

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**Análise e Aplicação de Compensação Reativa em Redes
Secundaria de Distribuição Com Cargas Não Lineares**

ERNESTO ALBERTO MERTENS JUNIOR

Orientador: Prof. Dr. Luis Carlos Origa de Oliveira

Dissertação apresentada à Faculdade de
Engenharia - UNESP – Campus de Ilha
Solteira, para obtenção do título de
Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Conhecimento: Automação.

Ilha Solteira – SP
novembro/2008

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Seção Técnica de Aquisição e Tratamento da Informação
Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação da UNESP - Ilha Solteira.

- M575a Mertens Júnior, Ernesto Alberto.
Análise e aplicação de compensação reativa em redes secundárias de distribuição com cargas não lineares / Ernesto Alberto Mertens Júnior. -- Ilha Solteira : [s.n.], 2008. 169 f. : il.
- Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2008
- Orientador: Luís Carlos Origa de Oliveira
Bibliografia: p. 169
1. Perdas elétricas. 2. Harmônicos. 3. Capacitores e filtros para baixa tensão.



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA

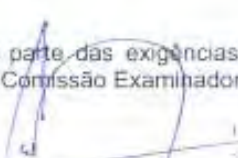
CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

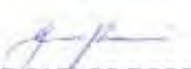
TÍTULO: Contribuição para aplicação de compensação reativa em redes secundárias de distribuição com cargas não lineares

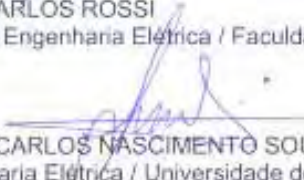
AUTOR: ERNESTO ALBERTO MERTENS JUNIOR

ORIENTADOR: Prof. Dr. LUIS CARLOS ORIGA DE OLIVEIRA

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de MESTRE em ENGENHARIA ELÉTRICA pela Comissão Examinadora:


Prof. Dr. LUIS CARLOS ORIGA DE OLIVEIRA
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. JOSE CARLOS ROSSI
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. OLÍVIO CARLOS NASCIMENTO SOUTO
Curso de Engenharia Elétrica / Universidade do Estado de Minas Gerais - Campus de Ituiutaba

Data da realização: 17 de novembro de 2008.

AGRADECIMENTOS

À minha família, por estar sempre presente e me apoiando em todos os momentos dessa caminhada e em especial aos meus pais, Ernesto Alberto Mertens e Doracy de Barros Mertens, pela educação e orientação que me deram, ao longo de toda a minha vida.

Ao professor Dr. Luis Carlos Origa por ter confiado a mim o desenvolvimento desta pesquisa e pela orientação sábia, segura e pelas críticas construtivas que me fizeram crescer.

Aos professores Dr. José Carlos Rossi (UNESP), Dr. Carlos Alberto Canesin (UNESP) e Dr. Júlio Borges de Souza (UNESP), pela participação nas bancas de Estudos Especiais e Exame Geral de Qualificação e pelas observações importantes.

À UNESP - Universidade Estadual Paulista, “Júlio de Mesquita Filho”, Campus de Ilha Solteira, pela oportunidade.

À Elektro Eletricidade e Serviços S/A, pela oportunidade de trabalhar e crescer na empresa, e em especial nas pessoas do Diretor de Operações Eng. Francisco Alfredo Fernandes, e ao Gerente Executivo de Engenharia Eng. Paulo de Tarso Gasparino de Souza, pelo apoio e incentivo.

À Unicamp - Universidade Estadual de Campinas, nas pessoas dos professores Dr. José Antenor Pomilio, e Dr. Sigmar Maurer Deckmann pelas orientações, observações e oportunidade de participar em trabalhos conjuntos.

Aos professores e funcionários do Departamento de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica da Universidade Estadual Paulista, UNESP de Ilha Solteira.

Às pessoas que além de acreditarem no meu empenho, respeitosamente, incentivaram e colaboraram de uma forma ou de outra na realização desta jornada.

MERTENS JR, E. A. **Análise e aplicação de compensação reativa em redes secundária de distribuição com cargas não lineares** – 2008. 169 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2008.

RESUMO

O presente trabalho avalia a viabilidade técnica da aplicação de compensação reativa em circuitos secundários aéreos de baixa tensão, através da aplicação de capacitores e / ou filtros para aplicação em Baixa Tensão, buscando assim uma otimização dos reativos presentes nas redes secundárias.

Considerando-se as constantes mudanças que vêm ocorrendo no cenário de distribuição de energia elétrica, devido ao grande avanço da eletrônica de potência e de cargas não lineares cada vez mais presentes no sistema elétrico, fazem-se necessários estudos para diagnosticar como e em que níveis tais mudanças podem estar afetando as características das redes de distribuição.

Verifica-se que tais cargas, possuem um baixo fator de potência, e podem aumentar significativamente o nível de correntes harmônicas devido às técnicas de chaveamento utilizadas nestes dispositivos. Com isto, acentuam-se os problemas da propagação das distorções de forma de onda das correntes às tensões da rede, além de aumentar consideravelmente as perdas de energia elétrica ao longo de seus condutores e transformadores. Há necessidade de se conhecer as características dessas cargas de forma a permitir a correta modelagem das mesmas.

O objetivo deste trabalho é identificar o perfil da rede secundária frente aos níveis de harmônicos e fator de potência, permitindo a adequada aplicação de filtros e capacitores para instalação no secundário dos transformadores de distribuição, visando a correção do fator de potência nos circuitos, redução do reativo circulante, das perdas elétricas e eventualmente dos níveis de distorção harmônica. Avaliando-se as interferências no carregamento dos transformadores de distribuição e melhoria do perfil da tensão de alimentação. Neste sentido, foi feita uma campanha de monitoramento em alguns circuitos selecionados, também foram realizadas simulações computacionais, desenvolvidos equipamentos e implantados projetos piloto.

Palavras-chaves: Perdas elétricas, Fator de potência, Níveis de tensão, Distorção Harmônica, Filtros e bancos de capacitores para baixa tensão.

MERTENS JR, E. A. Contribution to implementation of reactive compensation in secondary distribution networks with nonlinear loads – 2008. 148 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2008.

ABSTRACT

This paper seeks to evaluate the technical feasibility of applying for compensation reactive side air circuits in low-voltage, by the application of capacitors and / or filters for use in the Low Voltage, thereby seeking an optimization of reactive present in the secondary networks. Analysis with a focus on secondary distribution network should consider a new factor, which is the proliferation of non-linear loads. Considering the constant changes that are occurring in the scenario of distribution of electric energy, due to the general advancement of power electronics and nonlinear loads increasingly present in the electrical system, are made necessary studies to diagnose how and to what levels such changes may be affecting the characteristics of distribution networks.

It appears that such loads, have a low power factor, and can significantly increase the level of harmonic currents because of the techniques used in these switching devices. With this, stressing the problems of the spread of distortions of waveform of the current tensions to the network, in addition to considerably increase the loss of power over their drivers and processors.

Thus, the objective of this study is to identify the profile of the network front secondary levels of harmonics and power factor, allowing the proper implementation of filters and capacitors for installation of transformers in the secondary distribution, aiming to correct the power factor in circuits, Reducing the reactive stock, loss of electrical and possibly the levels of harmonic distortion. Judging is interference in the shipment of processors for distribution and improving the profile of the supply voltage. In this sense, there was a campaign tracking in some selected circuits, computer simulations were also conducted, equipment developed and deployed pilot projects.

Keywords: Electrical losses, power factor, levels of voltage, Harmonic Distortion, low voltage capacitors banks

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Carga não-linear como fonte de corrente típica.	25
Figura 2 - Formas de onda típicas de tensão e corrente de um retificador com filtro c.c. indutivo.	25
Figura 3 - Carga não-linear como fonte de tensão típica.	26
Figura 4 - Formas de onda típicas de corrente e tensão para um retificador com filtro c.c. capacitivo.	26
Figura 5 - Tensão, corrente e potência instantânea em refrigerador.	27
Figura 6 - Espectro da corrente do refrigerador. (0,2A/div., 125Hz/div.).	27
Figura 7 - Potência reativa medida na saída do transformador.	28
Figura 8 - Potência ativa medida na saída do transformador.	29
Figura 9 - Tensão, corrente e potência de aparelho de TV.	30
Figura 10 - Espectro de corrente da TV, valor eficaz das componentes.	31
Figura 11 - Circuito retificador típico de aparelhos eletrônicos.	32
Figura 12 - Modelagem de cargas não-lineares como fonte de corrente e fonte de tensão.	32
Figura 13 - Terceiro harmônico da corrente.	33
Figura 14 - Medição trifásica da potência aparente no secundário do trafo na rede comercial.	34
Figura 15 - Medição trifásica do terceiro harmônico da corrente da carga comercial.	35
Figura 16 - Efeito da compensação de reativos em rede predominantemente residencial.	36
Figura 17 - Efeito da compensação capacitiva na tensão junto ao transformador.	36
Figura 18 - THD da tensão antes e após a instalação do banco capacitivo.	37
Figura 19 - Valor absoluto do 3º harmônico antes e após a instalação do filtro dessintonizado.	37
Figura 20 - Circuito com filtragem passiva e cargas tipo fonte de Tensão.	38
Figura 21 - Simulação de circuito com carga não-linear.	39
Figura 22 - Corrente e tensão na fonte e na carga não-linear.	39
Figura 23 - Espectro harmônico de corrente e tensão na fonte e na carga não-linear.	40
Figura 24 - Corrente e tensão na fonte e na carga não linear, com a conexão do filtro.	41

