

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

(capa dura)

ANÁLISE DA QUALIDADE DA TENSÃO NO PONTO DE CONEXÃO DE UMA
FÁBRICA DE ALUMÍNIO COM O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

ALLAN RODRIGO ARRIFANO MANITO

DM 18 / 2009

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ALLAN RODRIGO ARRIFANO MANITO

ANÁLISE DA QUALIDADE DA TENSÃO NO PONTO DE CONEXÃO DE UMA
FÁBRICA DE ALUMÍNIO COM O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

DM 18 / 2009

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará
2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ALLAN RODRIGO ARRIFANO MANITO

ANÁLISE DA QUALIDADE DA TENSÃO NO PONTO DE CONEXÃO DE UMA
FÁBRICA DE ALUMÍNIO COM O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Dissertação submetida à
Banca Examinadora do
Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica da
UFPA para a obtenção do
Grau de Mestre em
Engenharia Elétrica

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE DA QUALIDADE DA TENSÃO NO PONTO DE CONEXÃO DE UMA
FÁBRICA DE ALUMÍNIO COM O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

AUTOR: ALLAN RODRIGO ARRIFANO MANITO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA A AVALIAÇÃO DA BANCA
EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL
DO PARÁ E JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE
MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE
ENERGIA ELÉTRICA

APROVADA EM: 09 / 09 / 2009

BANCA EXAMINADORA:

Profa. Dra. Maria Emilia de Lima Tostes
(ORIENTADORA – UFPA)

Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra
(MEMBRO – UFPA)

Prof. Dra. Carminda Célia Moura de Moura Carvalho
(MEMBRO – UFPA)

Prof. Dra. Ruth Pastôra Saraiva Leão
(MEMBRO – UFC)

VISTO:

Prof. Dr. Marcus Vinicius Alves Nunes
(COORDENADOR DO PPGE / ITEC / UFPA)

AGRADECIMENTOS

À Deus pelas vitórias que me permitiu alcançar.

Aos meus pais, Carlos e Maria, pelo amor e educação que me deram sem medir esforços.

À minha irmã Aline pelo incentivo e apoio dado, e principalmente ao meu irmão Alex, pelas ajudas com relação à programação computacional.

À todo o pessoal do Labquali, sem os quais este trabalho não seria possível.

Aos meus amigos, pelos momentos compartilhados, felizes ou tristes, mostrando amizade verdadeira e sincera.

À professora Dr^a. Maria Emília de Lima Tostes pela orientação segura no desenvolvimento desta dissertação.

À professora Dr^a. Carminda Célia Moura de Moura Carvalho pelos conhecimentos transmitidos, e principalmente pela ajuda na parte da modelagem computacional.

Ao professor Dr. Ubiratan Holanda Bezerra pelos esclarecimentos das dúvidas referentes à simulação computacional.

Ao pessoal do CEPEL pelos esclarecimentos a respeito do software HarmZs.

Ao ONS pela orientação referente aos procedimentos de rede.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	ix
LISTA DE TABELAS.....	xiv
RESUMO.....	xv
ABSTRACT.....	xvi
CAPÍTULO 1.....	1
INTRODUÇÃO.....	1
1.1 – Considerações Iniciais.....	1
1.2 – O estado da Arte.....	2
1.3 – Estrutura do Trabalho.....	6
CAPÍTULO 2.....	8
INDICADORES DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA NO CONTEXTO DA REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NACIONAL.....	8
2.1 – Introdução.....	8
2.2 – Qualidade da Energia Elétrica (QEE).....	8
2.2.1 – Flutuação de Tensão.....	9
2.2.2 – Desequilíbrio de Tensão.....	12
2.2.3 – Harmônicos.....	13
2.2.3.1 – Cargas Não-Lineares.....	14
2.2.3.2 – Sequência dos Harmônicos.....	16
2.2.3.3 – Análise de Fourier.....	18
2.2.3.4 – Efeitos dos Harmônicos no Sistema Elétrico.....	22
2.3 – O Operador Nacional do Sistema Elétrico.....	29
2.3.1 – Considerações Iniciais.....	29
2.3.2 – Submódulo 2.8-Gerenciamento dos Indicadores de Desempenho da Rede Básica e de Seus Componentes.....	31
2.3.3 – Indicadores de Desempenho da Rede Básica.....	35
2.3.3.1 – Flutuação de Tensão.....	35
2.3.3.2 – Desequilíbrio de Tensão.....	37
2.3.3.3 – Distorção Harmônica de Tensão.....	37

2.3.4 – Gerenciamento dos Indicadores de Desempenho.....	39
2.4 – Conclusões.....	40
CAPÍTULO 3.....	42
INDÚSTRIAS DE ALUMÍNIO.....	42
3.1 – Introdução.....	42
3.2 – O Processo de Obtenção do Alumínio.....	43
3.3 – Retificadores.....	45
3.3.1 – Retificadores Trifásicos.....	45
3.3.1.1 – Retificadores Trifásicos a Diodo.....	46
3.3.1.2 – Retificadores Trifásicos a Tiristor.....	48
3.3.2 – Associação de Retificadores.....	50
3.4 – Transformador Retificador.....	51
3.5 – Harmônicos Característicos Gerados por Indústrias de Alumínio.....	53
3.6 – A Técnica de Multi-Pulsos.....	54
3.7 – O Sistema Elétrico da ALBRAS.....	58
3.7.1 – O Sistema de 72 Pulsos.....	62
3.8 – Conclusões.....	65
CAPÍTULO 4.....	66
A CAMPANHA DE MEDIÇÃO.....	66
4.1 – Introdução.....	66
4.2 – Escolhas dos Pontos de Medição.....	66
4.3 – Configurações do Sistema da ALBRAS.....	67
4.4 – Registradores de Qualidade da Energia Utilizados.....	67
4.5 – Tratamento dos Dados.....	69
4.5.1 – A Ferramenta Estatística Percentil.....	69
4.6 – Análises dos Resultados.....	71
4.6.1 – Análises dos Sete Dias de Medição.....	72
4.6.1.1 – Flutuação de Tensão.....	72
4.6.1.2 – Desequilíbrio de Tensão.....	77
4.6.1.3 – Distorção Harmônica de Tensão.....	79
4.6.2 – Análises das Contingências.....	82
4.6.2.1 – Retirada do Retificador 20.....	82

4.6.2.2 – Retirada dos Filtros de 5ª e 7ª ordens da Redução II.....	86
4.6.2.3 – Retirada dos Retificadores 9 da Redução II e 18 da Redução III.....	90
4.6.2.4 – Retirada dos Filtros de 5ª e 7ª Ordens das Reduções II e III..	95
4.6.2.5 – Retirada do Retificador 9 e dos Filtros de 5ª e 7ª Ordens da Redução II.....	99
4.7 – Conclusões.....	103
 CAPÍTULO 5.....	 105
ANÁLISE COMPUTACIONAL.....	105
5.1 – Introdução.....	105
5.2 – Determinação da Máxima Distorção Harmônica de Tensão Através do Método do Lugar Geométrico da Admitância.....	105
5.3 – Implementação Computacional.....	108
5.3.1 – Cálculo das Impedâncias Harmônicas do Sistema Externo.....	110
5.3.2 – Determinação do Equivalente Norton.....	113
5.3.2.1 – Modelagem do Sistema da ALBRAS.....	113
5.3.2.2 – Cálculo das Impedâncias de Norton.....	116
5.3.2.3 – Cálculo da Corrente de Norton.....	117
5.3.3 – Construção do L.G e Determinação da Máxima Distorção de Tensão.....	118
5.4 – Resultados.....	121
5.5 – Conclusões.....	129
 CAPÍTULO 6.....	 130
CONCLUSÕES.....	130
6.1 – Considerações Finais.....	130
6.2 – Sugestões Para Trabalhos Futuros.....	132
 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	 133
 ANEXO 1.....	 139

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Exemplos de flutuações de tensões.....	10
Figura 2.2 – Blocos do medidor de cintilação.....	11
Figura 2.3 – Sistema desequilibrado representado por componentes simétricas.....	13
Figura 2.4 – Relação entre tensão e corrente num circuito formado por elementos lineares.....	14
Figura 2.5 – Relação entre tensão e corrente num circuito formado por elementos não-lineares.....	15
Figura 2.6 – Corrente harmônica fluindo através da impedância do sistema....	16
Figura 2.7 – Onda distorcida decomposta em seus harmônicos.....	19
Figura 2.8 – Forma de onda da corrente absorvida por uma carga não-linear não-simétrica monofásica.....	20
Figura 2.9 – Espectro da corrente absorvida por uma carga não-linear não-simétrica monofásica.....	20
Figura 2.10 – Forma de onda da corrente absorvida por uma carga não-linear simétrica monofásica.....	21
Figura 2.11 – Espectro da corrente absorvida por uma carga não-linear simétrica monofásica.....	21
Figura 2.12 – Redes do sistema interligado nacional.....	32
Figura 3.1 – Etapas do processo de produção do alumínio.....	44
Figura 3.2 – Cuba eletrolítica de uma redução de alumínio.....	44
Figura 3.3 – Cubas eletrolíticas em série.....	45
Figura 3.4 – Diagrama do circuito retificador trifásico de onda completa.....	47
Figura 3.5 – Forma de onda da tensão de saída de um retificador trifásico de onda completa.....	47
Figura 3.6 – Diagrama de um retificador trifásico semicontrolado.....	48
Figura 3.7 – Diagrama de um retificador trifásico totalmente controlado.....	49
Figura 3.8 – Variação da tensão de saída em função do ângulo α de um retificador trifásico totalmente controlado.....	49
Figura 3.9 – Associação em série de retificadores.....	50

Figura 3.10 – Associação em paralelo de retificadores.....	51
Figura 3.11 – Topologias de circuitos para transformador retificador.....	52
Figura 3.12 – Forma de onda em uma das fases de um transformador retificador da ALBRAS.....	46 54
Figura 3.13 – Espectro de corrente no primário do transformador retificador....	54
Figura 3.14 – Dois conversores isolados de seis pulsos combinados para formar uma corrente de 12 pulsos no ponto de acoplamento comum.....	48 55
Figura 3.15 – Comportamento da 5ª harmônica com uma defasagem do vetor fundamental igual a φ	50 57
Figura 3.16 – Dois conversores de seis pulsos conectados, combinados para formar uma corrente de 12 pulsos no ponto de acoplamento comum.....	50 57
Figura 3.17 – Três conversores de seis pulsos combinados para formar uma corrente de 18 pulsos no ponto de acoplamento comum.....	58 52
Figura 3.18 – Sistema elétrico da ALBRAS.....	61
Figura 3.19 – Configuração do sistema ALBRAS-reduções I e II.....	63
Figura 3.20 – Configuração do sistema ALBRAS-reduções III e IV.....	64
Figura 4.1 – Gráfico de linha mostrando a tendência dos valores de Pst medidos na fase A.....	56 72
Figura 4.2 – Histograma com valores de Pst medidos na fase A.....	73
Figura 4.3 – Gráfico de linha mostrando a tendência dos valores de Pst medidos na fase B.....	58 73
Figura 4.4 – Histograma com valores de Pst medidos na fase B.....	73
Figura 4.5 – Gráfico de linha mostrando a tendência dos valores de Pst medidos na fase C.....	74
Figura 4.6 – Histograma com valores de Pst medidos na fase C.....	74
Figura 4.7 – Gráfico de linha mostrando a tendência dos valores de Plt medidos na fase A.....	61 75
Figura 4.8 – Histograma com valores de Plt medidos na fase A.....	75
Figura 4.9 – Gráfico de linha mostrando a tendência dos valores de Plt medidos na fase B.....	61 75
Figura 4.10 – Histograma com valores de Plt medidos na fase B.....	76
Figura 4.11 – Gráfico de linha mostrando a tendência dos valores de Plt medidos na fase C.....	61 76

Figura 4.12 – Histograma com valores de Plt medidos na fase C.....	764
Figura 4.13 – Gráfico de linha mostrando a tendência do indicador K.....	78
Figura 4.14 – Histograma do indicador K.....	786
Figura 4.15 – Gráfico de linha mostrando a tendência dos valores de DTHT na fase A.....	797
Figura 4.16 – Histograma com valores de DTHT medidos na fase A.....	799
Figura 4.17 – Gráfico de linha mostrando a tendência dos valores de DTHT na fase B.....	80
Figura 4.18 – Histograma com valores de DTHT medidos na fase B.....	800
Figura 4.19 – Gráfico de linha mostrando a tendência dos valores de DTHT na fase C.....	800
Figura 4.20 – Histograma com valores de DTHT medidos na fase C.....	812
Figura 4.21 – Gráfico de coluna do indicador K.....	822
Figura 4.22 – Gráfico de coluna da DTHT na fase A.....	83
Figura 4.23 – Gráfico de coluna da DTHT na fase B.....	83
Figura 4.24 – Gráfico de coluna da DTHT na fase C.....	83
Figura 4.25 – Gráfico de coluna do Pst na fase A.....	84
Figura 4.26 – Gráfico de coluna do Pst na fase B.....	84
Figura 4.27 – Gráfico de coluna do Pst na fase C.....	85
Figura 4.28 – Gráfico de coluna do Plt na fase A.....	85
Figura 4.29 – Gráfico de coluna do Plt na fase B.....	85
Figura 4.30 – Gráfico de coluna do Plt na fase C.....	86
Figura 4.31 – Gráfico de coluna do indicador K.....	86
Figura 4.32 – Gráfico de coluna da DTHT na fase A.....	87
Figura 4.33 – Gráfico de coluna da DTHT na fase B.....	87
Figura 4.34 – Gráfico de coluna da DTHT na fase C.....	88
Figura 4.35 – Gráfico de coluna do Pst na fase A.....	88
Figura 4.36 – Gráfico de coluna do Pst na fase B.....	89
Figura 4.37 – Gráfico de coluna do Pst na fase C.....	89
Figura 4.38 – Gráfico de coluna do Plt na fase A.....	89
Figura 4.39 – Gráfico de coluna do Plt na fase B.....	90
Figura 4.40 – Gráfico de coluna do Plt na fase C.....	90
Figura 4.41 – Gráfico de coluna do indicador K.....	91

Figura 4.42 – Gráfico de coluna da DTHT na fase A.....	91
Figura 4.43 – Gráfico de coluna da DTHT na fase B.....	92
Figura 4.44 – Gráfico de coluna da DTHT na fase C.....	92
Figura 4.45 – Gráfico de coluna do Pst na fase A.....	93
Figura 4.46 – Gráfico de coluna do Pst na fase B.....	93
Figura 4.47 – Gráfico de coluna do Pst na fase C.....	93
Figura 4.48 – Gráfico de coluna do Plt na fase A.....	94
Figura 4.49 – Gráfico de coluna do Plt na fase B.....	94
Figura 4.50 – Gráfico de coluna do Plt na fase C.....	94
Figura 4.51 – Gráfico de coluna do indicador K.....	95
Figura 4.52 – Gráfico de coluna da DTHT na fase A.....	96
Figura 4.53 – Gráfico de coluna da DTHT na fase B.....	96
Figura 4.54 – Gráfico de coluna da DTHT na fase C.....	96
Figura 4.55 – Gráfico de coluna do Pst na fase A.....	97
Figura 4.56 – Gráfico de coluna do Pst na fase B.....	97
Figura 4.57 – Gráfico de coluna do Pst na fase C.....	98
Figura 4.58 – Gráfico de coluna do Plt na fase A.....	98
Figura 4.59 – Gráfico de coluna do Plt na fase B.....	98
Figura 4.60 – Gráfico de coluna do Plt na fase C.....	99
Figura 4.61 – Gráfico de coluna do indicador K.....	99
Figura 4.62 – Gráfico de coluna da DTHT na fase A.....	100
Figura 4.63 – Gráfico de coluna da DTHT na fase B.....	100
Figura 4.64 – Gráfico de coluna da DTHT na fase C.....	101
Figura 4.65 – Gráfico de coluna do Pst na fase A.....	101
Figura 4.66 – Gráfico de coluna do Pst na fase B.....	102
Figura 4.67 – Gráfico de coluna do Pst na fase C.....	102
Figura 4.68 – Gráfico de coluna do Plt na fase A.....	102
Figura 4.69 – Gráfico de coluna do plt na fase B.....	103
Figura 4.70 – Gráfico de coluna do plt na fase C.....	103
Figura 5.1 – Representação do equivalente Norton com o LG da rede básica..	106
Figura 5.2 – Lugar geométrico de admitância e os parâmetros necessários para determinação de $Y_{h\min}$	109
Figura 5.3 – Interrelações entre os programas utilizados.....	109

Figura 5.4 – Interface do programa mostrando a abertura de um caso.....	110
Figura 5.5 – Interface do programa para estudo de resposta em frequência.....	111
Figura 5.6 – Esquema base utilizado na modelagem.....	115
Figura 5.7 – Modelagem utilizada para determinação da corrente de Norton....	117
Figura 5.8 – Pontos de admitância de 5ª ordem do sistema externo.....	119
Figura 5.9 – Lugar geométrico das admitâncias de 5ª ordem do sistema externo.....	120
Figura 5.10 – Lugar geométrico das admitâncias de 9ª ordem do sistema externo.....	122
Figura 5.11 – Parte específica do lugar geométrico das admitâncias de 9ª ordem do sistema externo.....	123
Figura 5.12 – Lugar geométrico das admitâncias de 10ª ordem do sistema externo.....	123
Figura 5.13 – Parte específica do lugar geométrico das admitâncias de 10ª ordem do sistema externo.....	124
Figura 5.14 – Lugar geométrico das admitâncias de 11ª ordem do sistema externo.....	124
Figura 5.15 – Parte específica do lugar geométrico das admitâncias de 11ª ordem do sistema externo.....	125
Figura 5.16 – Lugar geométrico das admitâncias de 12ª ordem do sistema externo.....	125
Figura 5.17 – Parte específica do lugar geométrico das admitâncias de 12ª ordem do sistema externo.....	126

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Ordem, frequência e sequência dos harmônicos.....	18
Tabela 2.2 – Efeito das distorções harmônicas.....	26
Tabela 2.3 – Indicadores de desempenho da rede básica.....	33
Tabela 2.4 – Limites globais inferior e superior para flutuação de tensão.....	35
Tabela 2.5 – Valores recomendados para Fatores de Transferência (FT).....	36
Tabela 2.6 – Limites globais inferior e superior para flutuação de tensão em barramentos de 230 kV.....	36
Tabela 2.7 – Limites individuais de flutuação de tensão.....	36
Tabela 2.8 – Limites individuais de flutuação de tensão para barramentos de 230 kV.....	36
Tabela 2.9 – Limites para desequilíbrio de tensão.....	37
Tabela 2.10 – Limites globais inferiores de tensão em porcentagem da tensão fundamental.....	38
Tabela 2.11 – limites individuais em porcentagem da tensão fundamental.....	38
Tabela 4.1 – Características do analisador RQE III-P.....	68
Tabela 4.2 – Tabela contendo os sete valores de PstD95% de cada fase durante os sete dias e o valor de PltS95%.....	77
Tabela 4.3 – Tabela contendo os sete valores de Kd95% e o valor de KS95%	78
Tabela 4.4 – Tabela com os indicadores de distorção harmônica.....	81
Tabela 5.1 – Valores de distorção harmônica de tensão para o caso 1.....	122
Tabela 5.2 – Distorções de tensão desconsiderando o lugar geométrico para o caso 1.....	126
Tabela 5.3 – Valores de distorção harmônica de tensão para o caso 2.....	127
Tabela 5.4 – Distorções de tensão desconsiderando o lugar geométrico para o caso 2.....	128
Tabela 5.5 – Valores de distorção harmônica de tensão para o caso 3.....	129

RESUMO

Apresenta-se neste trabalho uma análise da qualidade da tensão no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) entre uma indústria de alumínio e o sistema interligado nacional, de modo a avaliar o impacto produzido por esta instalação na rede básica no que diz respeito aos fenômenos de flutuação de tensão, desequilíbrio de tensão e distorção harmônica de tensão. Os dados dos distúrbios da qualidade da energia citados anteriormente foram coletados através de uma campanha de medição com duração de 7 dias consecutivos, solicitada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em casos de cargas conectadas à rede básica que apresentem características não-lineares, como é o caso das indústrias de alumínio. Adicionalmente, um estudo computacional visando determinar os valores máximos de distorção harmônica de tensão no PAC é apresentado com o intuito de completar as análises via campanha de medição. Os programas computacionais utilizados para a realização do estudo foram o HarmZs do CEPEL e o Matlab 7.0.

PALAVRAS-CHAVES: Qualidade da Energia Elétrica, Flutuação de Tensão, Desequilíbrio de Tensão, Distorção Harmônica de Tensão.

ABSTRACT

In this work, it is presented an analysis of the voltage quality at the Point of Common Coupling (PCC) of an aluminum industry plant with the national grid in order to evaluate the impact of this facility in the grid regarding the voltage fluctuation, voltage unbalance and voltage harmonic distortion. The data of the power quality disturbances cited above were collected through a measurement campaign over a period of 7 consecutive days, as requested by the National Electric System Operator (ONS) for cases of loads connected to the grid which have nonlinear characteristics, such as aluminum plants. Additionally, a computational study to determine the maximum values of voltage harmonic distortion at the PCC is presented in order to complete the analysis made by the measurement campaign. The computational programs used for the study were the HarmZs of CEPEL and Matlab 7.0.

KEYWORDS: Power Quality, Voltage Fluctuation, Voltage Unbalance, Voltage Harmonic Distortion.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 – Considerações Iniciais

A preocupação com relação à qualidade da energia elétrica vem crescendo ultimamente, tanto por parte das concessionárias de energia quanto pelos consumidores finais. Essa preocupação foi provocada, em parte, pelo processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, onde há o estabelecimento de um modelo comercial competitivo. Nesse novo modelo, o termo qualidade de energia elétrica não se restringe tão somente à continuidade do fornecimento de energia, mas também à qualidade da tensão oferecida pelas empresas de transmissão e distribuição e da corrente, solicitada pelos consumidores.

No cenário do novo setor elétrico brasileiro as indústrias conectadas diretamente à rede básica se viram obrigadas a respeitar certos limites de modo a não afetar o sistema interligado no que diz respeito a fenômenos relacionados à qualidade de energia. Nesse contexto estão as indústrias de alumínio, que por necessitar de altos valores de corrente contínua para obtenção de seu produto final, estão propensas a ocasionar distúrbios no sistema, principalmente no que diz respeito às distorções de tensão, as quais são consequência da circulação de harmônicos de corrente provenientes da grande quantidade de retificadores presentes nesse tipo de instalação. Portanto, cargas com essas características precisam ser monitoradas a fim de se avaliar o impacto destas no Sistema Interligado Nacional (SIN).

O ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) tem, dentre suas atribuições, a responsabilidade de realizar o gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica do SIN, no que se refere à qualidade da energia elétrica (QEE). Dentre os indicadores a serem gerenciados encontram-se aqueles relativos à conformidade da forma de onda, e dentre estes a flutuação de tensão, o desequilíbrio de tensão e a distorção harmônica de tensão.

Para isso, o ONS solicita periodicamente campanhas de medição em barramentos onde há registros de reclamação ou quando da presença de cargas não-lineares cuja operação gere distúrbios na qualidade de energia.

O presente trabalho foi motivado pelo atendimento à solicitação do ONS associada à realização de análises quanto ao impacto da carga da ALBRAS (fábrica de alumínio localizada no município de Barcarena, no estado do Pará) na qualidade de tensão da rede elétrica, notadamente no que se refere à flutuação, desequilíbrio e distorção harmônica de tensão.

O estudo compreendeu duas etapas:

Na primeira foi realizada uma campanha de medição, onde foram apurados os indicadores de desempenho para as análises do impacto da indústria no sistema interligado. As medições oferecem uma avaliação do impacto da instalação considerando as condições sistêmicas em um presente momento, onde as informações obtidas permitem verificar o desempenho real, sem a necessidade da utilização de recursos de modelagem da rede elétrica que, como se sabe, retratam o efeito da instalação no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) de forma aproximada.

Por outro lado, em uma segunda etapa foram realizados estudos computacionais, recomendados pelo ONS, que possibilitam uma avaliação prospectiva do efeito da instalação, considerando condições N-1 internas e externas que não ocorrem necessariamente durante as campanhas de medição, ou seja, condições de contingências simples, como a retirada de um transformador, de uma linha de transmissão, de um retificador, etc. Portanto, ambas as etapas, medição e estudo, têm caráter complementar, pois se referem a momentos distintos, ou seja, a medição avalia o momento presente, enquanto o estudo avalia momentos futuros, além de condições de contingência que normalmente não ocorrem durante as medições.

1.2 – O Estado da Arte

O tema principal desenvolvido nesta dissertação, por se tratar de um assunto relativamente recente, ainda se encontra em poucos trabalhos. Neste tópico buscou-se apresentar algumas pesquisas na área do monitoramento da qualidade da energia em consumidores industriais, bem como análises harmônicas através de programas computacionais e estudos voltados para indústrias de alumínio. Dentre os trabalhos pesquisados, são apresentados alguns destes em sequência:

Ali Moshref e Shoaib Khan (1992) ^[1] realizaram um estudo de análise harmônica em uma indústria, mostrando os passos e os requerimentos computacionais necessários para esse tipo de análise, bem como os modelos dos componentes da rede para estudos de harmônicos. Além disso, foi discutido neste trabalho algumas técnicas de análise harmônica, como análise de redes transitórias (TNA), cálculos manuais, medições em campo e simulação digital.

No trabalho apresentado por Nelson C. de Jesus e João A. M. Neto, Laerte L. Piesanti e Edson L. Batista (2001) ^[2] foram discutidos métodos de identificação de distúrbios relacionados à qualidade da energia através da técnica de monitoramento. Segundo os autores, o monitoramento pode ser utilizado com os seguintes objetivos: caracterizar o desempenho do sistema, caracterizar problemas específicos, monitoramento como parte na melhoria da qualidade da energia. Além disso, são propostas metodologias para a determinação das origens dos distúrbios, onde são discutidos pontos de medição estratégicos para tal finalidade, como o PAC. Segundo os autores, os respectivos resultados das medições neste ponto específico podem identificar a direção e a propagação dos distúrbios, quando utilizados instrumentos e analisadores apropriados.

O novo modelo desverticalizado do setor elétrico brasileiro impõe que novas regras sejam estabelecidas. Neste contexto, o trabalho desenvolvido por Roberto J. R. Gomes, Dalton O. C. Brasil e José R. Medeiros (2001) ^[3] tem como objetivo apresentar as ações em curso no ONS na área da qualidade da energia elétrica, considerando os seguintes aspectos: indicadores de desempenho considerados, campanhas de medição desenvolvidas com o apoio do ONS e aspectos básicos do sistema de gestão da qualidade da energia elétrica.

Ricardo Penido D. Ross, Tatiana M. L. de Assis e Luciano Brasil (2001) ^[4] apresentaram os resultados de um projeto piloto realizado pela RGE (Rio Grande Energia) e pelo CEPEL que consistia na investigação da qualidade da energia elétrica em alguns consumidores industriais da RGE, a fim de assegurar a satisfação de seus grandes consumidores no que diz respeito à qualidade de energia fornecida. Neste estudo, os autores ressaltam a importância da qualidade da energia no novo cenário do setor elétrico

brasileiro, onde os diversos agentes do sistema estão sujeitos a penalizações caso não se encontrem dentro dos padrões estabelecidos.

Alécio B. Fernandes, Flávia M. C. Ferreira e Washington L. A. Neves (2001) ^[5] realizaram estudos de distorção harmônica em sistemas de transmissão, onde foi verificada a influência de diferentes representações de linhas de transmissão no estudo envolvendo o fenômeno da distorção harmônica. O estudo foi baseado em análises computacionais com o auxílio do software ATP em um sistema de duas barras e em outro de quatro barras, onde cada uma das linhas de transmissão foi modelada a parâmetros constantes e a parâmetros dependentes com a frequência, evidenciando, segundo os autores, a amplificação ou atenuação dos componentes harmônicos, sobretudo em altas frequências, provocadas pela utilização do modelo a parâmetros constantes.

O estudo realizado por Hermes R. P. M de Oliveira, Nelson C. de Jesus e Fausto B. Líbano (2001) ^[6] apresenta os resultados do monitoramento da qualidade da energia em um consumidor industrial atendido pela AES SUL – Distribuidora Gaúcha de Energia S/A, onde se verificou o comportamento das tensões no ponto de acoplamento comum, objetivando levantar o perfil da qualidade da tensão fornecida, bem como detectar as principais características das perturbações reclamadas pelo consumidor. O período de medição foi dividido em duas partes, cada uma com duração de uma semana, onde foram analisados distorções de tensão, desbalanço de tensão, entre outros indicadores de desempenho.

José C. B. de Andrade e Joana D. S. Corrêa (2001) ^[7] apresentaram um resumo dos índices de conformidade sugeridos por normas e recomendações e alguns protocolos de medição de distorções harmônicas, onde são definidas as janelas, intervalos e tempos de medição que deverão ser adotados para a apuração do indicador a ser comparado aos limites estabelecidos. Além disso, um tratamento estatístico utilizado na análise da medição de harmônicos, bem como um exemplo de medição são apresentados neste estudo.

Luiz Felipe Willcox de Souza e Ricardo Penido Dutt-Ross (2003) ^[8] apresentaram, a partir da monitoração e análise de quatro casos práticos, alguns resultados que contribuem para o entendimento de importantes questões envolvendo harmônicos nos sistemas elétricos, como a normalização

da medição, onde é ressaltada a necessidade de um protocolo de medição de harmônicos dos diferentes instrumentos e a alteração do consumo de energia devido à distorção harmônica de tensão.

Zimath S. L e Vieira G. R (2005) ^[9] apresentaram a norma IEC61000-4-30, publicada em 2003, que tinha como objetivo extinguir as indefinições em relação a como se medem os parâmetros da qualidade da energia.

Fernandes A. B, Lima A. C. S, Neves W. L. A e Carneiro Jr S (2005) ^[10] analisam o uso de modelos de linhas de transmissão ao se considerar ou não a dependência dos parâmetros com a frequência em estudos sobre qualidade da energia elétrica, nos domínios modal e de fases, comparando o desempenho destes.

Kagan e Schmidt (2005) ^[11] desenvolveram um software computacional para estudos de desequilíbrios e distorções harmônicas causadas pela inclusão de cargas especiais na rede elétrica, avaliando o impacto da inclusão dessas cargas na rede nos indicadores da qualidade da energia. Para a realização dos cálculos computacionais foram utilizados componentes de fase, tanto para os cálculos de desequilíbrio como para os cálculos de harmônicos, não baseando-se somente na representação da rede pelos componentes de sequência positiva, muito comum em aplicativos de simulações de harmônicos.

Araujo, Varricchio e Gomes (2005) ^[12] propuseram uma metodologia trifásica baseada em coordenadas de fase para análise de harmônicos em redes elétricas. A metodologia trifásica proposta é comparada com a monofásica por meio de estudos de comportamento harmônico em um sistema exemplo com e sem desequilíbrios, visando dessa forma determinar em quais casos as metodologias são equivalentes e em quais os resultados apresentam divergência significativa.

Dalton Brasil, Medeiros, Ross, Souza e Arruda (2005) ^[13] apresentaram as principais constatações obtidas na campanha piloto realizada em Taubaté, em Agosto de 2004, objetivando englobar situações particulares nesse tipo de campanha de medição, bem como as dificuldades em realizar o previsto no documento “Definição das Metodologias e Procedimentos às Campanhas de Medição dos Indicadores de Desempenho” do ONS.

Yokoyama, A. T (2006) ^[14] apresentou um estudo em uma indústria de alumínio, onde foi realizada uma mitigação dos elevados valores de

harmônicos presentes, os quais foram constatados que eram devidos a uma inversão de fases em um dos transformadores da indústria.

L. F. W. de Souza, R. P. D. Ross, J. R. Medeiros, D. O. C. Brasil (2007) ^[15] apresentaram as principais constatações e resultados obtidos nas campanhas de medição de indicadores de flutuação de tensão, desequilíbrio de tensão e harmônicos realizadas em subestações de diferentes agentes de transmissão. Foram apresentados também detalhes do processo, os medidores e seus algoritmos de medição (protocolos) e os diferentes tipos de transdutores de tensão utilizados.

1.3 – Estrutura do Trabalho

Para um gradual alcance dos objetivos do trabalho, os assuntos foram organizados em capítulos, contendo apenas as informações julgadas necessárias ao desenvolvimento das idéias, citando-se as referências bibliográficas mais relevantes a um posterior aprofundamento por parte do leitor.

No Capítulo 2 são apresentados alguns conceitos básicos sobre a qualidade de energia e alguns distúrbios associados à QEE, além de uma apresentação do ONS, onde são mostrados os indicadores de desempenho e as normas vigentes no Brasil.

No Capítulo 3 são apresentadas as características de uma indústria de alumínio, mostrando alguns dos principais equipamentos presentes e os harmônicos característicos produzidos por esse tipo de indústria. Adicionalmente é apresentado o sistema elétrico da ALBRAS.

No Capítulo 4 é apresentada a campanha de medição e os resultados obtidos durante os sete dias de medição. Neste capítulo são descritos os principais aspectos que envolvem esse tipo de atividade, como tipo de equipamento de medição, tipo de transdutor de tensão, além da explicação da ferramenta estatística utilizada para o cálculo do indicador de desempenho a ser comparado aos limites estabelecidos.

No Capítulo 5 é realizado um estudo envolvendo análises computacionais que servirão de complemento às análises obtidas por meio da campanha de medição. O estudo baseou-se na metodologia do lugar

geométrico das impedâncias a fim de se obter a máxima distorção no ponto de acoplamento entre a indústria e o sistema interligado.

No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões finais do trabalho e as sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

INDICADORES DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA NO CONTEXTO DA REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NACIONAL

2.1 – Introdução

A busca pela qualidade de energia vem tomando proporções cada vez maiores, uma vez que com o passar do tempo as cargas ficaram mais sensíveis aos distúrbios provenientes do sistema elétrico. Além disso, com o desenvolvimento da eletrônica de potência, houve um crescimento dos problemas envolvendo a QEE do sistema elétrico decorrente do surgimento de cargas não-lineares de elevada potência, instaladas muitas vezes na própria rede básica, deteriorando a qualidade de tensão e/ou corrente do barramento ao qual está conectada, causando operações indevidas em todas as cargas próximas da fonte de distúrbio.

Diante disso, torna-se importante a definição de indicadores de desempenho para avaliar a QEE do sistema elétrico. No Brasil, o responsável para tal avaliação é o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o qual estipula limites de conformidades para cada indicador, visando prevenir possíveis danos ao sistema ou agir de modo a adequar o sistema em padrões aceitáveis.

Neste capítulo será feita uma breve abordagem da QEE, principalmente no que diz respeito à flutuação de tensão, desequilíbrio de tensão e distorções harmônicas, mostrando seus respectivos conceitos, causas e efeitos no sistema elétrico. Adicionalmente é apresentado o ONS, evidenciando alguns aspectos relevantes ao estudo em questão.

2.2 – Qualidade da Energia Elétrica (QEE)

O termo qualidade da energia elétrica é utilizado para englobar todos os aspectos associados à amplitude, fase e frequência das formas de onda da tensão e corrente existentes nos sistemas elétricos. Um sistema elétrico estará dentro dos padrões da qualidade da energia caso não apresente distúrbios associados à QEE, ou pelo menos apresente em níveis aceitáveis. Os distúrbios podem resultar de condições transitórias no sistema, como

chaveamentos de bancos de capacitores, energização de transformadores e de condições em regime permanente, como instalações de cargas não-lineares.

As perturbações que provocam alterações na qualidade da energia de um sistema podem ser classificadas da seguinte forma: ^[16, 17]

- Variações de tensão:

- Transitórias;
- Curta duração;
- Sustentadas.

- Flutuações de tensão

- Desequilíbrios de tensão

- Variações de frequência:

- Momentâneas;
- Sustentadas.

- Ruídos

- Distorções harmônicas

A seguir serão abordados os indicadores da qualidade da energia que são exigidos nos estudos do ONS em casos de cargas não-lineares conectadas na Rede Básica.

2.2.1 – Flutuação de Tensão

Oriunda da partida de grandes motores, operação de fornos a arco, dentre outras fontes geradoras, a flutuação de tensão é caracterizada por variações no valor de pico ou eficaz da tensão na faixa entre 0,9 e 1,1 p.u do seu valor nominal e em frequências até 35 Hz. Em geral, as flutuações de tensão são classificadas em periódicas e aleatórias, dependendo do agente causador e de seu ciclo de trabalho.

A Figura 2.1 ilustra um exemplo de flutuação de tensão periódica, que pode ser causada pelo chaveamento de cargas resistivas, máquinas de solda ou processos controlados que exigem variações de potência abruptas e um exemplo de flutuação de tensão aleatória, ocasionada, por exemplo, por fornos a arco elétrico. ^[18]

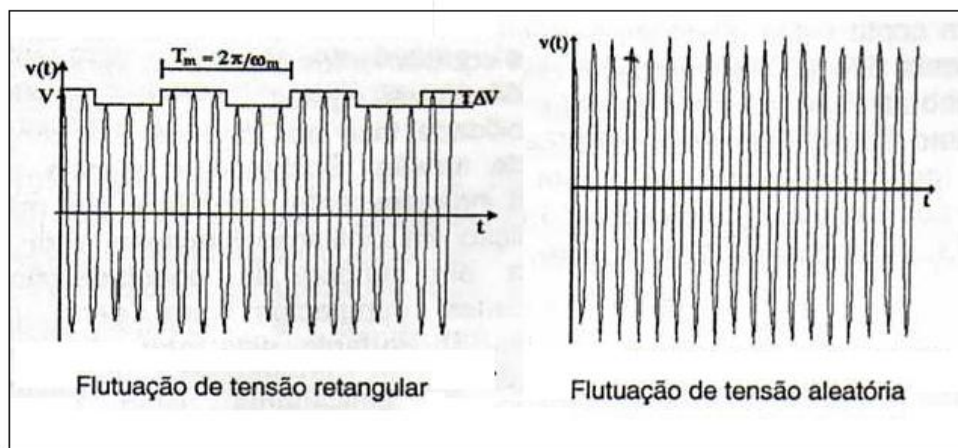


Figura 2.1 – Exemplos de flutuações de tensões

Os principais efeitos no Sistema Elétrico de Potência associados a essas oscilações são: ^[19]

- Oscilações de potência e torque das máquinas elétricas
- Queda de rendimento dos equipamentos elétricos
- Interferência nos sistemas de proteção
- Cintilação luminosa ou flicker

A flutuação de tensão é quantificada através dos níveis de variações luminosas percebidas pelo sistema visual humano (flicker). Segundo a norma IEC 61000-4-15 “Flickermeter – Functional and design specifications”, os níveis de severidade de cintilação associados à flutuação de tensão são quantificados pelos indicadores Pst e Plt:

- Indicador de Severidade de Cintilação de Curta Duração (Pst), que quantifica a severidade do flicker em períodos de 10 minutos e se aplica à avaliação do impacto de flutuações causadas por cargas individuais com ciclo de operação curto;

- Indicador de Severidade de Cintilação de Longa Duração (Plt), que quantifica a severidade do flicker em períodos de duas horas e se aplica à avaliação do impacto de flutuações causadas pelo efeito combinado de diversas cargas operando aleatoriamente (ex. soldas elétricas, motores) ou de cargas individuais com ciclos de operação longos.

A Figura 2.2 resume como é obtido o indicador Pst. ^[18]

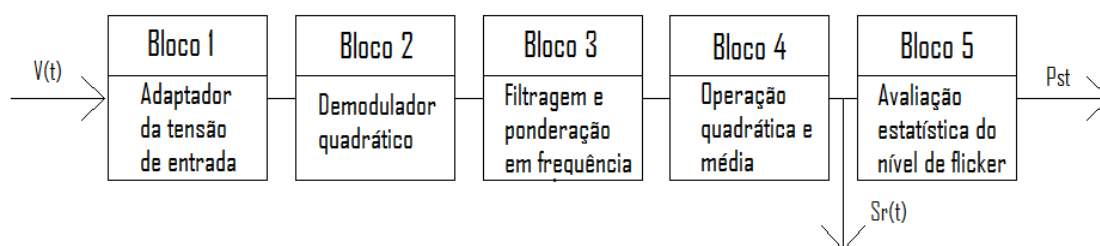


Figura 2.2 – Blocos do medidor de cintilação

Onde:

Bloco 1 – normaliza a tensão de entrada pela média móvel do último minuto do valor eficaz. Com isso é obtido um valor de referência para as próximas etapas.

Bloco 2 – realiza a demodulação do sinal normalizado elevando-o ao quadrado, simulando a produção das variações luminosas pelas lâmpadas incandescentes.

Bloco 3 – é Composto por três filtros em série responsáveis pela eliminação do nível cc, eliminação das componentes de dupla frequência fundamental e pela simulação da resposta em frequência de uma lâmpada incandescente padrão combinada ao sistema visual humano.

Bloco 4 – eleva ao quadrado o sinal ponderado e efetua uma operação de média móvel, representando a não linearidade e a memorização do cérebro. O sinal assim processado reproduz a percepção de cintilação, sendo denominado de sensação instantânea de flicker, $S_f(t)$.

Bloco 5 – realiza um tratamento estatístico de $S_i(t)$ durante um determinado período, usualmente dez minutos. Com isso calcula-se a função de probabilidade cumulativa, a partir da qual obtém-se o P_{st} , o qual é dado por:

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (2.1)$$

O indicador Plt é obtido da seguinte forma:

$$Plt = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^{12} P_{st_i}^3}{12}} \quad (2.2)$$

Em que:

P_i - nível de sensação de cintilação que foi ultrapassado durante $i\%$ do tempo de observação.

P_{st_i} - leituras consecutivas de valores de P_{st} em intervalos de 10 minutos.

2.2.2 – Desequilíbrio de Tensão

Em sistemas elétricos é desejado que as tensões geradas possuam a mesma amplitude e sejam defasadas de 120 graus elétricos. No entanto, é praticamente impossível evitar desequilíbrio de tensão entre as fases do sistema. Dentre as causas desse fenômeno, pode-se citar: ^[16, 20]

- Impedâncias desiguais de linhas de transmissão e distribuição;
- Cargas monofásicas e bifásicas acopladas de forma aleatória à rede trifásica;
- Cargas trifásicas desbalanceadas;
- Operação desequilibrada de bancos de capacitores.

O desequilíbrio de tensão pode ser estimado como o máximo desvio da média da tensão dividida pela média da tensão, expressa em porcentagem, ou seja: ^[20]

$$\text{Desequilíbrio_de_tensão} = \frac{\text{Máximo_desvio_da_média_de}(V_{ab}, V_{bc}, V_{ca})}{\text{Média_de}(V_{ab}, V_{bc}, V_{ca})} \times 100 \quad (2.3)$$

Entretanto, a forma mais usada para se obter o desequilíbrio de tensão se origina da teoria das componentes simétricas, onde um sistema desequilibrado pode ser representado por três outros sistemas equilibrados, um de sequência positiva, um de sequência negativa e um terceiro de sequência zero, como pode ser visto na Figura 2.3.

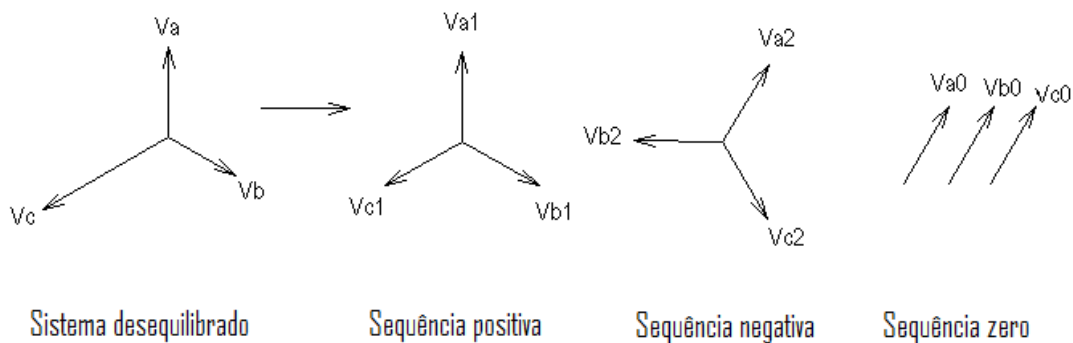


Figura 2.3 – Sistema desequilibrado representado por componentes simétricas

O desequilíbrio de tensão é quantificado pelo fator de desequilíbrio (K), o qual é obtido pelo quociente entre a componente de seqüência negativa (V_2) ou zero (V_0) e a componente de seqüência positiva (V_1) da tensão, sendo seu valor expresso em percentagem da componente de seqüência positiva. ^[20, 21]

A operação desbalanceada do sistema pode provocar aquecimento excessivo dos equipamentos, como motores, que devido à circulação de correntes de seqüência negativa pode afetar, sobretudo, a eficiência dos mesmos, disparos indevidos de dispositivos de proteção, surgimento de harmônicos não característicos em conversores estáticos, dentre outros. ^[19, 22]

2.2.3 – Harmônicos

Harmônicos são tensões ou correntes senoidais cuja frequência são múltiplos inteiros da frequência fundamental do sistema.

