwrap(angle(h_lp)), 'm')
hold off
grid
axis([0, 35, -200, 300]);
end

end % end of function flicker_sim
```

Subfunção: Ponderar percentualmente

```
function val = get_percentile(cpf, limit)
[dummy, idx] = min(abs(cpf.cum_probability - limit));
val = cpf.magnitude(idx);
end
```

Apêndice B

Código ATP para modelo do Forno Elétrico a Arco

```

/MODELS
  MODELS
  OUTPUT
    XX0151 % Nome do nó que receberá o valor da saída do algoritmo. Fase A
    XX0149 % Nome do nó que receberá o valor da saída do algoritmo. Fase B
    XX0150 % % Nome do nó que receberá o valor da saída do algoritmo. Fase C
  MODEL FornoArco
    DATA Rmin, Rmax, m, frequencia, % Variáveis de entrada
    OUTPUT RarcA, RarcB, RarcC % Variáveis de saída
    VAR RarcA, RarcB, RarcC
    INIT % Valores iniciais para as variáveis
    RarcA:=0
    RarcB:=0
    RarcC:=0
  ENDINIT
  EXEC % Equações a seguir seguem o diagrama de bloco monofásico da Figura 4.2

```

RarcA:=[random()*[Rmax-Rmin]+Rmin]*[m*cos(2*PI*frequencia*t)+1]

RarcB:=[random()*[Rmax-Rmin]+Rmin]*[m*cos(2*PI*frequencia*t)+1]

RarcC:=[random()*[Rmax-Rmin]+Rmin]*[m*cos(2*PI*frequencia*t)+1]

ENDEXEC

ENDMODEL

USE FornoArco AS Default

DATA % Valores apresentados na janela TACS do ATPDraw

Rmin:= 0.5

Rmax:= 12.

m:= 0.2

frequencia:= 10.

OUTPUT % Nome das resistências de saída

XX0151:=RarcA

XX0149:=RarcB

XX0150:=RarcC

ENDUSE

ENDMODELS

Apêndice C

Código ATP para o modelo do retificador

C - - % Pequenas resistências em série com os diodos superiores 00POSA POSP 0.01

00POSB POSP 0.01

00POSC POSP 0.01

C ----- % Snnubers 00POSP VA

00POSP VB POSP VA

00POSP VC POSP VA

00VA NEG POPSP VA

OOVB NEG POSP VA

00VC NEG POSP VA

C - - % Lado DC do retificador 00POSP POS 0.005 0.5

00POS NEG 500.0

00NEG POS 16.5

C - -

00POSP NEG 1.0E+9

BLANK RECORD ENDING BRANCHES

C - - % Seis diodos 11VA POSA

11VB POSB

11VC POSC

11NEG VA

11NEG VB

11NEG VC

BLANK RECORD ENDING SWITCHES

C - - % Condições iniciais 2POS 140.0

2NEG -140.0

3POS NEG 280.0

C - - % Variáveis de saída para gerar oscilografia VSA VSB VSC

BLANK RECORD ENDING NODE VOLTAGE OUTPUT