Figura 25 - Espectro de harmônicos demonstrando o aumento da 5ª harm. na corrente da fonte.	42
Figura 26 - Corrente e tensão na fonte e na carga não linear, apenas com a conexão do capacitor.	42
Figura 27 - Espectro harmônico demonstrando aumento da 5ª e 7ª na corrente da fonte.	43
Figura 28 - Comparativo com as características das representações dos tipos de fonte de tensão e corrente.	44
Figura 29 - Configuração do Circuito Secundário de BT – ATI 02467.	47
Figura 30 - Dados Característicos elétricos do Circuito de BT- ATI02467.	48
Figura 31 - Dados Característicos físicos do Circuito de BT- ATI02467.	48
Figura 32 - Configuração do Circuito Secundário – RIC 03350.	49
Figura 33 - Dados característicos elétricos do circuito BT – RIC 03350.	50
Figura 34 - Dados característicos físicos do circuito BT – RIC 03350.	50
Figura 35 - Layout da rede.	51
Figura 36 - Tensões RMS no secundário do Trafo.	52
Figura 37 - DHT das tensões secundária.	52
Figura 38 - Espectro das tensões secundárias (DHT entre 1,6 e 2,8%).	53
Figura 39 – 3ª harmônica da tensão secundária.	53
Figura 40 - 5ª harmônica da tensão secundária.	54
Figura 41 - 7ª harmônica da tensão secundária.	54
Figura 42 - Correntes no secundário do trafo.	55
Figura 43 - Corrente no neutro no trafo.	55
Figura 44 - DHT das correntes secundárias.	56
Figura 45 - Espectro das correntes secundárias (DHTI entre 8 e 14%).	56
Figura 46 - Correntes de 3ª harmônica.	57
Figura 47 - Correntes de 5ª harmônica.	57
Figura 48 - Correntes de 7ª harmônica.	58
Figura 49 - Potência ativa no secundário do trafo (escala vertical está invertida!).	58

Figura 50 - Potência reativa no secundário do trafo (escala invertida!).	59
Figura 51 - Potência aparente no secundário do trafo.	59
Figura 52 - FP no secundário do trafo.	60
Figura 53 - Caso Básico resultando $PAT=57,58kW$; $QAT=27,34kVAr$, $PBT= 56,43kW$, $QBT= 23,4kVAr$, $FPAT=0,90$, $DHTV_{max}=2,8\%$ e $DHTI_{max}=15\%$.	62
Figura 54 - Espectro das tensões secundárias conforme medições.	62
Figura 55 - Espectro das tensões secundárias da rede simulada. $DHTV=2,8\%$.	63
Figura 56 - Espectro das correntes secundárias conforme medições.	63
Figura 57 - Espectro das correntes secundárias da rede simulada. $DHTI=15\%$.	64
Figura 58 - Só com reator série. $DHTV_{max}=2,4\%$ e $DHTI_{max}=12\%$.	65
Figura 59 - Espectro das correntes secundárias com reator série e sem filtro.	65
Figura 60 - Conexão do filtro, sintonizado em 180Hz, conectado em Y aterrado.	66
Figura 61 - Resposta $Z(f)$ do filtro sintonizado na 3ª harmônica.	67
Figura 62 - Resposta $Z(f)$ vista do secundário do trafo, com filtro 3h conectado.	67
Figura 63 - Resposta $Z(f)$ vista do secundário do trafo, sem filtro de 3a. harmônica.	68
Figura 64 - Resposta $Z(f)$ vista pela carga do nó 12, com filtro conectado.	68
Figura 65 - Espectro tensões secundárias com reator série e filtro 3h. $DHTV_{max}=2,2\%$.	69
Figura 66 - Espectro das correntes secundárias com reator e filtro de 3h. $DHTI_{max}=6\%$.	70
Figura 67 - Espectro da corrente no filtro de 3ª harmônica.	71
Figura 68 - Impedância $Z(f)$ vista pelo primário, com filtro 2,7h e reator série reduzido.	73
Figura 69 - Impedância $Z(f)$ vista pela barra 04 com filtro ajustado em 2,7h e reator série reduzido.	74
Figura 70 - Conexão do filtro sintonizado em 162Hz.	75
Figura 71 - Resposta do filtro 2.7h, $Q=120$, $L=2,35mH$, $C=137uF$, $R=35m\ ohms$.	76
Figura 72 - Impedância vista do lado AT com filtro 2.7h junto à carga do nó 4.	77
Figura 73 - Detalhe da resposta vista pela AT.	77

Figura 74 - Detalhe da corrente no conjunto de cargas do nó 4.	79
Figura 75 - Vrms observado no secundário entre 18/11 e 15/12.	82
Figura 76 - Potência reativa suprida pelo trafo.	82
Figura 77 - Potência ativa no período.	83
Figura 78 - FP no período.	83
Figura 79 - Corrente de neutro no trafo.	84
Figura 80 - Corrente fundamental no secundário do trafo.	84
Figura 81 - DHTV% das tensões secundárias.	85
Figura 82 - Espectro das tensões secundárias no período.	85
Figura 83 - DHTI% das correntes secundárias.	86
Figura 84 - Espectro das correntes no período inicial, sem filtros.	86
Figura 85 - Espectro das correntes com filtro em delta.	87
Figura 86 - Espectro das correntes com filtro em Y aterrado.	87
Figura 87 - Correntes de 3ª harmônica no secundário.	88
Figura 88 - Correntes de 5ª harmônica no secundário.	88
Figura 89 - Correntes de 7ª harmônica no secundário.	89
Figura 90 - Layout da rede, indicando a localização dos capacitores distribuídos.	91
Figura 91 - Tensões RMS no secundário.	92
Figura 92 - Tensão de neutro.	92
Figura 93 - Probabilidade cumulativa das tensões no período de medição.	93
Figura 94 - Correntes RMS no secundário.	93
Figura 95 - Corrente de neutro.	94
Figura 96 - Probabilidade cumulativa da corrente no período de medição.	94
Figura 97 - Potência ativa fundamental (Corrente fase A invertida).	95
Figura 98 - Potência reativa fundamental (Potência fase A invertida).	95

Figura 99 - Fator de Deslocamento da fundamental.	96
Figura 100 - Probabilidade cumulativa do Fator de Deslocamento.	96
Figura 101 - Fator de Distorção Harmônica de Tensão.	97
Figura 102 - Fator de Distorção Harmônica de Corrente.	97
Figura 103 - Evolução da 3ª harmônica de tensão durante o período de medição.	98
Figura 104 - Evolução da 5ª harmônica de tensão durante o período de medição.	98
Figura 105 - Evolução da 7ª harmônica de tensão durante o período de medição.	99
Figura 106 - Espectro médio das tensões durante o período de medição.	100
Figura 107 - Espectro médio das tensões secundárias cf. medição em Dez/03.	101
Figura 108 - Espectro de tensões secundárias, obtidas por simulação.	102
Figura 109 - Espectro médio das correntes secundárias cf. medição em Dez/03.	102
Figura 110 - Espectro de correntes secundárias, obtidas por simulação.	103
Figura 111 - Correção do fator de potência em cada carga individual. PFC: power factor corrector.	105
Figura 112 - Correção do fator de potência por conjunto de cargas.	105
Figura 113 - Correção do fator de potência do total de cargas usando filtro ativo trifásico.	106
Figura 114 - a) Perfil das tensões sem capacitores. b) Perfil das tensões com capacitores distribuídos.	108
Figura 115 - Espectro de tensões secundárias com capacitores shunt distribuídos.	109
Figura 116 - Espectro de correntes secundárias com capacitores shunt distribuídos.	110
Figura 117 - Impedância $Z(f)$ vista pelo primário, com capacitores shunt distribuídos.	111
Figura 118 - Espectro da corrente no capacitor 12. Rede AT com 1% de 5h e 0,5% de 7h.	113
Figura 119 - Espectro da corrente no capacitor 12. Rede AT com 1% de 5h e 1% de 7h.	113
Figura 120 - a) Perfil das tensões sem capacitor. b) com capacitor Y aterrado, de 920 μ F por fase, no secundário.	115
Figura 121 - Espectro das tensões secundárias com capacitor Y aterrado no trafo.	116
Figura 122 - Espectro de correntes secundárias com capacitor Y aterrado no trafo.	116
Figura 123 - Impedância $Z(f)$ vista pelo primário, com capacitor de 920uF no secundário.	117