Ultimamente, devido à proliferação de cargas não-lineares, os harmônicos vêm ganhando maior destaque em estudos de qualidade de

energia elétrica, a fim de evitar, ou pelo menos reduzir, as indesejadas conseqüências provenientes destes nos diversos elementos do sistema elétrico.

2.2.3.1 – Cargas Não-Lineares

Cargas não-lineares são aquelas que absorvem uma corrente que possui uma forma de onda distorcida provocada pela função não-linear da linha de carga, que é a relação entre a tensão aplicada e a corrente resultante na carga. Em um sistema alimentado por uma tensão perfeitamente senoidal, por exemplo, a corrente absorvida por uma carga não-linear não apresentará como resultado um sinal senoidal, uma vez que esse tipo de carga não é composto exclusivamente por elementos lineares (resistores, indutores e capacitores). As Figuras 2.4 e 2.5 ilustram a relação entre tensão e corrente num circuito formado por elementos lineares e não-lineares, respectivamente. [21, 23]

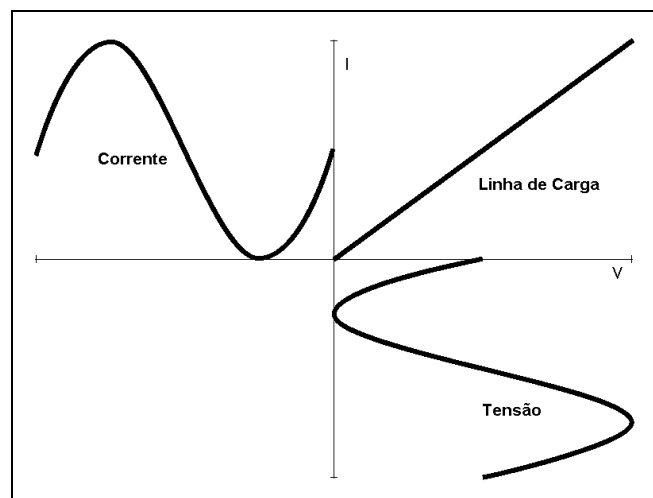


Figura 2.4 - Relação entre tensão e corrente num circuito formado por elementos lineares [21]

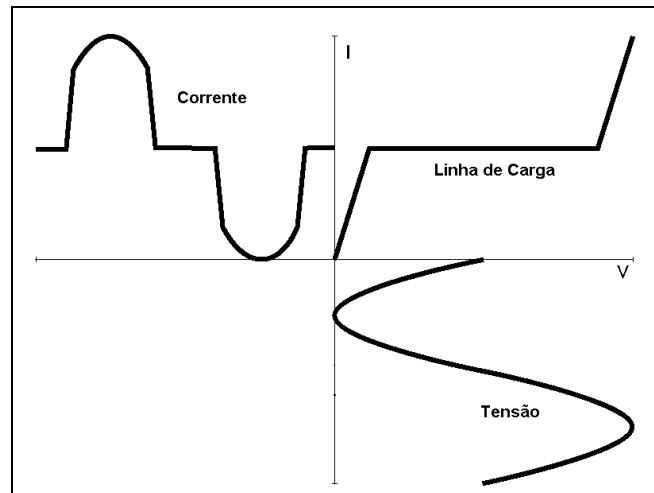


Figura 2.5 - Relação entre tensão e corrente num circuito formado por elementos não-lineares [21]

As principais cargas geradoras de harmônicos podem ser divididas em três categorias, de acordo com a natureza da distorção por elas provocadas: [22]

- Categoria 1 – Esta categoria inclui as cargas com princípio de funcionamento baseado em descargas elétricas, tais como: forno a arco, máquinas de solda, iluminação fluorescente e outros.
- Categoria 2 – Esta categoria inclui os equipamentos de núcleo magnético saturado, tais como: reatores e transformadores de núcleo saturado.
- Categoria 3 – Esta categoria inclui os dispositivos baseados em conversores estáticos de potência, tais como: retificadores, inversores, UPS, televisores, microondas, computadores e outros.

A combinação dos componentes harmônicos ao componente fundamental do sinal provoca distorções na forma de onda da tensão e/ou da corrente. As distorções harmônicas de corrente são devido à característica não-linear da carga, a qual absorve uma forma de onda distorcida, como dito anteriormente. Por outro lado, as distorções de tensão se originam devido à passagem de correntes harmônicas pelas impedâncias do sistema. A Figura 2.6 mostra um esquema de uma carga não-linear alimentada por uma tensão puramente senoidal através de uma impedância. Note que a corrente harmônica solicitada pela carga provoca uma distorção de tensão na barra da

mesma, devido a queda de tensão não-lineares sobre a impedância do sistema. [17]

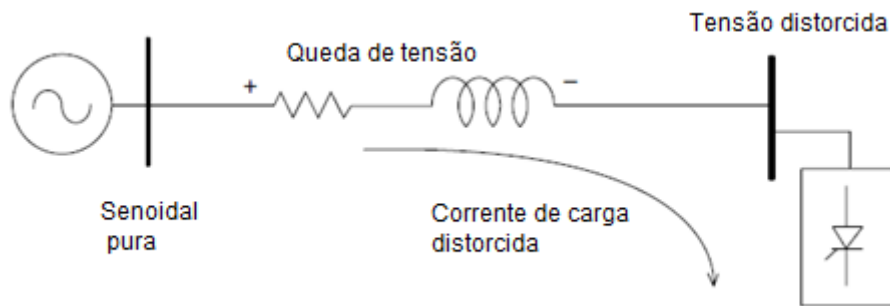


Figura 2.6 – Corrente harmônica fluindo através da impedância do sistema [17]

2.2.3.2 – Sequência dos Harmônicos

Define-se componentes de seqüência como um conjunto ordenado de três fasores, sendo representados por uma matriz coluna, como mostrado nas equações 2.4 a 2.6. [22]

Fortescue mostrou que qualquer fasor pode ser decomposto em outros três: um de seqüência positiva, um de seqüência negativa e um de seqüência zero.

A seqüência positiva é identificada com o índice 1 e definida como:

$$\begin{bmatrix} I_{a1} \\ I_{b1} \\ I_{c1} \end{bmatrix} \equiv \begin{bmatrix} I_1 \\ \alpha^2 I_1 \\ \alpha I_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ \alpha^2 \\ \alpha \end{bmatrix} \times I_1 \quad (2.4)$$

Em que,

$$\alpha = 1 \angle 120^\circ$$

e

$$\alpha^2 = 1 \angle -120^\circ$$

A seqüência negativa é identificada com o índice 2 e definida como:

$$\begin{bmatrix} I_{a2} \\ I_{b2} \\ I_{c2} \end{bmatrix} \equiv \begin{bmatrix} I_2 \\ \alpha I_2 \\ \alpha^2 I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ \alpha \\ \alpha^2 \end{bmatrix} \times I_2 \quad (2.5)$$

A seqüência zero é definida como um conjunto de três fasores iguais e é identificada com o índice 0.

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{b0} \\ I_{c0} \end{bmatrix} \equiv \begin{bmatrix} I_0 \\ I_0 \\ I_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \times I_0 \quad (2.6)$$

Cada componente ou ordem harmônica apresenta uma seqüência própria, positiva, negativa ou zero. Além disso, cada componente quando desequilibrada pode ser subdividida em seqüência positiva, negativa e zero. A seguir é realizada uma demonstração das componentes de seqüência para as componentes fundamental, de 2ª ordem e de 3ª ordem, sendo análogo o procedimento para as demais ordens.

- Fundamental (seqüência positiva)

$$v_{a1}(t) = V_{a1} \text{sen}(w_1 t + \varphi_1) \quad (2.7)$$

$$v_{b1}(t) = V_{b1} \text{sen}(w_1 t + \varphi_1 - 120^\circ) \quad (2.8)$$

$$v_{c1}(t) = V_{c1} \text{sen}(w_1 t + \varphi_1 + 120^\circ) \quad (2.9)$$

- 2ª ordem (seqüência negativa)

$$v_{a2}(t) = V_{a2} \text{sen}(2(w_1 t + \varphi_1)) \quad (2.10)$$

$$v_{a2}(t) = V_{a2} \text{sen}(2w_1 t + \varphi_2) \quad (2.11)$$

$$v_{b2}(t) = V_{b2} \text{sen}(2(w_1 t + \varphi_1 - 120^\circ)) \quad (2.12)$$

$$v_{b2}(t) = V_{b2} \text{sen}(2w_1 t + \varphi_2 + 120^\circ) \quad (2.13)$$

$$v_{c2}(t) = V_{c2} \text{sen}(2(\omega_1 t + \varphi_1 + 120^\circ)) \quad (2.14)$$

$$v_{c2}(t) = V_{c2} \text{sen}(2\omega_1 t + \varphi_1 - 120^\circ) \quad (2.15)$$

- 3ª ordem (sequência zero)

$$v_{a3}(t) = V_{a3} \text{sen}(3(\omega_1 t + \varphi_1)) \quad (2.16)$$

$$v_{a3}(t) = V_{a3} \text{sen}(3\omega_1 t + \varphi_3) \quad (2.17)$$

$$v_{b3}(t) = V_{b3} \text{sen}(3(\omega_1 t + \varphi_1 - 120^\circ)) \quad (2.18)$$

$$v_{b3}(t) = V_{b3} \text{sen}(3\omega_1 t + \varphi_3) \quad (2.19)$$

$$v_{c3}(t) = V_{c3} \text{sen}(3(\omega_1 t + \varphi_1 + 120^\circ)) \quad (2.20)$$

$$v_{c3}(t) = V_{c3} \text{sen}(3\omega_1 t + \varphi_3) \quad (2.21)$$

A ordem, frequência e sequência dos harmônicos estão relacionadas conforme a Tabela 2.1. [24]

Tabela 2.1 – Ordem, frequência e sequência dos harmônicos

Ordem	Frequência (Hz)	Seqüência
1	60	+
2	120	-
3	180	0
4	240	+
5	300	-
6	360	0
n	n x 60	...

2.2.3.3 – Análise de Fourier

Segundo Fourier, uma forma de onda periódica distorcida pode ser representada por uma soma de senos e co-senos de frequências múltiplas da frequência fundamental adicionada de um componente DC, chamada série de Fourier, a qual é apresentada na equação 2.22: [23, 25]

$$x(t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} a_n \cos\left(\frac{2\pi n t}{T_0}\right) + \sum_{n=1}^{\infty} b_n \text{sen}\left(\frac{2\pi n t}{T_0}\right) \quad (2.22)$$

em que a_0 , a_n e b_n são calculados da seguinte forma:

$$a_0 = \frac{1}{T_0} \int_{-T_0/2}^{T_0/2} x(t) dt \quad (\text{componente DC}) \quad (2.23)$$

$$a_n = \frac{2}{T_0} \int_{-T_0/2}^{T_0/2} x(t) \cos\left(\frac{2\pi n t}{T_0}\right) dt \quad (2.24)$$

$$b_n = \frac{2}{T_0} \int_{-T_0/2}^{T_0/2} x(t) \text{sen}\left(\frac{2\pi n t}{T_0}\right) dt \quad (2.25)$$

A Figura 2.7 ilustra uma onda distorcida decomposta em seus harmônicos.

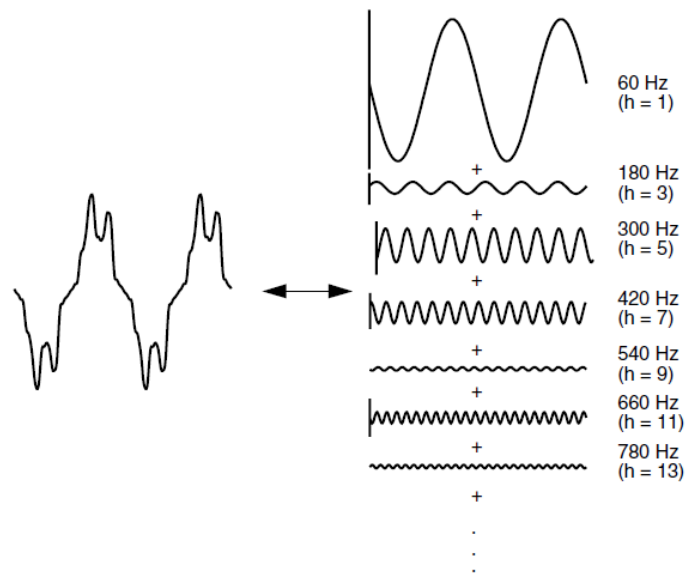


Figura 2.7 – Onda distorcida decomposta em seus harmônicos [17]

As vantagens do uso da série de Fourier para representar um sinal distorcido são que se torna mais fácil encontrar a resposta do sistema para uma entrada senoidal, análises convencionais em regime permanente podem ser utilizadas e o sistema é analisado de modo independente para cada

harmônico. Além disso, quando os semi-ciclos positivos e negativos da forma de onda de corrente ou tensão são idênticos, a série de Fourier contém apenas harmônicos ímpares, simplificando o estudo, haja vista que a maioria das cargas produtoras de harmônicos apresentam os dois semi-ciclos iguais (carga não-linear simétrica). [17]

As Figuras 2.8, 2.9, 2.10 e 2.11 mostram as formas de onda da corrente absorvida por uma carga não-linear não-simétrica e por uma carga não-linear simétrica, bem como seus respectivos espectros de corrente. Como pode ser constatado nas figuras, os harmônicos pares, bem como o componente DC se encontram presentes somente quando a carga não-linear é não-simétrica.

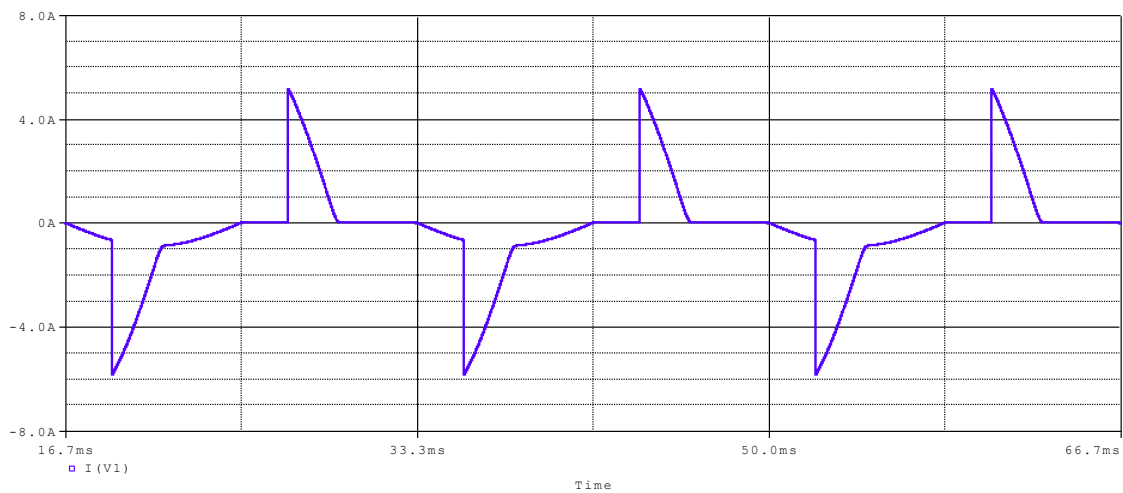


Figura 2.8 – Forma de onda da corrente absorvida por uma carga não-linear não-simétrica monofásica [23]

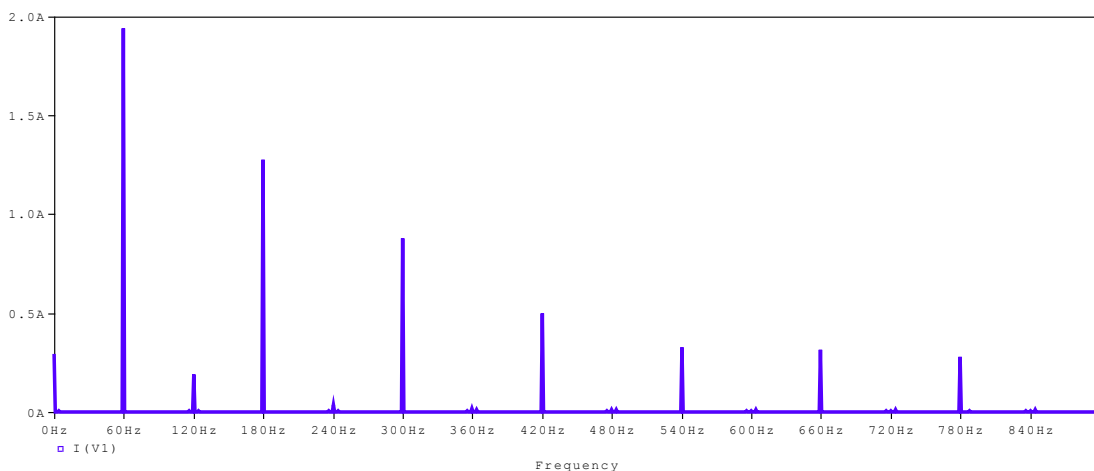


Figura 2.9 – Espectro da corrente absorvida por uma carga não-linear não-simétrica monofásica [23]

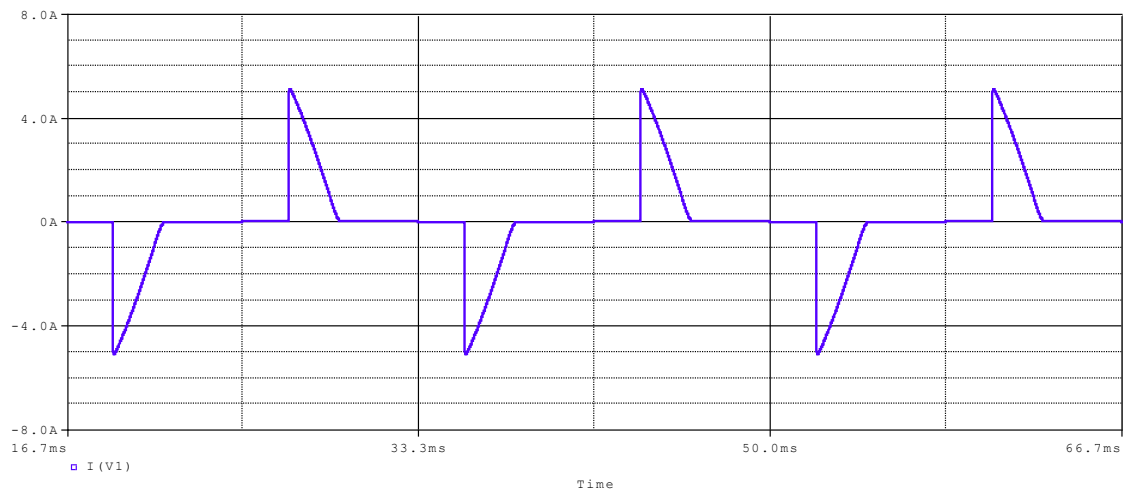


Figura 2.10 – Forma de onda da corrente absorvida por uma carga não-linear simétrica monofásica [23]

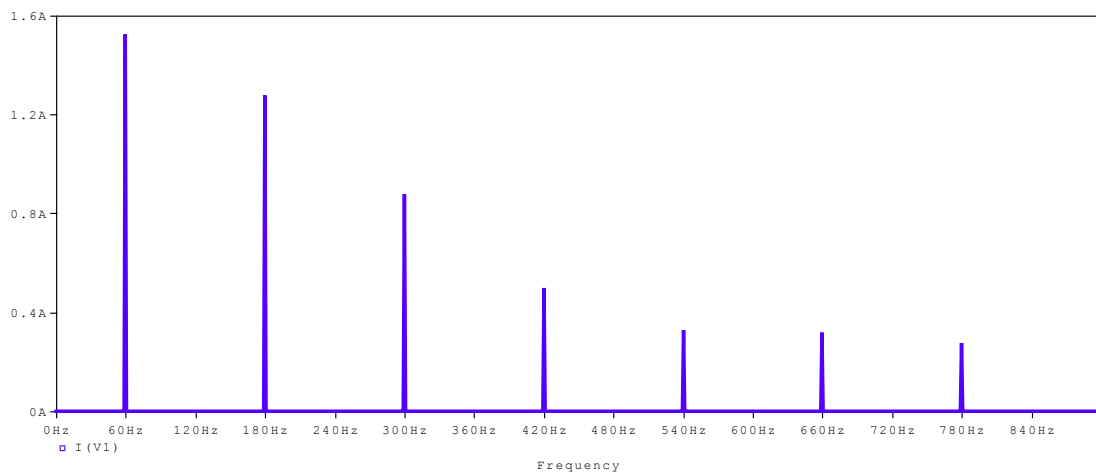


Figura 2.11 – Espectro da corrente absorvida por uma carga não-linear simétrica monofásica [23]

– Distorção Harmônica Total (DHT) e Individual

A DHT representa o quanto um sinal está deformado em relação ao seu componente fundamental. Este sinal pode ser de tensão ou de corrente e é calculado pelas equações 2.26 e 2.27:

$$DHT_v\% = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (2.26)$$

$$DHT_i\% = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \times 100 \quad (2.27)$$

em que:

- h – ordem harmônica;
- V_h – tensão harmônica de ordem h;
- V_1 – componente fundamental da tensão;
- I_h – corrente harmônica de ordem h;
- I_1 – componente fundamental da corrente.

Os níveis de distorções individuais indicam a porcentagem de um determinado harmônico em relação ao componente fundamental do sinal em questão. São determinados dividindo-se a amplitude da tensão ou da corrente de ordem h pela amplitude da tensão ou da corrente fundamental, ou seja:

$$V_h \% = \frac{V_h}{V_1} \times 100 \quad (2.28)$$

$$I_h \% = \frac{I_h}{I_1} \times 100 \quad (2.29)$$

2.2.3.4 – Efeitos dos Harmônicos no Sistema Elétrico

A presença de harmônicos no sistema pode provocar inúmeros problemas nos diversos elementos do mesmo, como aquecimentos indesejáveis, operação indevida de dispositivos de proteção e outros. Além disso, problemas de caráter sistêmico, como é o caso das ressonâncias, requerem igual importância em estudos envolvendo distorções harmônicas.

- Efeitos dos Harmônicos nos principais componentes da Rede Elétrica

Os efeitos das distorções harmônicas em alguns dos principais componentes dos sistemas de energia elétrica são apresentados em sequência.

a) Capacitores ^[17, 25]

- Aumento das perdas dielétricas devido à aplicação de uma tensão distorcida, dado por:

$$\Delta P = \sum_{h=2}^{\infty} C(\operatorname{tg} \delta) \omega_h V_h^2 \quad (2.30)$$

em que:

C é a capacitância, em *Farad*;

$\operatorname{tg} \delta$ - fator de perdas ou tangente de perdas;

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{R_c}{\left(\frac{1}{\omega C} \right)}$$

R_c = resistência associada às perdas no banco de capacitores;

$\omega_h = 2\pi f_x h$, onde f é a frequência fundamental e “ h ” a ordem harmônica;

V_h = valor eficaz do harmônico de ordem “ h ”.

- Aumento da potência reativa, uma vez que haverá contribuição das tensões harmônicas. A potência reativa total, incluindo a presença de harmônicos é dada por:

$$Q = \sum_{h=1}^{\infty} Q_h \quad (2.31)$$

- Aquecimento excessivo e esforço adicional na isolação do capacitor, devido este estar submetido a altas frequências e, portanto, tendendo a um curto-circuito para estas frequências.

b) Transformadores

- Elevação da temperatura de operação e conseqüente redução de sua vida útil; [17]
- Aumento das perdas no cobre e das perdas envolvendo fluxos de dispersão; [21]
- Maiores solicitações do isolamento e possíveis ressonâncias (para as frequências harmônicas) entre os enrolamentos do transformador e as capacitâncias das linhas ou de outros equipamentos; [21]
- Possíveis presenças de componentes de corrente contínua oriundas de cargas como conversores assimétricos, levando o transformador a uma magnetização assimétrica e com isso aumentando as perdas no ferro e dos harmônicos da corrente de excitação. [21]

Diante de cargas não-lineares é importante levar em consideração o fator K (classificação aplicada ao transformador para indicar sua adequação para o uso com cargas não-lineares) ao dimensionar a potência máxima fornecida por um transformador quando este está submetido a correntes harmônicas. O fator K é obtido da seguinte forma: [22]

$$K = i_1^2 \times 1^2 + i_2^2 \times 2^2 + i_3^2 \times 3^2 + \dots + i_h^2 \times h^2 \quad (2.32)$$

em que i_h é o valor da componente de corrente de ordem h em p.u., usando como base o valor eficaz da corrente nominal do transformador.

De posse do fator K, pode-se determinar a máxima potência de serviço do transformador (S_{\max}), relacionando sua potência nominal (S_{nom}) com este fator: [24]

$$S_{\max} = \frac{S_{\text{nom}}}{K} \quad (2.33)$$

As perdas provocadas pela circulação de correntes harmônicas em um transformador são apresentadas na equação 2.34: [17]

$$P_{LL} = I_1^2 R + P_{EC} \quad (2.34)$$

em que:

P_{LL} : perdas totais no transformador;

$I_1^2 R$: perdas proporcionais ao valor eficaz da corrente de operação;

P_{EC} : perdas provocadas pelas correntes parasitas.

As perdas provocadas pelas correntes parasitas (P_{EC}) podem ser calculadas por meio da equação 2.35: ^[17]

$$P_{EC} = KI_1^2 h^2 \quad (2.35)$$

em que:

K : fator K do transformador, indicando a sua adequação para o uso com cargas não-lineares;

I_1^2 : corrente eficaz de operação da carga não-linear ao quadrado.

c) Máquinas rotativas

Dentre os efeitos das distorções harmônicas em máquinas rotativas, destacam-se: ^[17, 25]

- Aquecimento acima dos valores nominais;
- Aumento do nível de ruído;
- Aumento de oscilação mecânica;
- Diminuição do rendimento.

Vale ressaltar que os harmônicos presentes no estator são diferentes dos encontrados no rotor e as componentes harmônicas são analisadas separadamente para as sequências positiva e negativa, uma vez que as componentes de sequência zero, por não produzirem efeito de campo girante, não são consideradas. As frequências da corrente do rotor são determinadas da seguinte maneira: ^[22]

$$f_r = (h - 1) f_1 \quad \text{para a seqüência positiva}$$

$$f_r = (h + 1) f_1 \quad \text{para a seqüência negativa}$$

em que:

f_r – frequência do rotor

f_1 – frequência do estator.

Desta forma, se um motor for submetido a uma componente harmônica de 5ª ordem no estator, este produz uma força magnetomotriz e um fluxo magnético sobre o rotor com velocidade de 300Hz em relação ao estator, contrário ao fluxo da componente fundamental. O rotor que está girando a 60Hz na direção da fundamental percebe um fluxo com velocidade de 300Hz mais 60Hz, ou seja, 360 Hz. Portanto, a corrente induzida no rotor será de 6ª ordem.

A análise é feita para as componentes de seqüência positiva e negativa, diferenciando-se quanto a rotação do fluxo, o qual será em sentido contrário para as componentes de seqüência negativa e a favor para as de seqüência positiva.

d) Outros equipamentos

A Tabela 2.2 apresenta alguns efeitos ocasionados por distorções de tensão ou corrente nos diversos elementos da rede elétrica. [16, 21, 25]

Tabela 2.2 – Efeito das distorções harmônicas

Equipamento	Efeitos
Cabos	Maiores níveis de perdas ôhmicas e dielétricas
Circuitos trifásicos com neutro	Circulação de correntes de seqüência zero no condutor neutro
Equipamentos de proteção	Desarme intempestivo
Medidores de energia indutivos	Comprometimento da precisão
Equipamentos de telecomunicações	Interferências

– Ressonância

A ressonância tem importância crucial nas análises de distorções harmônicas dos sistemas de energia elétrica, uma vez que a ocorrência de tal fenômeno pode agravar ainda mais a qualidade de energia do mesmo. Os sistemas elétricos de potência possuem indutâncias e capacitâncias dispostas de modo propício à formação de circuitos ressonantes para diversas frequências. Em geral, os bancos de capacitores, transformadores e filtros passivos constituem os equipamentos mais comuns envolvidos nesse tipo de problema. ^[21, 26]

A ressonância numa determinada frequência ocorre quando a impedância da fonte de harmônico de um circuito “casa” com a impedância do sistema ou com parte dele, de modo a igualar suas reatâncias capacitiva e indutiva. Como consequência, a tensão e/ou a corrente assumem valores elevados, amplificando os problemas provocados pelos harmônicos. ^[21]

A resposta do sistema é tão importante quanto as fontes de harmônicos. Os sistemas de energia são bastante tolerantes às correntes injetadas pelas fontes de harmônicos, no entanto, quando ocorre o fenômeno de ressonância, as tensões e/ou as correntes chegam a níveis não suportados pelo mesmo. A resposta em frequência do sistema de energia para cada componente harmônico determina o verdadeiro impacto das cargas não-lineares na distorção harmônica de tensão. ^[17]

De acordo com a recomendação IEEE Std 519 (1992) ^[27], os sistemas industriais apresentam as seguintes características:

- A resposta em frequência é geralmente dominada por bancos de capacitores e indutâncias de curto circuito. A frequência ressonante associada se apresenta próxima às frequências harmônicas de baixa ordem, devido às características do fator de potência das cargas industriais;
- Na maioria dos sistemas, as impedâncias das linhas e cabos não são relevantes;
- A porcentagem de distorção é maior do que nos sistemas de distribuição, devido ao maior número de cargas não-lineares de

maior potência (retificadores, inversores de frequência, fornos a arco, e outros);

- Existem poucas cargas resistivas para provocar amortecimento próximo à frequência de ressonância.

A ressonância pode ser do tipo série ou paralela. Em ambas, as reatâncias capacitiva X_C e indutiva X_L , dos elementos em ressonância, assumem o mesmo valor, ou seja:

$$X_C = X_L \quad (2.36)$$

Substituindo as expressões para X_C e X_L na igualdade acima, chega-se à frequência de ressonância, ou seja:

$$\frac{1}{2\pi f C} = 2\pi f L \quad (2.37)$$

$$f = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{LC}} \quad (2.38)$$

em que:

C – capacitância em Farad;

L – indutância em Henry;

f – frequência harmônica de ressonância.

Na condição de ressonância série é formado um caminho de baixa impedância para a corrente harmônica na frequência sintonizada, provocando a circulação de elevados valores de corrente distorcida através do circuito. Por outro lado, a ressonância paralela é caracterizada por apresentar um caminho de alta impedância para a corrente harmônica, a qual irá provocar uma queda de tensão harmônica elevada, ocasionando elevados valores de distorção de tensão no Ponto de Acoplamento Comum (PAC).^[26]

2.3 – O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

2.3.1 – Considerações iniciais ^[28]

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável pela coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN). Instituído pela Lei nº 9648, de 27 de maio de 1998, e pelo Decreto nº 2655, de 2 de julho de 1998, o ONS teve seu funcionamento autorizado pela Resolução nº 351, de 11 de novembro de 1998, da ANEEL, tendo como objetivos:

- Promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, observados os padrões técnicos, os critérios de confiabilidade e as regras de mercado;
- Garantir que todos os agentes de operação tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória;
- Contribuir, de acordo com a natureza de suas atividades, para que a expansão do sistema eletroenergético se faça ao menor custo e vise às melhores condições operacionais futuras.

O SIN corresponde à rede elétrica formada pelas instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todos os sistemas regionais do país, interligados eletricamente. Trata-se de um sistema composto, em sua maioria, por usinas hidráulicas, estando estas localizadas distante dos centros de carga e conectadas por meio de extensas linhas de transmissão. Fazem parte do SIN as empresas das regiões geoelétricas Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte.

Visando a operação ótima do sistema interligado, compatibilizando tanto a questão do fornecimento contínuo e de forma eficiente da energia elétrica quanto a questão da segurança elétrica, o ONS segue critérios e procedimentos técnicos que por sua vez irão subsidiar as ações a serem tomadas para a correta operação do SIN.

Este conjunto de regras, elaborado pelo ONS, com a participação dos agentes, possui em sua totalidade 24 módulos, divididos cada um em submódulos, que irão constituir os Procedimentos de Rede do ONS, aprovados pela ANEEL.

Os Procedimentos de Rede têm importância fundamental na definição das responsabilidades do ONS e dos agentes envolvidos, sejam esses agentes de geração, transmissão, distribuição ou consumidores livres. É de responsabilidade do ONS:

- Zelar pela atualidade dos Procedimentos de Rede;
- Coordenar os processos de revisão dos Procedimentos de Rede, garantindo ampla participação dos agentes do setor elétrico;
- Cumprir o que estiver estabelecido nos Procedimentos de Rede.

É de responsabilidade dos agentes:

- Ter pleno conhecimento de todos os Procedimentos de Rede;
- Participar dos processos de revisão dos Procedimentos de Rede;
- Cumprir, naquilo que lhe compete, o que estiver estabelecido nos Procedimentos de Rede.

Na sequência são apresentados os 24 módulos que constituem os Procedimentos de Rede do ONS, agrupados em três grupos:

Módulos funcionais dos Procedimentos de Rede:

- Módulo 2 – “Requisitos mínimos para instalações e gerenciamento de indicadores de desempenho da rede básica e de seus componentes”
- Módulo 3 – “Acesso aos sistemas de transmissão”
- Módulo 4 – “Ampliações e reforços”
- Módulo 5 – “Consolidação da previsão de carga”
- Módulo 6 – “Planejamento e programação da operação elétrica”
- Módulo 7 – “Planejamento da operação energética”
- Módulo 8 – “Programação diária da operação eletroenergética”
- Módulo 9 – “Recursos hídricos e meteorologia”
- Módulo 10 – “Manual de procedimentos da operação”
- Módulo 11 – “Proteção e controle”
- Módulo 12 – “Medição para faturamento”
- Módulo 13 – “Telecomunicações”
- Módulo 14 – “Administração dos serviços auxiliares”
- Módulo 15 – “Administração de serviços e encargos de transmissão”

- Módulo 16 – “Acompanhamento de manutenção”
- Módulo 21 – “Estudos para reforço da segurança operacional elétrica, controle sistêmico e integração de instalações”
- Módulo 22 – “Análise de ocorrências e perturbações”
- Módulo 25 – “Apuração dos dados, relatórios da operação do Sistema Interligado Nacional e indicadores de desempenho”

Módulo multifuncional dos Procedimentos de Rede:

- Módulo 24 – “Processo de integração de instalações”

Módulos complementares dos Procedimentos de Rede:

- Módulo 1 – “Introdução geral ao Operador Nacional do Sistema Elétrico e aos Procedimentos de Rede”
- Módulo 18 – “Sistemas e modelos computacionais”
- Módulo 19 – “Identificação, tratamento e penalidades para as não-conformidades”
- Módulo 20 – “Glossário de termos técnicos”
- Módulo 23 – “Critérios para estudos”

Para o estudo desenvolvido nesta dissertação se dará uma maior relevância para o submódulo 2.8 – Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e de seus componentes, direcionado para a questão dos consumidores livres, como é o caso das indústrias eletrointensivas.

2.3.2 – Submódulo 2.8 - Gerenciamento dos Indicadores de Desempenho da Rede Básica e de seus Componentes ^[29, 30]

Este submódulo consiste em definir os indicadores de desempenho da rede básica relacionados à qualidade de energia elétrica e os limites admissíveis para cada um desses indicadores, sejam estes limites globais, onde os efeitos do sistema são considerados, ou individuais, considerando-se apenas os efeitos originados pelo agente na rede básica. Além disso, o submódulo 2.8 tem como objetivo também apresentar os processos de

gerenciamento dos indicadores, ou seja, de que forma estes são obtidos, analisados, etc.

A rede básica compreende qualquer instalação pertencente ao SIN, identificada segundo regras e condições estabelecidas pela ANEEL. Além da rede básica, o ONS define as seguintes redes:

- Rede complementar: rede fora dos limites da rede básica, cujos fenômenos têm influência significativa na operação ou no desempenho da rede básica;
- Rede de operação: união da rede básica, da rede complementar e das usinas despachadas centralizadamente;
- Rede de supervisão: rede de operação e outras instalações cuja monitoração via sistema de supervisão é necessária para que o ONS cumpra suas responsabilidades de coordenação e controle do SIN;
- Rede de simulação: rede de supervisão e outras instalações que necessitam ser representadas nos programas de simulação para garantir que os estudos elétricos desenvolvidos pelo ONS apresentem resultados que reproduzam, com grau de precisão adequado, os fenômenos que ocorrem no SIN.

A relação entre essas redes pode ser visualizada na Figura 2.12.

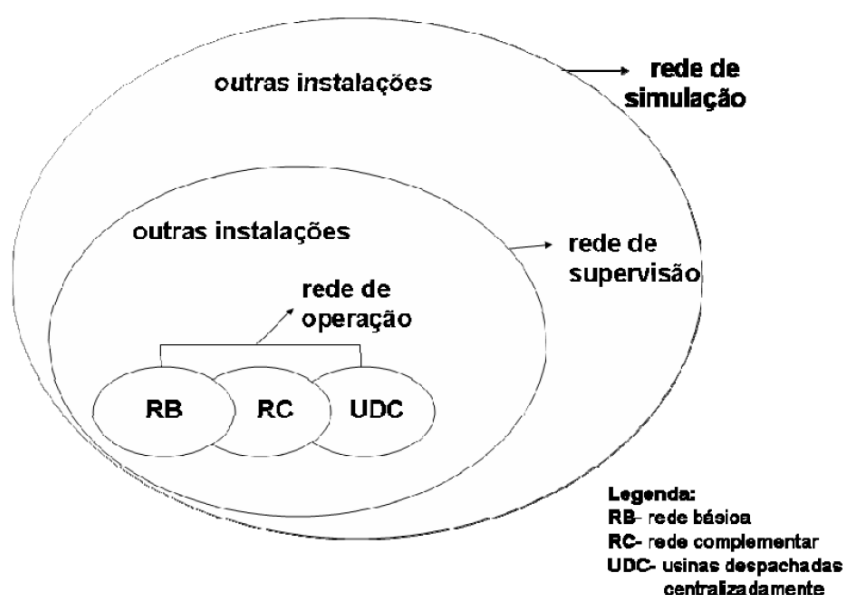


Figura 2.12 – Redes do sistema interligado nacional [19]

A Tabela 2.3 contém os indicadores de desempenho da rede básica que servem de subsídios para o ONS para a avaliação do desempenho do sistema elétrico quanto à Qualidade de Energia Elétrica (QEE).

Tabela 2.3 – Indicadores de desempenho da rede básica

INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO	
DIPC - Duração da Interrupção do Ponto de Controle	
FIPC - Frequência da Interrupção do Ponto de Controle	
DMPC - Duração Máxima da Interrupção do Ponto de Controle	
INDICADORES DE VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA	
DFP - Desempenho da Frequência em Regime Permanente	
DFD - Desempenho da Frequência Durante Distúrbios	
INDICADORES DE TENSÃO	
Tensão em regime permanente	DRPpc - Duração Relativa de Violação de Tensão Precária por ponto de controle
	DRCpc - Duração Relativa de Violação de Tensão Crítica por ponto de controle
Flutuação de tensão	Pst - Indicador de Severidade de Cintilação de Curta Duração
	Plt - Indicador de Severidade de Cintilação de Longa Duração
Desequilíbrio de tensão	K - Fator de Desequilíbrio de Tensão
Distorção harmônica de tensão	DTHT - Distorção de Tensão Harmônica Total
	Indicadores individuais por harmônicos
Variação de Tensão de Curta Duração - VTCD	Frequência de ocorrência (amplitude e duração)

Vale ressaltar que os indicadores, diretrizes e procedimentos estabelecidos neste submódulo se aplicam a toda rede básica e são revistos, periodicamente, devido a alterações da regulamentação pertinente, atualização do estado da arte e experiência acumulada com a implantação e operação do sistema de gerenciamento.

Dentre as responsabilidades do ONS e dos consumidores livres, no que diz respeito ao gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica, destacam-se:

Do ONS:

- Manter o desempenho adequado da rede básica com base nos indicadores e limites estabelecidos, coordenando e providenciando todas as atividades e ações pertinentes;
- Identificar as causas de violações de limites de desempenho dos indicadores, diferenciando as questões sistêmicas das questões individuais;
- Fornecer os dados disponíveis relacionados à rede básica, necessários à realização, pelos agentes, dos estudos de desempenho.

Dos consumidores livres:

- Fornecer os dados e parâmetros do sistema elétrico sob sua responsabilidade para modelagem do sistema e realização de estudos relativos à avaliação do desempenho da rede básica quanto a um determinado indicador;
- Realizar medições e estudos específicos, quando solicitados pelo ONS;
- Manter o desempenho individual de suas instalações no que se refere aos indicadores de flutuação, desequilíbrio e distorção harmônica de tensão.

Para o presente estudo, os indicadores de desempenho da rede básica que tiveram seus valores apurados e analisados a fim de quantificar o impacto da carga da ALBRAS na qualidade de energia da rede elétrica foram os indicadores associados à tensão, notadamente no que se refere a flutuação, desequilíbrio e distorção harmônica de tensão. A descrição dos respectivos indicadores, bem como o modo como estes indicadores são obtidos e os limites estabelecidos para efeito de avaliação de desempenho dos mesmos são apresentados em sequência.

2.3.3 – Indicadores de desempenho da rede básica ^[29, 30]

2.3.3.1 – Flutuação de Tensão

A flutuação de tensão é quantificada por meio dos níveis de severidade de cintilação (flicker), causados por esse tipo de fenômeno. Os indicadores de desempenho relacionados a flutuação de tensão são: Pst e Plt.

Os valores dos indicadores a serem comparados aos limites estabelecidos são obtidos a partir do seguinte procedimento, baseado na ferramenta estatística percentil de 95%, a qual será explicada no capítulo 4 deste trabalho:

- Estabelece-se o valor de Pst que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de um dia, denominado de PstD95%;
- Estabelece-se o valor do indicador Plt que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de sete dias consecutivos, denominado de PltS95%.

Os limites globais inferior e superior associados à flutuação de tensão são mostrados na Tabela 2.4, onde FT corresponde ao Fator de Transferência aplicável entre o barramento da rede básica sob avaliação e o barramento da tensão secundária de distribuição eletricamente mais próximo, sendo calculado através da relação entre o valor de PltS95% do barramento da rede básica e o valor de PltS95% do barramento da rede de distribuição, ambos obtidos por medição.

$$FT = \frac{PltS95\% \text{ da rede básica}}{PltS95\% \text{ da rede de distribuição}} \quad (2.38)$$

Tabela 2.4 - Limites globais inferior e superior para flutuação de tensão

Limite	PstD95%	PltS95%
Limite Global Inferior	1 pu/FT	0,8 pu/FT
Limite Global Superior	2 pu/FT	1,6 pu/FT

No caso do valor de FT ser desconhecido, os valores típicos apresentados na Tabela 2.5 podem ser adotados.

Tabela 2.5 - Valores recomendados para Fatores de Transferência (FT)

Tensão Nominal do Barramento	FT
$\geq 230\text{kV}$	0,65
$\geq 69\text{kV}$ e $\langle 230\text{kV}$	0,8
$\langle 69\text{kV}$	1,0

Para o presente estudo foi considerado o valor de FT igual à 0,65, por se tratar de um nível de tensão igual à 230 kV, portanto, a Tabela 2.4 pode ser reescrita da seguinte forma, como mostrado na Tabela 2.6.

Tabela 2.6 - Limites globais inferior e superior para flutuação de tensão em barramentos de 230 kV

Limite	PstD95%	PltS95%
Limite Global Inferior	1,53	1,23
Limite Global Superior	3,07	2,46

A Tabela 2.7 contém os limites individuais de flutuação de tensão. Vale ressaltar que estes limites consideram um nível de saturação igual a 80% dos limites globais inferiores apresentados na Tabela 2.4.

Tabela 2.7 - Limites individuais de flutuação de tensão

PstD95%	PltS95%
0,8pu/FT	0,6pu/FT

De forma análoga, considerando-se $FT = 0,65$, obtém-se a Tabela 2.8 mostrada a seguir.