Figura 124 - Formas de onda das correntes nos capacitores - Y aterrado, junto ao transformador.	118
Figura 125 - Espectro da corrente no capacitor para rede com 1% de 5h e 0,5% de 7h.	118
Figura 126 - Espectro das tensões secundárias com capacitores em delta, distribuídos.	122
Figura 127 - Espectro das correntes secundárias com capacitores em delta, distribuídos.	122
Figura 128 - Espectro da corrente no ramo delta do capacitor conectado na barra 12.	123
Figura 129 - Espectro de tensões secundárias para capacitores de 306 μ F, em delta, no transformador.	124
Figura 130 - Espectro das correntes secundárias p/ capacitores de 306 μ F, em delta, no transformador.	125
Figura 131 - Espectro das correntes no capacitor de 306 μ F em delta, no secundário.	126
Figura 132 - Características de saturação branda e acentuada.	127
Figura 133 - Espectro das tensões secundárias, capacitores em delta no transformador, sem saturação.	128
Figura 134 - Idem, com saturação branda.	128
Figura 135 - Idem, com saturação acentuada.	128
Figura 136 - Espectro das correntes secundárias, capacitores em delta no trafo, sem saturação.	129
Figura 137 - Idem, com saturação branda.	129
Figura 138 - Idem, com saturação acentuada.	130
Figura 139 - (esq.) Potência ativa fundamental (fase A invertida), dez/03. (dir.) Potência ativa fundamental jul/04	131
Figura 140 - (esq.) Potência reativa fundamental (fase A invertida), dez/03. (dir.) Potência reativa fundamental, jul/04.	131
Figura 141 - (esq.) Fator de Deslocamento da fundamental apurado em dezembro/03. (dir.) Fator de Deslocamento da fundamental apurado em jul/04.	132
Figura 142- (esq.) Probabilidade cumulativa do Fator de Deslocamento, dez/03. (dir.) Probabilidade cumulativa do Fator de Deslocamento, jul/04.	132
Figura 143 - (esq.) Potência ativa total em dez/03 (dir.) Potência ativa total em julho/04.	132
Figura 144 - Potência reativa durante as três semanas de medição.	133
Figura 145 - FP resultante durante as três semanas.	133
Figura 146 - Tensões secundárias durante as 3 semanas de medição.	134

Figura 147 - Potência aparente durante as 3 semanas de medição.	135
Figura 148 - Corrente de neutro nas 3 semanas de medição.	135
Figura 149 - THDV resultante durante as 3 semanas de medição.	136
Figura 150 - Espectro médio das tensões na semana 1 (sem capacitores).	136
Figura 151 - Espectro médio das tensões na semana 2 (Capacitores em Delta).	137
Figura 152 - Espectro médio das tensões na semana 3 (capacitores em Y aterrado).	137
Figura 153 - THDI resultante nas 3 semanas de medição.	138
Figura 154 - Espectro médio das correntes na semana 1 (sem capacitores).	139
Figura 155 - Espectro médio das correntes na semana 2 (capacitores em Delta).	139
Figura 156 - Espectro médio das correntes na semana 3 (capacitores em Y aterrado).	140
Figura 157 - Tensões de 3h nas 3 semanas de medição.	140
Figura 158 - Tensões de 5h nas 3 semanas de medição.	141
Figura 159 - Tensões de 7h nas 3 semanas de medição.	141
Figura 160 - Corrente de 3h nas 3 semanas de medição.	142
Figura 161 - Corrente de 5h nas 3 semanas de medição.	142
Figura 162 – Corrente de 7h nas 3 semanas de medição.	143
Figura 163 - Corrente de 9h nas 3 semanas de medição.	143
Figura 164 - Espectro das correntes nos capacitores próximos da carga 12.	146
Figura 165 - Forma de onda das correntes nos capacitores junto à carga 12.	147
Figura 166 - Perfil das tensões resultantes sob carga pesada e leve.	148
Figura 167 - Resposta em frequência vista pelo primário, carga pesada, sem capacitores.	150
Figura 168 - Resposta vista pelo primário, carga pesada, com capacitores nos clientes.	150
Figura 169 - Resposta vista pelo nó 12, carga pesada, sem capacitores.	151
Figura 170 - Resposta vista pelo nó 12, carga pesada, com capacitores nos consumidores.	151
Figura 171 - Resposta vista pelo nó 03, carga pesada, com capacitores nos consumidores.	152

Figura 172 - Resposta vista pelo nó 18, carga pesada, com capacitores nos consumidores.	152
Figura 173 - Tensões secundárias no período todo.	153
Figura 174 - Perfil diário médio das tensões no período.	154
Figura 175 - Potência reativa suprida pelo transformador.	154
Figura 176 - Potência ativa suprida pelo trafo.	155
Figura 177 - Fator de potência no período visto pelo secundário.	155
Figura 178 - Corrente suprida pelo secundário.	156
Figura 179 - DHTV das tensões secundárias no período.	156
Figura 180 - Espectro das tensões secundárias sem compensação.	157
Figura 181 - Espectro das tensões com capacitores concentrados.	157
Figura 182 - Espectro das tensões com capacitores distribuídos.	158
Figura 183 - DHT das correntes no período todo.	158
Figura 184 - Espectro das correntes secundárias sem compensação.	159
Figura 185 - Espectro das correntes com capacitores concentrados.	159
Figura 186 - Espectro das correntes com capacitores distribuídos.	160
Figura 187 - Potência ativa total medida.	161

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Componentes Espectrais de corrente apresentadas nas barras do gráfico acima.	31
Tabela 2 – Resultados da simulação sem conexão do filtro ou capacitores.	40
Tabela 3 - Resultados simulação com a conexão do filtro.	41
Tabela 4 - Resultado simulação com a conexão do capacitor.	43
Tabela 5 - Tensão de saída e características das cargas não-lineares.	61
Tabela 6 - Características das cargas lineares.	61
Tabela 7 - Características do reator série.	64
Tabela 8 - Característica do filtro sintonizado para 3 ^a harmônica.	66
Tabela 9 - Característica do filtro sintonizado para ordem 2,7.	72
Tabela 10 - Característica do reator série reduzido.	72
Tabela 11 - Características das cargas conectadas no lado CC dos conversores.	101
Tabela 12 - Valores dados vs. valores simulados.	104
Tabela 13 - Impacto da localização do dispositivo para correção do fator de potência na redução das perdas em instalação comercial com carga de 60 kW.	106
Tabela 14 - Capacitores conectados nas barras e valores de tensão e corrente resultantes.	108
Tabela 15 - Capacitor shunt único, instalado junto ao secundário do transformador, e valores de tensão e corrente resultantes.	115
Tabela 16 - Comparação dos dois casos Y aterrados.	120
Tabela 17 - Capacitores conectados nas barras e valores de tensão e corrente resultantes.	121
Tabela 18 - Comparação do conteúdo harmônico para capacitores distribuídos para conexões Y aterrado e Delta.	123
Tabela 19 - Comparação do conteúdo harmônico para capacitores concentrados junto ao transformador, para conexões Y aterrado e Delta.	125

Tabela 20 - Principais níveis harmônicos.	138
Tabela 21 – Capacitores distribuídos no secundário.	145
Tabela 22 - Perfil das tensões para os diversos casos de compensação.	148
Tabela 23 - Perfil das tensões para os diversos casos de compensação.	149
Tabela 24 – Perdas no transformador antes e depois da compensação.	149

ABREVIATURAS

AT – Alta tensão (13,8 kV neste caso)
BT - Baixa tensão (127/220 V neste caso)
CA – Corrente alternada
CC – Corrente contínua
FD – Fator de deslocamento
FP – Fator de potência
PAC – Ponto de acoplamento comum
PAT – Potencia ativa alta tensão
PBT – Potencia ativa baixa tensão
QAT – Potencia reativa alta tensão
QBT – Potencia reativa baixa tensão
RMS – Valor eficaz
THD V ou DHT V - Distorção harmônica total de tensão
THD I ou DHT I - Distorção harmônica total de Corrente