Tabela 2.8 - Limites individuais de flutuação de tensão para barramentos de 230 kV

PstD95%	PltS95%
1,23	0,92

2.3.3.2 – Desequilíbrio de Tensão

O indicador responsável para avaliar o desequilíbrio de tensão no barramento da rede básica é o Fator de Desequilíbrio de Tensão (K). O limite global (neste caso é considerado apenas um valor comum para os limites globais inferior e superior) e o limite individual não devem ultrapassar 2% e 1,5%, respectivamente, como mostrado na Tabela 2.9.

Tabela 2.9 - Limites para desequilíbrio de tensão

Limite global	2%
Limite individual	1,5%

Para efeito de comparação com o nível representativo do indicador padrão global de 2%, é necessário determinar o percentil de 95%, ou seja, considera-se o valor que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 24 horas durante uma semana, e então é escolhido o maior valor dentre os sete obtidos anteriormente, para cada dia. Chama-se este novo valor de KS95%.

2.3.3.3 – Distorção Harmônica de Tensão

O indicador para avaliar o desempenho global quanto a harmônicos, em regime permanente, nos barramentos da Rede Básica corresponde à distorção harmônica de tensão.

A determinação do valor do indicador total (DTHTS95%) bem como dos indicadores por harmônicos que devem ser comparados ao padrão de desempenho é obtido de maneira similar ao caso do indicador de desequilíbrio, ou seja:

- O valor de cada indicador de harmônico (distorção total ou individual) é o valor máximo, dentre as sete amostras obtidas para um período de sete dias consecutivos, do percentil de 95% dos valores diários de cada indicador. Em outras palavras, o indicador que deve ser comparado aos padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede é o valor máximo semanal do percentil de 95% diário dos indicadores.

Os limites globais inferiores das distorções harmônicas de tensões de ordens 2 a 50, bem como o padrão para distorção harmônica total, são apresentados na Tabela 2.10. Os valores dos limites globais superiores são determinados multiplicando-se os limites globais inferiores pelo fator 4/3.

Tabela 2.10 - Limites globais inferiores de tensão em porcentagem da tensão fundamental

V ≥ 69kV			
Ímpares		Pares	
Ordem	Valor	Ordem	Valor
3, 5, 7	2%		
		2, 4, 6	1%
9, 11, 13	1,5%		
		≥ 8%	0,5%
15 a 25	1%		
≥ 27	0,5%		
DTHT (Distorção Total Harmônica de Tensão) = 3%			

A Tabela 2.11 apresenta os limites individuais para distorção harmônica total e tensões harmônicas de ordens 2 a 50.

Tabela 2.11 - Limites individuais em porcentagem da tensão fundamental

V ≥ 69 KV			
Ímpares		Pares	
Ordem	Valor(%)	Ordem	Valor(%)
3 a 25	0,6		
		Todos	0,3
≥ 27	0,4		
DTHTS95% = 1,5			

2.3.4 – Gerenciamento dos Indicadores de Desempenho ^[29, 30]

O ONS estabelece que instalações conectadas à rede básica que apresentem cargas não-lineares devem realizar, periodicamente, o levantamento dos indicadores de desempenho no ponto de acoplamento comum da instalação ao sistema interligado, no que diz respeito à flutuação, desequilíbrio e distorção harmônica de tensão, visando dessa forma avaliar o desempenho do sistema em relação a esses indicadores e por consequência obter subsídios para ações tanto preventivas como corretivas, quando for o caso.

Os indicadores de desempenho são apurados por meio de campanha de medição durante sete dias consecutivos, sendo seus valores integralizados em intervalos de dez minutos. O instrumento de medição utilizado para obtenção dos dados deve ser devidamente credenciado pelo ONS, possuindo desempenho compatível com os requisitos estipulados nas publicações listadas a seguir:

- Flutuação de tensão – IEC 61000-4-15;
- Desequilíbrio e distorção harmônica de tensão – IEC 61000-4-7.

Vale ressaltar que os transdutores de tensão utilizados nesse tipo de campanha devem ter a aprovação do ONS.

O gerenciamento do desempenho abrange tanto o desempenho global da rede básica quanto individual das instalações conectadas à rede.

A avaliação do desempenho global é realizada comparando-se os valores dos indicadores obtidos, por fase, aos limites globais inferior e superior estabelecidos, sendo esse desempenho avaliado segundo o seguinte procedimento:

- Quando o valor do indicador for menor ou igual ao limite global inferior, o desempenho é considerado adequado;
- Quando o valor apurado do indicador encontra-se entre os limites globais inferior e superior, o desempenho é considerado em estado de observação;
- Quando o valor do indicador ultrapassar o limite global superior, considera-se, a princípio, o desempenho inadequado.

Adicionalmente, de forma a complementar as análises oriundas dos dados obtidos via campanha de medição, são solicitados pelo ONS estudos computacionais, envolvendo principalmente o fenômeno da distorção harmônica de tensão. Neste estudo deve ser considerado o método do lugar geométrico da impedância (descrito no capítulo 5 desta dissertação), o qual irá determinar a máxima distorção de tensão no PAC entre a indústria sob análise e o sistema interligado nacional.

Os resultados da campanha de medição bem como dos estudos computacionais devem ser apresentados ao ONS sob a forma de relatório e de planilha de dados, em formato preestabelecido, para os dados coletados através de medição.

2.4 – Conclusões

Cada vez mais a qualidade da energia elétrica vem ganhando destaque em estudos de sistemas elétricos de potência, não só porque as cargas estão mais sensíveis a distúrbios relacionados à QEE, mas também porque muitas cargas conectadas no sistema interligado são as responsáveis pela degradação da qualidade do mesmo. Diante disso, medidas relacionadas à manutenção da qualidade do sistema são necessárias.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pela coordenação e controle do Sistema Interligado Nacional, tem como uma de suas responsabilidades manter o sistema em boas condições no que diz respeito à qualidade do mesmo. Para isso, é solicitada a realização de campanhas de medição para certas instalações cuja carga tenha característica não-linear, visando apurar indicadores de desempenho de flutuação, desequilíbrio e distorção harmônica de tensão a fim de prevenir que o sistema opere sob condições indevidas ou propor ações corretivas quando for o caso.

Nesta dissertação será apresentado um estudo de caso na ALBRAS (Alumínio Brasileiro S.A.), onde serão mostrados os resultados obtidos durante uma campanha de medição solicitada pelo ONS, bem como os resultados de simulações computacionais no que diz respeito à distorção harmônica de tensão.

No capítulo seguinte serão apresentadas as características de uma indústria de alumínio, mostrando a produção deste e alguns dos principais equipamentos que compõem esse tipo de indústria. Adicionalmente, será apresentado também o sistema elétrico da ALBRAS.

CAPÍTULO 3

INDÚSTRIAS DE ALUMÍNIO

3.1 - Introdução

As indústrias destinadas à produção do alumínio possuem um potencial elevado para causar distúrbios associados à qualidade de energia. Isto advém do fato de que estas indústrias requerem uma grande quantidade de retificadores de potência para alimentar os inúmeros fornos necessários para a produção de seu produto final.

Dentre as características das indústrias de alumínio, destacam-se:^[14]

- Alta confiabilidade requerida;
- Elevado consumo de energia elétrica;
- Corrente contínua (CC) de alto valor;
- Preocupação associada à distúrbios como flutuação, desequilíbrio de tensão e principalmente no que diz respeito a injeção de harmônicos no sistema.

Para contornar as indesejadas correntes harmônicas, as grandes plantas industriais fazem uso de filtros de harmônicos e da técnica envolvendo aumento do número de pulsos em seus sistemas de retificação, chamada de técnica multi-pulsos, explicada no decorrer deste capítulo.

O processo de retificação é realizado por meio de retificadores a diodo ou retificadores a tiristor. Quando o sistema de retificação é baseado em retificadores a diodo, torna-se necessário a utilização de VCR (Reator Saturável Regulador de Tensão), que por consequência regula a corrente contínua proveniente dos retificadores, mantendo o valor desta praticamente constante, melhorando a eficiência do sistema.

O uso de tiristores em sistemas de retificação tem ganhado uma maior aplicabilidade nos últimos anos, devido à redução do custo desses equipamentos e do avanço da tecnologia, permitindo aplicações em alta potência. Por usar tiristores, estes sistemas apresentam uma regulação da corrente de saída dos retificadores mais precisa e mais rápida, dispensando, em alguns casos, a utilização do auto transformador com taps reguláveis sob

carga. Em teoria, com o uso de tiristores, é possível variar a tensão aplicada aos terminais de saída do retificador de 0-100%, variando apenas o ângulo de disparo. [14, 31]

Neste capítulo será apresentado o processo de obtenção do alumínio, bem como alguns equipamentos presentes nas indústrias de alumínio, como os retificadores e os transformadores retificadores, mostrando as definições de cada um e alguns arranjos de ligações, onde são alcançados maiores valores de corrente ou de tensão, além da redução do conteúdo harmônico através da técnica de multi-pulsos. Adicionalmente, serão mostrados os harmônicos característicos nesse tipo de instalação, bem como o sistema elétrico da ALBRAS, com as descrições dos principais equipamentos e apresentação do sistema de 72 pulsos da indústria.

3.2 – O Processo de Obtenção do Alumínio

O alumínio não ocorre isolado na crosta terrestre e sua obtenção depende de etapas de processamento até chegar ao seu estado metálico.

O processo tem seu início com a retirada da bauxita, que é composta principalmente de um ou mais hidróxidos de alumínio e várias misturas de sílica, óxido de ferro, titania, alumínio silicato e outras impurezas [19]. Em seguida é realizado o beneficiamento da bauxita, que consiste na britagem para redução do seu tamanho original, e na retirada das impurezas, onde é obtido o hidróxido de alumínio como resultado.

Na etapa seguinte ocorre a obtenção da alumina (Al_2O_3) através do processo Bayer, no qual o hidróxido de alumínio é submetido a processos químicos (ataque ácido e aquecimento).

Por fim, o alumínio é obtido por meio do processo chamado Hall-Herout, que consiste na eletrólise da alumina em banho de criolita (Na_3AlF_6) fundida, usando carbono (C) como anodo e catodo.

A Figura 3.1 ilustra as etapas do processo de produção do alumínio de forma resumida.

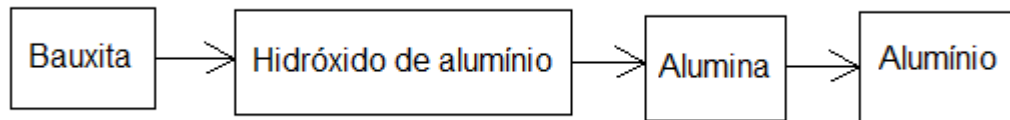


Figura 3.1 - Etapas do processo de produção do alumínio

O processo Hall-Herout ocorre em cubas eletrolíticas a uma temperatura de aproximadamente 960°C. O modelo de uma cuba eletrolítica é mostrado na Figura 3.2.

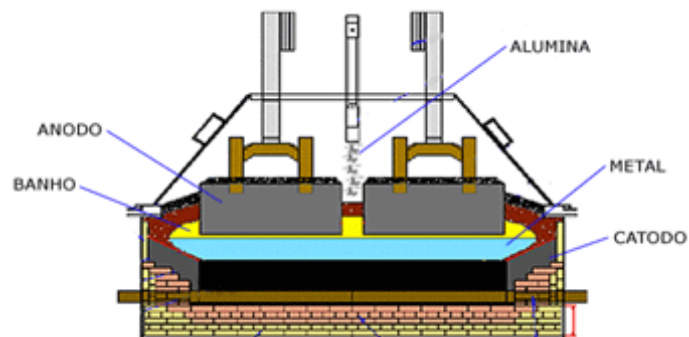


Figura 3.2 - Cuba eletrolítica de uma redução de alumínio ^[14]

O forno ou cuba eletrolítica é formado por dois elementos principais: os anodos, dispostos na parte superior, e o catodo, ou cuba propriamente dita. A eletrólise é realizada pela passagem da corrente elétrica, do anodo para o catodo, decompondo a alumina em alumínio e oxigênio. O oxigênio, então, é atraído pelo eletrodo positivo (anodo), reagindo com este, enquanto o alumínio é depositado, sob a forma líquida, no eletrodo negativo (catodo). Finalmente, o metal é resfriado para produção dos lingotes. ^[14]

Vale ressaltar que as cubas são conectadas em série de tal forma que a corrente elétrica sai do catodo de uma cuba para o anodo da seguinte, como pode ser visualizado na Figura 3.3.

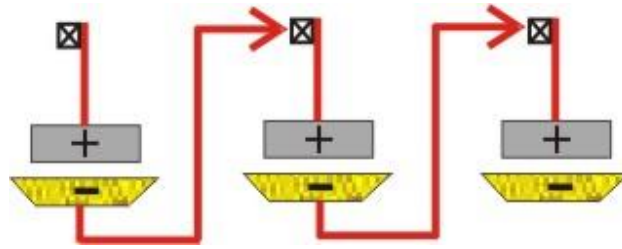


Figura 3.3 - Cubas eletrolíticas em série ^[14]

No caso do estudo em questão, a bauxita é fornecida à Alunorte (Alumina do Norte S.A) pela indústria Mineração Rio do Norte, localizada na cidade de Porto Trombetas, no estado do Pará. Após a transformação em alumina, é encaminhada para a ALBRAS, onde através da redução eletrolítica os lingotes de alumínio são obtidos.

3.3 – Retificadores

O processo de retificação constitui-se na conversão de tensão e corrente alternada em tensão e corrente contínua. Os retificadores podem ser classificados segundo alguns critérios. De acordo com o número de fases da tensão de entrada podem ser: monofásicos, trifásicos, hexafásicos, etc. Em função do tipo de circuito são classificados como: meia ponte ou ponte completa. Quanto à capacidade de ajuste da tensão de saída: controlados ou não controlados.

Com o avanço da eletrônica de potência, os retificadores cada vez mais vêm conquistando seu espaço em indústrias de grande porte, onde são exigidos altos valores de corrente contínua para realização de seus processos. Para tal fim, os retificadores trifásicos de ponte completa, controlados ou não controlados, são os mais utilizados por esses tipos de indústrias.

3.3.1 – Retificadores Trifásicos

Os retificadores trifásicos são os mais utilizados em aplicações de alta potência, uma vez que estes propiciam uma saída DC com menos ondulação, mais elevada para uma determinada tensão de entrada e maior eficiência no processo de retificação quando comparados aos retificadores monofásicos ^[32]. Nas indústrias, esses tipos de retificadores são empregados com duas

tecnologias distintas, uma utilizando diodos em sua composição, e a outra baseada no funcionamento de tiristores. A seguir será apresentada cada uma das topologias, mostrando as formas de onda originadas e as características de cada uma.

3.3.1.1 - Retificadores Trifásicos a Diodo

O retificador a diodo ou não controlado tem como característica a impossibilidade de se controlar a tensão de saída.

O retificador trifásico de onda completa é bastante utilizado industrialmente por apresentar vantagens em relação ao retificador de meia onda, como por exemplo, menor ondulação da tensão de saída, maior frequência de oscilação (seis vezes a frequência da fonte AC), devido o uso de ambas as metades, positiva e negativa, da tensão de entrada. Além disso, a tensão média DC na carga é o dobro da do retificador de três pulsos. ^[33]

Vale ressaltar também que por conduzir corrente nos dois semiciclos, esta topologia não apresenta nível DC na forma de onda da corrente de entrada da ponte retificadora, não levando à saturação elementos magnéticos presentes no sistema, diferentemente dos retificadores em meia ponte.

As Figuras 3.4 e 3.5 mostram o diagrama do circuito retificador trifásico de onda completa, bem como a forma de onda da tensão de saída, respectivamente.

O caminho percorrido pela corrente compreende sempre dois diodos, um no grupo positivo e outro no grupo negativo do conversor. Cada diodo conduz durante o intervalo de 120° , formando pares diferentes, ocorrendo comutações a cada 60° , resultando em uma frequência do componente fundamental da tensão de saída é igual a seis vezes a frequência da tensão de alimentação, como mencionado anteriormente.

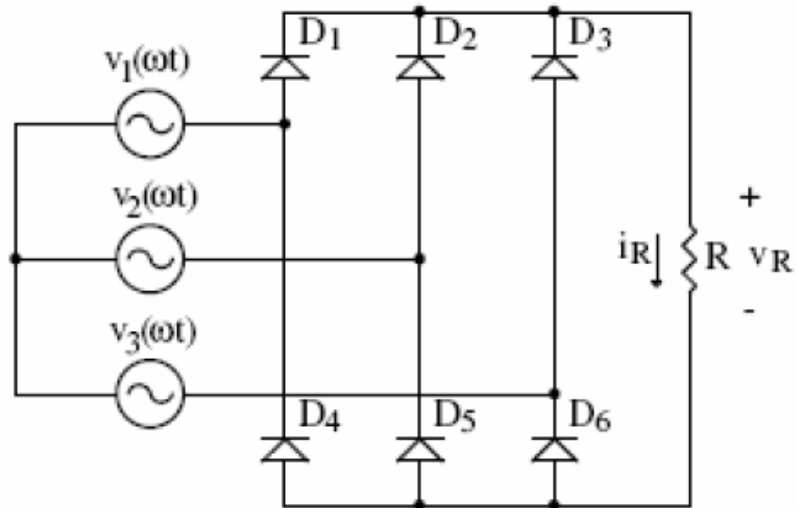


Figura 3.4 - Diagrama do circuito retificador trifásico de onda completa [32]

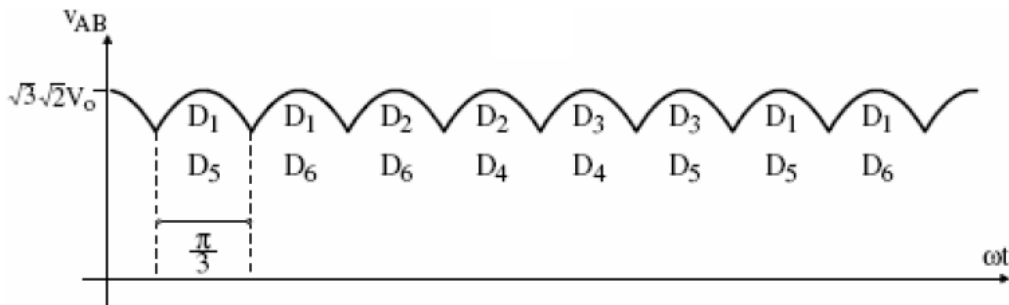


Figura 3.5 - Forma de onda da tensão de saída de um retificador trifásico de onda completa [32]

Nesse tipo de sistema de retificação, baseado na tecnologia de diodos, são usualmente empregados VCRs (Voltage Control Reactor) em série com os diodos da ponte, buscando desta forma regular a corrente de saída do retificador e conseqüentemente, a corrente na linha de cubas a partir da regulação da corrente de sua bobina de controle, onde aumentando esta corrente, diminui-se a queda de tensão média nas bobinas principais do VCR, aumentando a tensão na saída e conseqüentemente a corrente do retificador. De maneira semelhante, diminuindo o valor da corrente na bobina de controle do VCR, diminui-se a tensão média de saída e a corrente de saída do retificador. [34]

As variações de tensão CC de saída que o VCR controla nas reduções é pequena, em torno de 40 a 60V, porém a maior parte das flutuações de tensão

em uma linha de redução encontra-se dentro desses valores. Quando este limite é superado, aciona-se um auto-transformador com taps reguláveis sob carga, que aumenta ou diminui a tensão nas reduções, realizando um controle menos preciso, por ser feito em degraus. [14]

3.3.1.2 – Retificadores Trifásicos a Tiristor

Retificadores controlados são aqueles em que a tensão média de saída pode ser variada e controlada. Este controle é feito variando o ângulo de disparo (α), variando assim o tempo de condução dos tiristores. Assim como os retificadores não controlados, estes também apresentam configurações de meia onda e onda completa, divergindo-se apenas no princípio de funcionamento de seus elementos retificadores. Vale ressaltar que para ângulo de disparo igual a zero, o retificador controlável comporta-se como um retificador não controlável, ou seja, a tensão de saída depende exclusivamente da tensão da fonte AC. [32]

Em indústrias de alumínio, os retificadores a tiristores podem ser do tipo: [14]

- **Semicontrolado:** onde a tensão média de saída é sempre positiva e a corrente circula em um mesmo sentido (operação em um quadrante). É composto por um tiristor e um diodo em cada fase. A Figura 3.6 mostra o diagrama de um retificador trifásico semicontrolado.

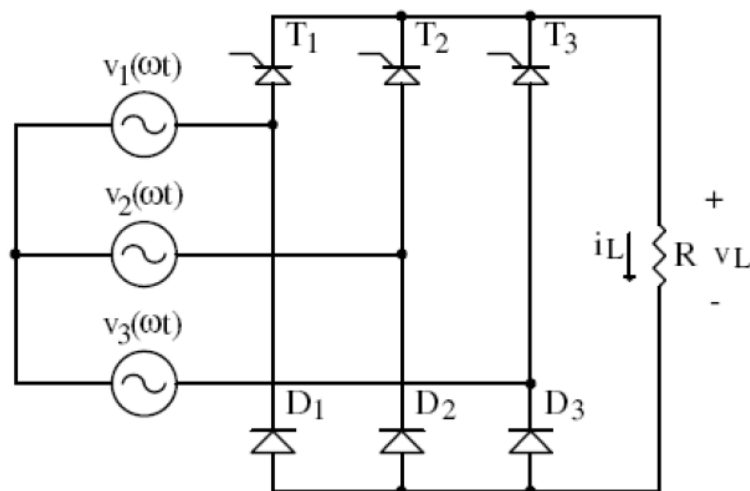


Figura 3.6 - Diagrama de um retificador trifásico semicontrolado [32]

- **Controlado:** também denominado de retificador totalmente controlado, este pode operar em dois quadrantes, dependendo do ângulo de disparo e da carga alimentada. Portanto, a tensão média de saída pode ser positiva ou negativa. É composto somente por tiristores, e assim como o semicontrolado a corrente flui sempre em um mesmo sentido pela carga. As Figuras 3.7 e 3.8 mostram, respectivamente, o diagrama de um retificador trifásico totalmente controlado e a variação da tensão de saída em função do ângulo α , considerando uma carga resistiva.

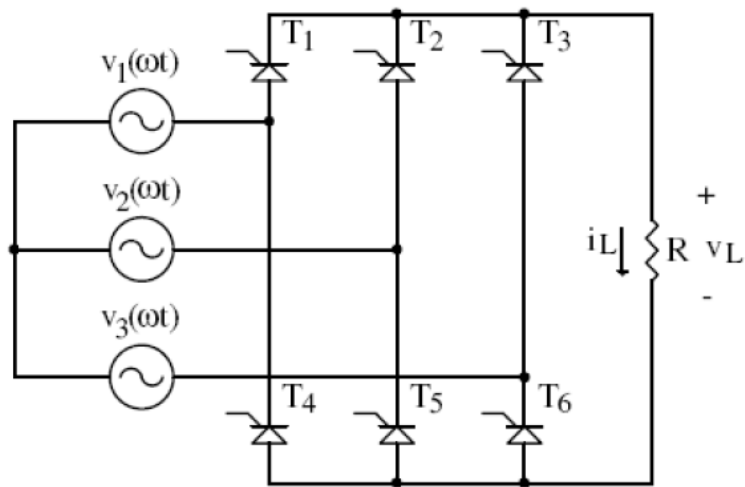


Figura 3.7 - Diagrama de um retificador trifásico totalmente controlado ^[32]

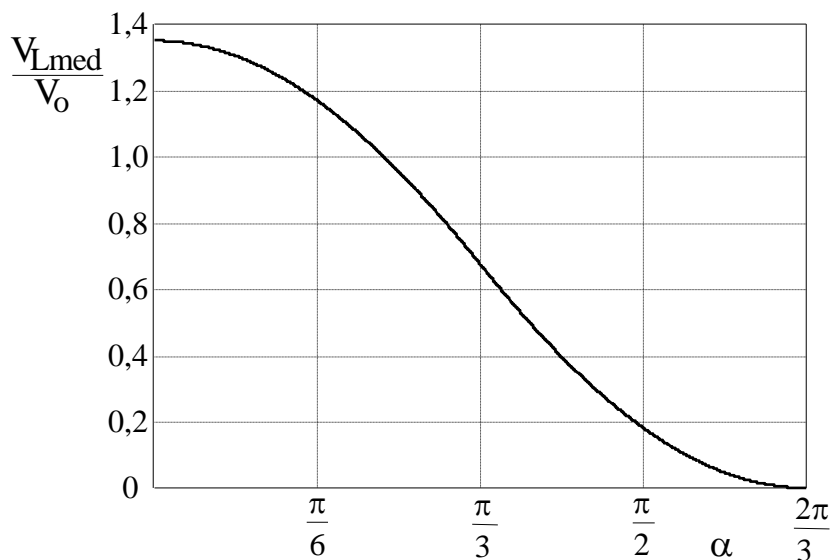


Figura 3.8 - Variação da tensão de saída em função do ângulo α de um retificador trifásico totalmente controlado ^[32]

3.3.2 – Associação de Retificadores

Consiste em uma alternativa de se obter um valor de tensão ou corrente os quais não poderiam ser alcançados com a utilização de apenas um retificador. Pode ser empregada tanto na configuração série quanto paralela e em retificadores a diodo, a tiristor ou em uma configuração mista. [35]

A conexão em série, mostrada na Figura 3.9, tem por filosofia o aumento da tensão retificada na carga. A tensão CC total apresenta uma ondulação em 720 Hz, 12 vezes maior que a frequência da fonte de alimentação AC, por isso essa associação é também denominada retificador de 12 pulsos. Cada retificador é alimentado com tensão de mesma amplitude, porém defasadas entre si de 30°. Isto decorre do fato de que as conexões são diferentes entre o transformador Y-Y e Y- Δ , proporcionando, além da defasagem da tensão secundária provocada pelo enrolamento Δ , a igualdade da amplitude das tensões secundárias. [33]

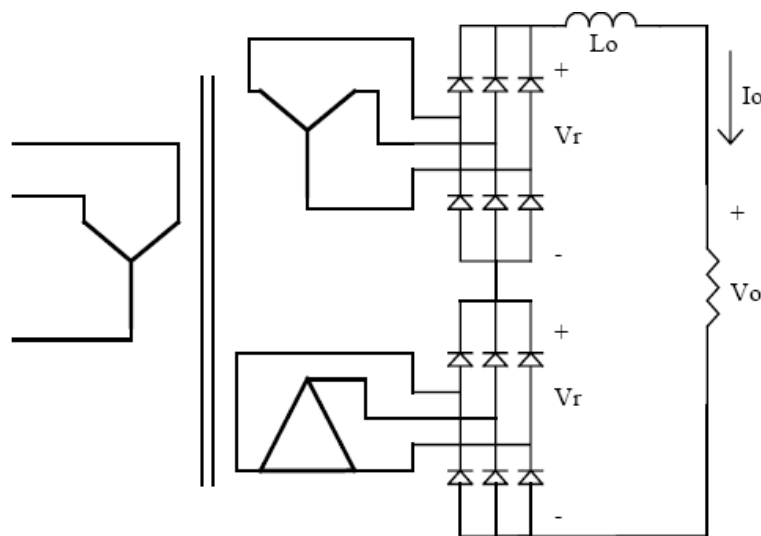


Figura 3.9 - Associação em série de retificadores

Numa associação em paralelo tem-se uma corrente de elevado valor no barramento CC. A topologia das ligações dos transformadores se dá de maneira semelhante ao caso anterior, todavia, neste tipo de ligação é importante que as tensões médias de ambas as pontes retificadoras sejam as mesmas. Nesta situação faz-se o uso de um indutor (ou transformador) chamado de “interfase”, sobre o qual tem-se a diferença instantânea das tensões de cada um dos retificadores. A tensão média aplicada à carga será a

média das duas tensões retificadas e a corrente será dividida na razão inversa das reatâncias. Caso sejam iguais, cada ponte fornecerá metade da corrente total. A Figura 3.10 ilustra esse tipo de configuração. ^[35]

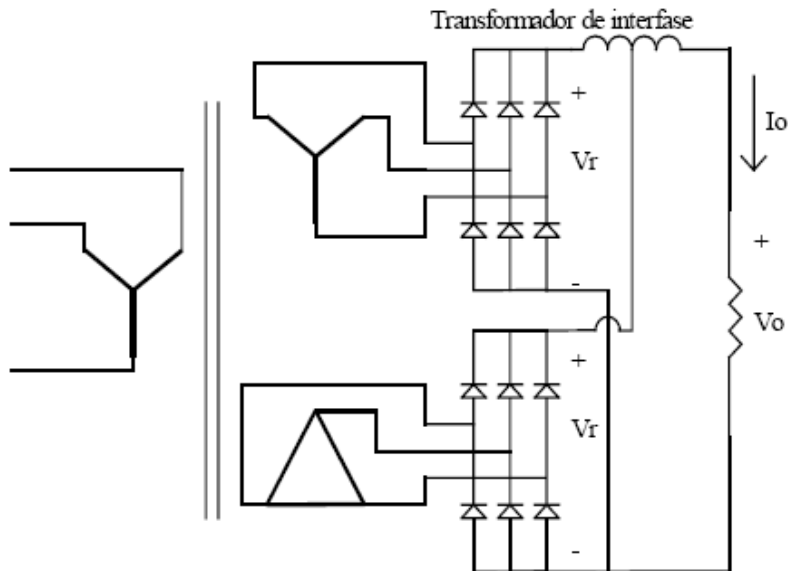


Figura 3.10 - Associação em paralelo de retificadores

Devido à concepção da construção do sistema transformador (tipos de enrolamentos, relação de espiras), ambas as configurações, série ou paralela, têm grande utilidade na redução do conteúdo harmônico da rede AC, uma vez que se comportam como circuitos de 12 pulsos e, portanto, só existirão componentes de ordem $12k \pm 1$, onde k é um número inteiro, facilitando a filtragem do sistema. Este tipo de técnica de multi-pulsos será melhor explicada na seção 3.6 deste capítulo.

3.4 – Transformador Retificador

Trata-se de um transformador de potência como os demais, porém é comumente denominado transformador retificador devido algumas características especiais em sua construção, como: ^[31]

- Presença de um ou mais enrolamentos no primário e/ou secundário;
- Defasamento angular, viabilizando a redução de harmônicos na rede alternada através da técnica de multi-pulsos;

- Composição de um único bloco (transformador/retificador), a fim de reduzir perdas ôhmicas devido à proximidade dos dois equipamentos.

As topologias mais comumente empregadas em plantas de eletrólise são: [36]

- Circuito em ponte trifásica (rede de 6 pulsos) – Figura 3.11 (a);
- Circuito em dupla ponte trifásica (rede de 12 pulsos) - Figura 3.11 (b);
- Circuito em dupla-estrela com reator de interfase (rede de 6 pulsos) - Figura 3.11 (c);
- Dois circuitos em dupla-estrela com reator de interfase (rede de 12 pulsos) - Figura 3.11 (d).

A Figura 3.11 apresenta essas quatro topologias.

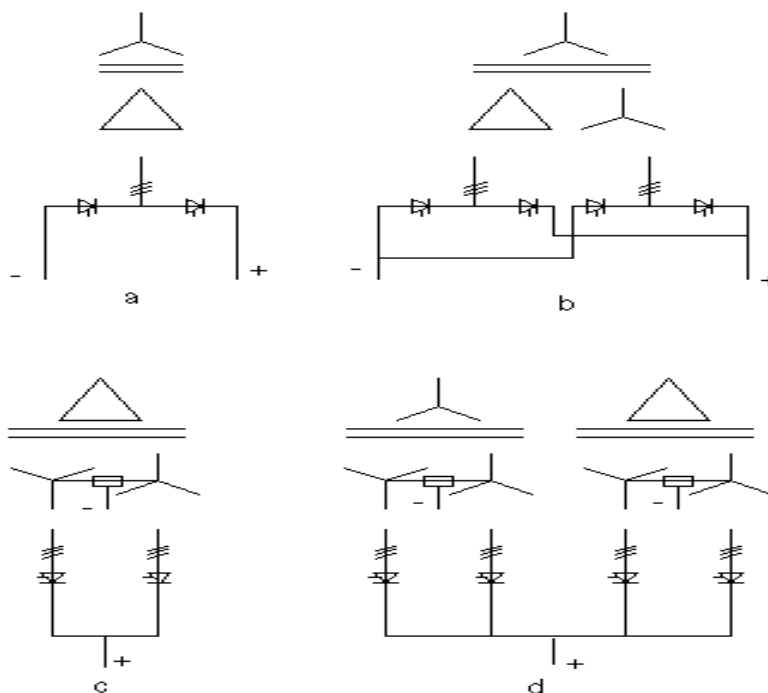


Figura 3.11 – Topologias de circuitos para transformador retificador

As topologias clássicas, comercialmente utilizadas, são a DB (double bridge) – Figura 3.11 (a e b) – e a DSS (double-star with interphase reactor) –

Figura 3.11 (c e d). A utilização de uma topologia ou de outra depende da relação entre a tensão e a corrente demandadas pelo processo. Tipicamente, sistemas retificadores utilizam a topologia DSS em unidades de até 600V e 100kA, enquanto a topologia DB é utilizada até 1200V, 50kA. Entretanto, há outros fatores que influenciam na escolha da topologia, como os efeitos anódicos das células eletrolíticas, mais fortes na eletrólise de alumínio, mais suaves em cloro, zinco e cobre. No primeiro caso, a topologia DB é mais recomendada, no segundo não há restrição para a DSS.

3.5 – Harmônicos Característicos Gerados por Indústrias de Alumínio

Devido à utilização de conversores de potência CA-CC, que são cargas características nesse tipo de instalação industrial, a corrente requerida do sistema alternado por este tipo de carga possui uma identidade própria.

Os circuitos retificadores, dependendo do número de pulsos, irão gerar correntes harmônicas cuja ordem pode ser determinada mediante a seguinte expressão:

$$h = nk \pm 1 \quad (3.1)$$

em que:

h : Ordem da corrente harmônica

n : Número de pulsos do circuito retificador

k : Número inteiro positivo

Portanto, um sistema de 6 pulsos, por exemplo, irá conter na forma de onda da corrente total da rede CA componentes harmônicos de 5ª, 7ª, 11ª, 13ª ordem e assim por diante. A Figura 3.12 ilustra a forma de onda coletada no primário de um transformador retificador do sistema da ALBRAS.

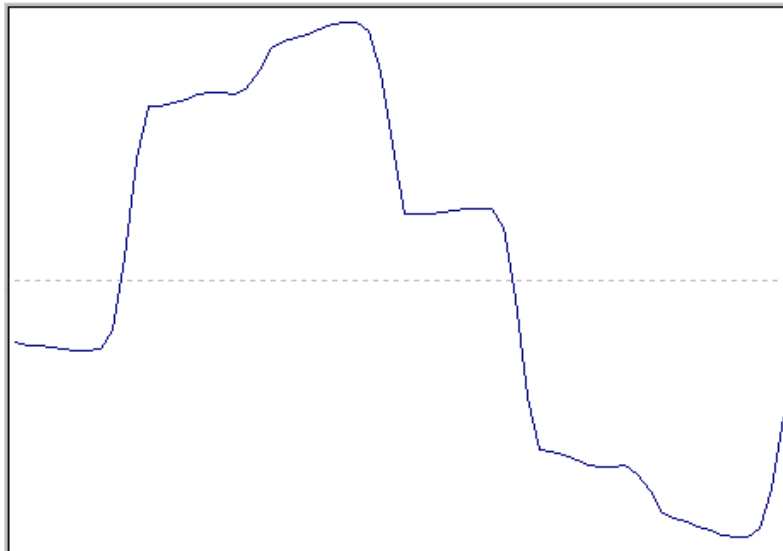


Figura 3.12 – Forma de onda em uma das fases de um transformador retificador da ALBRAS

Como pode ser visualizado na Figura 3.12, a corrente é bastante distorcida. Decompondo este sinal em série de Fourier ficam visíveis as componentes harmônicas mais significativas para esse sistema de retificação, como é mostrado na Figura 3.13, onde se destacam as harmônicas de ordem $6k \pm 1$.

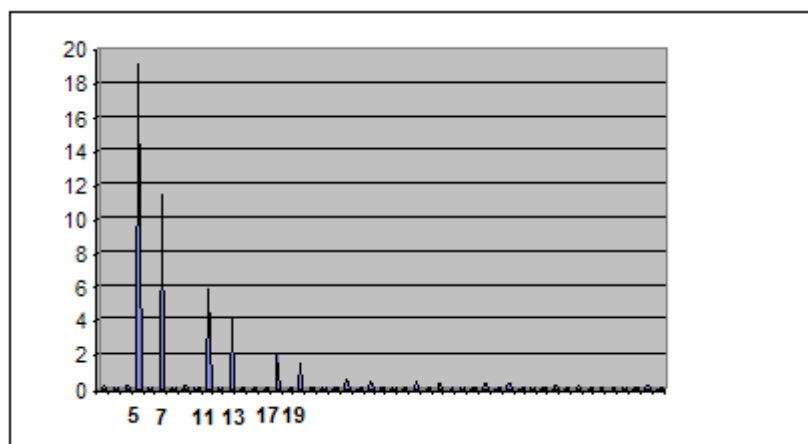


Figura 3.13 – Espectro de corrente no primário do transformador retificador

3.6 – A Técnica de Multi-Pulsos ^[37]

Os sistemas multi-pulsos são bastante utilizados em processos eletroquímicos de alta potência. A técnica consiste no arranjo de retificadores e transformadores de tal maneira que certos harmônicos (dependendo do

número de conversores) produzidos por uma ponte retificadora são cancelados por outros conversores. Além da redução do conteúdo harmônico na rede de alimentação AC, esse tipo de arranjo provê também uma redução na ondulação da tensão retificada.

A seguir serão apresentados três esquemas de ligações que irão ilustrar como ocorre o cancelamento dos harmônicos gerados por conversores de potência.

O primeiro é mostrado na Figura 3.14, onde se tem duas cargas isoladas alimentadas por dois retificadores, os quais por sua vez são alimentados por seus respectivos transformadores.

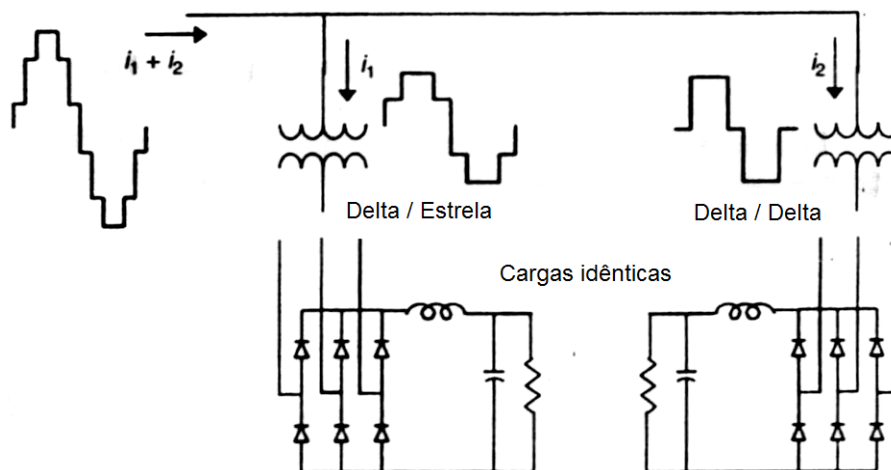


Figura 3.14 - Dois conversores isolados de seis pulsos combinados para formar uma corrente de 12 pulsos no ponto de acoplamento comum

Como pode ser visto na Figura 3.14 uma das pontes é alimentada por um transformador delta/estrela, o que proporciona um defasamento angular de trinta graus entre o primário e o secundário. Em contrapartida, a outra ponte retificadora está conectada através de um transformador delta/delta, o qual não apresenta defasamento entre os dois enrolamentos.

Com isso, alguns harmônicos de corrente estão diferentemente defasados, e em sentidos opostos, devido à ação do transformador. As equações das correntes de alimentação para cada retificador são apresentadas nas equações 3.2 e 3.3, onde são indicadas essas relações de fase.

$$i_1 = i_1(\omega t)\alpha \frac{2\sqrt{3}}{\pi} \left(\cos \omega t - \frac{\cos 5\omega t}{5} + \frac{\cos 7\omega t}{7} - \frac{\cos 11\omega t}{11} \dots \right) \quad (3.2)$$

$$i_2 = i_2(\omega t)\alpha \frac{2\sqrt{3}}{\pi} \left(\cos \omega t + \frac{\cos 5\omega t}{5} - \frac{\cos 7\omega t}{7} + \frac{\cos 11\omega t}{11} \dots \right) \quad (3.3)$$

Através das equações 3.2 e 3.3 verifica-se que alguns harmônicos de uma ponte conversora estão em anti-fase em relação aos da outra, proporcionando o cancelamento de certas ordens, caso as cargas fossem idênticas, ou a redução da magnitude dos harmônicos que se encontram em anti-fase. No exemplo em questão pode-se concluir que a 5ª e a 7ª ordens serão suprimidas e o sistema AC “enxergará” um sistema de 12 pulsos.

Isso pode ser explicado através da seguinte suposição: assume-se que o fasor de corrente fundamental de entrada é defasado de $-\phi$ produzindo um atraso no fasor de saída, devido à ação de um transformador defasador. A quinta harmônica na entrada será defasada de um ângulo de $+\phi$ na saída, uma vez que se trata de uma ordem de sequência negativa. Quando ωt for igual a ϕ , o vetor fundamental da saída alcançará a posição de referência em zero. Nesse momento, a quinta harmônica será movida de um ângulo de $+5\phi$. Portanto, a 5ª harmônica estará em um ângulo de 6ϕ .

Da mesma forma a 7ª harmônica será defasada de um ângulo de $-\phi$, por ser de sequência positiva, e quando o vetor fundamental de saída atingir a posição de referência, a 7ª harmônica será movida de um ângulo de $+7\phi$ e então a 7ª harmônica também estará em um ângulo de 6ϕ com relação à saída.

Com isso, a 5ª e a 7ª harmônicas apresentam sentidos opostos na entrada para saída com $\phi = 30^\circ$. Sendo assim, dois conversores alimentados com um defasamento de 30° podem eliminar a 5ª e a 7ª harmônicas. Em geral, as ordens $6(2k-1)\pm 1$, sendo k um número inteiro positivo, são cancelados quando $\phi = 30^\circ$.

A Figura 3.15 mostra o comportamento da 5ª harmônica com uma defasagem do vetor fundamental igual a ϕ .

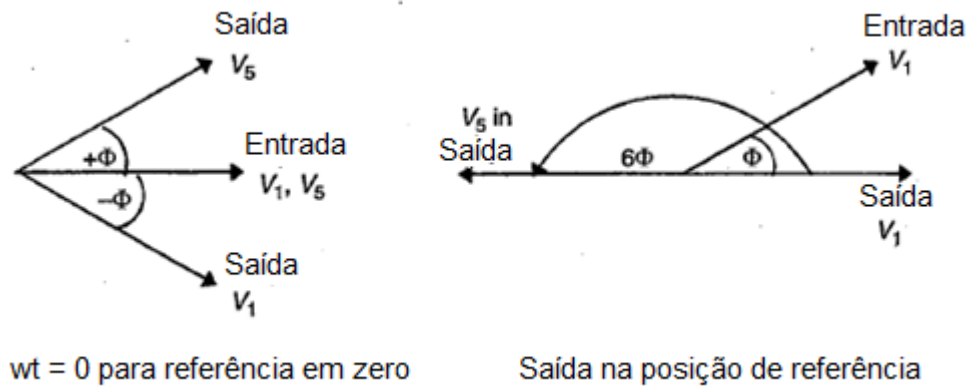


Figura 3.15 - Comportamento da 5ª harmônica com uma defasagem do vetor fundamental igual a ϕ

Na prática as cargas não serão balanceadas, no entanto, uma alternativa consiste na interconexão de cargas DC de modo a assegurar iguais condições de carga. Para isso, faz-se uso de transformadores de interfase de tal forma a permitir que os retificadores operem independentemente um do outro. A Figura 3.16 mostra esse tipo de esquema, onde as cargas da Figura 3.14 foram interligadas.