SUMÁRIO

Capítulo 1 – Introdução e Objetivos do trabalho	20
Capítulo 2 – Caracterização das cargas	22
2.1 - Desenvolvimento para modelagem das fontes harmônicas	23
2.2 - Análise das cargas Típicas Residenciais	26
2.2.1 - Cargas Indutivas	26
2.2.2 - Cargas Eletrônicas	29
2.2.3 - Análise das cargas Típicas Comerciais	34
2.3 - Compensação passiva em redes residenciais e comerciais	35
2.3.1 - Filtragem passiva com cargas tipo fonte de Tensão	38
2.3.2 - Conclusões quanto às características das cargas	44
Capítulo 3 – Metodologia para seleção das redes secundarias	46
3.1 – Rede secundaria comercial ATI02467	47
3.2 – Rede secundaria RIC03350	49
Capítulo 4 - Avaliação da Rede com predominância Comercial - ATI-02467	51
4.1 - Resultados e observações sobre as medições preliminares	51
4.2 - Ajuste do modelo e condições assumidas para as simulações	60
4.3 - Inclusão de reator série com cargas não-lineares	64
4.4 - Resultados obtidos sem e com filtro 3h, Y aterrado	69
4.5 - Testes com filtro ajustado para 2,7h, conexão Y aterrado e $Q=20$	72
4.6 - Análises dos resultados com filtros 3h e 2,7h na conexão Y aterrada	74
4.7 - Testes com filtro em delta ajustado p/ 2,7h e $Q=120$, sem reator série	75
4.8 - Testes com filtro em delta ajustado p/ 2,7h e $Q=21$, sem reator série	79
4.9 - Filtro em Y aterrado, sintonizado em 3h, $Q=21$ e reator série reduzido	80
4.10 - Medições realizadas com filtros em derivação	81

4.11 - Conclusões obtidas das simulações e medições.	89
Capítulo 5 - Avaliação da Rede com predominância Residencial - RIC- 03350	91
5.1 - Resultados da medição preliminar	91
5.2 - Condições assumidas para as simulações	100
5.3 - Caso 2: Compensação por agrupamento de cargas	105
5.4 - Caso 3: Compensação no secundário do transformador.	106
5.5 - Estudo de casos aplicados à rede RIC 03350.	107
5.6 - Objetivo das simulações com Matlab SimPower	109
5.7 - Análises das correntes nos capacitores em Y aterrado, junto ao transformador	117
5.8 - Comparações das duas alternativas em Y aterrado – Compensação distribuída versus concentrada	120
5.9 - Conexões dos Capacitores em Delta para Compensação dos reativos	120
5.10 - Efeito da saturação do transformador, ferro-ressonância.	127
5.11 - Resultados das medições antes e após a instalação dos capacitores	130
5.12 - Simulações com capacitores instalados próximo aos consumidores	144
5.13 - Comparações entre os capacitores concentrados e distribuídos nos clientes	153
5.14 - Conclusões gerais referentes à rede RIC-03350	162
Capítulo 6 – Conclusões finais	165

CAPÍTULO 1

Introdução e Objetivos do Trabalho

O serviço de distribuição de energia elétrica apresenta as características de um monopólio natural promovendo um serviço essencial à sociedade. Como consequência dessas características, o serviço de distribuição de energia elétrica constitui uma indústria regulamentada, exercida por concessão e sujeita a várias restrições impostas pelo poder público.

Como os agentes econômicos envolvidos no processo podem apresentar alguns aspectos e interesses divergentes, cabem como missão as empresas concessionárias, refletir o compromisso entre os vários interesses e pode, de forma simples e direta, ser definida como: “Prestar um Serviço de Qualidade Adequada a um Preço Justo”.

Considerando que a maior parte dos clientes são atendidos em (BT) através do penúltimo segmento de distribuição, ou seja, a Rede Secundária de distribuição, torna-se imprescindível atentarmos pela qualidade deste referido segmento. Lembramos que uma parcela considerável de Queda de Tensão e Perdas Técnicas ocorre na Rede Secundária, sendo então necessário dispensar a esta, uma atenção especial para este fato, que vai desde o cuidado das bitolas de cabo a serem utilizadas até os procedimentos de balanceamento, disposição do centro de carga, fechamento em anel, tap dos transformadores, etc..

Considerando que o problema crítico que ocorre nas redes secundárias é de queda de tensão aliado ao excesso de perdas técnicas, as soluções mais usuais para estes casos são: reconfiguração, balanceamento, fechamento em anel, deslocamento de transformador para o Centro de Carga, alteração do tap do transformador e reforço em parte dos condutores. Dessa forma esse trabalho visa programar novas ações de melhoria buscando um melhor desempenho da rede de forma a ter como consequência não somente a operação do sistema em níveis adequados de tensão, mas também outros benefícios, tais como: Redução de Perdas Elétricas, redução das Quedas de Tensão, liberação de capacidade de atendimento e satisfação dos clientes.

A compensação reativa, através de capacitores em derivação, é uma técnica a muito conhecida no setor elétrico. Porém, a utilização desta técnica, é usual apenas nas redes primárias de distribuição (13,8 kV), portanto, a aplicação de correção de reativos na baixa tensão é uma técnica relativamente nova junto ao setor de distribuição de energia elétrica do país.

Algumas empresas do setor realizaram projetos piloto, que visavam a postergação da troca de transformadores de distribuição, devido a sobrecarga e/ou subtensão, através da instalação de capacitores em derivação junto aos circuitos secundários de baixa tensão. Após a publicação da Resolução ANEEL No 505, em 26 de novembro de 2001, pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, esta prática passou a ter um significado ainda mais relevante. Com esta metodologia pode-se, também, promover a melhoria dos níveis de tensão em regime permanente junto ao circuito compensado, de forma a adequar o mesmo aos limites de tensão estabelecidos pela referida Resolução. A aplicação de capacitores em circuitos secundários aéreos de distribuição é uma técnica de rápida implementação e, principalmente, de baixo custo.

Com o enfoque na otimização do desempenho da rede secundária, deve-se considerar um novo fator que está diretamente relacionado à rede secundária, que é a proliferação de cargas não-lineares, inclusive no nível residencial.

A proliferação de cargas não-lineares, que já era crescente nos últimos anos devido às técnicas de controle eletrônico de cargas e processos, está sendo acentuada rapidamente pelo incentivo ao uso de “cargas econômicas” (Lâmpadas PL), em função da recente crise de energia elétrica do país (2001). Tem-se verificado que tais cargas, além de possuírem um baixo fator de potência, podem aumentar significativamente o nível de correntes harmônicas devido às técnicas de chaveamento utilizadas nestes dispositivos.

Com isto, acentuam-se os problemas da propagação das distorções de forma de onda das correntes para as tensões da rede, além de aumentar consideravelmente as perdas de energia elétrica ao longo de seus condutores e transformadores.

O presente trabalho tem por objetivo avaliar a viabilidade técnica da aplicação de compensação reativa em circuitos secundários aéreos de baixa tensão, através da aplicação de capacitores e /ou filtros para aplicação em Baixa Tensão, buscando dessa forma uma metodologia de otimização de reativos em redes secundárias de distribuição, baseada em soluções de utilização de capacitores, visando melhoria no perfil de tensão e redução de perdas técnicas.

CAPÍTULO 2

Caracterização das Cargas

O primeiro passo foi efetuar-se uma avaliação das características das cargas presentes no sistema de distribuição de Baixa Tensão. Buscou-se avaliar as cargas não-lineares de consumidores residenciais e comerciais e sua relação com filtragem passiva de harmônicos e compensação de reativos.

Considerando que é na baixa tensão que se encontram a grande maioria dos consumidores de energia elétrica, sejam residenciais, comerciais ou mesmo pequenas indústrias têm crescido ano a ano a necessidade de ações corretivas na rede secundária (Baixa tensão), principalmente em função da forte proliferação de cargas não-lineares, envolvendo os consumidores dos segmentos comerciais e residenciais.

Com isto, acentuam-se os problemas da propagação das distorções da forma de onda das correntes para as tensões da rede, além de aumentar consideravelmente as perdas de energia elétrica ao longo de seus condutores e transformadores.

Visando a aplicação de ações corretivas, tais como o desenvolvimento e fabricação de filtros de harmônicos e/ou capacitores específicos para serem aplicados na rede secundária, de maneira a proporcionar uma redução dos níveis de distorção harmônica, e ao mesmo tempo, reduzir o reativo circulante na rede. Há necessidade de se conhecer as características dessas cargas de forma a permitir a correta modelagem das mesmas.

Portanto, o objetivo desta etapa do trabalho é demonstrar as diferenças existentes nas características das cargas não lineares aplicadas na indústria e as aplicadas nos segmentos comerciais e residenciais.

A maior parte das cargas não lineares domésticas e comerciais apresenta características de fontes de tensões harmônicas e não de fontes de correntes harmônicas. Essa constatação é importante para fins de modelagem das cargas não lineares e explica a baixa eficácia dos filtros passivos em derivação e do aumento do nível de distorção harmônica na presença de bancos de capacitores previstos para compensação reativa.

2.1. Desenvolvimento para modelagem das fontes harmônicas

Diferentemente do que ocorre em geral com cargas não lineares industriais, que apresentam um comportamento de “fontes harmônicas de corrente”, as cargas não-lineares de uso doméstico e comercial têm um comportamento de “fontes harmônicas de tensão” [1, 2, 3, 4]. Tais cargas são constituídas, essencialmente, de aparelhos eletro-eletrônicos que possuem em sua entrada um retificador monofásico com filtro capacitivo. Essa característica construtiva está presente nas seguintes cargas: computadores, reatores eletrônicos sem correção de fator de potência, lâmpadas fluorescentes compactas, TVs, Equipamentos de som, etc..

Para a análise de desempenho de um sistema de filtragem harmônica, é imprescindível o conhecimento das cargas presentes no sistema elétrico, bem como de suas características de funcionamento. Tomando-se estes dados como referência, o próximo passo é a utilização de uma metodologia eficiente para a modelagem das mesmas.

As cargas elétricas podem, em geral, ser divididas em duas classes: cargas lineares e cargas não-lineares.

As cargas lineares, quando alimentadas por uma tensão senoidal, absorvem do sistema de suprimento uma corrente com a mesma característica senoidal, com amplitude dependente da própria carga, podendo apresentar algum deslocamento de fase.

As cargas não-lineares consomem uma corrente que não é senoidal, mesmo que a tensão que lhes está aplicada o seja. Para efeito de análise, estas cargas são tratadas como fontes de componentes harmônicas para o sistema CA em que estão conectadas. A corrente que consomem é, portanto, constituída por uma componente fundamental e por harmônicos cujas amplitudes e frequências dependem da própria carga.

Nos estudos de penetração harmônica e, particularmente, naqueles destinados ao dimensionamento e à avaliação de desempenho de sistemas de filtragem, as técnicas de modelagem de cargas não-lineares devem ser cuidadosamente selecionadas [5]. Objetivando um bom projeto de filtragem, quanto melhor a representação das cargas não-lineares, maior será a qualidade e a confiabilidade dos resultados obtidos.

Ainda que, reconhecidamente, os consumidores industriais, tratados individualmente, sejam os principais responsáveis pelas distorções harmônicas neste cenário de carregamento

não-linear ascendente, os consumidores residenciais e comerciais, atualmente, são considerados importantes fontes de harmônicos. Naturalmente, suas contribuições para as distorções harmônicas devem ser tratadas de forma coletiva, em função da enorme quantidade de pequenas cargas não-lineares, cada vez mais presentes nos ambientes domésticos e comerciais.

O desenvolvimento de um bom modelo para a carga não-linear exige, via de regra, uma descrição detalhada do circuito da carga que, normalmente, não é fornecida pela maioria dos fabricantes, por serem informações patenteadas e/ou de propriedade intelectual dos mesmos. Por outro lado, mesmo que estes dados fossem disponibilizados, a representação destas cargas através de modelos individualizados demandaria um grande esforço computacional nos estudos de filtragem harmônica. A modelagem individualizada pode ser utilizada com sucesso apenas em estudos particularizados ou para refinamento dos projetos de filtragem envolvendo partes substancialmente menores da rede elétrica. Para contornar este obstáculo, é possível efetuar uma análise harmônica a partir da medição das formas de onda apresentadas pelas correntes absorvidas e/ou pelas tensões no barramento das cargas não-lineares.

Tradicionalmente, cargas não-lineares de natureza industrial têm sido representadas como uma fonte de corrente, o que se justifica porque as formas de onda de corrente são distorcidas ainda que as mesmas sejam alimentadas por tensões puramente senoidais. Um exemplo de fonte harmônica típica que apresenta estas características é o retificador controlado por tiristores. Este dispositivo, muito utilizado em diferentes acionamentos industriais, normalmente, possuem uma indutância no lado CC suficientemente elevada ou uma carga indutiva muito alta para garantir uma corrente contínua aproximadamente constante.

A figura 1(a) mostra um retificador a tiristor no qual uma indutância no lado CC suficientemente alta produz uma corrente praticamente contínua. A figura 2 mostra a tensão na fonte e as formas de onda da corrente do retificador. A distorção na forma de onda da corrente é resultante das operações de chaveamento dos tiristores. Devido ao conteúdo da corrente harmônica e suas características serem menos dependentes dos parâmetros do lado CA, esta carga não-linear comporta-se, praticamente, como uma fonte de corrente. Nestas condições, sob o ponto de vista analítico, esta carga deve ser modelada como uma fonte de corrente, figura 1(b).

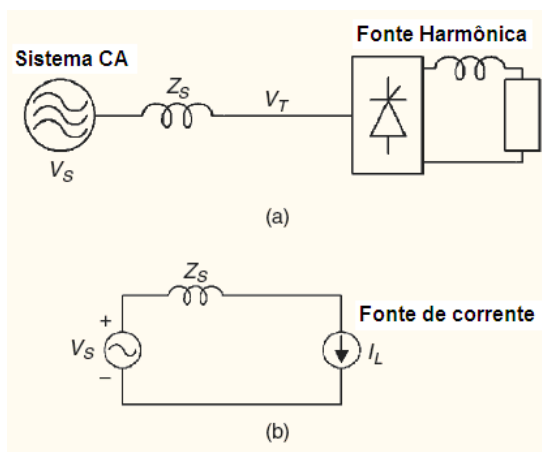


Figura 1 – Carga não-linear como fonte de corrente típica.

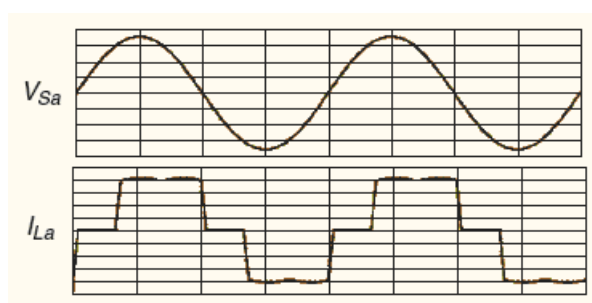


Figura 2 – Formas de onda típicas de tensão e corrente de um retificador com filtro c.c. indutivo.

A maioria dos equipamentos eletrônicos de uso residencial e comercial funciona com corrente contínua e destina-se a ser alimentado em corrente alternada. Conseqüentemente, o circuito de entrada desses equipamentos é habitualmente constituído por um retificador com capacitor de filtragem, podendo ou não existir um transformador para adaptar as tensões da rede elétricas. Como resultado, tem-se uma corrente de entrada muito distorcida, com baixo fator de potência e fator de deslocamento levemente capacitivo. Estas cargas são constituídas basicamente por televisores, lâmpadas fluorescentes compactas, reatores eletrônicos para lâmpadas fluorescentes tubulares, computadores, carregadores de bateria, aparelhos de segurança, etc.

O arranjo simplificado que representa este agrupamento de cargas, bem como as formas de onda típicas de tensão e corrente são ilustrados nas figuras 3 e 4, respectivamente. A tensão na entrada do retificador é imposta pelo capacitor do lado CC durante o intervalo de tempo em que os diodos estiverem em condução. Neste caso, as amplitudes das componentes harmônicas da corrente são intensamente afetadas pela tensão e pela impedância no lado CA, enquanto que a tensão de alimentação do retificador é menos dependente da impedância CA. Nestas condições, pode-se dizer que este tipo de retificador comporta-se muito mais como

uma fonte de tensão do que como fonte de corrente. A figura 3 mostra o circuito equivalente do retificador modelado como uma fonte de tensão harmônica.

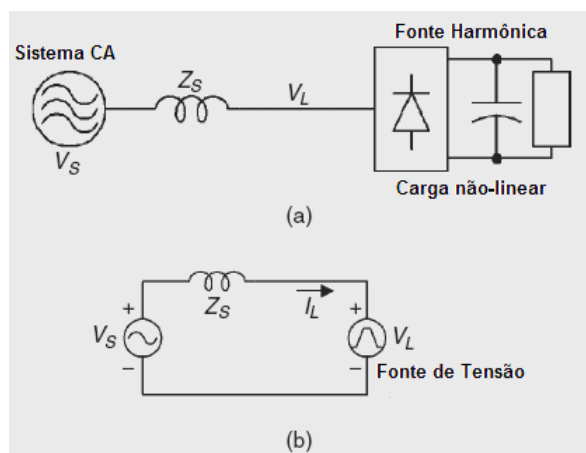


Figura 3 – Carga não-linear como fonte de tensão típica.

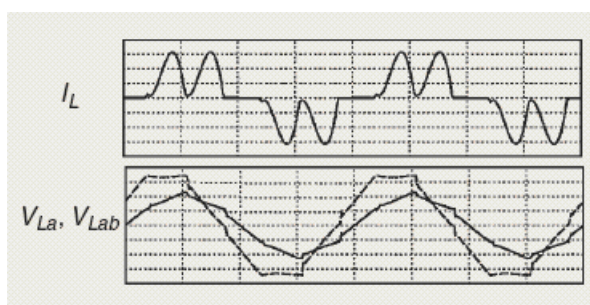


Figura 4 – Formas de onda típicas de corrente e tensão para um retificador com filtro c.c. capacitivo.

Modelar uma carga não-linear apenas como fonte de corrente ou tensão constante pode não ser preciso o suficiente, caso as condições de operação do sistema de alimentação variem muito em relação às condições em que o espectro harmônico da tensão ou da corrente tenha sido inicialmente determinado.