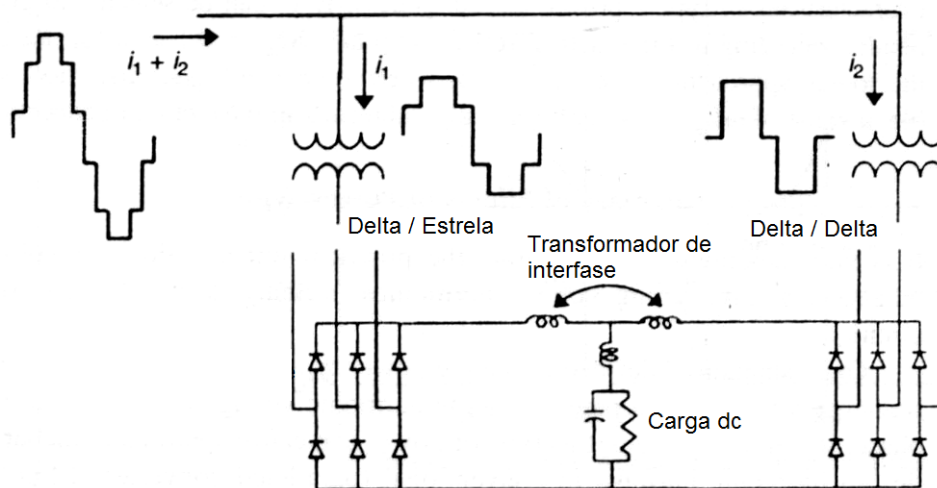


Figura 3.16 - Dois conversores de seis pulsos conectados, combinados para formar uma corrente de 12 pulsos no ponto de acoplamento comum

A topologia proposta na Figura 3.16 também irá gerar um sistema de 12 pulsos com a vantagem de se obter um cancelamento maior no ponto de acoplamento comum, devido à interconexão das cargas.

O terceiro e último esquema ilustra um sistema de 18 pulsos, onde para o cancelamento dos harmônicos de frequências mais baixas são utilizados três conversores de seis pulsos com transformador de interfase, mostrado na Figura 3.17. O esquema de ligação dos transformadores alimentadores não são explicitados devido ao defasamento, que neste caso (+20 graus e -20 graus) pode ser obtido de diferentes maneiras.

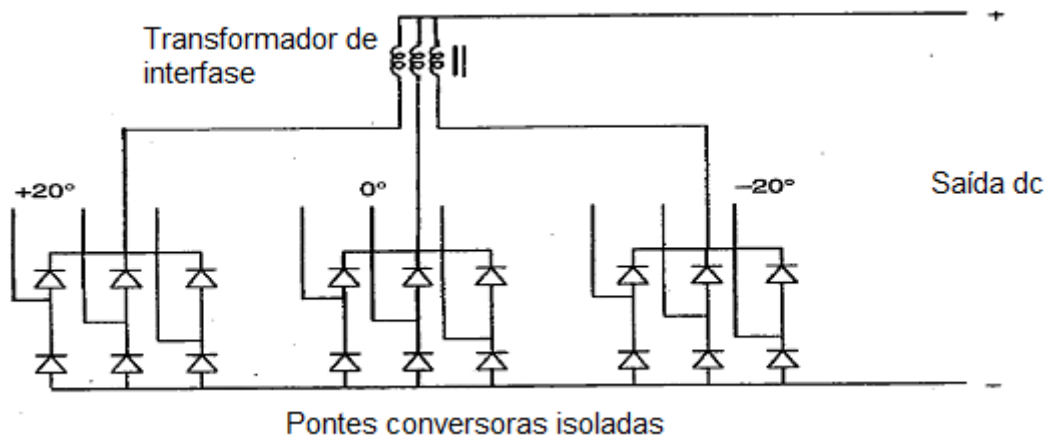


Figura 3.17 - Três conversores de seis pulsos combinados para formar uma corrente de 18 pulsos no ponto de acoplamento comum

O defasamento dos transformadores deve ser apropriado para o número de conversores a fim de se obter um cancelamento de harmônicos no PAC. Em se tratando de conversores de seis pulsos, o defasamento mínimo necessário para o cancelamento dos harmônicos é dado por:

$$Defasagem = \frac{60}{Núm.Conversores} \quad (3.4)$$

Sendo o número de pulsos do sistema dado pelo número de conversores multiplicado pelo número de pulsos/conversor.

3.7 – O Sistema Elétrico da ALBRAS

A ALBRAS está conectada ao SIN pela subestação da Eletronorte de Vila do Conde, localizada no município de Barcarena, no estado do Pará. A conexão se dá por meio de duas linhas de transmissão em 230kV, de extensão igual a 1 km, e sua carga atual é em torno de 800 MW.

A fábrica possui quatro linhas de redução alimentadas, cada uma, por um transformador principal de entrada (MT). Cada linha de redução possui dois transformadores reguladores de tensão (LVR e LVR-A), os quais possuem controle de tap tanto no primário quanto no secundário, e seis “transformadores retificadores” com configuração “delta / estrela dupla invertida”. Estes últimos alimentam, cada um, um retificador de seis pulsos a diodo. O primário dos transformadores retificadores possui defasamento angular, a fim de atenuar os harmônicos de corrente injetados no sistema CA pela técnica de multi-pulso. Além disso, cada redução possui um banco de capacitor e filtros harmônicos localizados eletricamente na barra do secundário do respectivo transformador MT. A Figura 3.18 na página 61 mostra o sistema elétrico da ALBRAS.

Os transformadores MT1, MT2, MT3 e MT4 têm potência igual a 208MVA cada um e as tensões dos seus enrolamentos primário e secundário são de 230 kV/34,5 kV, respectivamente. Nestes transformadores está ligada toda a carga da ALBRAS. Além dos quatro transformadores citados anteriormente, um 5º transformador (de emergência), identificado como MTR e de características elétricas semelhantes aos transformadores MT, também faz parte do sistema da indústria. Este último tem por finalidade atender uma linha de redução que por algum motivo tenha seu transformador principal de entrada fora de operação.

Os transformadores reguladores de tensão (34,5kV/34,5kV) são subdivididos em dois tipos: o LVR, onde são ligados cinco transformadores retificadores e o LVR-A com um único transformador retificador conectado em seu secundário. Estes autotransformadores possuem capacidade de comutação em carga de até 33 taps, podendo variar a tensão secundária de 1,5 kV a 34,5 kV. Assim como para os transformadores MTs, existe também um transformador regulador de reserva (LVR-R) para situações específicas.

Os transformadores retificadores (34,5 kV/ 840 V) possuem configuração delta/estrela dupla invertida. Em cada um dos secundários ligados em estrela existe um retificador de seis pulsos, ligados em paralelo no lado CC.

Cada retificador de seis pulsos possui um ajuste fino de corrente que permite variar automaticamente a tensão aplicada em uma linha de redução em até 40 V para as reduções 2, 3 e 4 e em até 60 V para a redução 1, a fim de corrigir o valor da corrente da redução para o valor de referência. Este sistema

de regulação de corrente por retificador é composto basicamente de reatores saturáveis reguladores de tensão (VCR) em série com os diodos dos retificadores.

Os filtros harmônicos, de potência de 10 Mvar cada, são formados por bancos de capacitores e reatores a núcleo de ar e são sintonizados para filtrarem os harmônicos de 5ª e 7ª ordem. Além disso, estes também contribuem, em menor escala que os bancos de capacitores, para a correção do fator de potência da indústria.

Os bancos de capacitores são de 50 Mvar cada um. Instalados para correção do fator de potência, são sintonizados na frequência de $4,08 \times 60$ Hz, a fim de reduzir a possibilidade de ressonâncias com o sistema.

Atualmente a corrente no barramento CC é em torno de 170 kA na redução I e 180 kA nas demais e a tensão CC nos barramentos é, em média, de 1000 V.

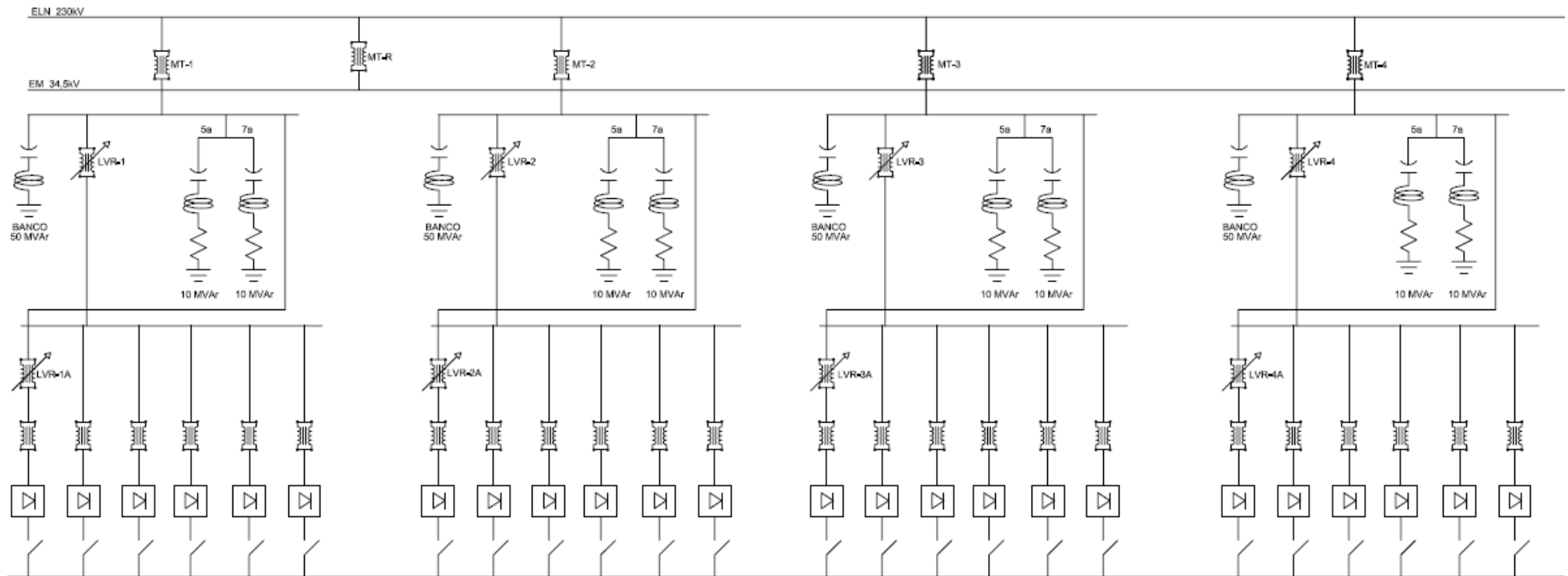


Figura 3.18 – Sistema elétrico da ALBRAS

3.7.1 – O Sistema de 72 Pulsos

Cada linha de redução da ALBRAS possui seis retificadores dispostos de tal forma a proporcionar um sistema de 36 pulsos no ponto de acoplamento comum. Isso é conseguido devido aos transformadores defasadores, os quais provocam um defasamento angular entre os retificadores. O defasamento é obtido através da equação 3.4, e para o caso em questão será de:

$$Defasagem = \frac{60}{6} = 10^{\circ} \quad (3.5)$$

Portanto, cada ponte de seis pulsos da empresa está defasada de 10° em uma redução, formando um sistema de 36 pulsos. No entanto, os defasamentos adotados para as reduções I e II são tais que no ponto de acoplamento comum entre essas duas reduções forma-se um sistema de 72 pulsos, ou seja, os doze retificadores pertencentes as reduções I e II estão defasados entre si de um ângulo de 5° . Este mesmo procedimento ocorre entre as reduções III e IV. As Figuras 3.19 e 3.20 mostram com maiores detalhes a relação de ângulos no sistema de retificação da ALBRAS.

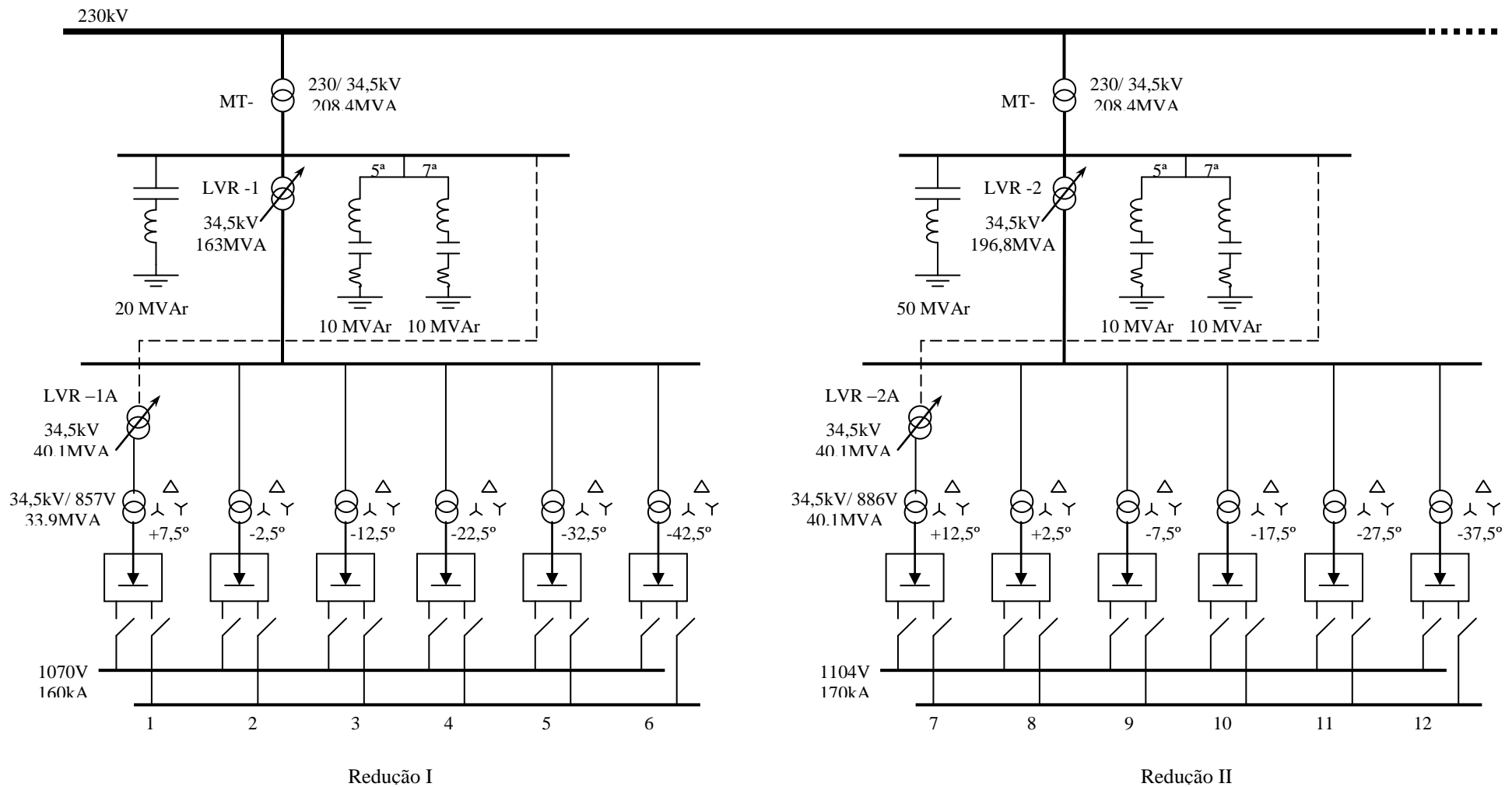


Figura 3.19 – Configuração do Sistema ALBRAS - Reduções I e II

3.8 – Conclusões

As indústrias de alumínio requerem uma atenção especial no que diz respeito à qualidade de energia do sistema elétrico. Isso se deve ao alto valor de corrente contínua necessário para a obtenção de seu produto, corrente esta proveniente de retificadores de alta potência (ou associação destes), os quais por sua vez produzem correntes harmônicas circulando na rede AC. As correntes absorvidas por esse tipo de carga são de ordem conhecida, dependendo do número de pulsos do conversor CA-CC. Neste aspecto, as indústrias de alumínio dispõem de filtros de harmônicos e principalmente de técnicas que visam a multiplicidade de pulsos do sistema através de transformadores defasadores, reduzindo assim os problemas envolvendo harmônicos.

A ALBRAS, que é responsável pela produção dos lingotes de alumínio no estado do Pará, apresenta um alto conteúdo harmônico oriundo de seus 24 retificadores divididos entre quatro reduções. Buscando reduzir seu conteúdo harmônico, a indústria possui pontes retificadoras de 36 pulsos em cada redução, formando 72 pulsos entre duas reduções. Além disso, faz-se necessário a presença de filtros sintonizados na 5ª e 7ª ordem, que são as harmônicas mais significativas.

No capítulo seguinte serão mostrados os resultados de uma campanha de medição realizada no PAC entre a ALBRAS e o sistema interligado, além de uma descrição de algumas etapas desta campanha.

CAPÍTULO 4

A CAMPANHA DE MEDIÇÃO

4.1 – Introdução

Em atendimento à solicitação do ONS, associada a análises quanto ao impacto da carga da ALBRAS na qualidade da tensão da rede básica, foi realizada uma campanha de medição que teve como principal objetivo a análise e verificação da violação dos índices de qualidade de tensão, principalmente no que diz respeito a desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e distorção harmônica, sendo esses índices obtidos através de medições realizadas com medidores de qualidade de energia instalados em pontos específicos.

A campanha de medição teve seu começo no dia 09/05/2007 às 10h30min com o início do registro dos indicadores realizado pelos medidores de qualidade de energia. A equipe responsável pela realização das medições foi composta por membros da UFPA, ALBRAS e Eletronorte.

Neste capítulo é descrita a campanha de medição, apresentando os pontos de medição escolhidos, as configurações realizadas no sistema da indústria, o tipo de tratamento dos dados apurados, além das características do medidor pertencente à equipe da UFPA utilizado para a realização das medições. Adicionalmente, os resultados obtidos bem como as análises dos gráficos e tabelas são apresentados.

4.2 – Escolha dos Pontos de Medição

Os pontos de medição, disponibilizados pela equipe da Eletronorte, compreenderam o secundário dos transdutores de potencial do tipo DCP (Divisor Capacitivo de Potencial) de propriedade do agente de transmissão (Eletronorte), localizados na casa de relés 202 da subestação da Eletronorte em Vila do Conde, sendo destinado à equipe da UFPA a medição da linha 2 (Eletronorte – ALBRAS), ficando sob monitoramento da Eletronorte, a linha 1 (Eletronorte – ALBRAS), ambas localizadas no município de Barcarena/PA.

4.3– Configurações do Sistema da ALBRAS

Durante a semana de medição foram consideradas várias situações possíveis de contingências no sistema da ALBRAS, além da operação normal. Vale ressaltar que nos procedimentos de rede do ONS não é mencionado a realização de contingências durante a campanha de medição, no entanto, tais contingências foram adotadas neste estudo a fim de se avaliar a instalação nestas condições. Durante o período considerado a ALBRAS retirou de operação retificadores e filtros nas seguintes configurações:

Operação em contingência simples em uma redução:

- Cinco retificadores em operação normal e um desligado;
- Seis retificadores em operação normal e filtros harmônicos desconectados.

Operação em contingência dupla:

- Duas linhas de redução com cinco retificadores em operação normal e um desligado;
- Uma linha de redução com cinco retificadores em operação normal e filtros harmônicos desconectados;
- Duas linhas de redução com seis retificadores em operação normal e os filtros harmônicos desconectados em cada uma das linhas.

4.4 – Registradores de Qualidade de Energia Utilizados

Os instrumentos de medição utilizados na campanha foram: analisador de qualidade de energia ION, da POWER MEASUREMENT, pertencente à equipe da Eletronorte, e o analisador de qualidade de energia RQE III-P, da REASON, de propriedade do laboratório de qualidade de energia e eficiência energética (LABQUALI) da UFPA, sendo este último a fonte dos resultados apresentados posteriormente.

A escolha do RQE III é justificada por se tratar de um equipamento credenciado junto ao ONS e por monitorar a qualidade de energia do sistema elétrico, permitindo a obtenção de registros contínuos, realizados de forma periódica e obtidos da consolidação das aquisições a cada intervalo de tempo

de dez minutos. A Tabela 4.1 apresenta as características deste analisador de energia. [38]

Tabela 4.1 – Características do analisador RQE III-P

RQE-III Registrador de Parâmetros de Qualidade de Energia	
Entradas Analógicas	<ul style="list-style-type: none"> - 4 entradas de tensão, faixa dinâmica 2 Vn - 4 entradas de corrente, faixa dinâmica 4 In - Conversão AD opto-isolados independentes para cada canal - 200 pontos-por-ciclo - Resposta em frequência DC – 3kHz
Conexão de Sinal	<p>Tensão</p> <ul style="list-style-type: none"> - 3 TPs com medição de neutro - 3 TPs sem medição de neutro - 2 TPs <p>Corrente</p> <ul style="list-style-type: none"> - 3 TCs com medição de neutro - 3 TCs sem medição de neutro - 2 TCs
Exportação de Dados	<ul style="list-style-type: none"> - PQDIF (Power Quality Data Interchange Format) segundo a norma IEEE 1159.3 - COMTRADE (Common Format for Transiente Data Exchange) segundo norma IEEE C37.111 (somente registros de eventos) - CSV (Comma Separated Values) para inclusão em planilhas de dados e pós-processamento pelo usuário
Registros de Medição Contínua	<ul style="list-style-type: none"> - Harmônicos de tensão e corrente até 50ª ordem segundo IEC 61000-4-7 - Distorção harmônica total (DHT) de tensão e corrente - Fasores de tensão e corrente - Valor eficaz (RMS) de tensão e corrente - Desequilíbrio de tensão e corrente segundo IEEE P.1159.1 - Frequência - Flutuação de tensão (flicker) segundo IEC 61000-4-15 (modelos de lâmpadas de 50 e 60 Hz) - Potências ativas, reativa e aparente

4.5 – Tratamento dos Dados

Os valores obtidos via campanha de medição totalizaram 1008 amostras, as quais foram trabalhadas de tal forma a estabelecer gráficos de linha mostrando a tendência dos indicadores de desempenho ao longo dos sete dias, histogramas dos indicadores evidenciando a frequência em que certos valores ocorreram durante o período da campanha, tabelas com os respectivos valores dos indicadores a serem comparados aos limites globais estabelecidos pelo ONS, além de gráficos de coluna para as análises das contingências.

Os histogramas apresentados possuem um total de 20 categorias no eixo horizontal, contendo valores randômicos dos indicadores considerados, bem como o número de ocorrências e a probabilidade cumulativa destes em eixos verticais.

Para a construção das tabelas foram considerados os valores dos indicadores que servirão de base de comparação aos limites globais a fim de avaliar o desempenho do sistema. A determinação destes valores se deu mediante a metodologia descrita no item 2.3.3 desta dissertação, onde se faz uso da ferramenta estatística percentil, explicada em sequência.

4.5.1 – A Ferramenta Estatística Percentil ^[19]

O percentil é uma medida de posição relativa de uma unidade de observação em relação a todas as outras de um conjunto de valores dispostos em ordem crescente. O p-ésimo percentil tem no mínimo p% dos valores abaixo daquele ponto e no mínimo (100-p%) dos valores acima.

Neste trabalho se fez uso do percentil de 95% para a determinação dos indicadores significativos para as análises, todavia, por se tratar de uma grande quantidade de valores, utilizou-se o software Excel, da Microsoft para o cálculo do percentil desejado. A metodologia utilizada pelo Excel para o cálculo do percentil é descrita a seguir:

1º passo: O conjunto de valores é ordenado em ordem crescente.

2º passo: Calcula-se a posição da observação para o percentil de interesse através da equação 4.1.

$$L_p = (n - 1) \times \frac{P}{100} + 1 \quad (4.1)$$

em que:

L_p : posição da observação.

n: número de observações.

P: Valor do percentil.

Caso o valor de L_p não seja inteiro, então a posição da observação é determinada mediante técnica de interpolação

Para um melhor esclarecimento, toma-se como exemplo o seguinte caso: deseja-se saber os percentis de 25% e 20% de um conjunto de notas de uma turma:

52,0 – 55,9 – 56,7 – 59,4 – 60,2 – 54,4 – 55,9 – 56,8 – 59,4 – 60,3 –
54,5 – 56,2 – 57,2 – 59,5 – 60,5 – 55,7 – 56,4 – 57,6 – 59,8 – 60,6 – 55,8 –
56,4 – 58,9 – 60,0 – 60,8.

Primeiramente, ordena-se em ordem crescente o conjunto de valores (25 observações) considerado, ou seja:

52,0 – 54,4 – 54,5 – 55,7 – 55,8 – 55,9 – 55,9 – 56,2 – 56,4 – 56,4 –
56,7 – 56,8 – 57,2 – 57,6 – 58,9 – 59,4 – 59,4 – 59,5 – 59,8 – 60,0 – 60,2 –
60,5 – 60,6 – 60,8.

Então, efetua-se o cálculo utilizando a equação 4.1:

- Percentil de 25%

$$L_{25} = (25 - 1) \times \frac{25}{100} + 1 = 7 \quad (4.2)$$

Então o valor do percentil de 25% ocupa a posição de número 7 no conjunto de valores ordenado. Portanto o valor do percentil de 25% é igual a 55,9.

- Percentil de 20%

$$L_{20} = (25 - 1) \times \frac{20}{100} + 1 = 5,8 \quad (4.3)$$

Neste caso em que o valor L_p não é um número inteiro, o valor do percentil corresponde a um valor que estará compreendido entre os valores que ocupam as posições de número 5 e 6, e é obtido por interpolação da seguinte maneira:

$$P_{20} = 55,8 + (55,9 - 55,8) \times 0,8 = 55,88 \quad (4.4)$$

em que:

P_{20} é o percentil de 20%

55,8 é o valor que ocupa a posição 5 no conjunto ordenado de valores

55,9 é o valor que ocupa a posição 6 no conjunto ordenado de valores

0,8 corresponde à parte decimal de L_{20}

4.6 – Análises dos Resultados

Em sequência serão analisados os resultados referentes à campanha de medição, no que diz respeito aos fenômenos de flutuação, desequilíbrio e distorção harmônica de tensão. A análise será dividida em duas partes, a primeira compreende os resultados ao longo de todo o período de medição (sete dias consecutivos), já na segunda são destacados os intervalos em que as contingências foram realizadas, de modo a analisar o desempenho da instalação durante situações adversas. As análises terão como base os limites globais apresentados anteriormente, já que se trata de um ponto de acoplamento comum e, portanto, os efeitos de outras cargas conectadas ao mesmo ponto são levados em consideração.

As contingências realizadas na planta da ALBRAS foram:

- Retirada do retificador 20;
- Retirada dos filtros de 5ª e 7ª ordens da redução II;

- Retirada dos retificadores 9 da redução II e 18 da redução III;
- Retirada dos filtros de 5ª e 7ª ordens das reduções II e III;
- Retirada do retificador 9 e dos filtros de 5ª e 7ª ordens da redução II.

Vale ressaltar que as contingências tiveram um tempo de duração de trinta minutos cada, e estas foram definidas em conjunto com os engenheiros da ALBRAS para avaliar o comportamento do sistema para outras configurações e não somente para operação normal.

4.6.1 – Análises dos Sete Dias de Medição

4.6.1.1 – Flutuação de Tensão

As Figuras 4.1 a 4.6 mostram os gráficos de linha e os histogramas referentes ao indicador Pst nas fases A, B e C. Como pode ser visto nos gráficos de linha, nenhum valor, considerando as três fases, ultrapassou 1,20%, estando abaixo do limite global inferior de 1,53% estabelecido pelo ONS. Analisando os histogramas do indicador nas três fases pode-se constatar que os valores se concentraram em torno de 0,1330% na fase A, 0,1410% na fase B e 0,1245% na fase C.

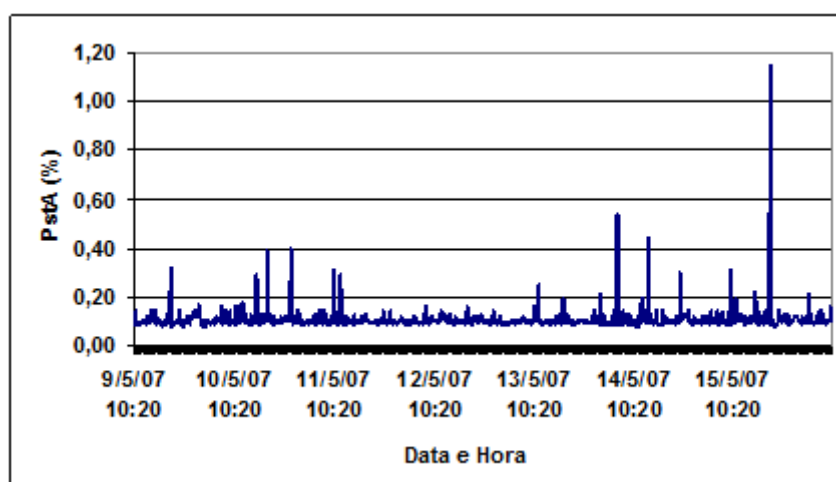


Figura 4.1 - Gráfico de linha mostrando a tendência dos valores de Pst medidos na fase A

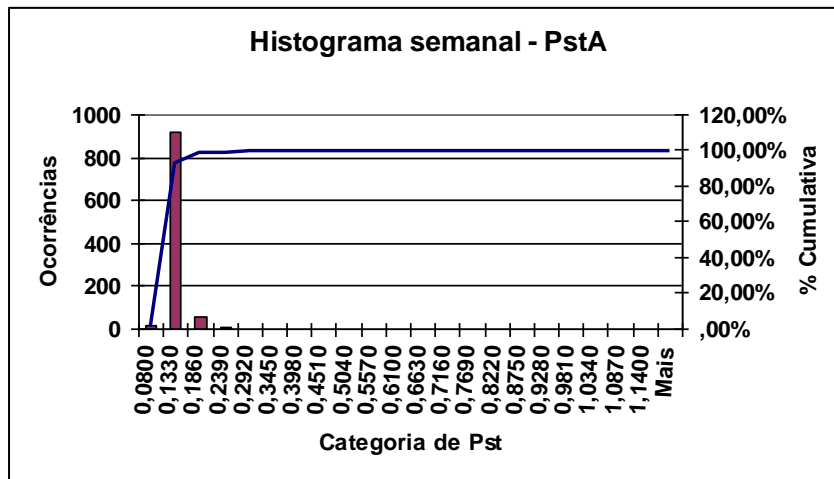


Figura 4.2 - Histograma com valores de Pst medidos na fase A

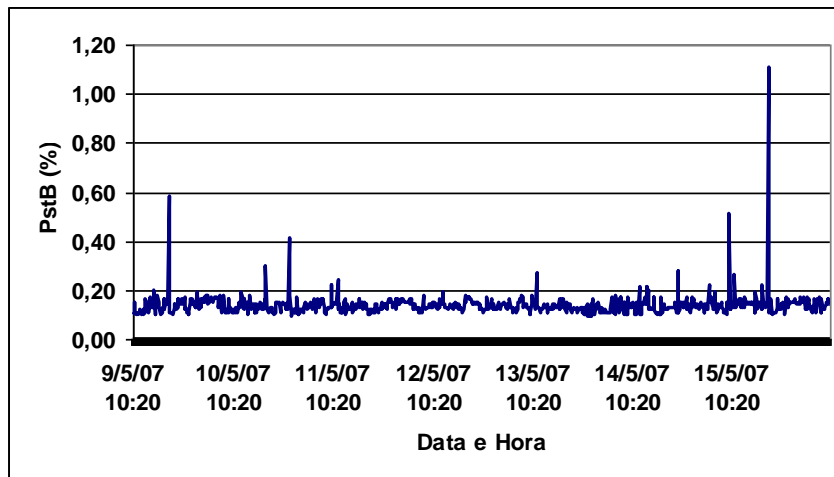


Figura 4.3 - Gráfico de linha mostrando a tendência dos valores de Pst medidos na fase B

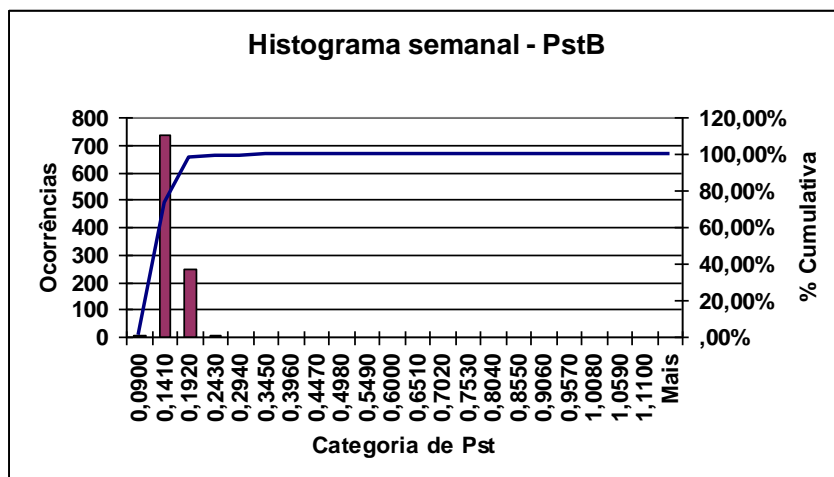


Figura 4.4 - Histograma com valores de Pst medidos na fase B

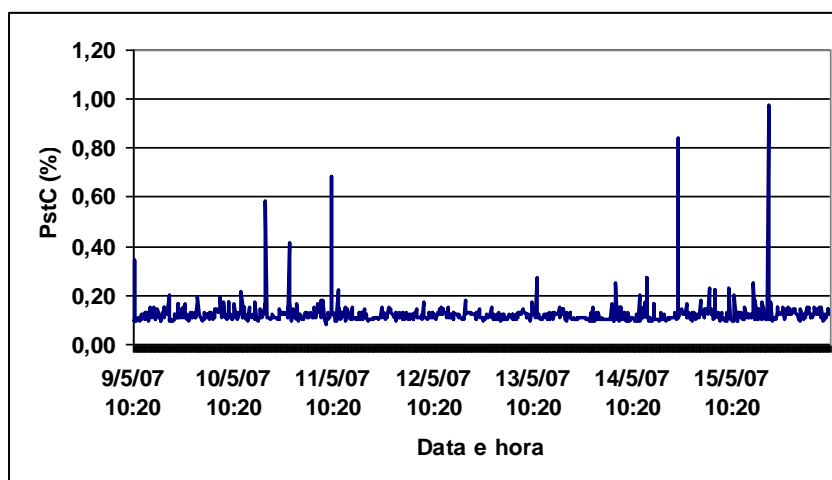


Figura 4.5 - Gráfico de linha mostrando a tendência dos valores de Pst medidos na fase C

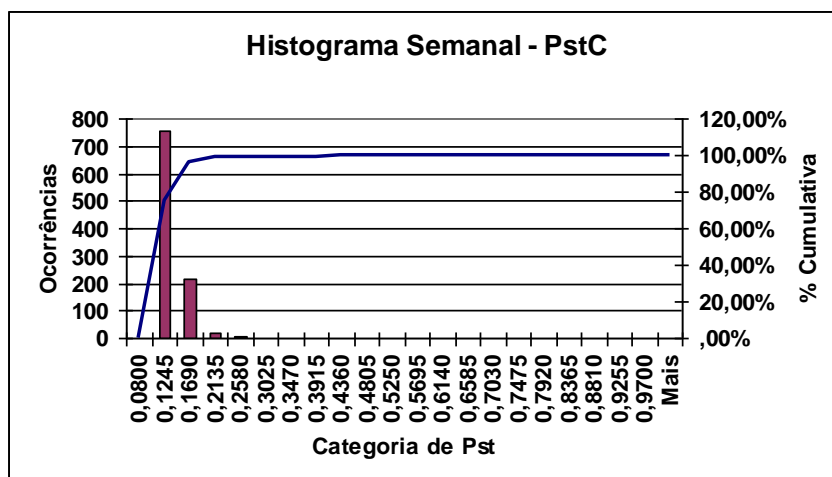


Figura 4.6 - Histograma com valores de Pst medidos na fase C

Nas Figuras 4.7 a 4.12 são apresentados os gráficos de linha e os histogramas referentes ao indicador Plt nas fases A, B e C. Assim como para o indicador Pst, todos os valores obtidos para o indicador Plt, englobando as fases A, B e C, ficaram abaixo do limite global inferior estabelecido pelo NOS de 1,223%, alcançando um valor máximo não superior a 0,6%. Os valores de maior ocorrência ficaram em torno de 0,1131%, 0,1468% e 0,1317% para as fases A, B e C, respectivamente, como pode ser visualizado nas figuras contendo os histogramas do indicador Plt.

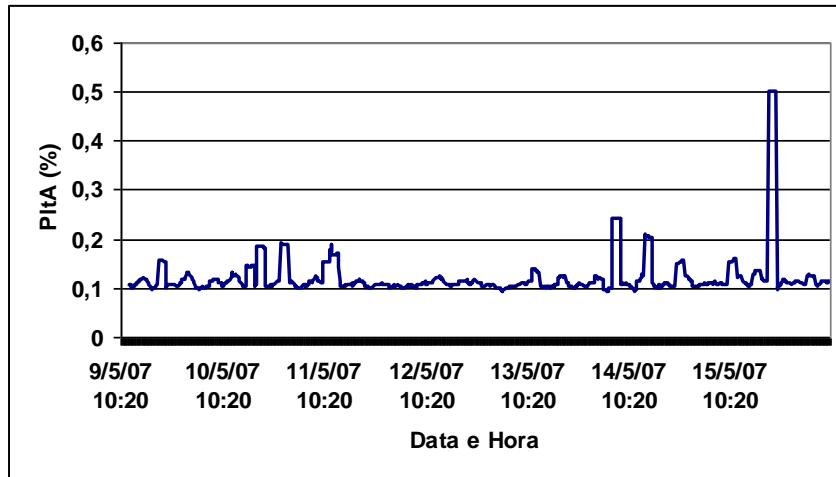


Figura 4.7 - Gráfico de linha mostrando a tendência dos valores de Plt medidos na fase A

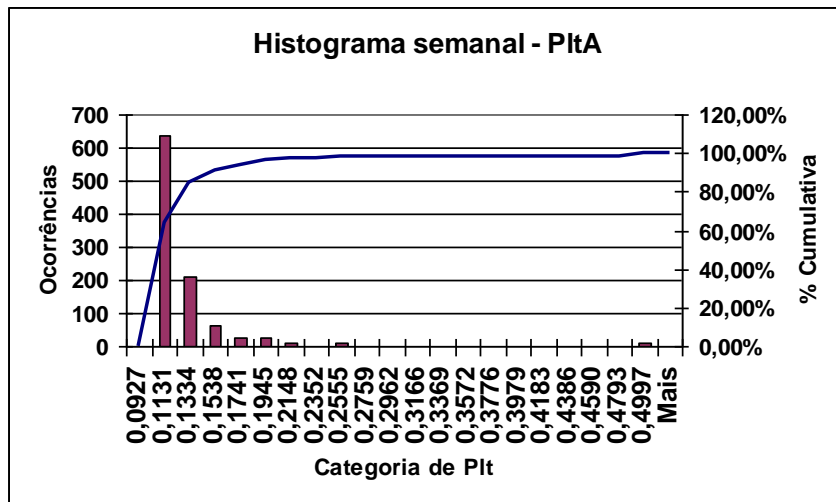


Figura 4.8 - Histograma com valores de Plt medidos na fase A

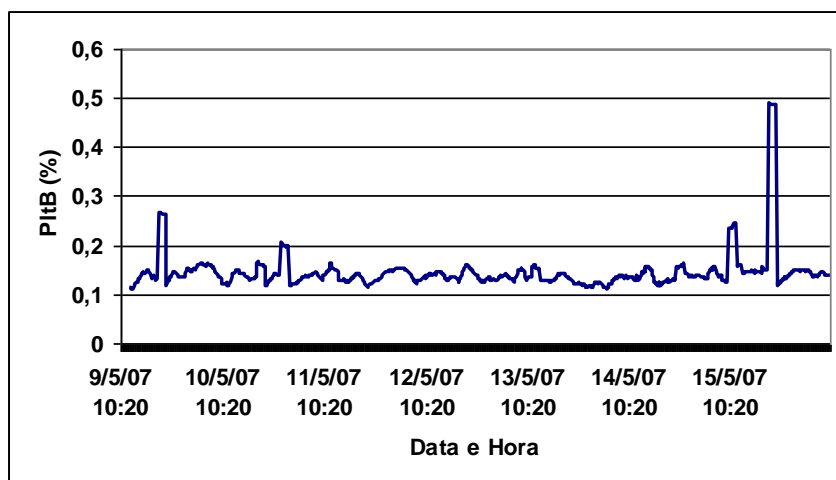


Figura 4.9 - Gráfico de linha mostrando a tendência dos valores de Plt medidos na fase B

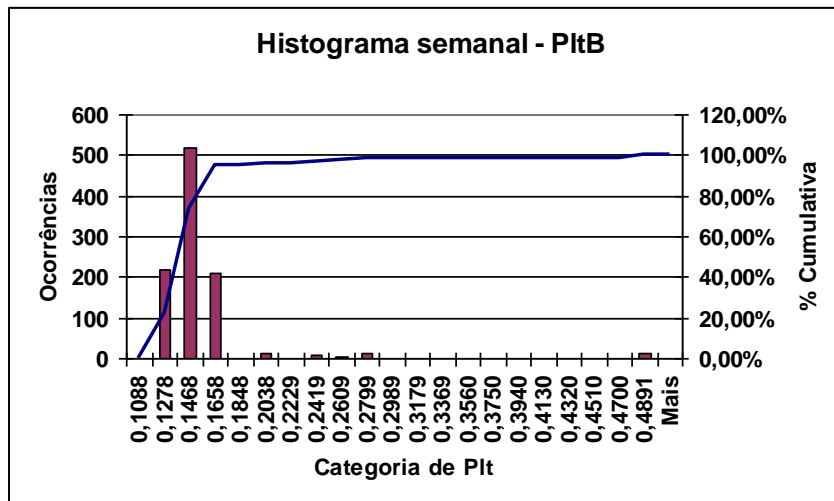


Figura 4.10 - Histograma com valores de Plt medidos na fase B

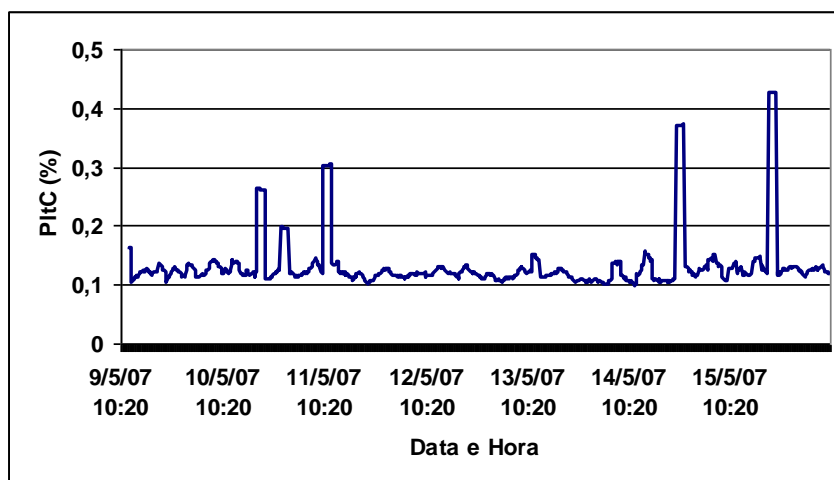


Figura 4.11 - Gráfico de linha mostrando a tendência dos valores de Plt medidos na fase C

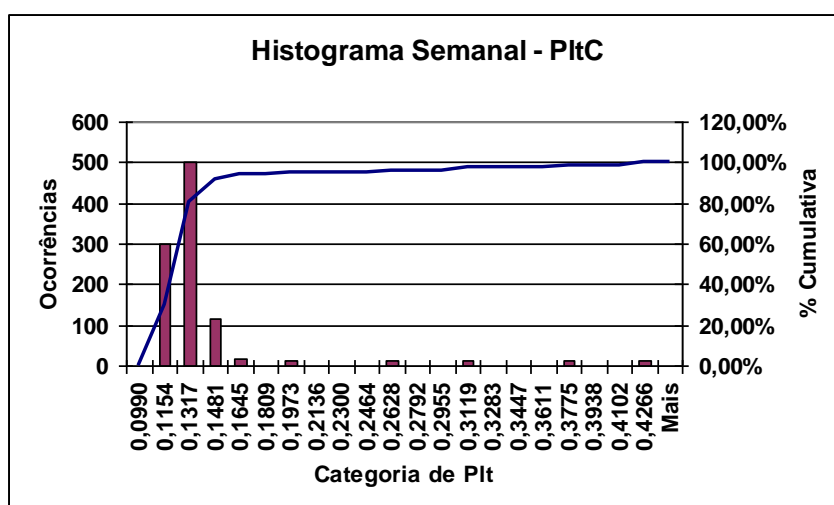


Figura 4.12 - Histograma com valores de Plt medidos na fase C

A Tabela 4.2 apresenta os valores dos indicadores significativos para avaliação da flutuação de tensão nas fases A, B e C. No que diz respeito ao indicador PstD95%, este encontra-se abaixo do limite global inferior de 1,53% recomendado no submódulo 2.8 dos procedimentos de rede do ONS, considerando as três fases e os sete dias consecutivos, sendo o maior valor obtido igual a 0,15% para fase A (2º dia), 0,18% para fase B (1º dia) e 0,1685% para fase C (2º e 6º dias). Quanto ao indicador PltS95%, este apresentou valores iguais a 0,1845%, 0,1647% e 0,1968% para as fases A, B e C, respectivamente, encontrando-se dentro do limite global inferior de 1,23% preestabelecido em norma.

Portanto, conclui-se que a instalação apresenta desempenho adequado no que diz respeito à flutuação de tensão.

Tabela 4.2 - Tabela contendo os valores de PstD95% de cada fase durante os sete dias e o valor de PltS95%

	PstD95%							PltS95%
	1º dia	2º dia	3º dia	4º dia	5º dia	6º dia	7º dia	
Fase A	0,1485	0,1500	0,1300	0,1285	0,1485	0,1400	0,1400	0,1845
Fase B	0,1800	0,1685	0,1600	0,1685	0,1600	0,1700	0,1700	0,1647
Fase C	0,1600	0,1685	0,1400	0,1400	0,1485	0,1685	0,1600	0,1968

4.6.1.2 – Desequilíbrio de Tensão

As Figuras 4.13 e 4.14 mostram o gráfico de linha e o histograma referentes ao indicador de desequilíbrio (K). Como pode ser visto na Figura 4.13, o valor máximo obtido para o indicador K ficou em torno de 0,6% durante a semana de medição, abaixo do limite de 2% estabelecido para este indicador, e os valores em torno de 0,5230%, 0,5340% e 0,5450% foram os de maior ocorrência, como mostrado no histograma da Figura 4.14.

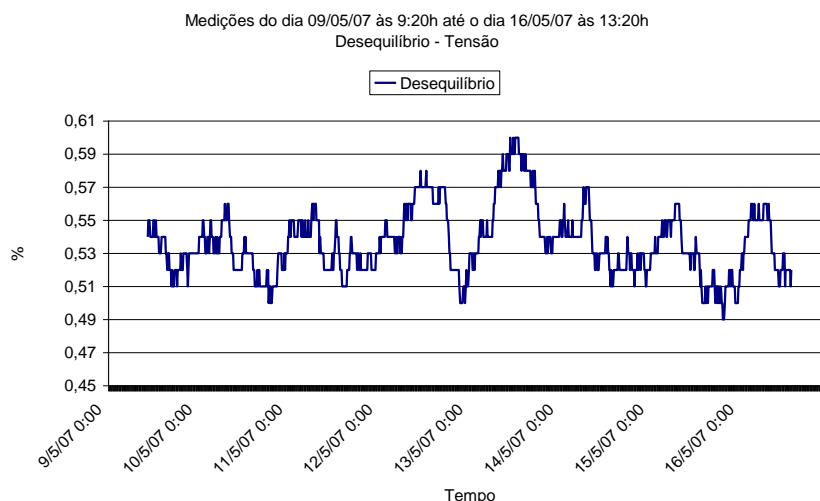


Figura 4.13 - Gráfico de linha mostrando a tendência do indicador K

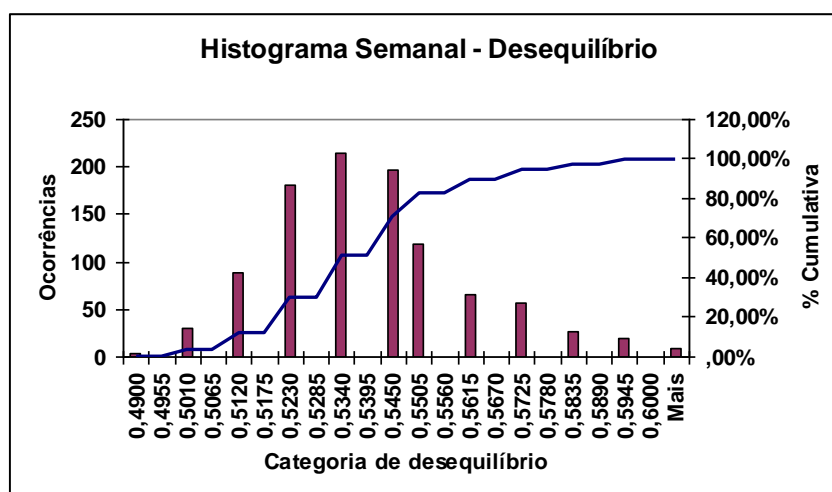


Figura 4.14 - Histograma do indicador K

A Tabela 4.3 apresenta os valores dos indicadores significativos para avaliação do desequilíbrio de tensão. Analisando a Tabela 4.3 verifica-se que o valor obtido para o indicador KS95% (maior valor registrado entre os indicadores Kd95%) foi de 0,5985%, indicando que o desempenho da indústria encontra-se adequado, uma vez que o valor do indicador de desempenho ficou abaixo do limite de 2% estabelecido pelo ONS.

Tabela 4.3 - Tabela contendo os sete valores de Kd95% e o valor de KS95%

Kd95%							KS95%
1º dia	2º dia	3º dia	4º dia	5º dia	6º dia	7º dia	
0,5500	0,5500	0,5600	0,5800	0,5985	0,5500	0,5600	0,5985

4.6.1.3 – Distorção Harmônica de Tensão

Os gráficos de linha e os histogramas referentes aos indicadores de distorção harmônica total nas fases A, B e C são apresentados nas Figuras 4.15 a 4.20. Através dos gráficos do tipo linha verifica-se que a fase A encontra-se ligeiramente mais distorcida em relação às fases B e C, sendo que os valores máximos obtidos ficaram próximos de 1,25% para a fase A e 1,10% para as fases B e C. No caso dos indicadores de distorção harmônica de tensão, os valores apresentaram uma certa distribuição entre as categorias dos histogramas, sendo os valores de maior frequência em torno de 1,1220%, 0,8900% e 0,9700% nas fases A, B e C, respectivamente.

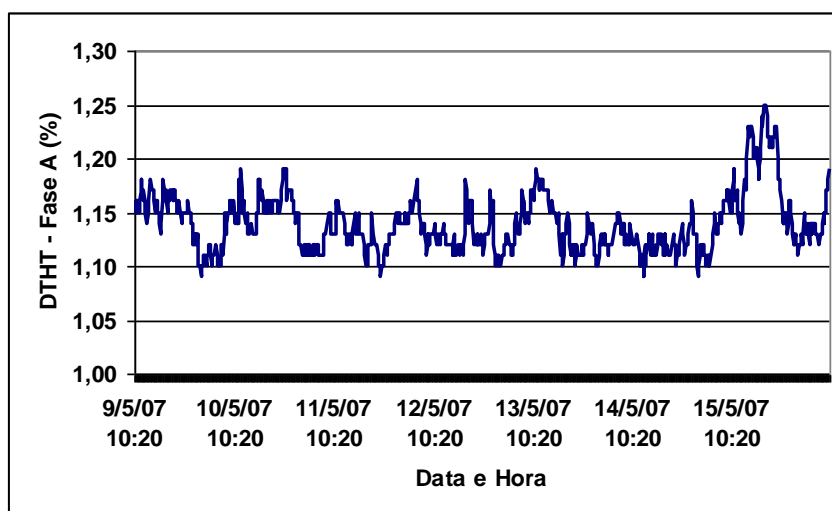


Figura 4.15 - Gráfico de linha mostrando a tendência dos valores de DTHT na fase A

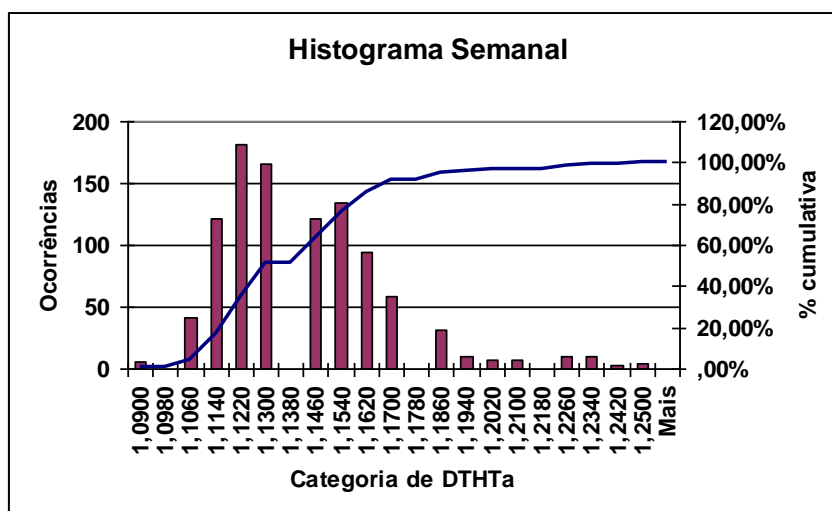


Figura 4.16 - Histograma com valores de DTHT medidos na fase A

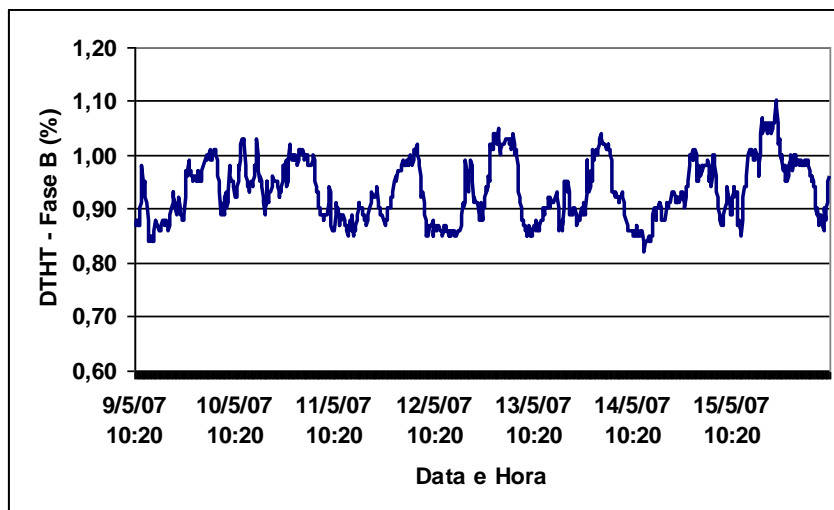


Figura 4.17 - Gráfico de linha mostrando a tendência dos valores de DTHT na fase B

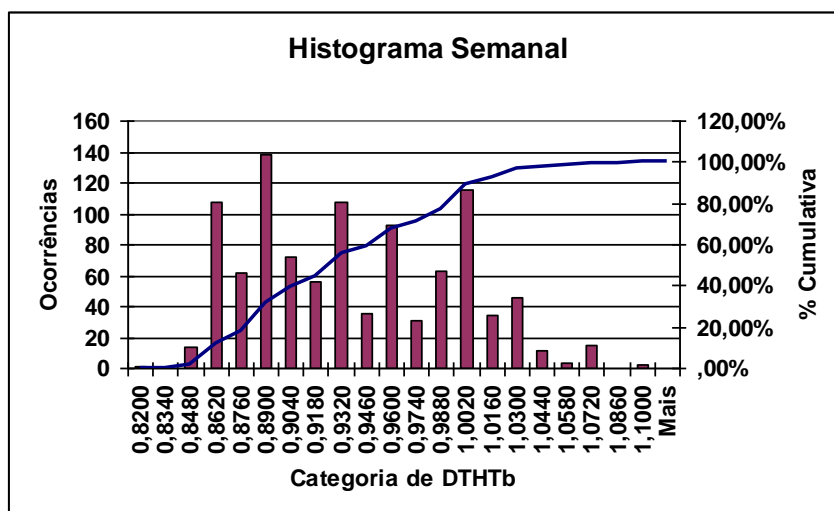


Figura 4.18 - Histograma com valores de DTHT medidos na fase B

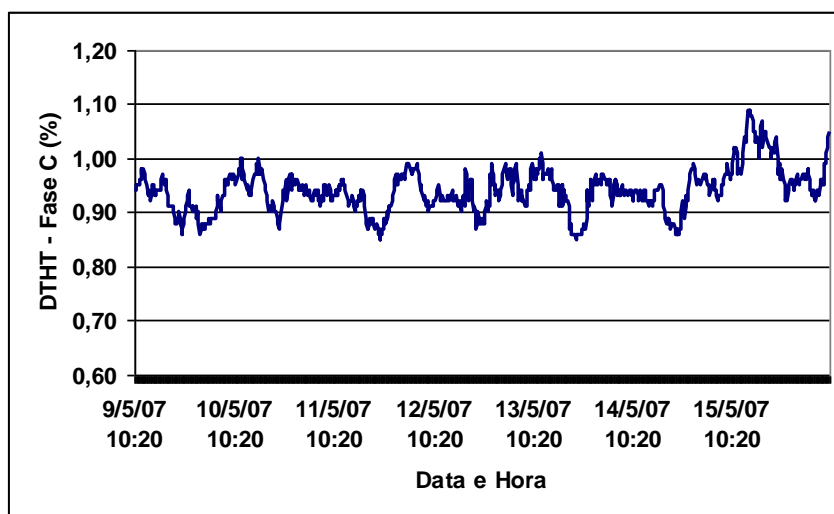


Figura 4.19 - Gráfico de linha mostrando a tendência dos valores de DTHT na fase C

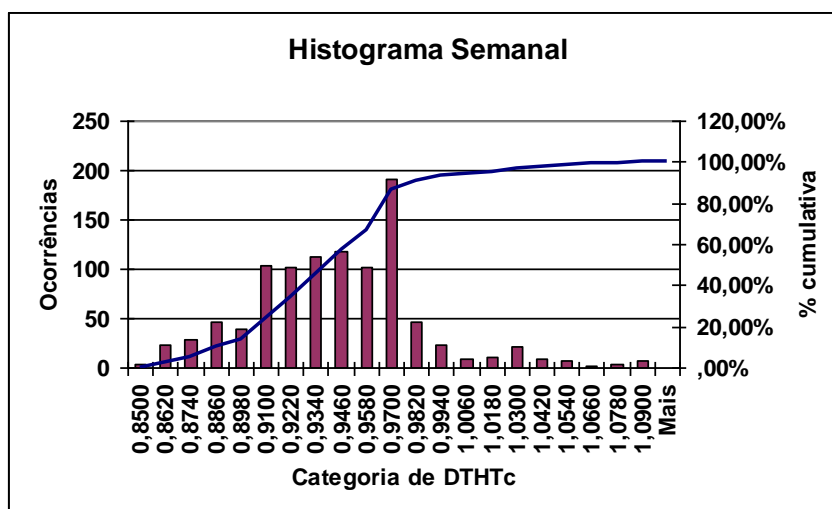


Figura 4.20 - Histograma com valores de DTHT medidos na fase C

A Tabela 4.4 apresenta os valores dos indicadores significativos para avaliação da distorção harmônica total e dos harmônicos individuais nas fases A, B e C. Tanto os indicadores de distorção total como os individuais ficaram dentro dos limites globais inferiores estabelecidos para um adequado desempenho da instalação.

Tabela 4.4 - Tabela com os indicadores de distorção harmônica

Indicador	Valor
DTHTa95%	1,2385%
DTHTb95%	1,0600%
DTHTc95%	1,0700%
V3a95%	1,0383%
V3b95%	0,8513%
V3c95%	0,8253%
V5a95%	0,5437%
V5b95%	0,6104%
V5c95%	0,6227%
V7a95%	0,3368%
V7b95%	0,3156%
V7c95%	0,5290%
Demais	< 0,4%

4.6.2 – Análises das Contingências

4.6.2.1 – Retirada do Retificador 20

A primeira contingência efetuada na planta da ALBRAS foi a retirada do retificador 20 da redução IV. Realizada no dia 10 de maio de 2007, esta contingência teve seu início às 10h11min.

A Figura 4.21 mostra o comportamento do indicador de desequilíbrio (K) durante a contingência considerada. Pode-se constatar que a manobra não teve influência no indicador K, o qual se manteve em torno de 0,52% ao longo do período considerado, ficando dentro do limite de 2% especificado nos procedimentos de rede do ONS.

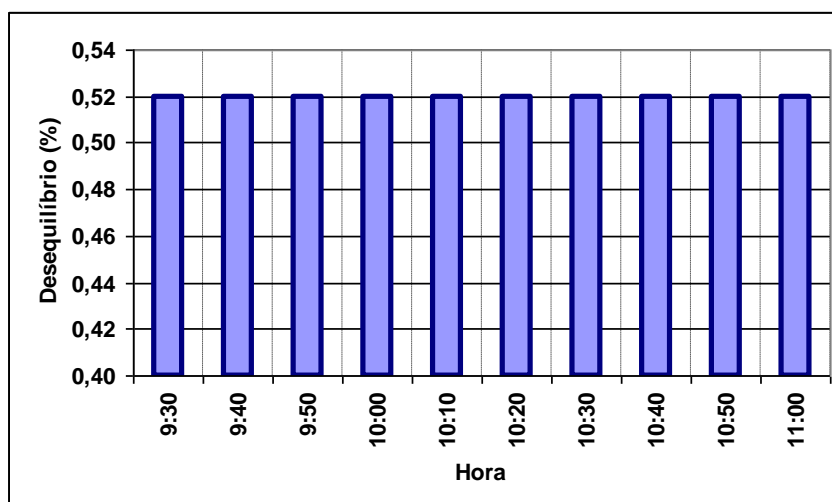


Figura 4.21 - Gráfico de coluna do indicador K

Nas Figuras 4.22, 4.23 e 4.24 percebe-se que não houve influência significativa na distorção de tensão no PAC devido a esta contingência. A distorção harmônica total de tensão nas fases A, B e C ficou abaixo de 3%, como estabelecido no Submódulo 2.8.

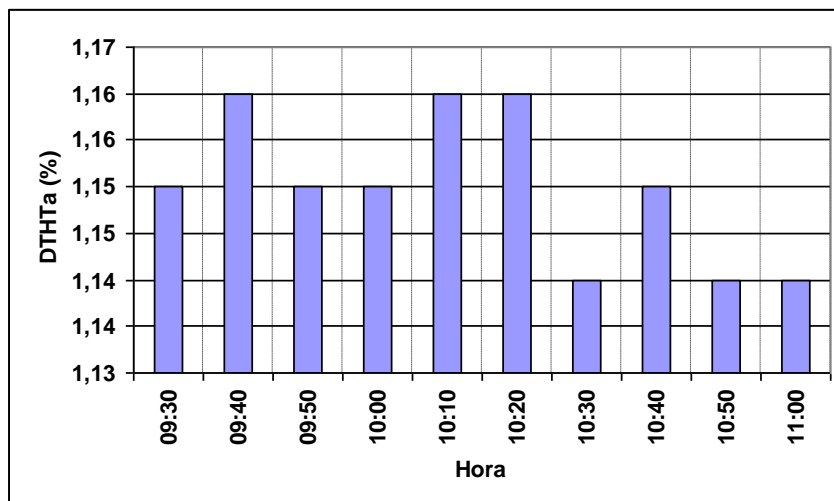


Figura 4.22 - Gráfico de coluna da DTHT na fase A

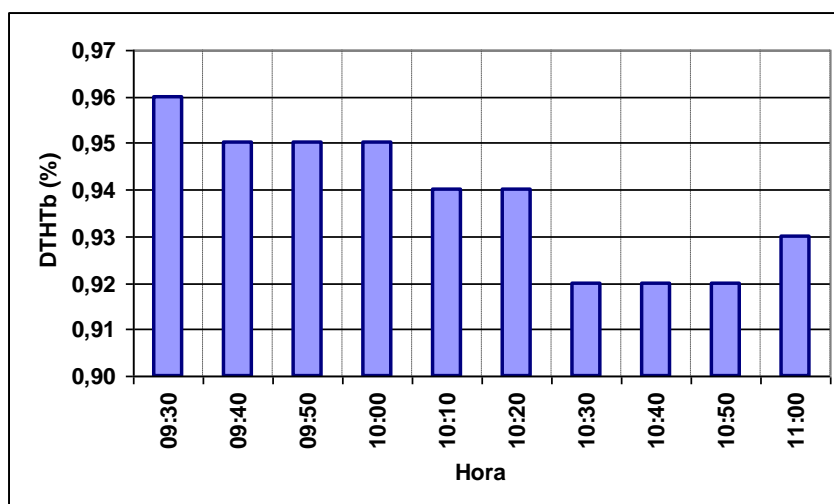


Figura 4.23 - Gráfico de coluna da DTHT na fase B

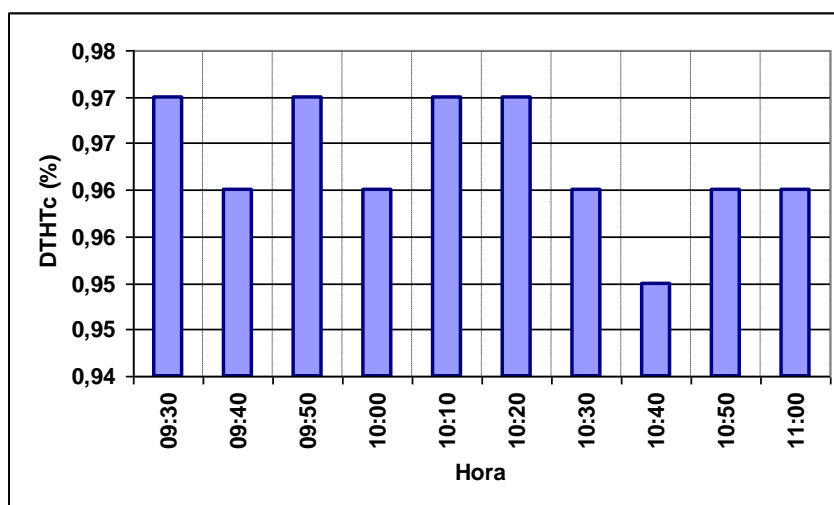


Figura 4.24 - Gráfico de coluna da DTHT na fase C

Em se tratando do desempenho da flutuação de tensão no ponto de acoplamento comum da ALBRAS com a Rede Básica durante a contingência, verifica-se nas Figuras 4.25 a 4.30 que os valores de Pst e Plt se apresentam dentro do especificado. Contudo, verifica-se que o valor do Pst às 10h40min (momento em que o retificador 20 começa a retornar ao sistema) cresce consideravelmente, retornando a um valor mais baixo em seguida. Isso pode ser explicado pela grande carga que o retificador 20 representa para o sistema, demandando um alto valor de corrente. Além disso, percebe-se uma redução no valor do Plt durante a contingência, nas três fases. Após o retorno da operação normal, o indicador Plt nas fases A e C tem seu valor aumentado, não ocorrendo o mesmo na fase B, que apresentou apenas uma pequena variação no valor de Plt.

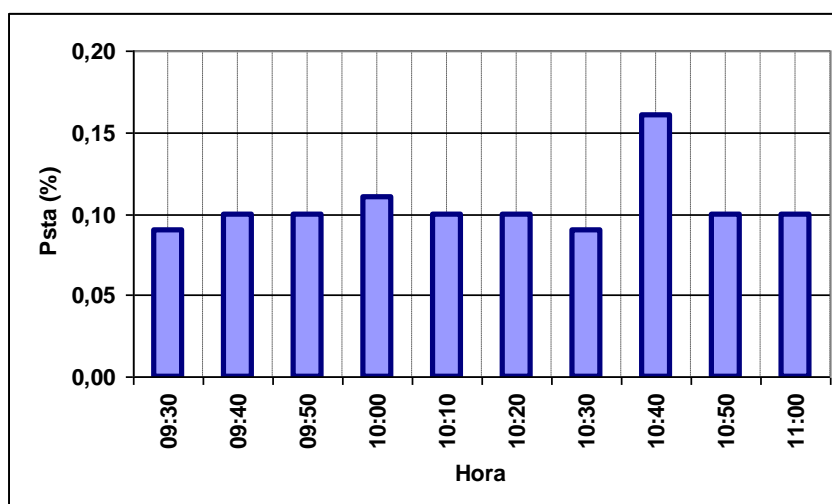


Figura 4.25 - Gráfico de colunas do Pst na fase A

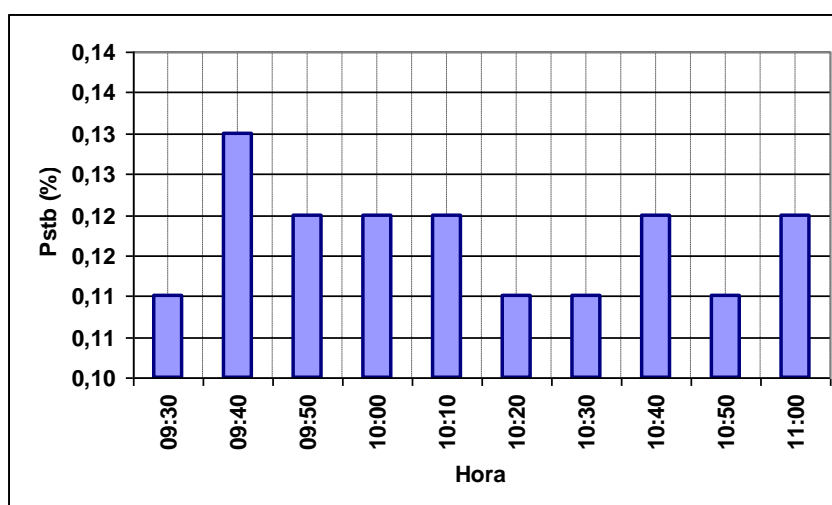


Figura 4.26 - Gráfico de colunas do Pst na fase B

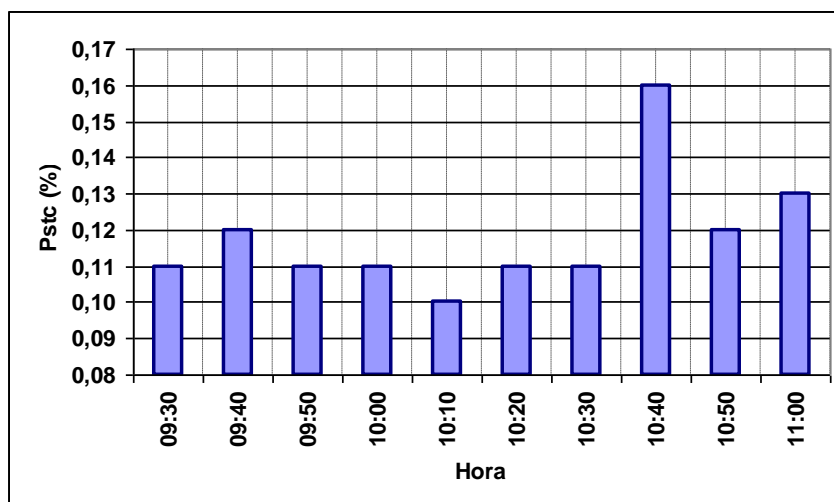


Figura 4.27 - Gráfico de coluna do Pst na fase C

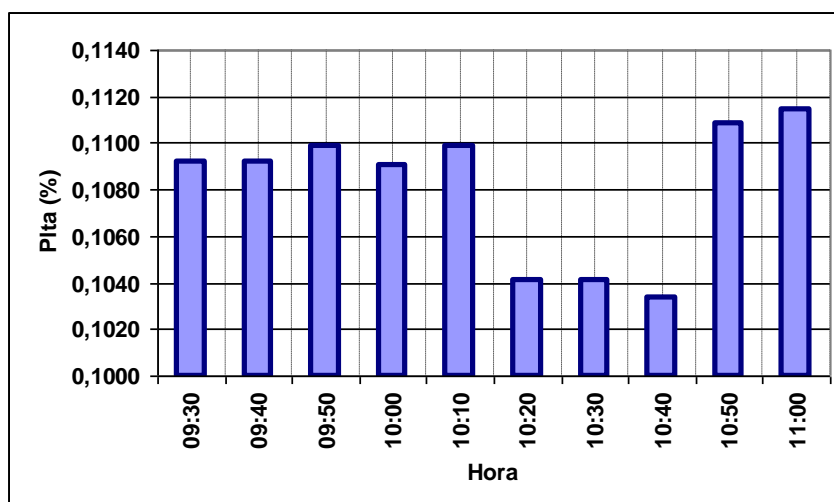


Figura 4.28 - Gráfico de coluna do Plt na fase A

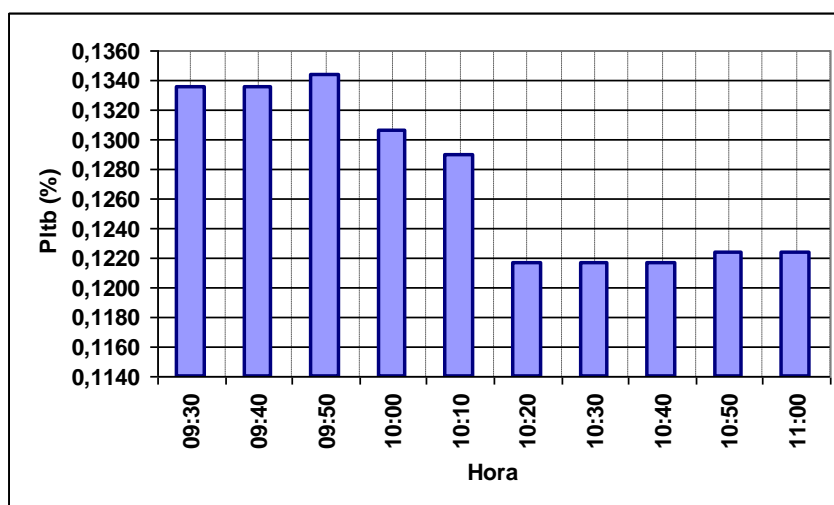


Figura 4.29 - Gráfico de coluna do Plt na fase B

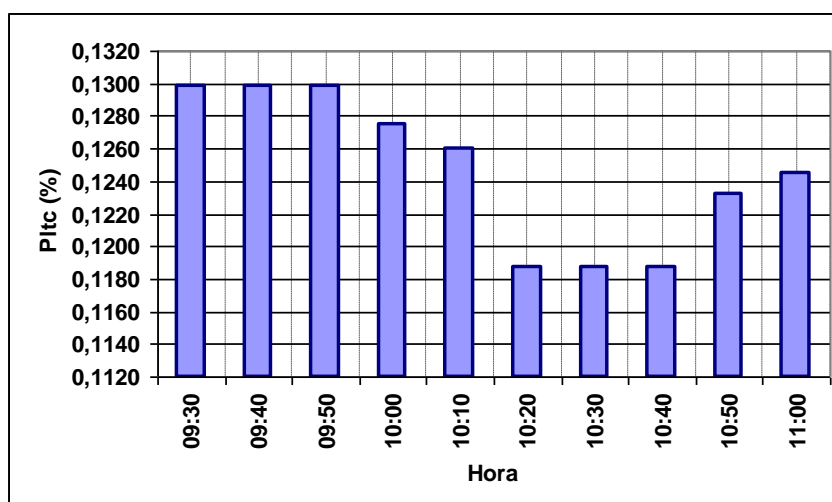


Figura 4.30 - Gráfico de colunas do Plt na fase C

4.6.2.2 – Retirada dos Filtros de 5ª e 7ª Ordens da Redução II

Neste tópico são analisados os índices de qualidade de tensão quando da retirada dos filtros passivos de 5ª e 7ª ordens, de 10Mvar cada um, da Redução II. Essa contingência foi realizada no dia 10 de maio de 2007, às 14h.

No gráfico da Figura 4.31 percebe-se que o valor do fator de desequilíbrio de tensão K diminui durante e após a contingência, mantendo-se dentro do valor pré-estabelecido, que deve ser menor que 2%.

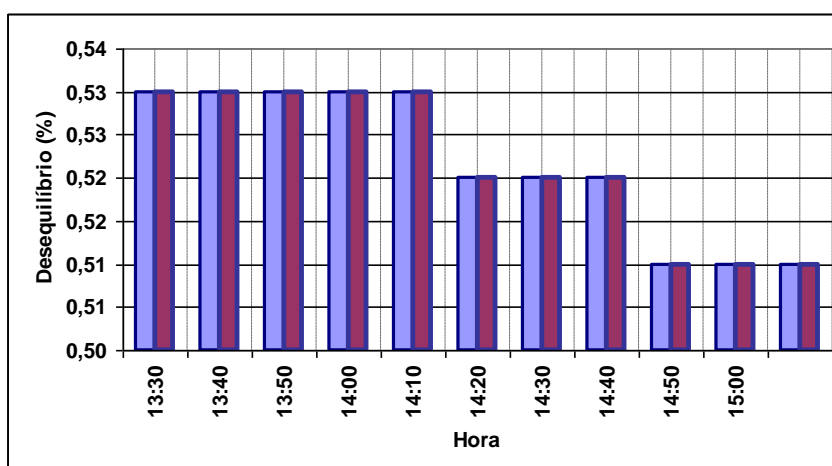


Figura 4.31 - Gráfico de colunas do indicador K

Nas Figuras 4.32 a 4.34 verifica-se que a distorção total harmônica de tensão nas fases A, B e C no ponto de acoplamento comum com o Sistema Interligado Nacional sofre variações muito pequenas, as quais não podem ser

atribuídas à contingência, já que estas variações ocorrem a todo tempo. Portanto, pode-se constatar que a contingência não elevou os valores de distorção a níveis prejudiciais para o sistema, ficando estes abaixo do limite de 3%.

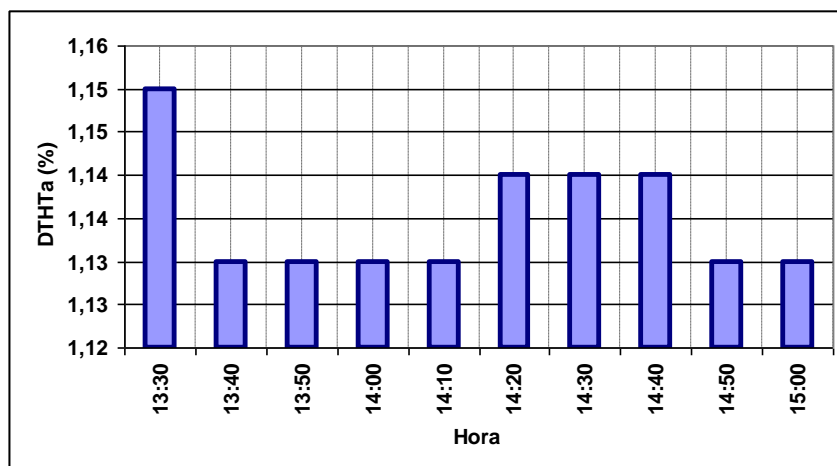


Figura 4.32 - Gráfico de coluna da DTHT na fase A

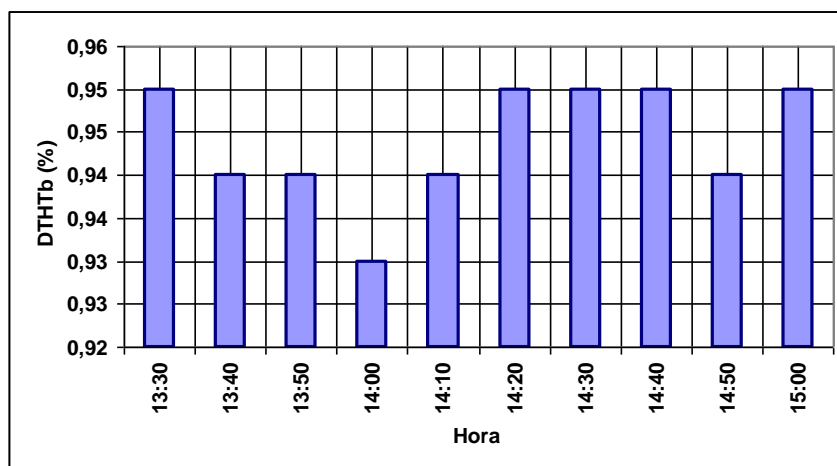


Figura 4.33 - Gráfico de coluna da DTHT na fase B

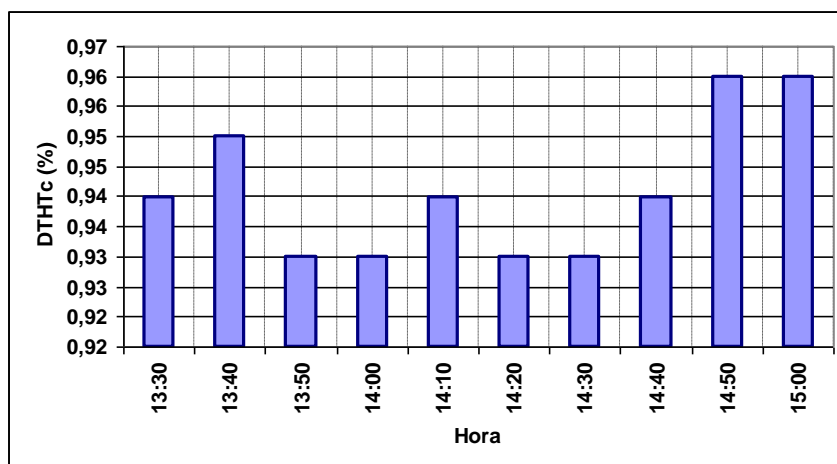


Figura 4.34 - Gráfico de coluna da DTHT na fase C

Nos gráficos das Figuras 4.35 a 4.40, que mostram o comportamento dos indicadores Pst e Plt em cada uma das fases, percebe-se que a severidade dos níveis de cintilação associada à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 10 minutos (Pst) fica dentro dos valores pré-estabelecidos, apresentando uma pequena redução seguida de uma elevação durante a contingência. No que diz respeito ao indicador Plt, percebe-se uma queda no seu valor após a contingência.

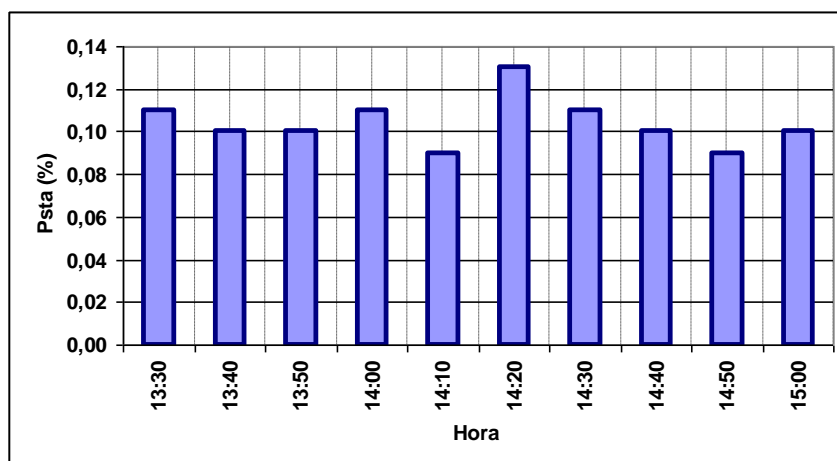


Figura 4.35 - Gráfico de coluna do Pst na fase A

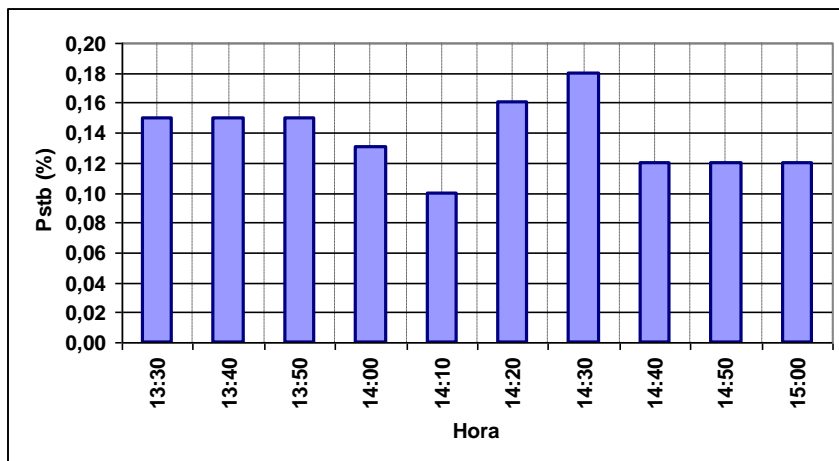


Figura 4.36 - Gráfico de colunas do Pst na fase B

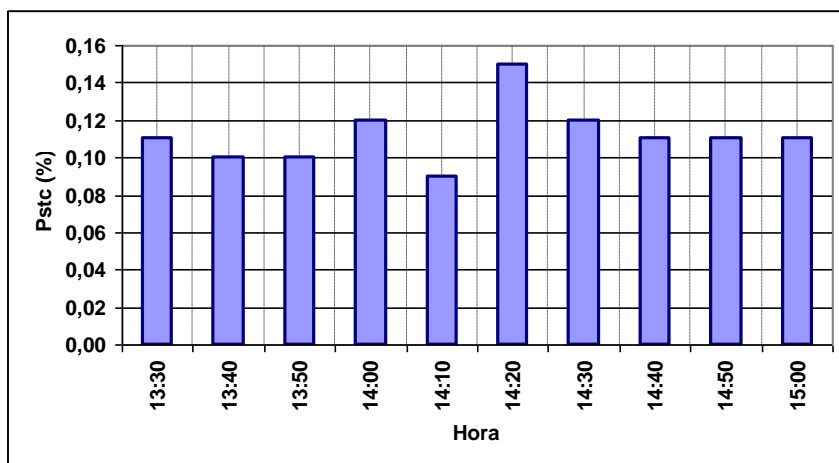


Figura 4.37 - Gráfico de colunas do Pst na fase C

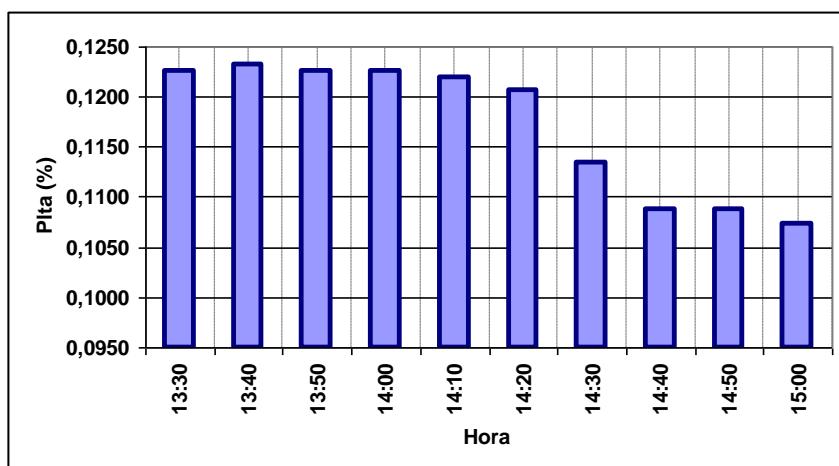


Figura 4.38 - Gráfico de colunas do Plt na fase A

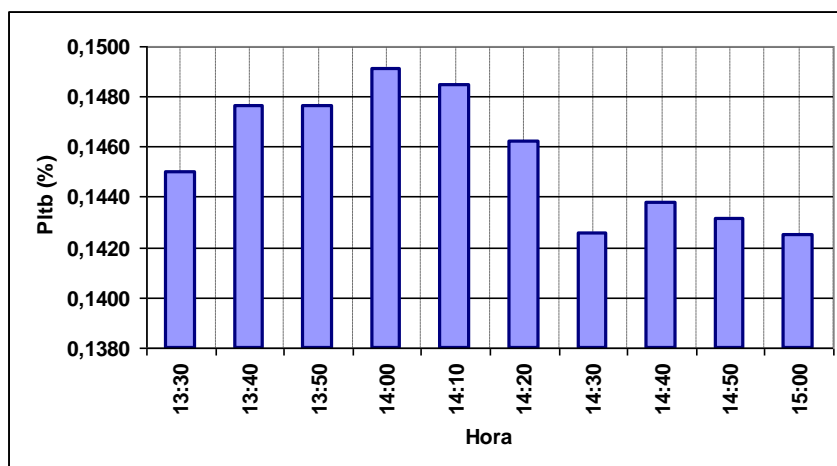


Figura 4.39 - Gráfico de colunas do Plt na fase B

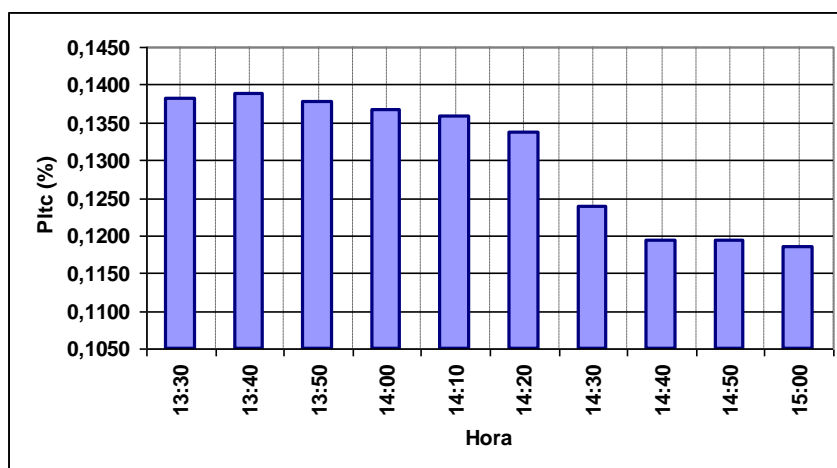


Figura 4.40 - Gráfico de colunas do Plt na fase C

4.6.2.3 – Retirada dos Retificadores 9 da Redução II e 18 da Redução III

O comportamento dos índices de desequilíbrio de tensão, distorção harmônica total de tensão e flutuação de tensão frente à retirada dos retificadores 9 (Redução II) e 18 (Redução III) do sistema elétrico da ALBRAS, ocorrido às 11h11min do dia 11 de maio de 2007, é apresentado em sequência.