2.2. Análise das cargas Típicas Residenciais

Para efeito da análise que se segue, as cargas domésticas podem ser divididas em 3 grupos: cargas resistivas, cargas indutivas e cargas eletrônicas. Do ponto de vista de reativos e de harmônicos são as duas últimas categorias que devem ser consideradas.

2.2.1. Cargas Indutivas

Uma das principais cargas existente no setor residencial é a Geladeira. O comportamento de um refrigerador, que é a carga indutiva mais presente em ambientes residenciais, além de implicar na demanda de potência reativa, também produz harmônicos pela distorção da corrente, como se pode observar na figura 5. Outros aparelhos, que possuam motores ou transformadores em sua entrada, podem ser incluídos neste grupo.

A figura 5 refere-se a um refrigerador de baixo consumo (26,6 kWh), com potência aparente de 170VA e fator de potência de 0,64 (131VAr e 108,5W). A figura 6 mostra o espectro da corrente, cujas principais componentes são: 6,2%(3ª), 5%(5ª) e 1,5%(7ª).

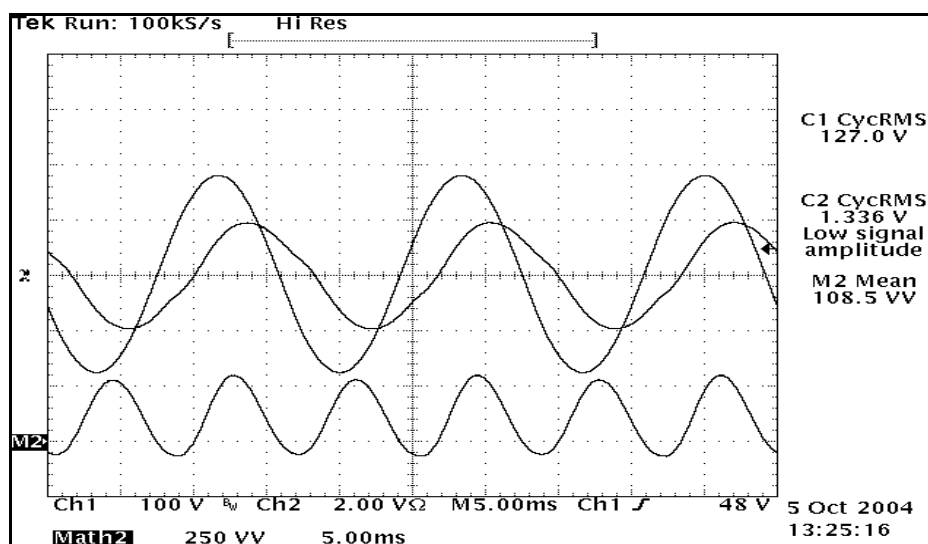


Figura 5 – Tensão, corrente e potência instantânea em refrigerador.

A figura 6 a seguir, apresenta o espectro harmônico de corrente do respectivo refrigerador.

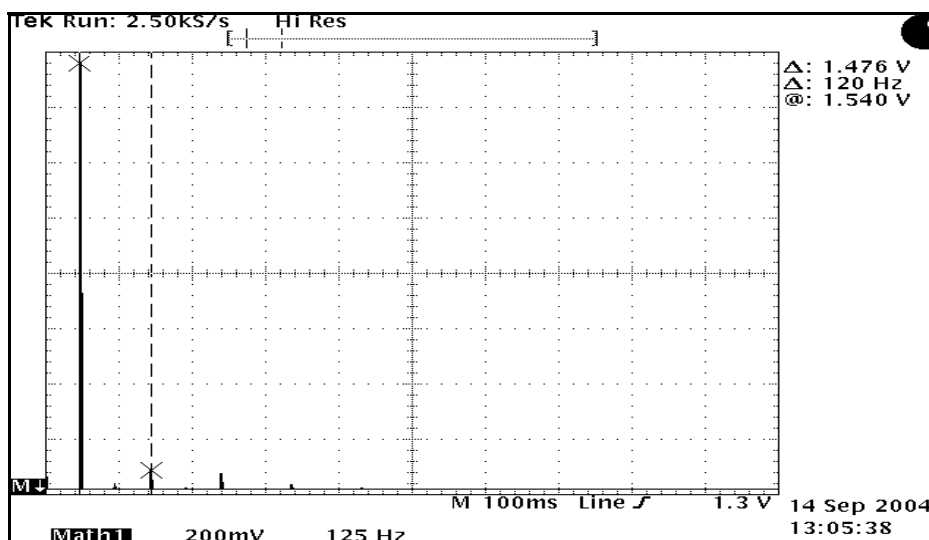


Figura 6 – Espectro da corrente do refrigerador. (0,2A/div., 125Hz/div.).

A distorção na corrente pode ser modelada por fontes de correntes harmônicas, ou seja, a inclusão de um filtro em derivação no ponto de acoplamento consegue evitar que os harmônicos se propaguem pelo restante do circuito, como se verá na sequência deste trabalho.

Um refrigerador de 2 portas tem um consumo médio maior que o dobro do anterior. Considerando um ciclo de trabalho de 1/3, tem-se um consumo médio, por domicílio, de 130VA (83W, 100VAr).

Apresentam-se a seguir os resultados de uma medição de campo em uma rede secundária, com 141 consumidores residenciais (70% da demanda), 8 consumidores comerciais (25% da demanda) e 1 consumidor industrial (5% da demanda). Trata-se de um bairro de classe média, o que tem implicação sobre o padrão de consumo de energia elétrica.

A figura 7 mostra o comportamento da potência reativa durante o período de 1 semana de medição. Nota-se um valor base (mínimo) em torno das 6 horas da manhã, com um crescimento ao longo da manhã e decréscimo após o meio dia. O valor mínimo é perfeitamente consistente com as estimativas de consumo dos refrigeradores domésticos. Ao longo da manhã há um aumento na potência reativa, justificável pelo uso de máquinas de lavar e outros eletrodomésticos com motores. A partir do meio do dia observa-se uma redução sistemática da potência reativa, na direção oposta ao da potência ativa, mostrada na figura 4. Ou seja, as novas cargas adicionadas, especialmente no final da tarde e início da noite, devem possuir fator de deslocamento próximo da unidade. Poderiam ser cargas resistivas (lâmpadas incandescentes e chuveiros) ou cargas eletrônicas, como se verá na sequência.

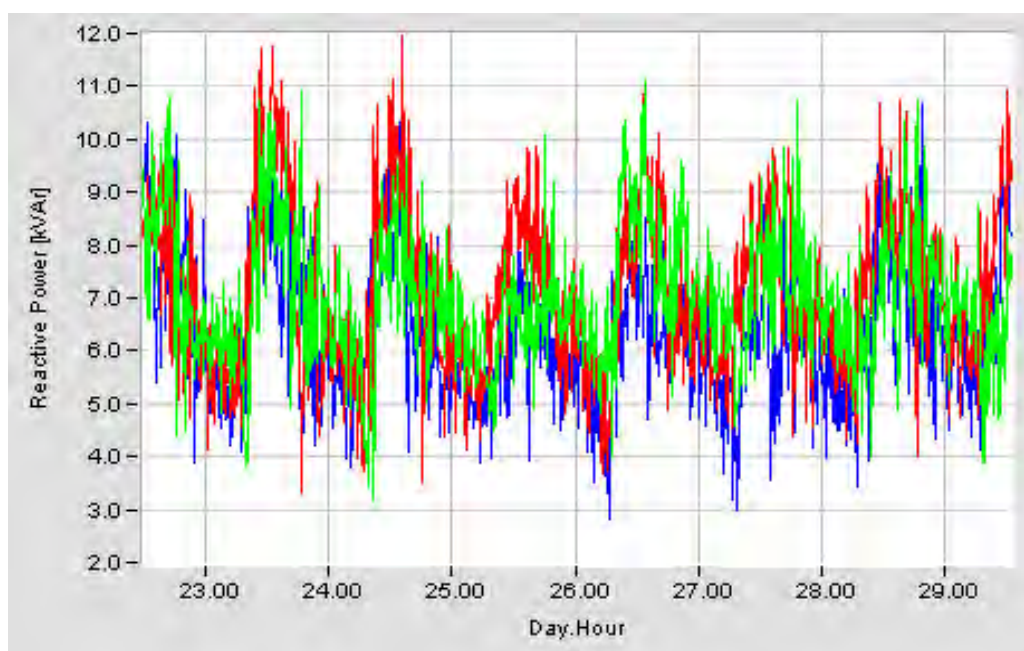


Figura 7: Potência reativa medida na saída do transformador.