Na Figura 4.41 pode-se verificar que o valor do fator de desequilíbrio K apresenta um pequeno crescimento quando ocorre a transição da configuração do sistema (retirada e retorno dos retificadores).

Dessa forma, pode-se concluir que a entrada e saída de operação dos dois retificadores, que são grandes cargas não-lineares, afetam, mesmo que pouco, o fator de desequilíbrio de tensão, sendo que seus valores permanecem dentro do padrão especificado no Submódulo 2.8.

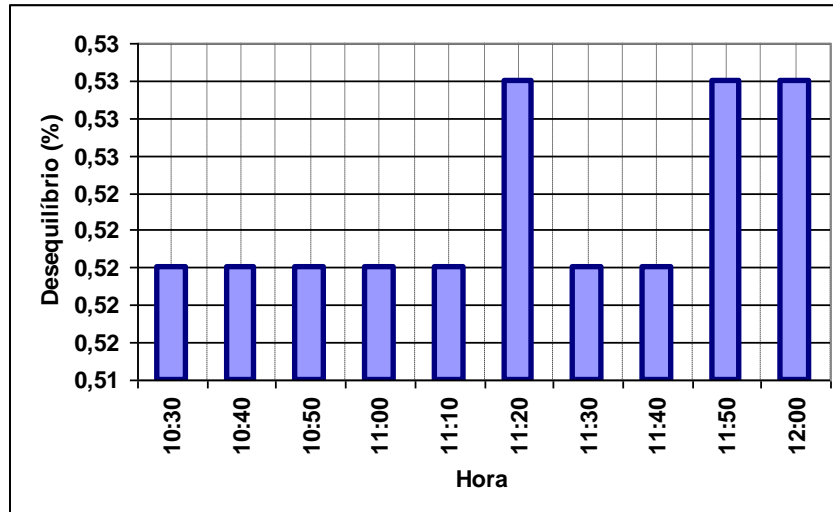


Figura 4.41 - Gráfico de coluna do indicador K

O índice de distorção harmônica total de tensão (DTHT) nas fases A, B e C, conforme mostram as Figuras 4.42, 4.43 e 4.44, apresenta uma pequena elevação durante a contingência, que permanece após o retorno dos equipamentos. No entanto, seus valores não ultrapassam os valores recomendados pelo ONS no Submódulo 2.8.

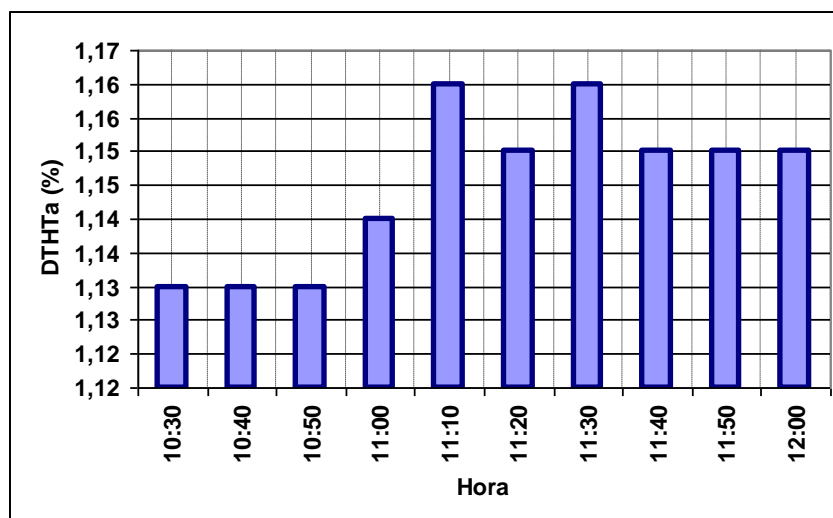


Figura 4.42 - Gráfico de coluna da DTHT na fase A

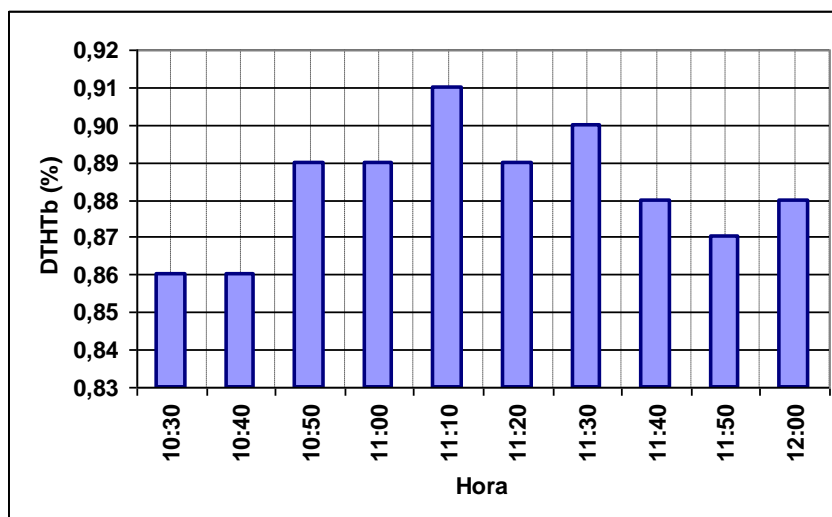


Figura 4.43 - Gráfico de coluna da DTHT na fase B

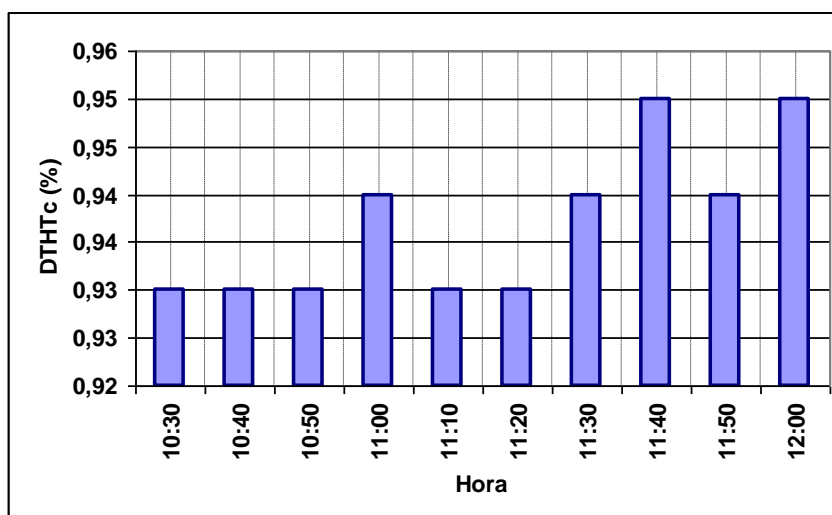


Figura 4.44 - Gráfico de coluna da DTHT na fase C

Em se tratando dos indicadores Pst e Plt, que estão relacionados aos níveis de severidade do flicker, pode-se notar nas Figuras 4.45 a 4.50 que às 11h40min, ou seja, no instante em que as cargas são retomadas à operação do sistema, há uma elevação nos valores de Pst e Plt em cada uma das fases. Essa elevação resulta da entrada dos dois retificadores no sistema elétrico da ALBRAS, que exercem uma forte influência nos níveis de flutuação de tensão da rede elétrica por demandarem um elevado valor de corrente.

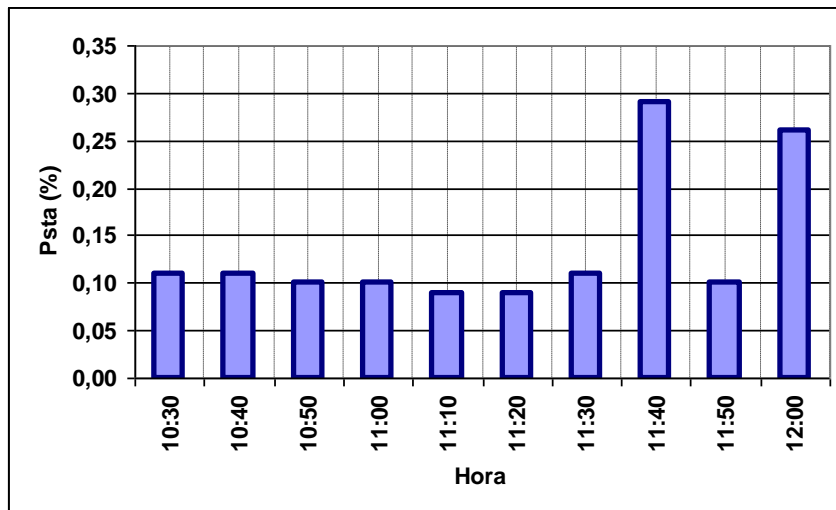


Figura 4.45 - Gráfico de coluna do Pst na fase A

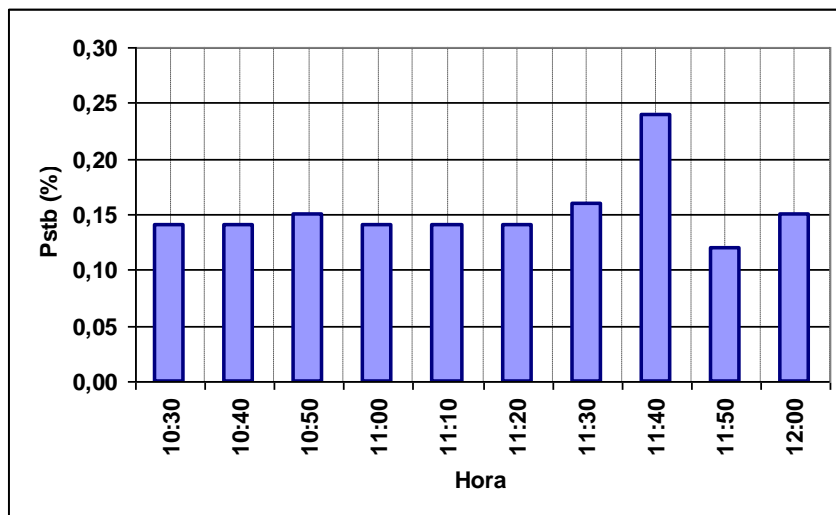


Figura 4.46 - Gráfico de coluna do Pst na fase B

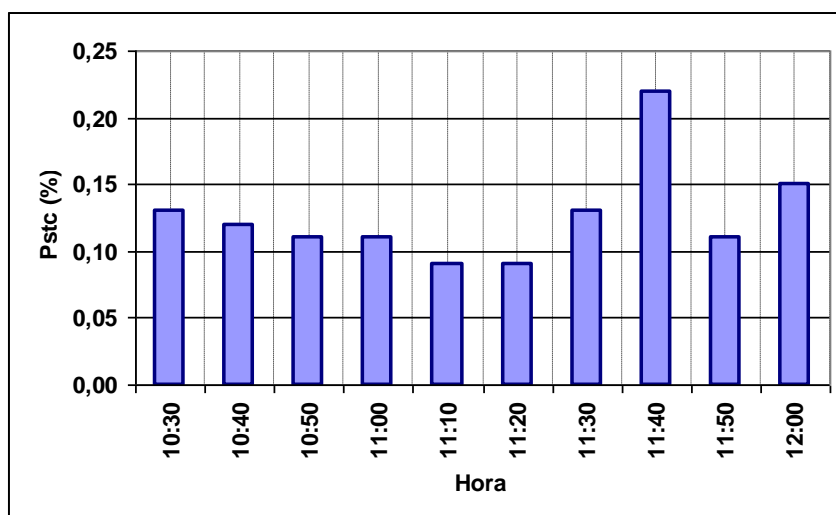


Figura 4.47 - Gráfico de coluna do Pst na fase C

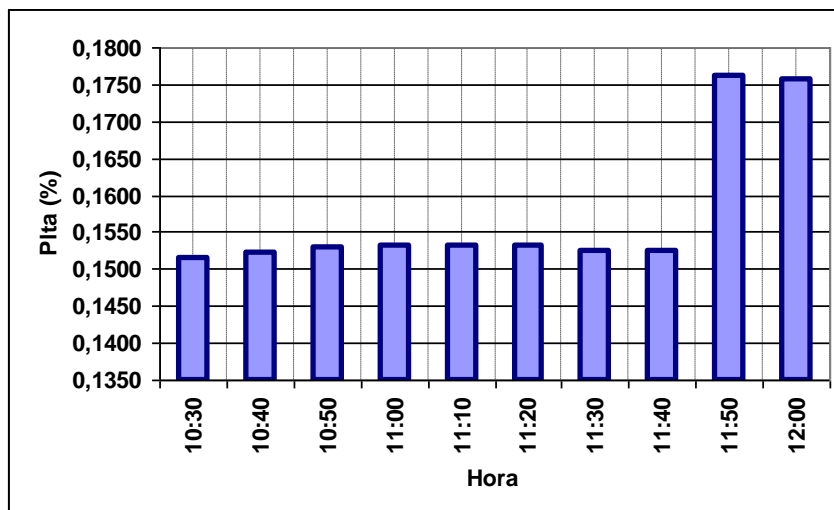


Figura 4.48 - Gráfico de coluna do Plt na fase A

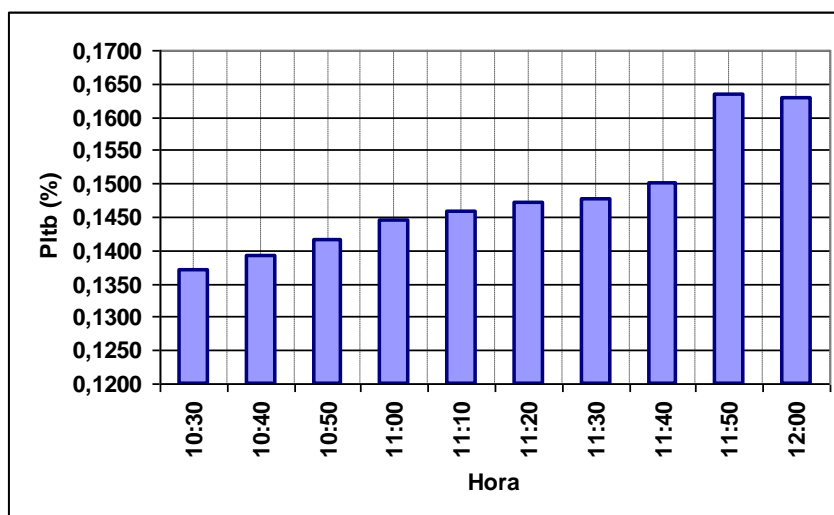


Figura 4.49 - Gráfico de coluna do Plt na fase B

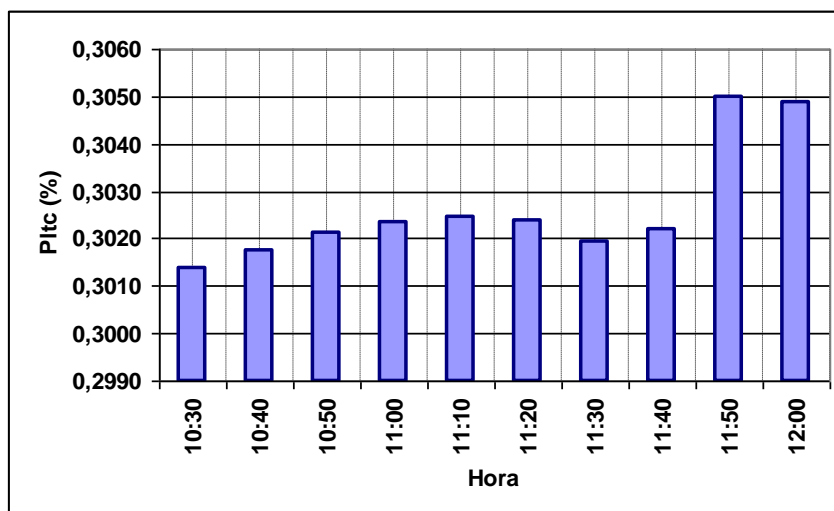


Figura 4.50 - Gráfico de coluna do Plt na fase C

4.6.2.4 – Retirada dos Filtros de 5ª e 7ª Ordens das Reduções II e III

A seguir serão apresentados os índices de qualidade de tensão no ponto de acoplamento comum da ALBRAS com a Rede Básica durante a retirada dos filtros de 5ª e 7ª ordens das Reduções II e III, que iniciou às 15h09min do dia 11 de maio de 2007.

Na Figura 4.51, o valor do fator de desequilíbrio de tensão K apresenta pequenas variações durante o período de medição considerado, ficando abaixo de 0,53%.

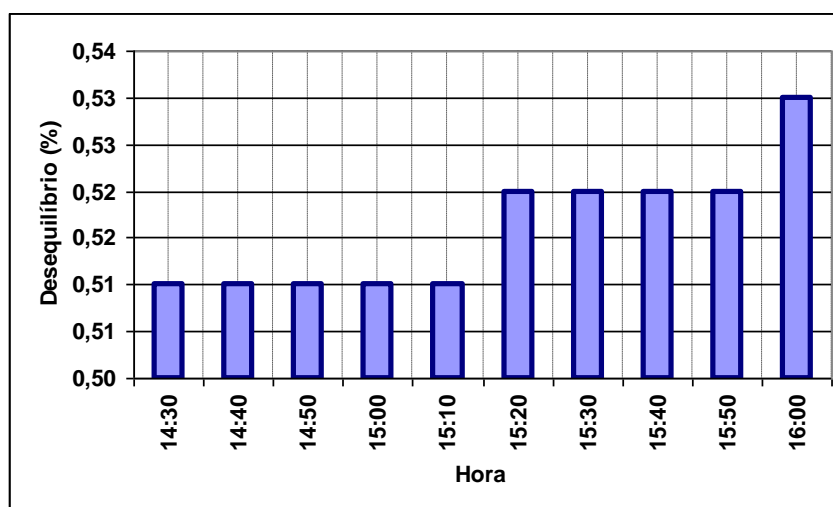


Figura 4.51 - Gráfico de coluna do indicador K

Nos gráficos das Figuras 4.52 a 4.54, que apresentam a distorção harmônica total de tensão nas fases A, B e C, respectivamente, percebe-se um pequeno aumento nas fases A e B, em contraposição ao apresentado na fase C.

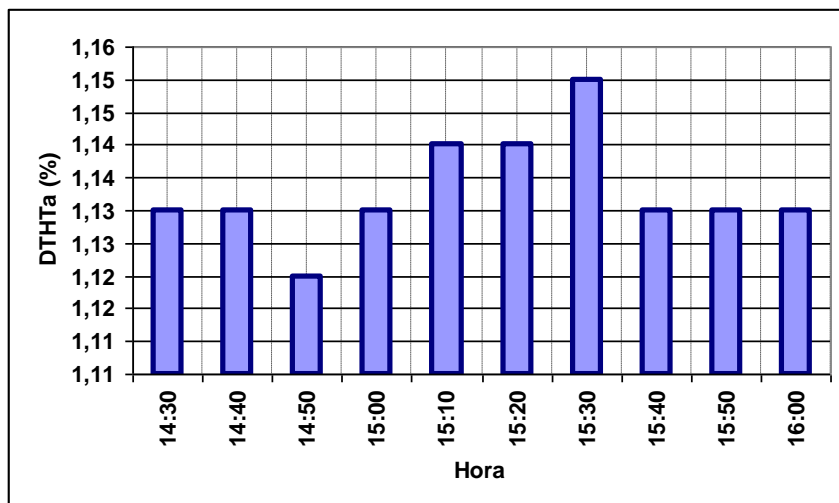


Figura 4.52 - Gráfico de coluna da DTHT na fase A

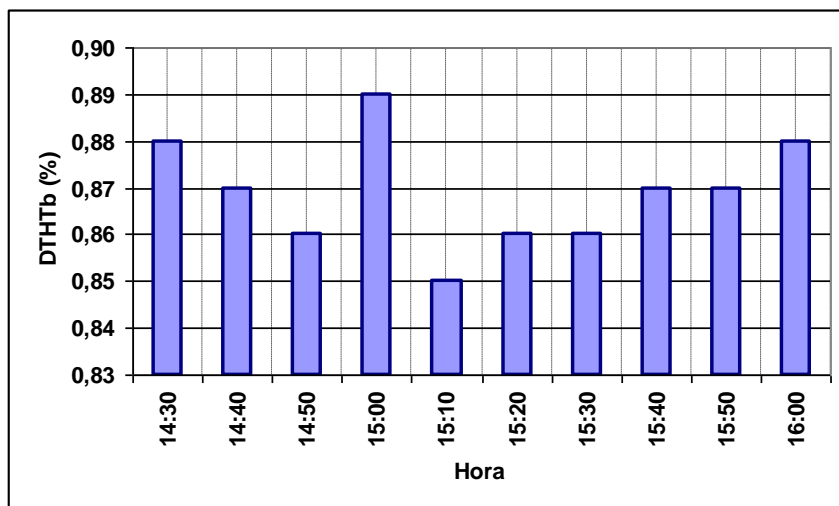


Figura 4.53 - Gráfico de coluna da DTHT na fase B

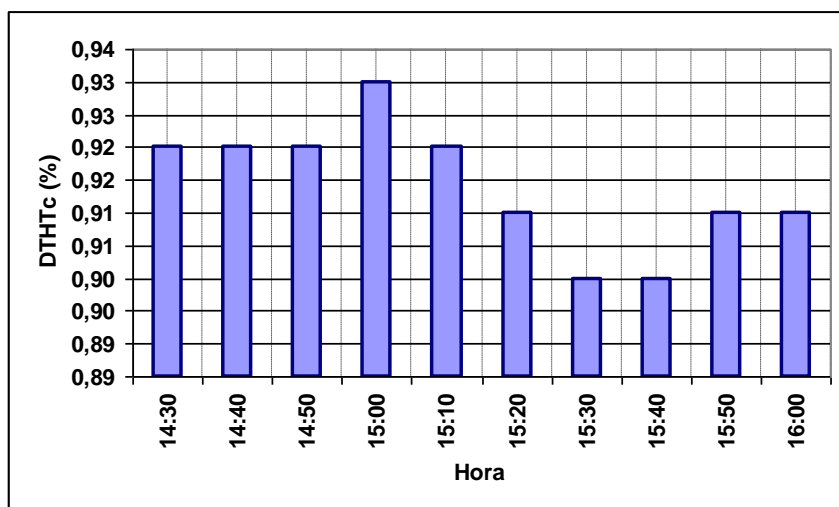


Figura 4.54 - Gráfico de coluna da DTHT na fase C

Os gráficos que apresentam os indicadores de severidade de flicker em períodos de 10 minutos e 2 horas, Pst e Plt, respectivamente, são mostrados nas Figuras 4.55 a 4.60. Percebe-se que o indicador Pst apresenta um ponto máximo às 15h, e que durante a contingência apresenta um decréscimo, voltando a aumentar novamente. Entretanto, os valores mostrados estão dentro dos padrões especificados em norma.

Os indicadores Plt apresentam também, durante a contingência, um decréscimo, sendo que seus valores se encontram dentro das normas especificadas.

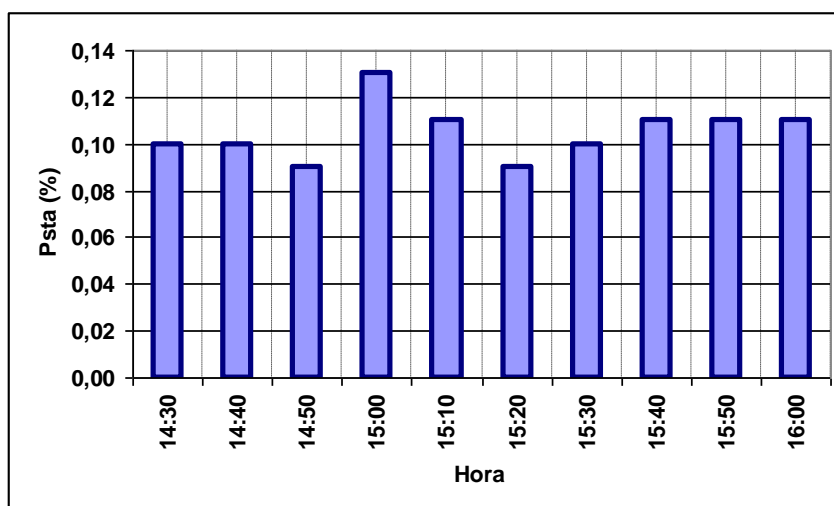


Figura 4.55 - Gráfico de coluna do Pst na fase A

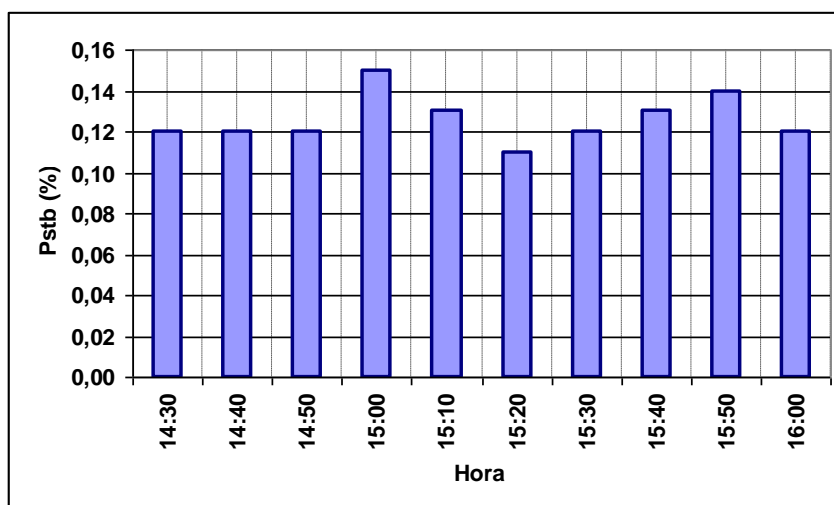


Figura 4.56 - Gráfico de coluna do Pst na fase B

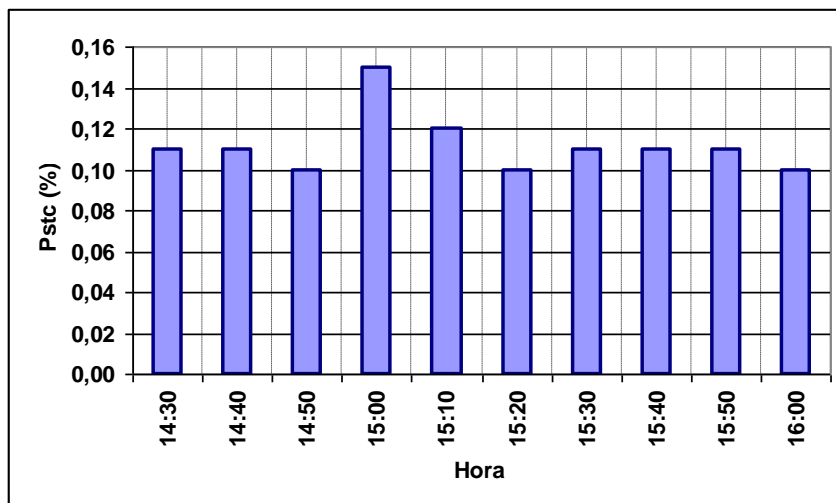


Figura 4.57 - Gráfico de coluna do Pst na fase C

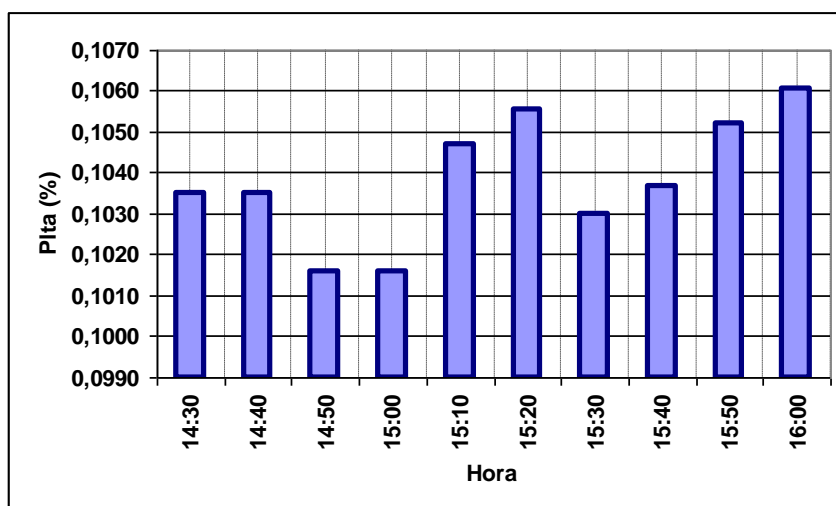


Figura 4.58 - Gráfico de coluna do Plt na fase A

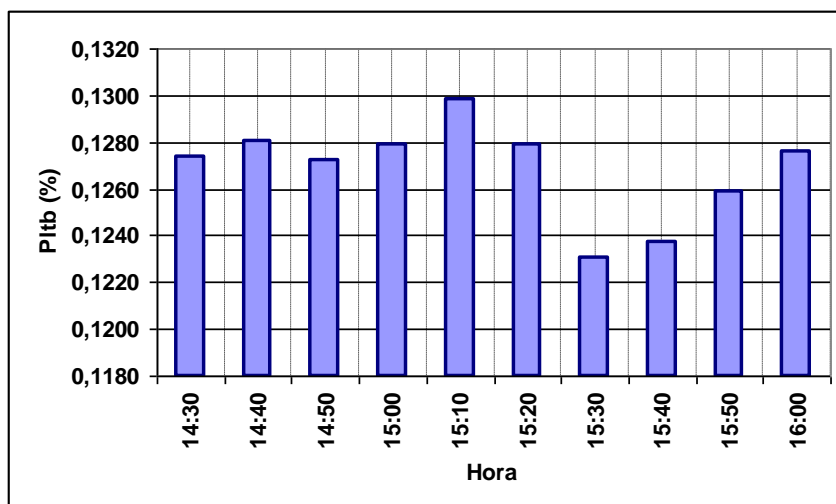


Figura 4.59 - Gráfico de coluna do Plt na fase B

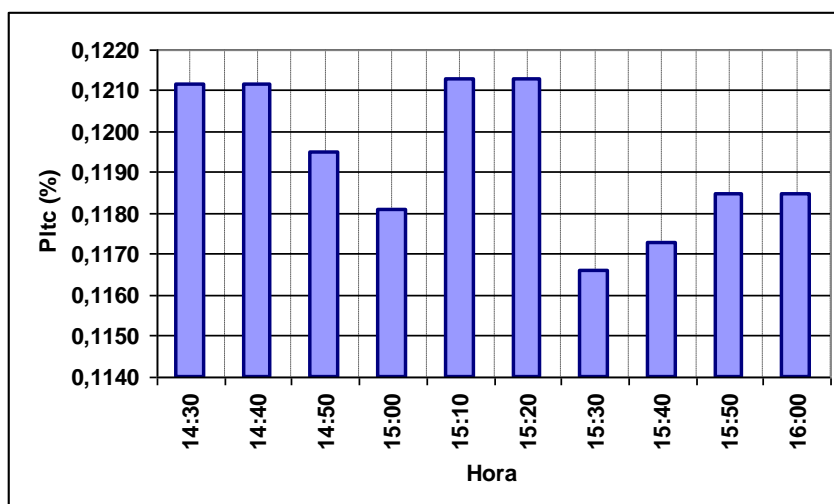


Figura 4.60 - Gráfico de colunas do Plt na fase C

4.6.2.5 – Retirada do Retificador 9 e dos Filtros de 5ª e 7ª Ordens da Redução II

Foi verificado também o comportamento da qualidade da tensão no ponto de acoplamento comum da ALBRAS com a Rede Básica frente à retirada de um retificador e dois filtros harmônicos, que nesse caso foram o retificador 9 e os filtros de 5ª e 7ª ordens da Redução II. Essa contingência ocorreu no dia 15 de maio de 2007, às 10h50min.

No gráfico da Figura 4.61 percebe-se que durante a contingência o fator de desequilíbrio de tensão K permanece constante em 0,53%, valor esse que está de acordo com o estabelecido em norma.

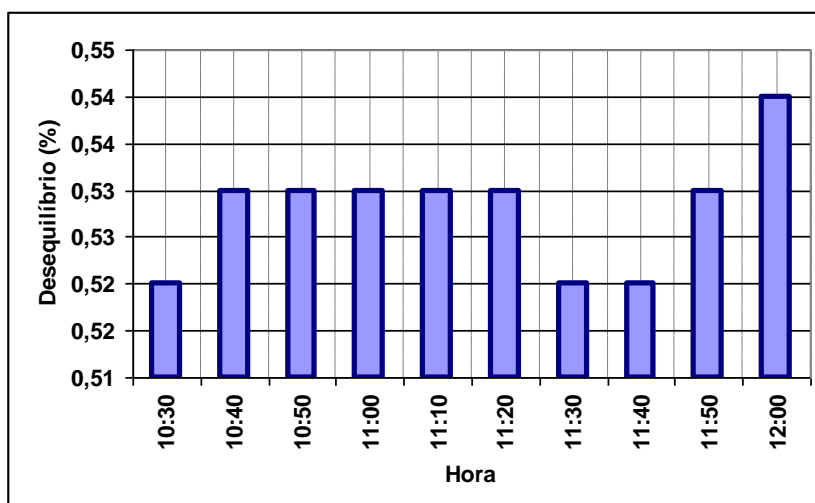


Figura 4.61 - Gráfico de colunas do indicador K

Os valores de distorção harmônica total de tensão das fases A, B e C, apresentados nas Figuras 4.62, 4.63 e 4.64, sofreram um pequeno crescimento a partir do momento em que foram retiradas as cargas, chegando ao valor máximo às 11h10min. Mesmo com esse aumento percebe-se que o valor de DTHT não ultrapassa o valor de 3% como estabelece o Submódulo 2.8 do ONS.

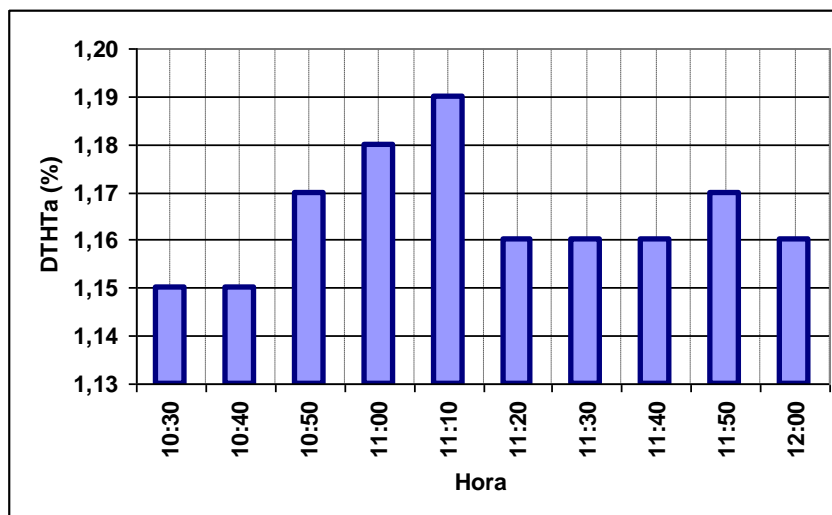


Figura 4.62 - Gráfico de coluna da DTHT na fase A

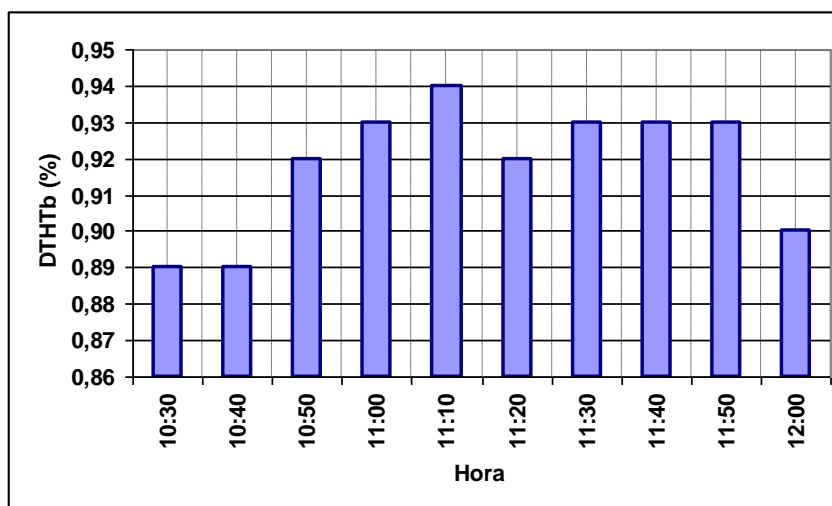


Figura 4.63 - Gráfico de coluna da DTHT na fase B

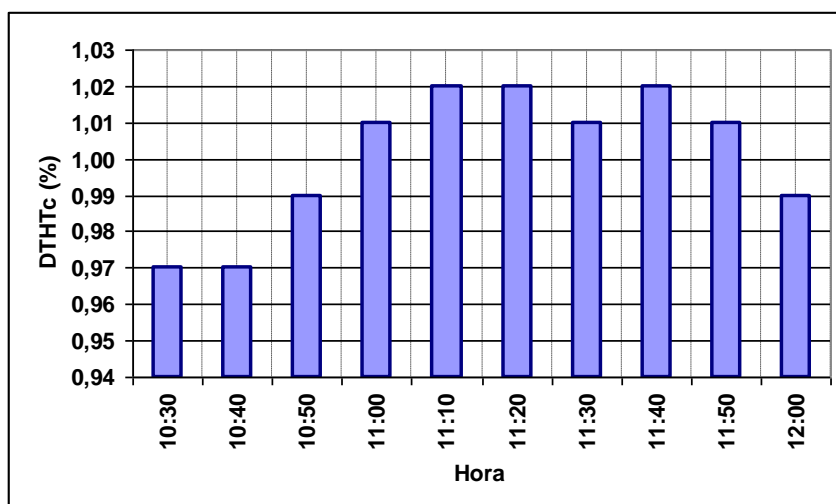


Figura 4.64 - Gráfico de coluna da DTHT na fase C

Já os indicadores de severidade de flutuação de tensão Pst e Plt apresentaram valores quase inalterados durante a operação do sistema elétrico da ALBRAS sem o retificador 9 e os filtros de 5ª e 7ª ordens, como pode ser visto nas Figuras 4.65 a 4.70. Entretanto, quando do retorno dessas cargas, nota-se visivelmente que o indicador Pst em cada uma das fases apresenta um valor máximo exatamente às 11h20min, sendo que o máximo valor ocorreu na fase B com registro acima de 0,25%, como mostra a Figura 4.67. O indicador Plt apresenta um aumento após a retomada das cargas, todavia, este aumento é percebido momentos depois do aumento no valor de Pst.

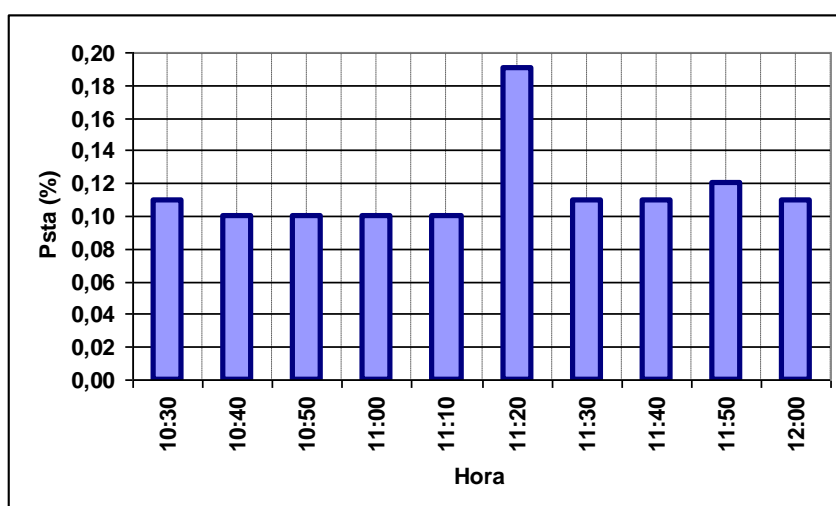


Figura 4.65 - Gráfico de coluna do Pst na fase A

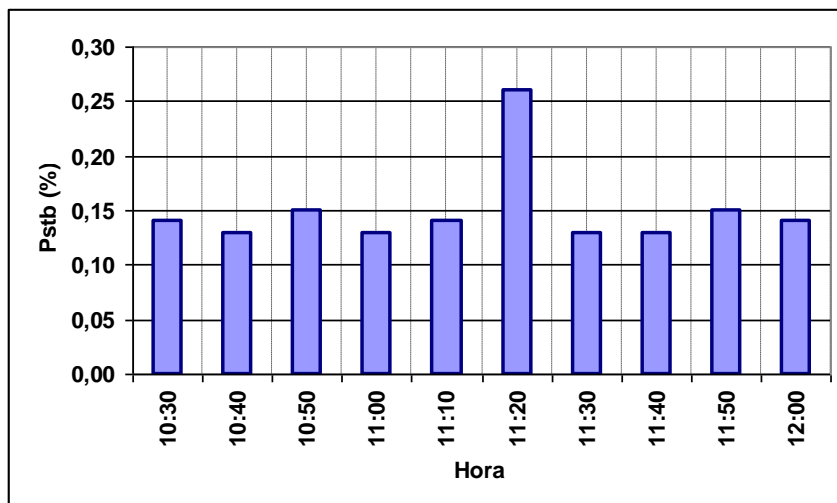


Figura 4.66 - Gráfico de colunas do Pst na fase B

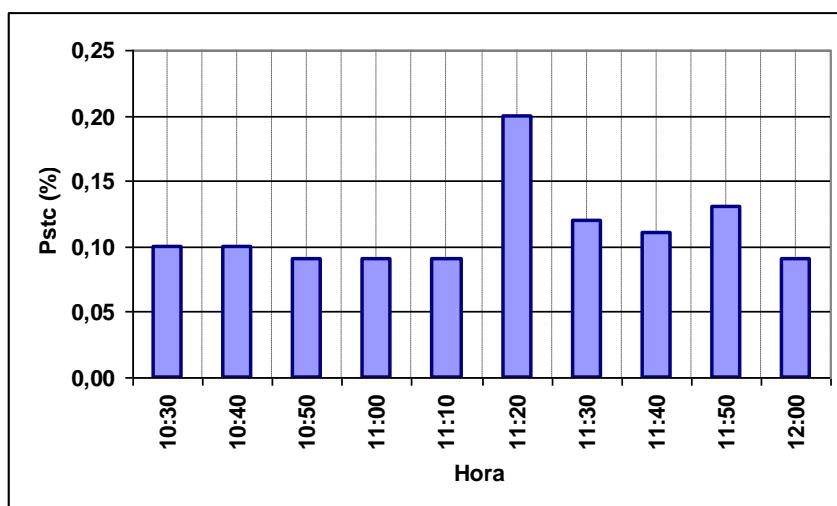


Figura 4.67 - Gráfico de colunas do Pst na fase C

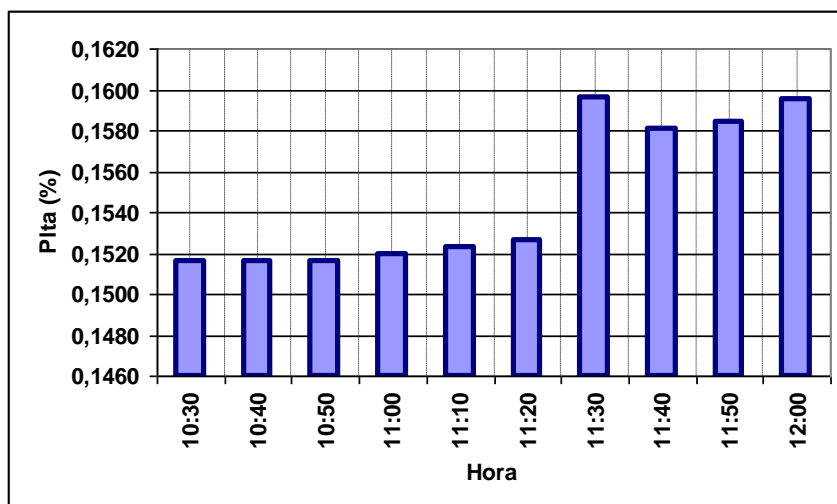


Figura 4.68 - Gráfico de colunas do Plt na fase A

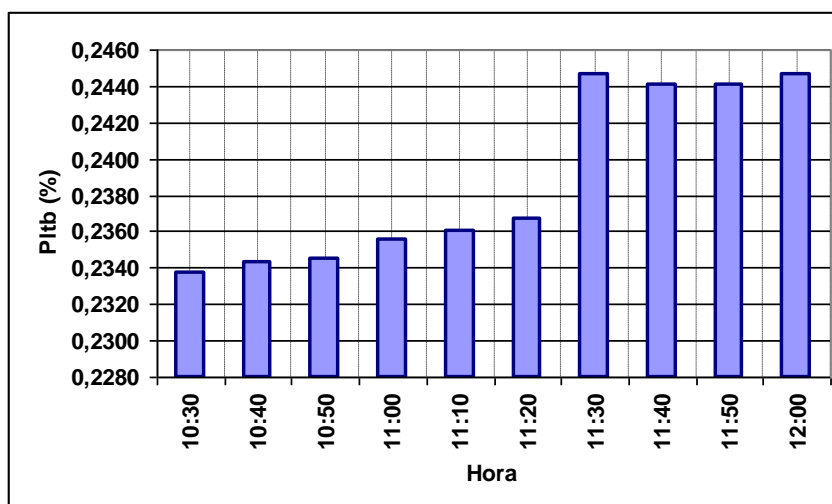


Figura 4.69 - Gráfico de colunas do Plt na fase B

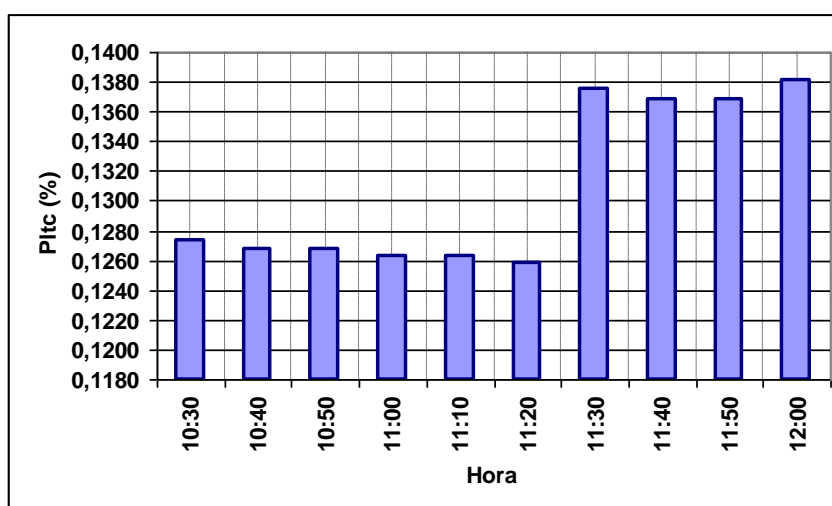


Figura 4.70 - Gráfico de colunas do Plt na fase C

4.7 – Conclusões

As campanhas de medição são de grande importância na avaliação da qualidade de energia do sistema elétrico, visto que são obtidos valores que irão servir de subsídios para as ações a serem tomadas pelo ONS.