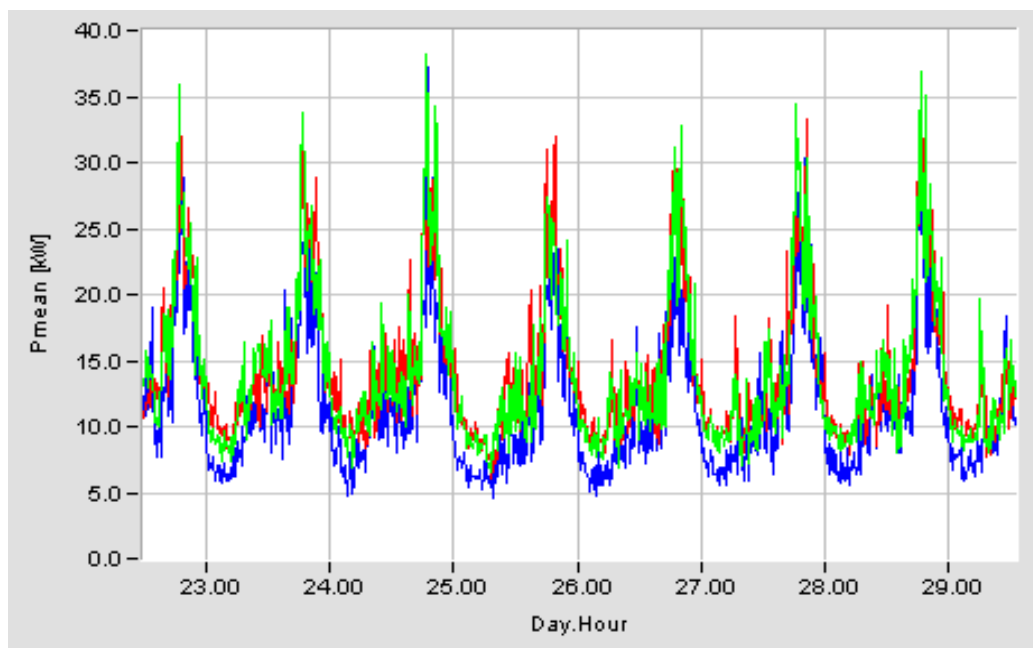


Figura 8 - Potência ativa medida na saída do transformador.

A figura 8 mostra o comportamento da potência ativa durante o período de 1 semana de medição. Nota-se que não há uma elevada potência no horário de ponta, chegando a seis vezes o valor da carga mínima.

2.2.2. Cargas Eletrônicas

As cargas eletrônicas são aquelas que, tipicamente, possuem um estágio retificador a diodos, com filtro capacitivo na saída. Como resultado tem-se uma corrente de entrada muito distorcida, com baixo fator de potência. O fator de deslocamento da fundamental é levemente capacitivo. Tais cargas são do tipo fontes de tensões harmônicas.

Cargas eletrônicas residenciais e comerciais típicas são televisores, lâmpadas fluorescentes compactas, reatores eletrônicos para lâmpadas fluorescentes tubulares (sem correção de fator de potência), computadores, carregadores de bateria, etc. Em termos de consumo, a análise pode se limitar aos televisores e lâmpadas compactas. Em regiões de maior poder aquisitivo, deve-se considerar também a presença de computadores e reatores eletrônicos.

Outros eletrodomésticos são de potência muito pequena (como rádio-relógio, aparelhos de segurança, carregadores de baterias), ou de uso não contínuo (forno de micro-ondas, aparelhos de som, dimmers, etc.).

A figura 9 mostra a corrente de entrada de um aparelho de TV de 21', operando normalmente. Nota-se a distorção típica da corrente associada a um retificador com filtro capacitivo. Na mesma figura tem-se as medidas dos valores eficazes da tensão, da corrente e da potência ativa. A potência aparente vale $S=85,54\text{VA}$.

Com tais grandezas pode-se determinar o fator de potência, que é de 0,63. A potência consumida, 54W, pode ser considerada típica para televisores deste porte. Este valor se altera, principalmente com a área da tela. Pode-se supor que um aparelho de 29', tendo uma área de tela com o dobro daquela do aparelho de 21', consuma cerca de 100W. Uma TV de 14' deve consumir cerca de 30W.

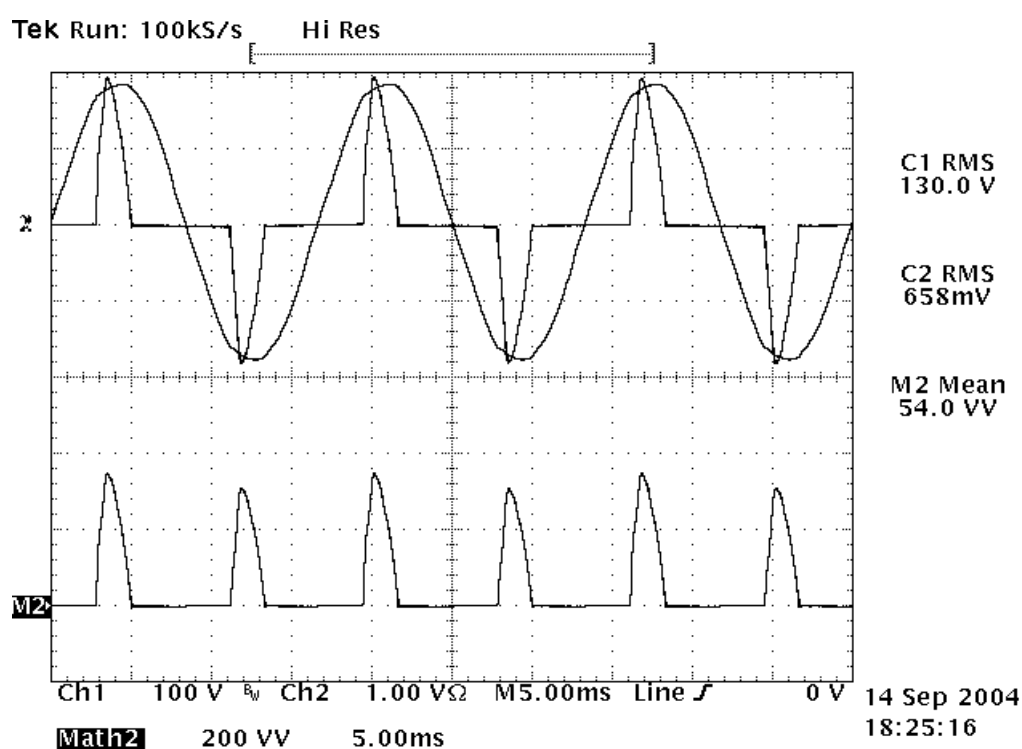


Figura 9: Tensão, corrente e potência de aparelho de TV.

Para uma lâmpada compacta, pode-se considerar uma potência média de 10W. Um computador, incluindo o monitor, apresenta um consumo médio em torno de 100W.

Reatores eletrônicos para lâmpadas tubulares apresentam-se em variada faixa de potência. Acima de 60W, por norma, devem possuir alto fator de potência. Para os de potência inferior, em geral a corrente absorvida da rede é como a mostrada na figura 9. Pode-se considerar uma potência média de 30W por reator.

A figura 10 mostra o espectro da corrente (valor eficaz das componentes harmônicas). Como esperado, tem-se expressiva presença de componentes ímpares. A componente fundamental da corrente está adiantada de $14,4^\circ$ em relação à tensão.

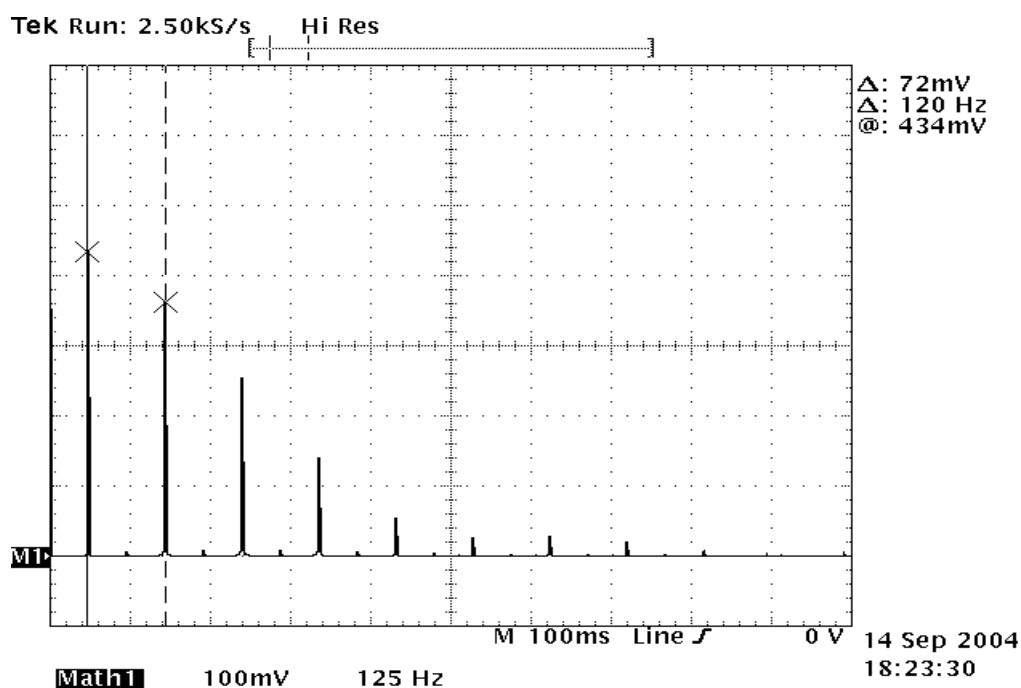


Figura 10: Espectro de corrente da TV, valor eficaz das componentes.