Neste capítulo apresentaram-se os principais aspectos que envolvem esse tipo de campanha, bem como os resultados obtidos durante os sete dias de medição na ALBRAS. A campanha de medição seguiu todos os procedimentos recomendados pelo ONS, como tipo de equipamento de medição, tipo de transdutor, forma de apuração dos dados, entre outros.

Entre as análises realizadas pode-se concluir que durante o período da campanha de medição, no ponto de acoplamento comum com o Sistema

Interligado Nacional, na Subestação da ELETRONORTE em Vila do Conde, o fator K de desequilíbrio de tensão ficou abaixo de 2%. Mesmo com as contingências programadas ao longo da semana de medição, a carga da ALBRAS não resulta em altos índices de desequilíbrio de tensão, apresentando valores de KS95% abaixo de 2% como cita o Submódulo 2.8.

Em relação à flutuação de tensão, que está relacionada com o nível de severidade do fenômeno de cintilação (flicker), apesar da ALBRAS ser composta por grandes cargas não-lineares, verificou-se que os indicadores PstD95% e PltS95% não apresentaram valores acima do recomendado ao longo de todo o período.

Em se tratando dos níveis de distorção harmônica, pôde-se verificar que os índices de distorção harmônica total e individual apresentaram valores abaixo do recomendado pelo ONS. Isso garante que a ALBRAS, indústria de grande porte produtora de alumínio, não gera distorções harmônicas fora dos padrões no ponto de acoplamento comum ao sistema elétrico nacional, mesmo nas situações de contingências programadas.

No capítulo seguinte é apresentada uma segunda parte do estudo, a qual serve de complemento à campanha de medição. Nesta etapa são realizados estudos via simulação computacional com o objetivo de se obter a máxima distorção de tensão no PAC.

CAPÍTULO 5

ANÁLISE COMPUTACIONAL

5.1 – Introdução

O estudo apresentado a seguir tem por finalidade principal a avaliação do efeito da instalação considerando diversas possibilidades na configuração do sistema, incluindo condições N-1 internas e externas que não ocorrem necessariamente durante as campanhas de medição. Portanto, trata-se de uma etapa complementar, visto que são consideradas configurações futuras e degradadas da rede básica e não só a atual, como ocorre nas campanhas de medição.

Neste capítulo serão mostrados os resultados obtidos através de software computacional no que diz respeito à máxima distorção de tensão no ponto de acoplamento comum (PAC) entre a indústria e o sistema interligado nacional (SIN). Os programas utilizados foram o Harmzs, versão 1.8, do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e o Matlab, versão 7.0.

O programa Harmzs é uma ferramenta utilizada para estudo de comportamento harmônico e análise modal de redes elétricas, sendo utilizado neste estudo para a realização de cálculos de impedâncias e correntes harmônicas. O programa foi desenvolvido em ambiente gráfico C++, permitindo alocação dinâmica de memória, podendo assim ser feita uma modelagem com uma grande quantidade de componentes, como barras, transformadores, linhas, etc. Em outras palavras, o tamanho do sistema a ser modelado depende somente da memória do computador no qual o programa será executado. A escolha do Harmzs é justificada por se tratar de um software credenciado pelo ONS.

Por outro lado, o uso do software Matlab 7.0 se deu de forma complementar no referido estudo, ficando destinado à construção do lugar geométrico da impedância e o cálculo da máxima distorção no PAC.

5.2 - Determinação da Máxima Distorção Harmônica de Tensão Através do Método do Lugar Geométrico da Admitância ^[39]

Considerando as limitações ainda presentes nos estudos do tipo “fluxo de harmônicos”, como validação dos modelos adotados para toda faixa de

frequência de interesse, e disponibilidade de dados, principalmente no que diz respeito à modelagem das cargas lineares, o método do “lugar geométrico” (LG) das impedâncias ou das admitâncias harmônicas da rede básica, apresentado a seguir, constitui-se no procedimento recomendado pelo ONS.

Para a realização desse tipo de estudo faz-se necessário a determinação do equivalente Norton, para cada frequência harmônica, do sistema da instalação de interesse e a representação do sistema externo como um conjunto de pontos de impedâncias harmônicas, representando diversas condições de operação do mesmo.

A Figura 5.1 ilustra esse tipo de estudo, onde a rede interna é representada por seu equivalente Norton e a rede externa, pelo lugar geométrico das impedâncias harmônicas.

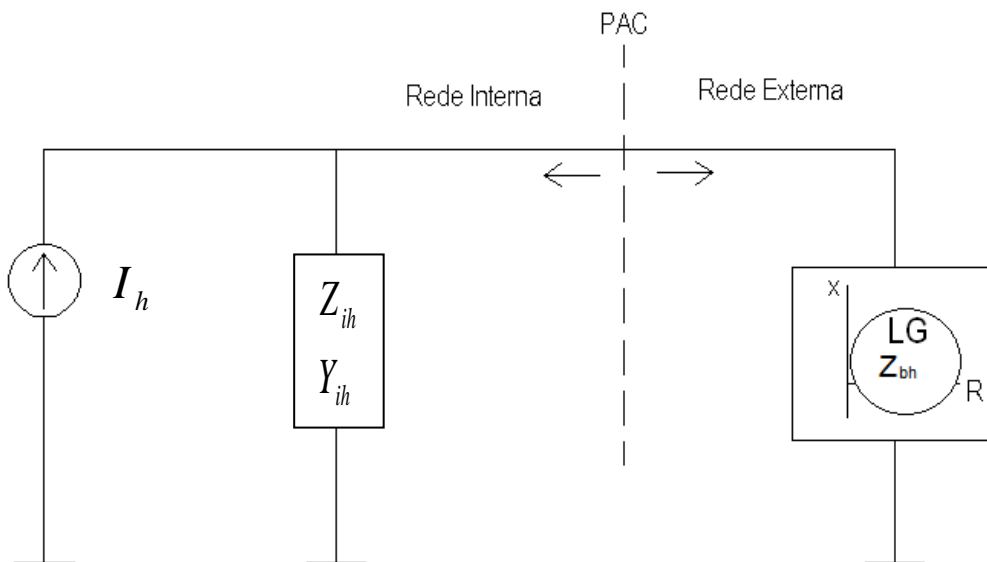


Figura 5.1 – Representação do equivalente Norton com o LG da rede básica

Em que os índices i e b significam, respectivamente, sistema interno e sistema externo (rede básica).

I_h - Corrente harmônica de Norton da indústria.

$$I_h = \begin{bmatrix} \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \cdot \\ \cdot \\ \dot{I}_h \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

Z_{ih} - Impedância harmônica da indústria vista do PAC com o sistema externo desconectado.

$$Z_{ih} = \begin{bmatrix} Z_{i2} \\ Z_{i3} \\ \cdot \\ \cdot \\ Z_{ih} \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

Y_{ih} - Admitância harmônica da indústria vista do PAC com o sistema externo desconectado.

$$Y_{ih} = \frac{1}{Z_{ih}} \quad (5.3)$$

Z_{bh} - Conjunto de pontos de impedâncias harmônicas da Rede Básica vista do PAC com o sistema interno desconectado levando-se em consideração várias configurações do sistema externo.

$$Z_{bh} = \begin{bmatrix} \dot{Z}_{b2}^1 & \dot{Z}_{b2}^2 & \cdot & \cdot & \dot{Z}_{b2}^n \\ \dot{Z}_{b3}^1 & \dot{Z}_{b3}^2 & \cdot & \cdot & \dot{Z}_{b3}^n \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \dot{Z}_{bh}^1 & \dot{Z}_{bh}^2 & \cdot & \cdot & \dot{Z}_{bh}^n \end{bmatrix} \quad (5.4)$$

Y_{bh} - Conjunto de pontos de admitâncias harmônicas da Rede Básica vista do PAC com o sistema interno desconectado levando-se em consideração várias configurações do sistema externo.

$$Y_{bh} = \frac{1}{Z_{bh}} \quad (5.5)$$

h – Ordem harmônica.

n – Representa cada configuração em que o sistema externo se encontra.

A tensão harmônica máxima no PAC é determinada por meio da equação 5.6:

$$V_{hm\acute{a}x} = \frac{I_h}{Y_{h\min}} \quad (5.6)$$

em que:

$$Y_{h\min} = |Yih + Ybh| \quad (5.7)$$

Com Ybh correspondendo ao ponto no LG que minimiza o módulo da equação 5.7. Geometricamente este ponto é determinado como sendo a menor distância do extremo do vetor $-Yih$ ao LG de admitância harmônica da rede básica. Portanto, para um $Y_{h\min}$ muito pequeno, significa dizer que o ponto de admitância harmônica da indústria está muito próximo do lugar geométrico de admitância da Rede Básica, e sendo assim, a distorção de tensão no PAC atinge valores muito elevados, caracterizando um caso de ressonância paralela, já que a corrente harmônica encontrará um caminho de alta impedância neste caso.

A Figura 5.2 na próxima página ilustra esses parâmetros bem como um LG de admitância qualquer no plano G X B.

5.3 – Implementação Computacional

Para a realização do estudo foram utilizados dois programas computacionais: o Harmzs do CEPEL e o Matlab 7.0. A Figura 5.3 na próxima página ilustra as interrelações entre os programas, mostrando as respectivas funções de cada um.

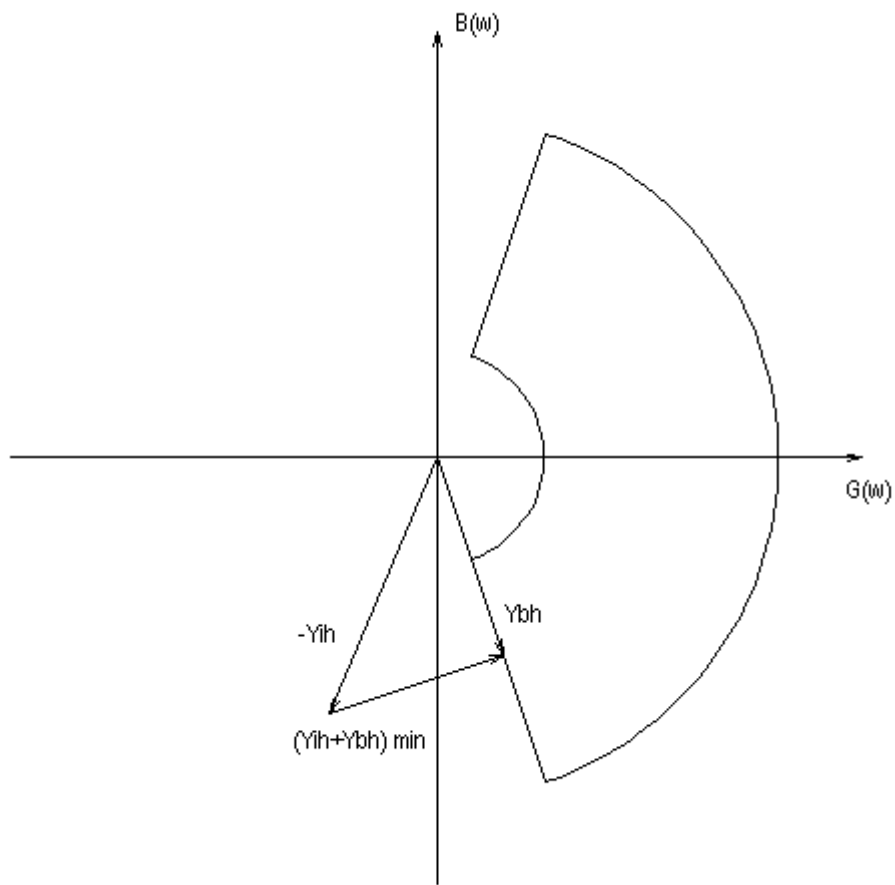


Figura 5.2 – Lugar Geométrico de admitância e os parâmetros necessários para determinação de $Y_{h\min}$

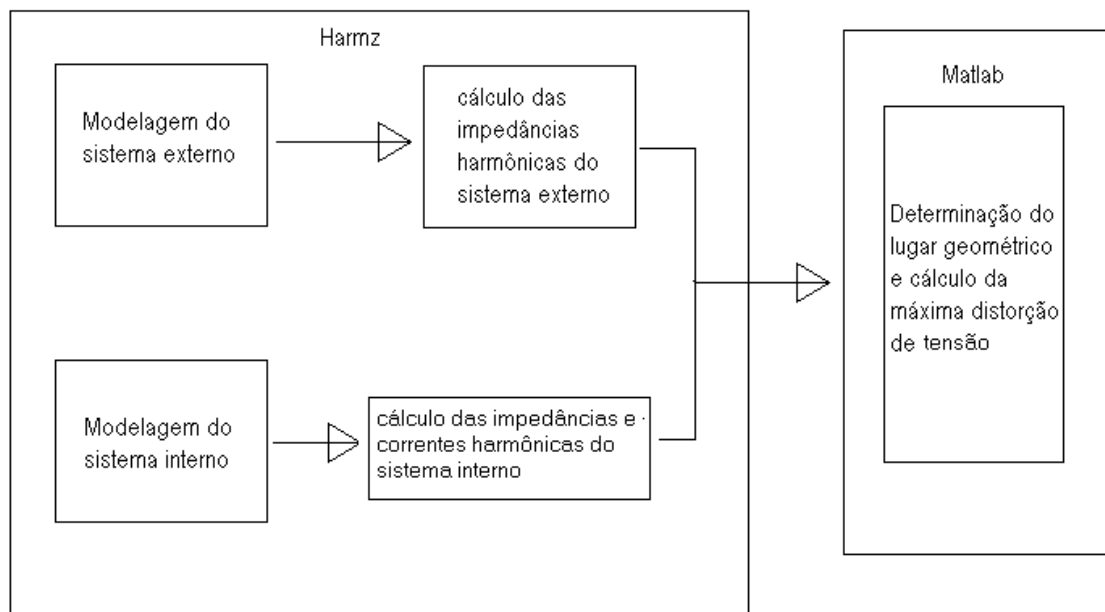


Figura 5.3 - Interrelações entre os programas utilizados

5.3.1 – Cálculo das Impedâncias Harmônicas do Sistema Externo

A modelagem do sistema externo é feita no software HarmZs mediante a abertura de um arquivo histórico, onde são lidos os dados de fluxo de carga provenientes do programa ANAREDE (arquivos savecase), assim como um arquivo .stb, para a leitura de dados de máquinas. Tanto os arquivos savecase, três ao todo, referentes aos anos de 2009, 2010 e 2011, como o arquivo .stb foram adquiridos através do ONS. Portanto, o sistema externo é modelado com um grau de detalhamento bastante elevado, uma vez que nos arquivos adquiridos pelo ONS é representada toda a rede básica.

A seguir é mostrado como é realizado o cálculo da impedância harmônica na barra de interesse (PAC entre a indústria e o sistema interligado), considerando um ano e uma condição de carregamento específica.

Na Figura 5.4 está exemplificada a abertura de um caso, onde foi escolhido o ano de 2009 com uma condição de carga pesada.

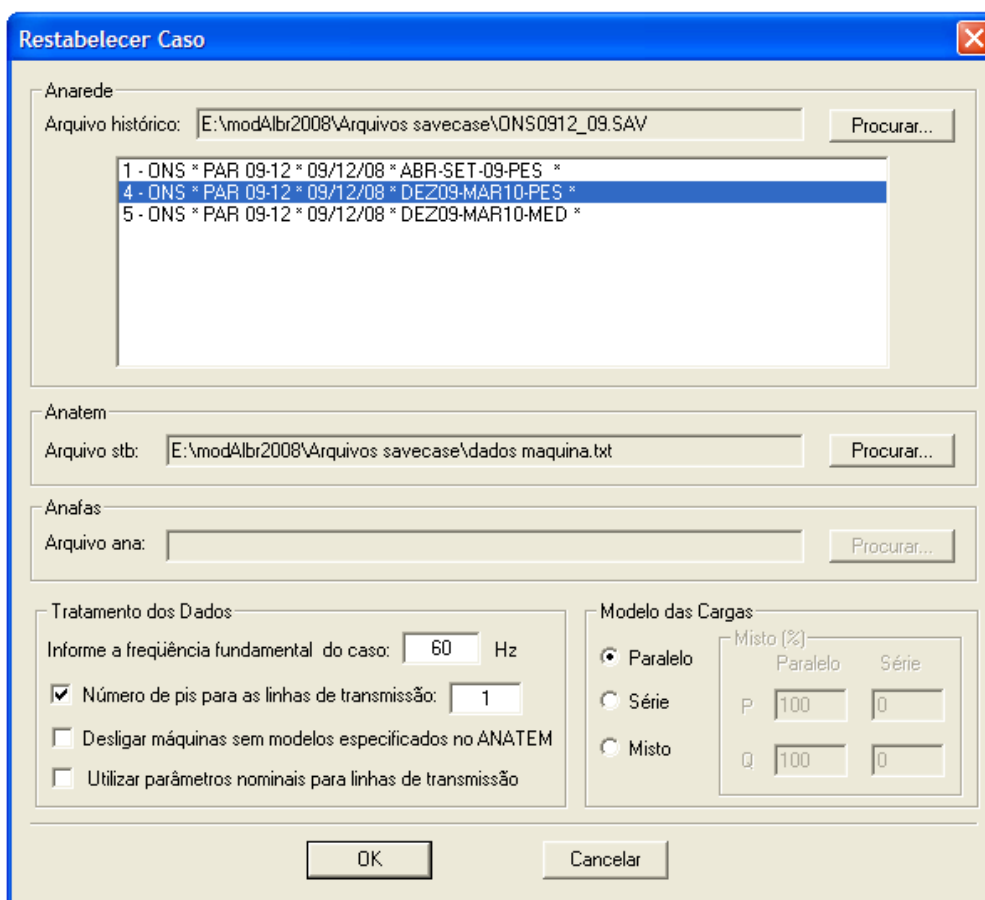


Figura 5.4 - Interface do programa mostrando a abertura de um caso

Em seguida, a rede elétrica é modelada no programa Harmzs, estando pronta para a realização do cálculo desejado. No entanto, antes da realização do mesmo, todas as cargas lineares do sistema externo devem ser removidas da rede modelada, devido a recomendações do ONS para esse tipo de estudo.

O cálculo é realizado utilizando a opção “resposta em frequência”, cuja interface gráfica é mostrada na Figura 5.5, que apresenta os respectivos parâmetros utilizados no estudo em questão.

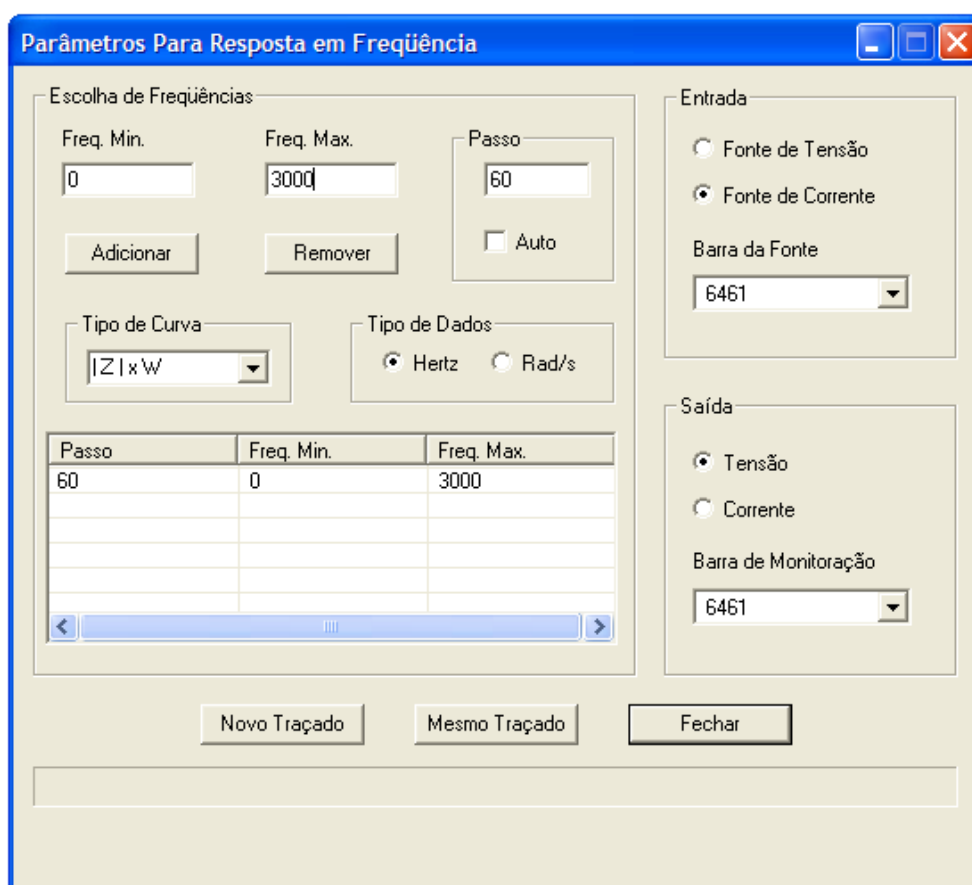


Figura 5.5 – Interface do programa para estudo de resposta em frequência

Como resultado do referido exemplo, tem-se os módulos das impedâncias harmônicas até a ordem de número 50 vistas do PAC, desconsiderando o efeito da indústria (ALBRAS). Ao mudar no campo “tipo de curva” da Figura 5.5 de módulo de $Z \times W$ para ângulo de $Z \times W$, obtém-se os ângulos das impedâncias harmônicas.

De forma análoga são calculados todos os valores de impedâncias (módulo e fase), considerando os anos de 2009, 2010 e 2011, sendo para cada

ano escolhida uma condição de carga leve, média e pesada, e para cada condição de carregamento escolhida é considerada a operação normal do sistema, bem como operações com contingências simples. Vale ressaltar que dentre os arquivos disponibilizados pelo ONS, a condição de carga leve não constava para o ano de 2009 e, além disso, para as condições de carga leve consideradas não foi simulada a contingência 7, já que o referido equipamento não opera em tais condições. Portanto, para cada frequência harmônica, são obtidos 70 pontos de impedâncias, representando as diversas configurações do sistema externo.

As contingências no sistema externo simuladas no programa estão listadas a seguir de acordo com as identificações com as quais as mesmas aparecem na modelagem computacional. As contingências, recomendadas pelo ONS, são escolhidas aleatoriamente, ficando sob responsabilidade do ONS, posteriormente, averiguar se tais contingências simuladas são muito severas a ponto de se obter um resultado não condizente com a realidade.

- Contingência 1: Desligamento do circuito 1 da linha de transmissão da barra 6461 (V. Conde—230) para a barra 6471 (Guamá—230);
- Contingência 2: Desligamento do circuito 1 da linha de transmissão da barra 6471 (Guamá—230) para a barra 6481 (Utinga—230);
- Contingência 3: Desligamento do circuito 1 da linha de transmissão da barra 6430 (Tucuruí 2—500) para a barra 6460 (V. Conde—500);
- Contingência 4: Desligamento do transformador (circuito 1) da barra 6461 (V. Conde—230) para a barra 6476 (VCO-AT-1-FIC);
- Contingência 5: Desligamento do transformador (circuito 1) da barra 6471 (Guamá—230) para a barra 6472 (Guamá--069);
- Contingência 6: Desligamento do transformador (circuito 1) da barra 6481 (Utinga—230) para a barra 6482 (Utinga--069);

- Contingência 7: Desligamento do equipamento da barra 6481 (Utinga—230), circuito 1;
- Contingência 8: Desligamento do equipamento da barra 6400 (Marabá—500), circuito 1;

Feito isso, é obtido Z_{bh} , que para o caso de estudo será igual a:

$$Z_{bh} = \begin{bmatrix} \dot{Z}_{b2}^1 & \dot{Z}_{b2}^2 & \dots & \dot{Z}_{b2}^n \\ \dot{Z}_{b3}^1 & \dot{Z}_{b3}^2 & \dots & \dot{Z}_{b3}^n \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dot{Z}_{bh}^1 & \dot{Z}_{bh}^2 & \dots & \dot{Z}_{bh}^n \end{bmatrix} \quad (5.8)$$

Com h variando de 1 até 50 e n variando de 1 até 70.

5.3.2 - Determinação do Equivalente Norton

5.3.2.1 - Modelagem do Sistema da ALBRAS

A representação dos componentes físicos através de modelos computacionais é realizada utilizando-se um editor de texto onde estão contidos os códigos de execução do software Harmzs, bem como todos os dados necessários para a construção dos modelos dos componentes da rede elétrica a ser implementada.

A leitura dos arquivos do programa é realizada por meio desses códigos de execução, que irão, por sua vez, determinar que tipo de ação deverá ser tomada pelo software com relação aos dados fornecidos pelo usuário. Os códigos de execução utilizados para a modelagem do sistema da indústria foram: ^[40]

- **DGERAIS** – Executa a leitura dos dados gerais do caso, como frequência base, potência base, entre outros;

- **DBAR** – Executa a leitura dos dados de barra do sistema;
- **DGBT** – Executa a leitura dos dados de grupos base de tensão;
- **DARE** – Executa a leitura dos dados de área do sistema;
- **DTR2** – Executa a leitura dos dados de transformadores de dois enrolamentos;
- **DEQP** – Executa a leitura dos dados de equipamentos modelados por circuitos RLCs;
- **DCRG** – Executa a leitura dos dados de carga;
- **DSRG** – Executa a leitura dos dados de fontes harmônicas;

Os dados da indústria a serem inseridos no arquivo de dados do programa foram obtidos através de manuais dos equipamentos fornecidos pela ALBRAS, estudos realizados pela indústria e medições na instalação utilizando analisadores de qualidade de energia.

A modelagem teve como base a Figura 5.6, onde se encontram os números das barras utilizados na simulação, além das nomenclaturas dos equipamentos considerados na implementação.

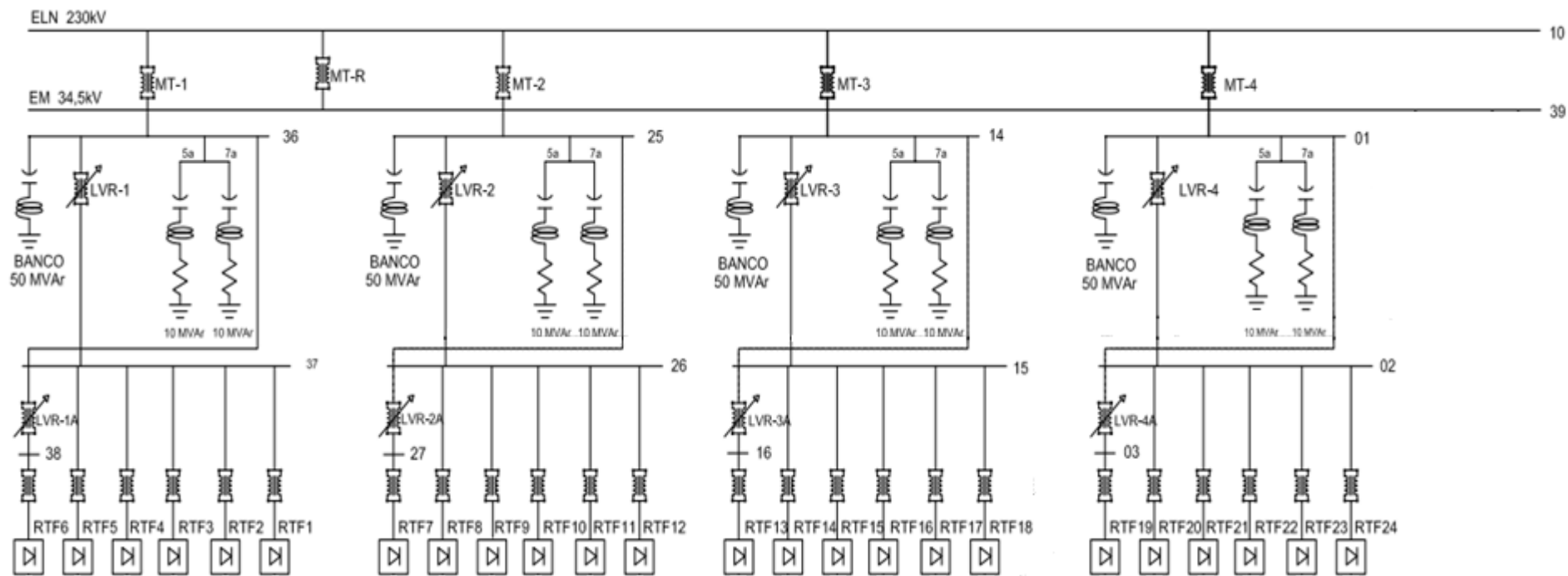


Figura 5.6 - Esquema base utilizado na modelagem

5.3.2.2 - Cálculo das Impedâncias de Norton

Para o cálculo das impedâncias de Norton foi considerado o esquema da Figura 5.6 em dois casos distintos para a modelagem computacional no programa Harmzs: considerando a representação das cargas lineares da indústria e não considerando a representação dessas cargas, como recomendado pelo ONS para este tipo de estudo.

Após a montagem da rede no programa é calculada a impedância própria da indústria vista do PAC desconsiderando os efeitos do sistema interligado. O cálculo das impedâncias harmônicas do sistema da ALBRAS se dá de forma semelhante ao cálculo das impedâncias harmônicas do sistema externo, utilizando o estudo de resposta em frequência, mostrado anteriormente na Figura 5.5. Como resultado do cálculo é obtido Z_{ih} , que para o caso de estudo será da forma:

$$Z_{ih} = \begin{bmatrix} Z_{i2} \\ Z_{i3} \\ \cdot \\ \cdot \\ Z_{i50} \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

Diferentemente do cálculo das impedâncias do sistema externo, a impedância de Norton não leva em consideração anos futuros e condições de carregamento, considerando-se apenas configurações da planta da indústria (operação normal ou situações de contingências).

Para as situações de contingências deve ser considerada, quando da presença de filtros, sua possível dessintonia, provocada por variação de capacitância por temperatura, falha de elementos internos de unidades capacitivas até o nível de trip e desajustes por passo de tapes de reatores para ajuste de sintonia.

A modelagem computacional para o cálculo da impedância de Norton da ALBRAS vista do PAC é mostrada no Anexo I.

5.3.2.3 - Cálculo da Corrente de Norton

Devido a não consideração dos ângulos das correntes das fontes harmônicas (ângulos iguais a zero), devido à impossibilidade da realização de medições simultâneas, um esquema considerando as correntes provenientes dos retificadores mostrou-se ineficiente para o cálculo da corrente de Norton, haja vista que a técnica de multipulsos estava sendo totalmente ignorada, gerando valores de corrente no PAC bem acima dos reais. Portanto, o esquema utilizado para se obter a corrente de Norton sofreu algumas alterações, como pode ser visualizado na Figura 5.7, onde as correntes foram medidas nos secundários dos transformadores principais de entrada (MTs):



Figura 5.7 - Modelagem utilizada para determinação da corrente de Norton

O procedimento adotado para o cálculo das correntes harmônicas seguiu os seguintes passos:

- Inserção de uma resistência muito pequena entre o PAC e a terra;
- Cálculo da corrente através da resistência considerando a contribuição de cada fonte harmônica individualmente, obtendo-se:

$$I_{h1} = \begin{bmatrix} \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \cdot \\ \cdot \\ \dot{I}_{50} \end{bmatrix} \quad I_{h2} = \begin{bmatrix} \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \cdot \\ \cdot \\ \dot{I}_{50} \end{bmatrix} \quad I_{h3} = \begin{bmatrix} \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \cdot \\ \cdot \\ \dot{I}_{50} \end{bmatrix} \quad I_{h4} = \begin{bmatrix} \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \cdot \\ \cdot \\ \dot{I}_{50} \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

em que:

I_{h1} - Contribuição de corrente harmônica da fonte 1

I_{h2} - Contribuição de corrente harmônica da fonte 2

I_{h3} - Contribuição de corrente harmônica da fonte 3

I_{h4} - Contribuição de corrente harmônica da fonte 4

- Cálculo da corrente total por meio de equação 5.11 recomendada pela norma IEC- 61000-3-6, reproduzida a seguir:

$$I_{h_total} = \left(\sum_{i=1}^m I_{h,i}^a \right)^{\left(\frac{1}{a}\right)} \quad (5.11)$$

em que

h - Ordem harmônica

m - Número total de fontes

a	Ordem da harmônica
1	$h < 5$
1,4	$5 \leq h \leq 10$
2	$h > 10$

Para a determinação da corrente de Norton foram consideradas duas situações: operação normal, com todos os retificadores em operação, e operação sob contingência, com um retificador fora de operação.

A modelagem computacional para o cálculo da corrente de Norton é mostrada no Anexo I.

5.3.3 - Construção do L.G e Determinação da Máxima Distorção de Tensão

O lugar geométrico é traçado de tal forma a englobar todos os pontos de impedâncias do sistema externo calculados anteriormente. O programa utilizado

para realização dessa etapa foi o Matlab 7.0. A metodologia usada para a formação do lugar geométrico está descrita a seguir:

- Mediante inversão matemática, os pontos de impedâncias da rede básica foram convertidos para pontos de admitâncias a fim de se obter um lugar geométrico de admitâncias, necessário para o cálculo da distorção máxima de tensão no PAC;
- De posse dos pontos de admitância é feita a plotagem destes no eixo G X B;

Como exemplo, a Figura 5.8 mostra os pontos de admitâncias de 5ª ordem do sistema externo plotados no eixo G X B.

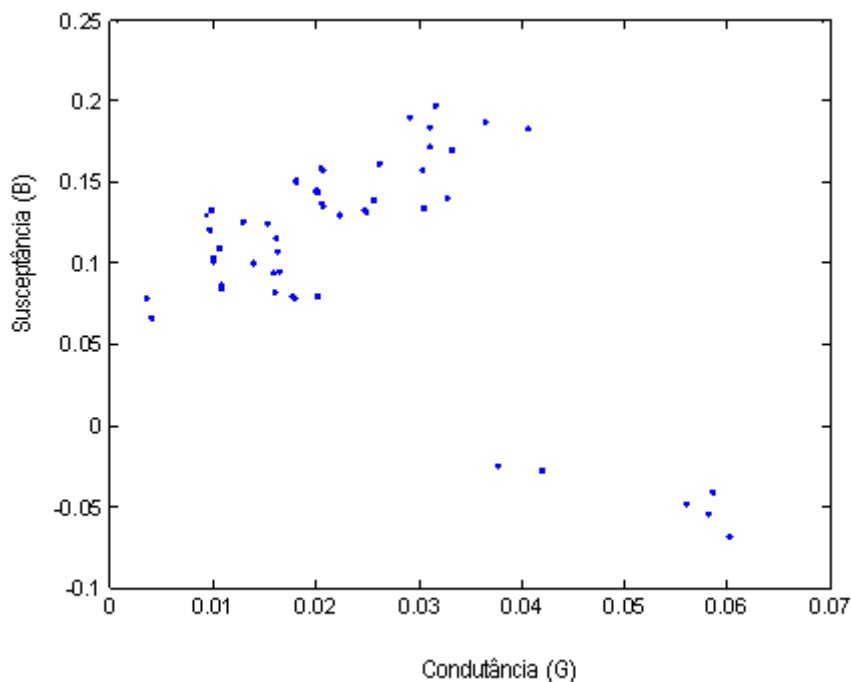


Figura 5.8 - Pontos de admitâncias de 5ª ordem do sistema externo

- Dentre o conjunto de pontos, que matematicamente é expresso por uma matriz onde a coluna 1 representa os módulos de admitâncias de uma determinada ordem harmônica e a coluna 2 representa as respectivas fases, são formados quatro pontos que irão servir de referência para o traçado do lugar geométrico (ver Figura 5.9);
- Esses pontos de referência são obtidos da seguinte forma:
 - ✓ Ref. 1 - Maior módulo na coluna 1 e o maior ângulo na coluna 2;

- ✓ Ref. 2 – Menor módulo na coluna 1 e o maior ângulo na coluna 2;
 - ✓ Ref. 3 – Menor módulo na coluna 1 e o menor ângulo na coluna 2;
 - ✓ Ref. 4 – Maior módulo na coluna 1 e o menor ângulo na coluna 2.
- A partir dos parâmetros obtidos no passo anterior, são traçados segmentos de retas e circunferências;
 - Por fim, são combinados esses segmentos, dando certa folga para garantir que todos os pontos estarão compreendidos no lugar geométrico das admitâncias formado.

Na Figura 5.9 está apresentado o lugar geométrico das admitâncias de 5ª ordem do sistema externo, onde se encontram em destaque os pontos usados como referência para a construção deste.

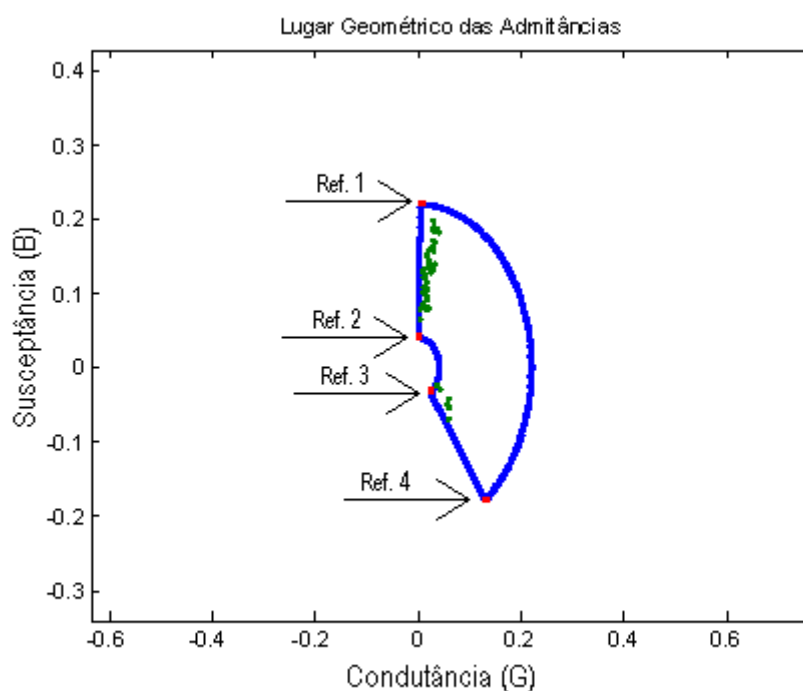


Figura 5.9 – Lugar geométrico das admitâncias de 5ª ordem do sistema externo

Uma vez construído o lugar geométrico para uma harmônica desejada e plotado o ponto de admitância do agente para a mesma frequência, é calculado então o valor de Y_{hmin} por meio de cálculos computacionais desenvolvidos em ambiente Matlab.

Para a determinação de $Y_{h\min}$ é calculada a distância do ponto de admitância da indústria para cada ponto do contorno do LG de admitâncias. O valor de $Y_{h\min}$ será então a menor distância calculada.

De posse de todas as variáveis (I_h e $Y_{h\min}$), é calculada, por meio do Matlab, a máxima distorção de tensão no PAC através da equação (5.6) apresentada anteriormente, para cada frequência harmônica individualmente.

5.4 - Resultados

Os resultados obtidos referentes ao estudo em questão são apresentados em sequência. Nos dois primeiros são levadas em consideração as cargas lineares da indústria e no último, estas são desconsideradas por recomendação do ONS. Vale ressaltar que os resultados obtidos via simulação computacional foram comparados aos limites contidos na Tabela 5.11, já que na modelagem computacional não foram considerados os efeitos no PAC oriundos de outras fontes de harmônicos.

Caso 1: Operação da Indústria Com Contingências e Representação das Cargas Lineares

Neste caso foram considerados três filtros dessintonizados e um filtro desligado, além de um retificador fora de operação.

Como pode ser visto na Tabela 5.1, ocorreram violações dos limites nas ordens 2, 9, 10, 11 e 12, com valores iguais a 1,7559, 6,4922%, 1,9551%, 11,9152 e 1,4551%, respectivamente. Quanto as demais ordens, todas se encontram dentro dos limites estabelecidos em norma, com destaque para as ordens 5 e 13 que apresentaram distorções da ordem de 0,2512% e 0,3957%, respectivamente.

As Figuras 5.10 a 5.17 mostram os lugares geométricos referentes às ordens 9, 10, 11 e 12, a fim de avaliar com mais detalhes essas quatro situações. O ponto em cor preta representa o ponto de admitância da indústria, enquanto os pontos em cores verde e azul representam, respectivamente, os pontos de admitância do sistema externo e o lugar geométrico.

Tabela 5.1 - Valores de distorção harmônica de tensão para o caso 1

Ordem harmônica	Distorção de tensão (%)	Ordem harmônica	Distorção de tensão (%)
2	1,7559	14	0,0170
3	0,0692	15	0,0337
4	0,1322	16	0,0276
5	0,2512	17	0,0871
6	0,0259	18	0,0165
7	0,0527	19	0,0232
8	0,0197	20	0,0043
9	6,4922	21	0,0082
10	1,9551	22	0,0033
11	11,9152	23	0,0100
12	1,4551	24	0,0029
13	0,3957	25	0,0107
		>25	<0,0107

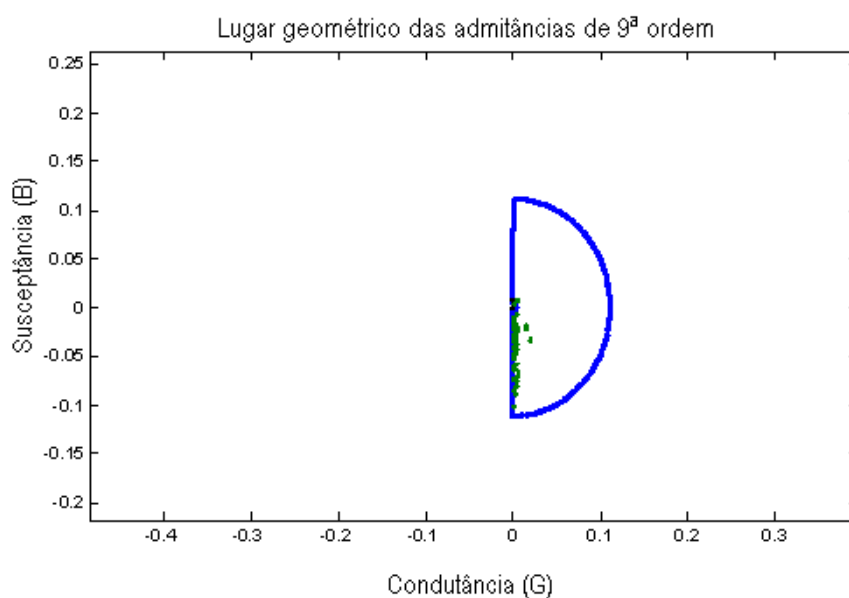


Figura 5.10 - Lugar geométrico das admitâncias de 9ª ordem do sistema externo

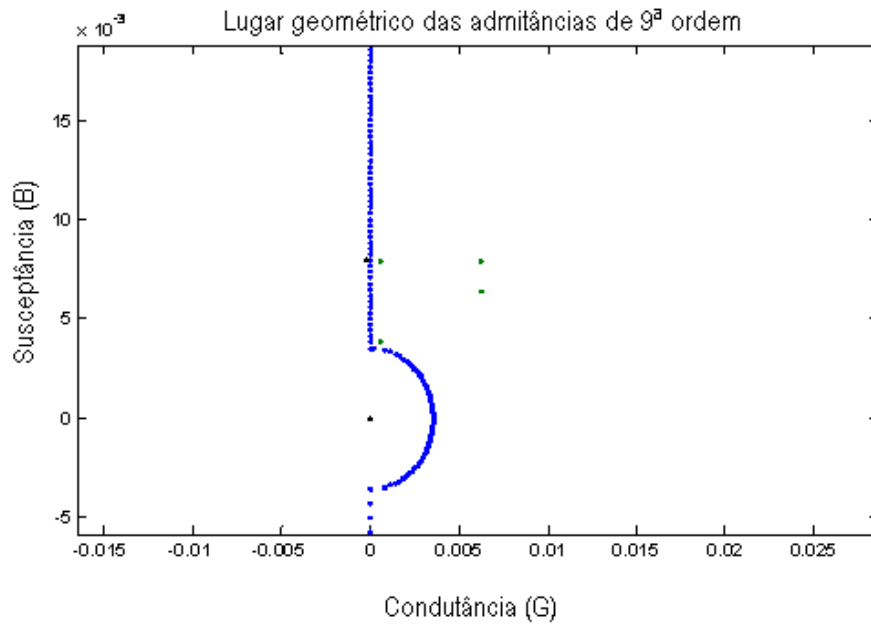


Figura 5.11 - Parte específica do lugar geométrico das admitâncias de 9ª ordem do sistema externo

Com base nas Figuras 5.10 e 5.11, pode-se constatar que uma grande maioria dos pontos de admitância do sistema externo está posicionada no quarto quadrante. Ao destacar uma parte do gráfico, fica visível a proximidade do ponto de admitância de 9ª ordem da instalação, situado no segundo quadrante, com o lugar geométrico, bem como com um ponto específico da admitância do sistema externo.

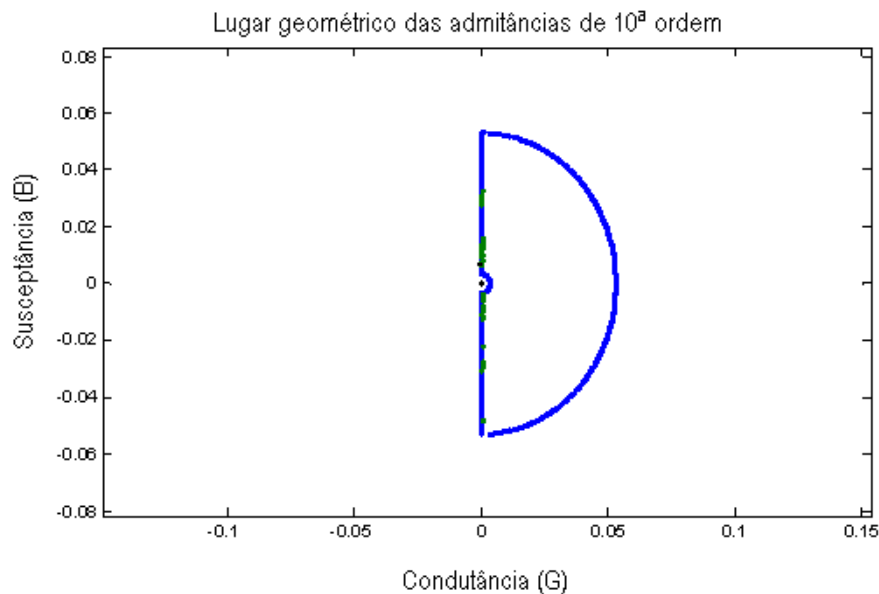


Figura 5.12 - Lugar geométrico das admitâncias de 10ª ordem do sistema externo

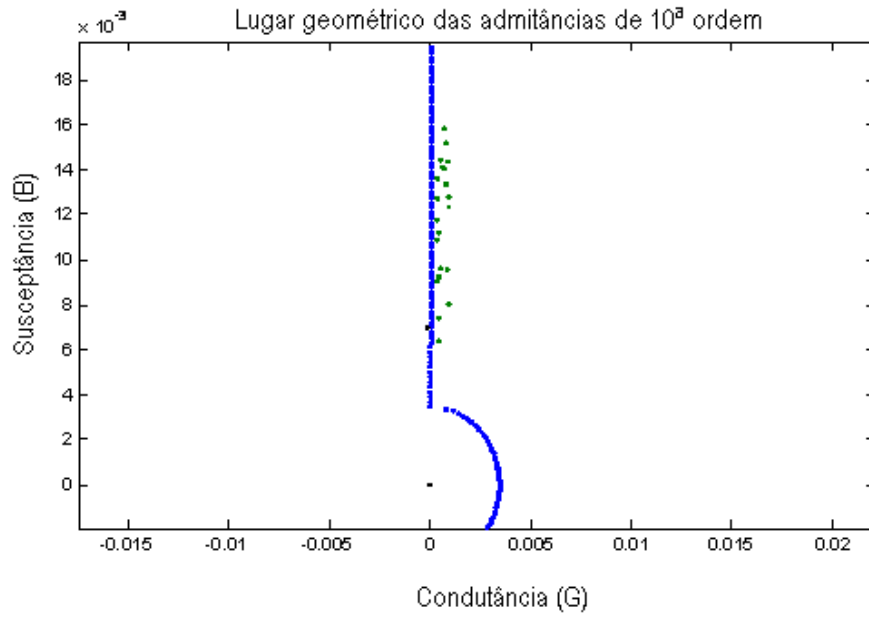


Figura 5.13 - Parte específica do lugar geométrico das admitâncias de 10ª ordem do sistema externo

No caso da 10ª ordem em particular, a distribuição dos pontos de admitância do sistema externo se dá de forma semelhante no primeiro e quarto quadrantes. Entretanto, como no caso anterior, o ponto de admitância do sistema interno se encontra próximo de apenas uma quantidade muito pequena de admitâncias do sistema interligado.

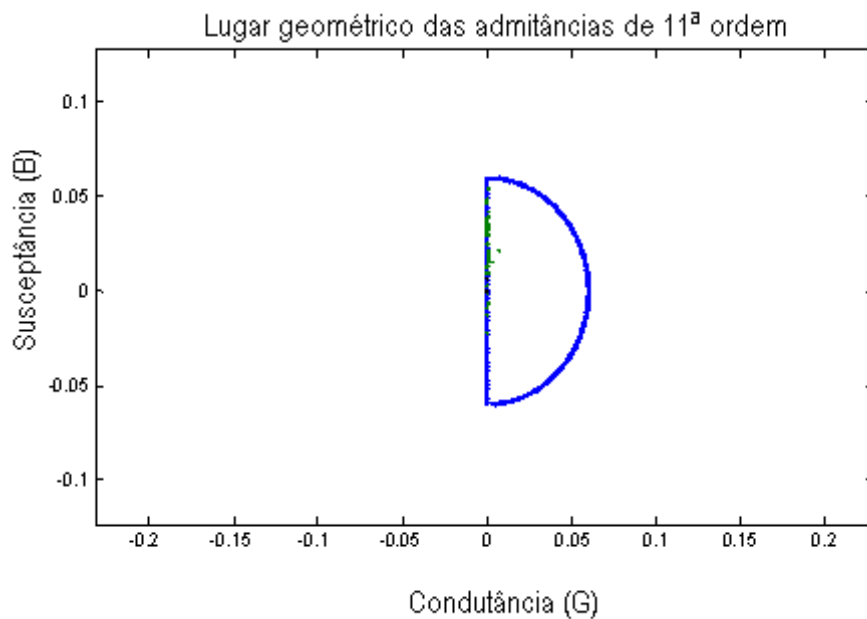


Figura 5.14 - Lugar geométrico das admitâncias de 11ª ordem do sistema externo

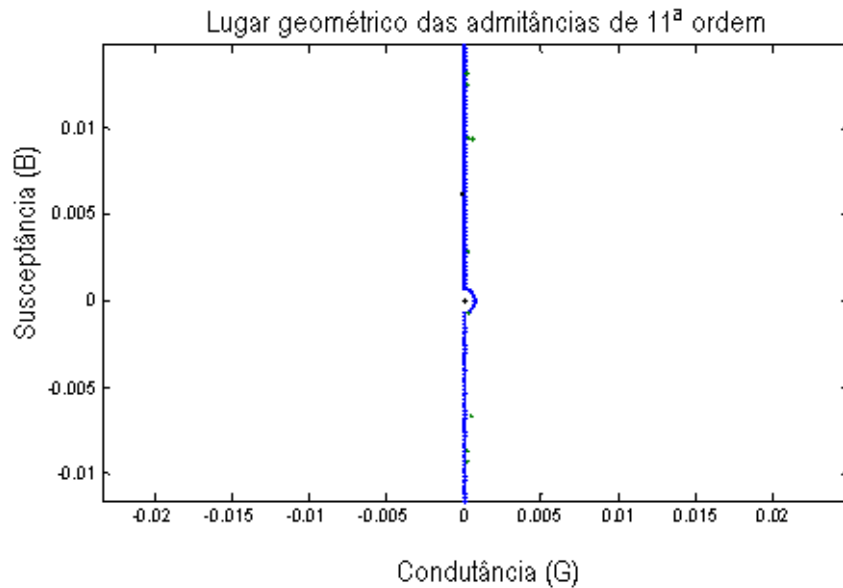


Figura 5.15 - Parte específica do Lugar geométrico das admitâncias de 11ª ordem do sistema externo

Ao analisar-se a décima primeira ordem, nota-se um comportamento inverso ao que ocorre para ordem de número 9, onde a grande maioria das admitâncias da rede básica se localiza no primeiro quadrante. Novamente, poucos pontos ficaram próximos do ponto de admitância da indústria em questão. Nesse caso específico, apesar do ponto de admitância da indústria estar bem próximo do lugar geométrico, o mesmo se encontra relativamente afastado dos pontos de admitância do sistema externo, proporcionando uma notável redução no seu valor de distorção, conforme será apresentado posteriormente, onde a presença do lugar geométrico é desconsiderada.

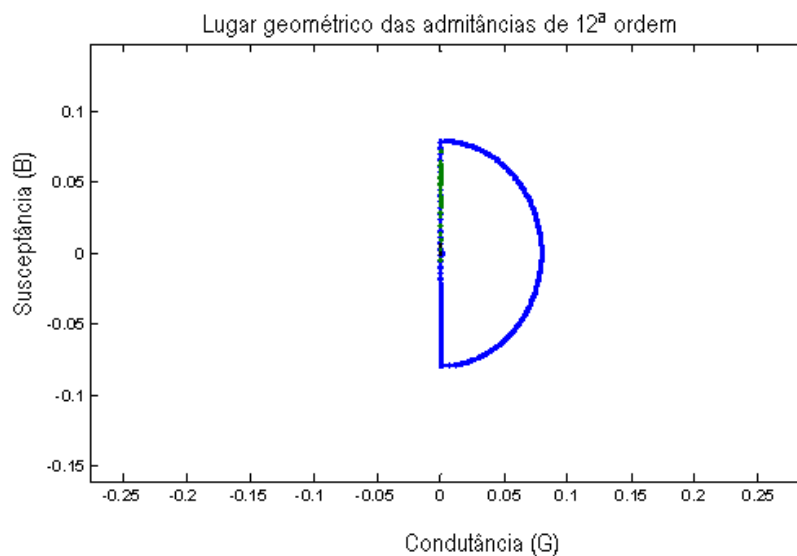


Figura 5.16 - Lugar geométrico das admitâncias de 12ª ordem do sistema externo

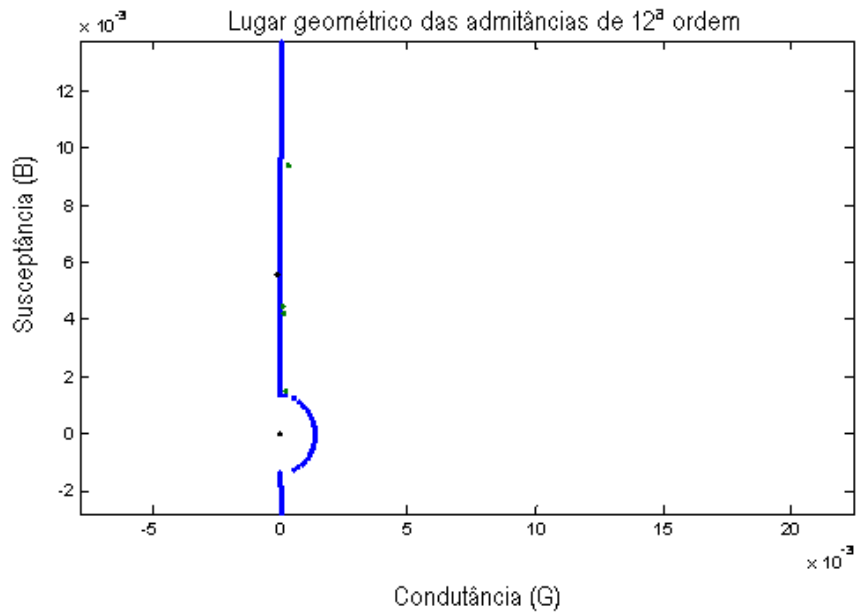


Figura 5.17 - Parte específica do lugar geométrico das admitâncias de 12ª ordem do sistema externo

De forma semelhante ao caso anterior, o primeiro quadrante conteve a maioria dos pontos de admitância do sistema externo, apresentando um comportamento análogo das variáveis envolvidas com a décima primeira ordem estudada anteriormente.

A Tabela 5.2 contém os resultados de distorção de tensão considerando somente os pontos de admitância do sistema interligado, desprezando-se a construção do lugar geométrico.

Tabela 5.2 - Distorções de tensão desconsiderando o lugar geométrico para o caso 1

Ordem harmônica	Distorção de tensão (%)
9	1,3795
10	0,4755
11	0,6270
12	0,2007

Pode-se verificar através da Tabela 5.2 que os valores de distorções calculados apresentaram uma considerável redução, ficando dentro ou próximo dos limites em alguns casos. Todavia, apesar da grande redução no valor de distorção de tensão de ordem 9, a mesma ainda se encontra com alto índice de distorção.

Conclui-se que um fenômeno de ressonância pode estar ocorrendo, porém vale ressaltar a pequena quantidade de pontos de admitância harmônica do sistema externo que se localizaram próximos dos pontos de admitância harmônica da instalação.

Vale ressaltar também a possibilidade dos altos índices de distorção serem decorrentes de escolhas de contingências da rede básica muito severas.

Caso 2: Operação Normal da Indústria e Representação das Cargas Lineares

Como pode ser visto na Tabela 5.3, as ordens 2, 9, 10, 11 e 12 mantiveram os valores de distorção acima dos limites permitidos. As ordens harmônicas restantes encontraram-se dentro dos limites apresentados em norma.

Tabela 5.3 – Valores de distorção harmônica de tensão para o caso 2

Ordem harmônica	Distorção de tensão (%)	Ordem harmônica	Distorção de tensão (%)
2	1,7203	14	0,0187
3	0,0535	15	0,0347
4	0,1350	16	0,0300
5	0,3006	17	0,0650
6	0,0260	18	0,0173
7	0,0515	19	0,0185
8	0,0222	20	0,0046
9	7,9167	21	0,0086
10	2,1578	22	0,0035
11	9,6782	23	0,0080
12	1,8645	24	0,0029
13	0,3023	25	0,0108
		>25	<0,0108

A Tabela 5.4 é referente aos valores de distorção de tensão desprezando a construção do lugar geométrico e considerando a operação normal da instalação.

Tabela 5.4 - Distorções de tensão desconsiderando o lugar geométrico para o caso 2

Ordem harmônica	Distorção de tensão (%)
9	1,1484
10	0,6251
11	0,4628
12	0,1635

Considerando esse estudo, pode-se constatar que as ordens 11 e 12 ficaram dentro dos limites estabelecidos, enquanto as ordens 9 e 10 apresentaram violações.

Caso 3: Operação da Indústria Com Contingências e Não Representação das Cargas Lineares

Neste caso foram atendidas as recomendações do ONS que consiste na representação do sistema somente pelas impedâncias provenientes de transformadores, bancos de capacitores, filtros, ou seja, não considerando as cargas lineares para estudos das impedâncias harmônicas calculadas no PAC de interesse. O cálculo da impedância harmônica deve levar em consideração a dessintonia dos filtros e a operação com um retificador desligado.

Como pode ser visto na Tabela 5.5, ocorreram violações dos limites nas ordens 2, 9, 10, 11 e 12, com valores iguais a 9,6894%, 15,0091%, 4,9750%, 55,4161% e 9,1692%, respectivamente. Quanto às demais ordens, todas se encontram dentro dos limites em norma. Vale ressaltar que nesse caso, onde as cargas lineares não foram consideradas, os valores de distorção de tensão nas ordens 2, 9, 10, 11 e 12 aumentaram consideravelmente, já que o amortecimento provocado pelas cargas lineares não foi levado em consideração.

Tabela 5.5 - Valores de distorção harmônica de tensão para o caso 3

Ordem harmônica	Distorção de tensão (%)	Ordem harmônica	Distorção de tensão (%)
2	9,6894	14	0,0170
3	0,0683	15	0,0337
4	0,1322	16	0,0276
5	0,2512	17	0,0870
6	0,0259	18	0,0165
7	0,0527	19	0,0232
8	0,0197	20	0,0043
9	15,0091	21	0,0082
10	4,9750	22	0,0033
11	55,4161	23	0,0100
12	9,1692	24	0,0029
13	0,3951	25	0,0107
		>25	<0,0107

5.5 - Conclusões

O estudo da máxima distorção de tensão no ponto de acoplamento comum entre a indústria e o sistema interligado tem grande importância, uma vez que são simuladas situações as quais não são consideradas em uma campanha de medição. Essas situações abrangem contingências, diferentes carregamentos do sistema, além de projeções futuras da configuração do sistema elétrico.

A utilização do método desenvolvido neste capítulo se mostrou bastante eficiente, haja vista que com a sua utilização não é preciso representar as correntes harmônicas provenientes das cargas não-lineares de forma simultânea.

No que diz respeito aos resultados obtidos via simulação computacional, estes ficaram, em sua maioria, dentro dos limites estabelecidos em norma. No entanto, as ordens 2, 9, 10, 11 e 12 apresentaram violações, tanto para a configuração em operação normal quanto para a condição sob contingências. Além disso, ao desconsiderar as cargas lineares, as ordens 2, 9, 10, 11 e 12 apresentaram valores bastantes elevados. Todavia, vale ressaltar que é preciso analisar que tipo de contingência está sendo considerada, já que uma contingência muito severa pode estar ocasionando altos valores de distorção, e nesse caso não se deve alarmar a instalação em estudo.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES

6.1 – Considerações Finais

Este trabalho apresentou análises da qualidade da tensão no ponto de acoplamento comum entre uma indústria de alumínio e o sistema interligado nacional a fim de se avaliar o impacto desta perante o sistema elétrico de potência. Este estudo realizado na ALBRAS, responsável pela etapa final na produção do alumínio no estado do Pará, obteve algumas conclusões principais que serão relatadas a seguir.

O ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, fornece uma contribuição significativa na qualidade da tensão do sistema interligado nacional, com suas recomendações nas definições dos indicadores de desempenho da rede básica e de seus limites, conforme apresentado no capítulo 2. Além disso, foi apresentado também o gerenciamento dos indicadores de desempenho, que no caso dos indicadores de qualidade de energia (flutuação, desequilíbrio e distorção harmônica de tensão), estes são obtidos por meio de campanhas de medição com duração mínima de sete dias consecutivos. Os indicadores que devem ser comparados aos limites estabelecidos são calculados através de ferramentas estatísticas, mais especificamente o percentil de 95% para o estudo em questão, e os transdutores bem como os equipamentos de medição utilizados nesse tipo de campanha devem estar de acordo com as recomendações do ONS.

As indústrias de alumínio, apresentadas no capítulo 3, podem ser consideradas como uma grande fonte de distúrbios associados à qualidade de energia, principalmente no que diz respeito às distorções harmônicas oriundas dos retificadores de potência pertencentes a estas. Os retificadores, responsáveis pela corrente contínua requerida para a redução eletrolítica do alumínio, absorvem uma corrente a qual em sua composição se encontram componentes com frequências múltiplas da frequência fundamental, chamadas de harmônicas. Visando contornar este problema, este tipo de indústria usualmente se utiliza de técnicas as quais têm por finalidade a redução do conteúdo harmônico gerado. A técnica multi-pulsos, baseada na utilização de transformadores defasadores, mostrou-se bastante eficiente na diminuição dos níveis de harmônicos. Entretanto, deve-se salientar que

a técnica multi-pulsos não isenta o uso de outras técnicas muito utilizadas como os filtros passivos e ativos, por exemplo.

A monitoração é de grande importância para a análise do sistema elétrico, uma vez que através desta é possível realizar a prevenção de maiores problemas que possam vir a ocorrer ou realizar medidas corretivas quando for necessário. A campanha de medição, descrita no capítulo 4, seguiu as recomendações do ONS, onde foi considerado um período de sete dias consecutivos para os registros dos indicadores. Os registros devem ser realizados de forma contínua durante o período e integralizados a cada dez minutos. O percentil de 95%, apresentado neste capítulo, constitui-se de uma ferramenta para análise bastante eficaz, visto que ao considerar este método estatístico, os valores fora da normalidade que podem ocorrer durante a medição devido à alguma contingência não programada, são excluídos do conjunto de análises.

Durante o período de medição foram consideradas situações de contingências simples e contingências duplas a fim de se avaliar o desempenho da instalação sob condições adversas. Como resultado, a análise dos indicadores representativos do desempenho da rede básica mostrou que não houve violação dos limites estabelecidos pelo submódulo 2.8 do ONS ao longo de todo o período.

O fator K de desequilíbrio de tensão não ultrapassou o valor de 2% estabelecido pelo ONS. Em relação à flutuação de tensão, medida através do nível de severidade do fenômeno de cintilação (flicker), verificou-se que os indicadores PstD95% e PltS95% ficaram abaixo do limite global inferior, constatando a operação adequada da indústria. Quanto à distorção harmônica de tensão, a ALBRAS se mostrou adequada em relação a este fenômeno também, já que os indicadores de distorção harmônica total e individual apresentaram valores abaixo do recomendado pelo ONS. Além disso, pôde-se perceber também que mesmo no momento em que ocorreram as contingências os valores dos indicadores não ultrapassaram os valores padrões recomendados, mostrando que o sistema da indústria está bem projetado no que diz respeito às questões da qualidade da energia.

Ao final, no capítulo 5, foi realizado um estudo baseado em simulações computacionais o qual teve caráter complementar às análises realizadas por meio da campanha de medição, já que nesse caso são consideradas situações que normalmente não ocorrem durante a campanha de medição. O estudo visou

determinar a máxima distorção de tensão no PAC entre a indústria e o sistema interligado. O método desenvolvido nesta dissertação mostrou ser de grande praticidade, evitando desta forma medições simultâneas nas fontes de correntes harmônicas. No que diz respeito aos resultados obtidos da máxima distorção de tensão via simulação computacional, estes ficaram, em sua maioria, dentro dos limites estabelecidos em norma. No entanto, as ordens 2, 9, 10, 11 e 12 apresentaram violações, tanto para a configuração da indústria em operação normal quanto para a condição sob contingências. Quando as cargas lineares são desconsideradas, segundo recomendações do ONS, percebe-se um aumento significativo nos valores de distorção de tensão das ordens citadas anteriormente, uma vez que com a ausência destas cargas não ocorre um amortecimento na frequência de ressonância.

No entanto, vale ressaltar que as contingências foram escolhidas de forma aleatória e por isso é preciso analisar que tipo de contingência está sendo considerada, já que uma contingência muito severa pode estar ocasionando altos valores de distorção, e nesse caso não se deve alarmar a instalação em estudo.

6.2 – Sugestões Para Trabalhos Futuros

Como perspectivas futuras, pode-se recomendar para a continuação desta pesquisa:

- Análises de distorções de correntes no PAC;
- Análise da influência das cargas lineares e da representação das linhas de transmissão a parâmetros variáveis com a frequência nas análises computacionais;
- Estudo mais aprofundado a respeito das ressonâncias harmônicas, visando identificar suas causas e propor medidas de mitigação.
- Comparar desempenho de estudos por lugar geométrico de admitâncias e fluxo de carga harmônico.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MOSHREF, A.; KHAN, S, 1992. “Harmonic Analysis for Industrial Power Systems Computation Techniques and Filtering”. IEEE, 1992.
- [2] JESUS, N. C.; NETO, J. A. M.; PIESANTI, L. L.; BATISTA, E. L., 2001. “Análise e Identificação de Distúrbios Através de Analisadores da Qualidade de Energia”. IV SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Porto Alegre, 2001.
- [3] GOMES, R. J. R.; BRASIL, D. O. C.; MEDEIROS, J. R., 2001. “Gerenciamento da Qualidade de Energia Elétrica – Visão do ONS”. IV SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Porto Alegre, 2001.
- [4] ROSS, R. P. D.; ASSIS, T. M. L.; BRASIL, L., 2001. “Investigação da Qualidade de Energia em Clientes Industriais da RGE”. IV SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Porto Alegre, 2001.
- [5] FERNANDES, A. B.; FERREIRA, F. M. C.; NEVES, W. L. A., 2001. “Estudos de Distorção Harmônica em Sistemas de Transmissão”. IV SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Porto Alegre, 2001.
- [6] OLIVEIRA, H. R. P. M.; JESUS, N. C.; LÍBANO, F. B., 2001. “Monitoramento da Qualidade da Tensão em um Consumidor Industrial”. IV SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Porto Alegre, 2001.
- [7] ANDRADE, J. C. B.; CORRÊA, J. D. S., 2001. “Índices de Conformidade e Protocolos de Medição de Distorções Harmônicas”. IV SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Porto Alegre, 2001.

- [8] SOUZA, L. F. W.; DUTT-ROSS, R. P., 2003. “Algumas Experiências Relevantes em Monitoração e Análise de Qualidade de Energia Elétrica – Harmônicos”. V SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Aracajú, 2003.
- [9] ZIMATH, S. L.; VIEIRA, G. R., 2005. “IEC61000-4-30: A Norma Definitiva para Medição de Parâmetros de Qualidade”. VI SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Belém, 2005.
- [10] FERNANDES, A. B.; LIMA, A. C. S.; NEVES, W. L. A.; CARNEIRO JR, S., 2005. “Aplicação de Modelos de Linhas de Transmissão em Estudos sobre Qualidade da Energia Elétrica”. VI SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Belém, 2005.
- [11] KAGAN, N.; SCHMIDT, H. P., 2005. “Programa Computacional Para Avaliação de Harmônicos e Desequilíbrios em Sistemas de Potência”. VI SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Belém, 2005.
- [12] ARAÚJO, L. R.; VARRICCHIO, S. L.; GOMES JR, S., 2005. “Análise Harmônica Trifásica em Sistemas Elétricos Desequilibrados”. VI SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Belém, 2005.
- [13] BRASIL, D. O. C.; MEDEIROS, J. R.; ROSS, R. P. D.; SOUZA, L. F. W.; ARRUDA, A. A. C., 2005. “Campanha Piloto de Medição dos Indicadores de Flutuação, Harmônicos e Desequilíbrio de Tensão Realizada na Subestação de Taubaté”. VI SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Belém, 2005.
- [14] YOKOYAMA, A. T., 2006. “Análise Harmônica no Sistema Elétrico de uma Indústria de Alumínio”. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação, UFPA, 2006.

- [15] SOUZA, L. F.; ROSS, R. P.; MEDEIROS, J. R.; BRASIL, D. O. C., 2007. “Campanhas de Medição dos Indicadores de Flutuação, Harmônicos e Desequilíbrio de Tensão na Rede Básica – Constatações e Resultados”. VII CBQEE – Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, Santos, 2007.
- [16] CARVALHO, C. C. M. M., 2006. “Filtragem Harmônica e Compensação de Reativos em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Algoritmos Genéticos”. Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação, UFPA, 2006.
- [17] DUGAN, Roger; KENNEDY, Barry J., 1996. “Electrical Power System Quality. McGraw-Hill, Inc., 1996.
- [18] MEDEIROS, C. A. G.; OLIVEIRA, J. C., 2003. “Impactos das Flutuações de Tensão Sobre Equipamentos: Análise Experimental Sob O Enfoque dos Indicadores de Flicker”. V SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Aracajú, 2003.
- [19] SANTOS, F. C., 2007. “Análise do Impacto Provocado por uma Indústria de Alumínio na Qualidade da Tensão no Sistema Interligado Nacional”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação, UFPA, 2007.
- [20] GOSBELL, V.; PERERA, S.; SMITH, V., 2002. “Voltage Unbalance”. Technical Note N° 6, Integral Energy, Power Quality Centre, 2002.
- [21] TOSTES, M. E. L, 2003. “Avaliação de Impactos na Rede de Distribuição Causados pela Geração de Harmônicos em Consumidores em Baixa

Tensão”. Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação, UFPA, 2003.

- [22] SILVA, José Ernani da, 1997. *Análise de Cargas Especiais Harmônicas. Seminários Técnicos*. São Paulo, 1997.
- [23] MANITO, A. R. A.; JÚNIOR, M. I. S., 2006. “Estudo dos Harmônicos Presentes nas Instalações Elétricas, com Ênfase nos Problemas Causados pelos Harmônicos Múltiplos de Três e Apresentação de Alternativas de Soluções”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação, UFPA, 2006.
- [24] PROCOBRE – Harmônicas Nas Instalações Elétricas, 2001. Causas, Efeitos e Soluções. São Paulo-SP. Novembro. 2001. 63p.
http://www.procobre.org/pr/pdf/pdf_pr/06_harmonic.pdf
- [25] ARRILAGA, J., 1985. “Power Systems Harmonics”. John Wiley and Sons, Inc., 1985.
- [26] SILVA, R. D. S., 2004. “Análise e Definição de Índices de Ressonância Harmônica em Sistemas de Energia Elétrica”. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação, UFPA, 2004.
- [27] *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems: IEEE Standard 519*, 1992.
- [28] ONS, “O Operador Nacional do Sistema Elétrico e os Procedimentos de Rede: Visão Geral”, Submódulo 1.1, Procedimento de Rede, Revisão 1, 07/07/2008.
- [29] ONS, “Gerenciamento dos Indicadores de Desempenho da Rede Básica e de Seus Componentes”, Submódulo 2.8, Procedimento de Rede, Revisão 3, 07/07/2008.

- [30] ONS, “Definição das Metodologias e Procedimentos Necessários às Campanhas de Medição dos Indicadores de Desempenho”, RE. ONS-2.1-028/2005 – Revisão 2; 13/07/2006.
- [31] BITENCOURT, A. H. J. P.; TAVARES, G. L., 2005. “Análise de Sobrecarga em Filtro de Harmônicas da Quarta Linha de Produção de Alumínio da ALBRAS”. Monografia de Especialização do Curso de Qualidade e Eficiência Energética da Universidade Federal do Pará, UFPA, 2005.
- [32] BARBI, Ivo, 2000. *Eletrônica de Potência*. Florianópolis: I. Barbi, 2000.
- [33] AHMED, Ashfaq, 2000. *Eletrônica de Potência*. São Paulo: Prentice Hall, 2000.
- [34] NASCIMENTO, A. C., 2001. “Sistema de Regulação da Corrente de Saída de um Retificador de Potência a Diodos e Reatores Saturáveis Controlados”. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação, UFPA, 2001.
- [35] POMILIO, J. A.; Notas de Aula – Pós-Graduação, UNICAMP, 2002.
- [36] PINTO, M. F., 2005. “Retificadores de Alta Potência para Eletrólise”. São Paulo: Mídia Alternativa, 2005.
- [37] PAICE, Derek A., 1996. “Power Electronic Converter Harmonics – Multipulse Methods for Clean Power, IEEE Press, 1996.
- [38] Manual do Equipamento Registrador da Qualidade da Energia RQE-III da Reason.
- [39] ONS, “Procedimento de Estudo e Medição Relacionado aos Novos Acessos à Rede Básica”.

[40] Manual de Utilização do Programa HarmZs, Versão 1.7. CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.

ANEXO 1

ARQUIVO DE DADOS PARA O CÁLCULO DA IMPEDÂNCIA DE NORTON

DGERAIS											
	FREQUENCIA	60.000.000									
	SBASE	100.000.000									
	DADOS	Unidades									
	INTERFACE	Unidades									
	METODOLOGIA	YS									
	TITULO										
	IDBARRA	NUMERO									
FIM											
DGBT											
	1	2.300.000									
	2	345.000									
FIM											
DARE											
	1	Area_Alta_Tensão									
	2	Area_Media_Tensão									
FIM											
DBAR											
%	Num	Nome	Tensao	Angulo	Base	Area					
	1	"Bar 01"	34.5	0	2	2					
	2	"Bar 02"	34.5	0	2	2					
	3	"Bar 03"	34.5	0	2	2					
	10	"Bar 10"	230	0	1	1					
	14	"Bar 14"	34.5	0	2	2					
	15	"Bar 15"	34.5	0	2	2					
	16	"Bar 16"	34.5	0	2	2					
	25	"Bar 25"	34.5	0	2	2					
	26	"Bar 26"	34.5	0	2	2					
	27	"Bar 27"	34.5	0	2	2					
	36	"Bar 36"	34.5	0	2	2					
	37	"Bar 37"	34.5	0	2	2					
	38	"Bar 38"	34.5	0	2	2					
FIM											
DTR2											
%	De	Tensao_De	Ang_De	Para	Tensao_Para	Ang_Para	Resistencia	Reatancia	S_Base	Circ	Est
	10	230	0	1	34.5	-30	0.0069	0.138	208.4	1	1
	1	34.5	0	3	34.5	0	0.0015	0.0303	40.1	1	1
	1	34.5	0	2	34.5	0	0.0015	0.036	196.8	1	1
	10	230	0	14	34.5	-30	0.00694	0.1388	208.4	1	1
	14	34.5	0	16	34.5	0	0.0015	0.0303	40.1	1	1
	14	34.5	0	15	34.5	0	0.0015	0.0363	196.8	1	1
	10	230	0	25	34.5	-30	0.00694	0.1388	208.4	1	1
	25	34.5	0	27	34.5	0	0.0015	0.0303	40.1	1	1
	25	34.5	0	26	34.5	0	0.0015	0.0358	196.8	1	1
	10	230	0	36	34.5	-30	0.00694	0.1388	208.4	1	1
	36	34.5	0	37	34.5	0	0.0015	0.0358	196.8	1	1
	36	34.5	0	38	34.5	0	0.0015	0.0303	40.1	1	1
FIM											
DCRG											
%	Barra	Circ	Est	Pot_Ativa	Pot_Reativa	Lig					
	2	1	1	144.761	52.075	s					
	3	1	1	24.126	8.679	s					
	15	1	1	168.843	73.101	s					
	16	1	1	28.14	12.183	s					
	26	1	1	139.316	51.712	s					
	27	1	1	23.219	8.618	s					
	37	1	1	155.056	59.463	s					
	38	1	1	25.842	9.91	s					
	36	1	1	6.667	2.192	s					
	36	2	1	3.423	1.125	s					
	25	1	1	5.877	1.932	s					
	25	2	1	3.451	1.134	s					
	14	1	1	3.958	1.301	s					
	1	1	1	6.667	2.292	s					
FIM											
DEQP											
%	De	Para	Circ	Est	Resistencia	Reatancia/uscep/Capa	Lig				
	10	0	1	0	0.0001	0	s				
	1	0	1	1	0	48.632	21.4	s			
	1	0	2	1	0	24.881	21.83	s			
	1	0	3	1	0	13.948	113.5	s			
	14	0	1	1	0	48.632	21.4	s			
	14	0	2	1	0	25.258	21.83	s			
	14	0	3	1	0	13.948	113.5	s			
	25	0	1	1	0	48.632	21.4	s			
	25	0	2	1	0	24.881	21.83	s			
	25	0	3	1	0	13.948	113.5	s			
	36	0	1	1	0	48.632	21.4	s			
	36	0	2	1	0	24.881	21.83	s			
	36	0	3	1	0	13.948	113.5	s			
FIM											

ARQUIVO DE DADOS PARA O CÁLCULO DA CORRENTE DE NORTON

DGERAIS												
	FREQUENCIA	60.000.000										
	SBASE	100.000.000										
	DADOS	Unidades										
	INTERFAC	Unidades										
	METODOL	YS										
	TITULO											
	IDBARRA	NUMERO										
FIM												
DGBT												
	1	2.300.000										
	2	345.000										
FIM												
DARE												
	1	Area_Alta_Tensão										
	2	Area_Media_Tensão										
FIM												
DBAR												
%	Num	Nome	Tensao	Angulo	Base	Area						
	1	Bar 01	34.5	0	2	2						
	10	Bar 10	230	0	1	1						
	14	Bar 14	34.5	0	2	2						
	25	Bar 25	34.5	0	2	2						
	36	Bar 36	34.5	0	2	2						
FIM												
DTR2												
%	De	Tensao_De	Ang_De	Para	Tensao_Para	Ang_Para	Resistencia	Reatancia	S_Base	Circ	Est	
	10	230	0	1	34.5	-30	0.0069	0.1388	208.4	1	0	
	10	230	0	14	34.5	-30	0.00694	0.1388	208.4	1	0	
	10	230	0	25	34.5	-30	0.00694	0.1388	208.4	1	0	
	10	230	0	36	34.5	-30	0.00694	0.1388	208.4	1	0	
FIM												
DEQP												
%	De	Para	Circ	Est	Resistencia	Reatancia	Suscep/Capac	Lig				
	10	0	1	1	1,00E-05	0	100000000	s				
FIM												

DSRC

%	Barra	Tipo	Circ	Est
	1	I	1	1

%	Freq	Modulo	Angulo
	120	3.32	0
	180	20.8	0
	240	2.75	0
	300	11.14	0
	360	1.03	0
	420	7.06	0
	480	0.86	0
	540	3.4	0
	600	1.06	0
	660	5.61	0
	720	0.76	0
	780	1.91	0
	840	0.78	0
	900	3.25	0
	960	0.72	0

1020	3.48	0
1080	0.77	0
1140	3.05	0
1200	0.72	0
1260	2.05	0
1320	0.81	0
1380	3.27	0
1440	0.82	0
1500	3.69	0
1560	0.75	0
1620	3.38	0
1680	0.82	0
1740	2.71	0
1800	0.76	0
1860	2.73	0
1920	0.79	0
1980	1.79	0
2040	0.82	0
2100	4.86	0
2160	0.77	0
2220	5.52	0
2280	0.78	0
2340	0.91	0
2400	0.68	0
2460	1.96	0
2520	0.72	0
2580	1.16	0
2640	0.73	0
2700	1.27	0
2760	0.74	0
2820	1.46	0
2880	0.76	0
2940	1.53	0
3000	0.71	0

FIMP				
%	Barra	Tipo	Circ	Est
	14	I	1	1
%	Freq	Modulo	Angulo	
	120	5.72	0	
	180	20.98	0	
	240	3.15	0	
	300	19.96	0	
	360	1.92	0	
	420	9.35	0	
	480	1.4	0	

540	4.2	0
600	1.21	0
660	6.91	0
720	1.11	0
780	3.12	0
840	1.07	0
900	3.78	0
960	1.31	0
1020	4.07	0
1080	1.02	0
1140	3.5	0
1200	0.95	0
1260	2.43	0
1320	0.91	0
1380	2.83	0
1440	1	0
1500	4.73	0
1560	0.97	0
1620	3.82	0
1680	0.97	0
1740	2.68	0
1800	0.92	0
1860	2.23	0
1920	0.98	0
1980	1.48	0
2040	0.97	0
2100	6.49	0
2160	1.09	0
2220	7.49	0
2280	1.03	0
2340	1.4	0
2400	0.8	0
2460	2.42	0
2520	0.9	0
2580	1.65	0
2640	0.96	0
2700	2.12	0
2760	0.88	0
2820	1.69	0
2880	0.86	0
2940	1.65	0
3000	0.97	0

FIMP				
%	Barra	Tipo	Circ	Est
	25	I	1	1

%	Freq	Modulo	Angulo
	120	4.44	0
	180	25.67	0
	240	2.57	0
	300	14.78	0
	360	1.28	0
	420	8.42	0
	480	1.12	0
	540	3.52	0
	600	1.23	0
	660	4.64	0
	720	1.24	0
	780	4.76	0
	840	1.29	0
	900	3.25	0
	960	1.07	0
	1020	3.44	0
	1080	1.12	0
	1140	3.19	0
	1200	1.13	0
	1260	2.02	0
	1320	1.18	0
	1380	2.3	0
	1440	1.16	0
	1500	3.43	0
	1560	1	0
	1620	2.86	0
	1680	1.03	0
	1740	2.1	0
	1800	0.99	0
	1860	1.78	0
	1920	0.92	0
	1980	1.72	0
	2040	1.03	0
	2100	4.68	0
	2160	0.95	0
	2220	5.46	0
	2280	1.01	0
	2340	1.15	0
	2400	1.04	0
	2460	1.87	0
	2520	0.98	0
	2580	1.4	0
	2640	0.95	0
	2700	1.34	0

	2760	0.75	0	
	2820	1.77	0	
	2880	1.04	0	
	2940	1.13	0	
	3000	1.02	0	
FIMP				
%	Barra	Tipo	Circ	Est
	36	I	1	1
%	Freq	Modulo	Angulo	
	120	5.45	0	
	180	20.38	0	
	240	2.7	0	
	300	11.61	0	
	360	1.68	0	
	420	6.94	0	
	480	1.58	0	
	540	4.37	0	
	600	1.21	0	
	660	7.21	0	
	720	1.28	0	
	780	5.36	0	
	840	1.32	0	
	900	3.81	0	
	960	1.23	0	
	1020	3.37	0	
	1080	1.1	0	
	1140	2.57	0	
	1200	1.2	0	
	1260	2.37	0	
	1320	1.15	0	
	1380	1.72	0	
	1440	1.05	0	
	1500	4.28	0	
	1560	0.98	0	
	1620	3.5	0	
	1680	0.99	0	
	1740	2.39	0	
	1800	0.9	0	
	1860	2.79	0	
	1920	0.91	0	
	1980	1.49	0	
	2040	1	0	
	2100	4.48	0	
	2160	1.03	0	
	2220	3.87	0	

2280	0.95	0
2340	0.97	0
2400	1	0
2460	2.02	0
2520	0.86	0
2580	1.63	0
2640	0.95	0
2700	1.22	0
2760	0.97	0
2820	1.71	0
2880	1	0
2940	1.74	0
3000	0.95	0

FIMP
FIM