Tabela 1- Componentes Espectrais de corrente apresentadas nas barras do gráfico acima

Ordem Harmônica	Corrente
1	0,434
3	0,362
5	0,260
7	0,140
9	0,050
11	0,035
13	0,030
15	0,050
17	0,020
19	0,010
Valor Eficaz	~ 0,650

Em um retificador com filtro capacitivo, como mostrado na figura 11, a tensão na entrada do retificador é imposta pelo capacitor do lado CC durante o intervalo de tempo em que os diodos estiverem em condução, conforme mostrado em [1, 5]. Isto implica que a carga não linear não deve ser modelada como uma fonte de corrente, mas sim como uma fonte de tensão, conforme citado no item 2.1, e como mostra a figura 12.

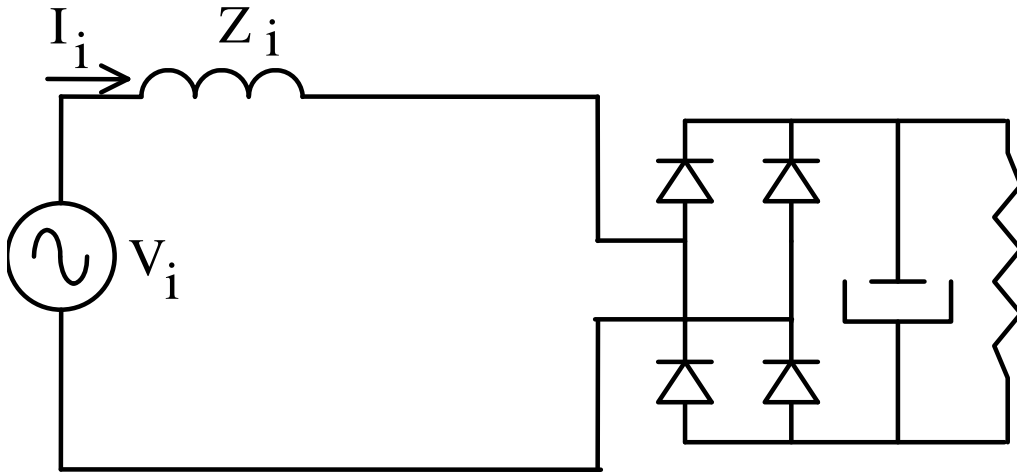


Figura 11 – Circuito retificador típico de aparelhos eletrônicos.

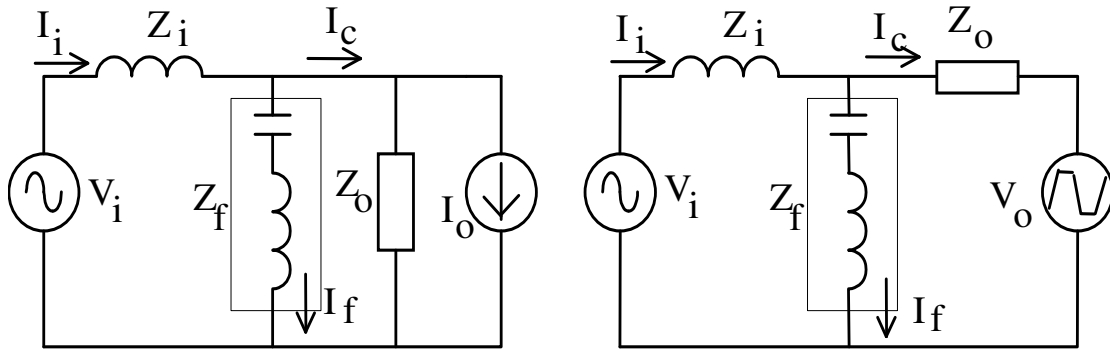


Figura 12 – Modelagem de cargas não-lineares como fonte de corrente e fonte de tensão.

No caso de uma carga que possa ser modelada como uma fonte de corrente [6], a relação entre a corrente da carga e a corrente da fonte CA é dada por um divisor de corrente. Daí a conclusão de que a eficácia da filtragem depende da impedância da rede.

$$\frac{I_i}{I_c} = \frac{Z_f}{Z_f + Z_i} \quad (1)$$

Já no caso de uma carga com comportamento de fonte de tensão, a eficácia do filtro LC, conectado em paralelo com a carga, pode ser expressa pela admitância equivalente:

$$\frac{I_i}{V_o} = \frac{Z_f}{Z_o Z_i + Z_o Z_f + Z_i Z_f} \quad (2)$$

Esta equação mostra quanto uma componente harmônica de tensão imposta pela carga produz de corrente na rede. A compensação depende tanto da impedância da carga, Z_o , quanto da fonte CA (Z_i). Se Z_o for nula (a carga se comporta como uma fonte de tensão ideal), o filtro em paralelo é inútil. O mesmo ocorre se a impedância da rede for nula.

Analisemos agora o comportamento da terceira harmônica ao longo do período de medição. Foi visto que a corrente medida do refrigerador apresenta cerca de 6% de 3ª harmônica, ou seja, um valor absoluto de aproximadamente 70 mA. Considerando aparelhos com consumo maior do que o ensaiado, este valor se eleva para 175 mA. Com um ciclo de trabalho de 1/3, a participação média por refrigerador é de 60mA. Havendo 141 domicílios, igualmente divididos entre as 3 fases, isto deve representar 2,8 A por fase de terceira harmônica. Durante as madrugadas tais componentes são dominantes, como se vê na figura 13.

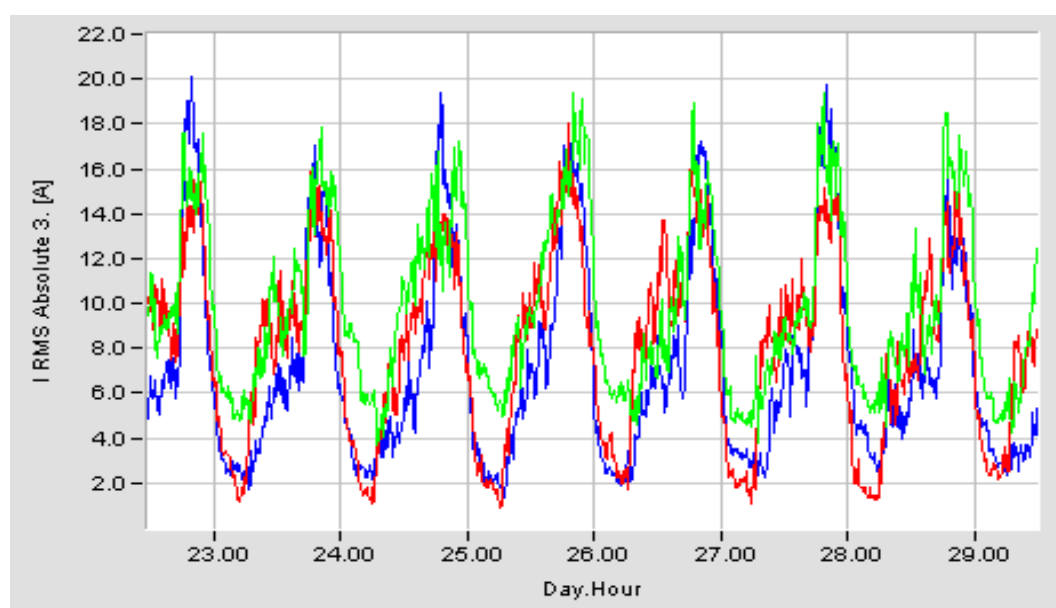


Figura 13 – Terceiro harmônico da corrente.

Supondo a presença de um televisor e de 3 lâmpadas compactas, tem-se uma potência similar à do refrigerador (hipotético) considerado (80 W). Tais cargas produziram uma componente de 3ª harmônica de 700 mA, ou seja, mais de 7 vezes a distorção produzida pelo refrigerador. Muito provavelmente nem todos os domicílios estarão com estas cargas ligadas no horário noturno. Caso 65% dos aparelhos esteja ligado (valor consistente com medições de índice de audiência de TV em horário noturno, em finais de semana), isto indica que deve haver 15 A (por fase), além do relacionado à geladeira. Tais valores também são coerentes com as medições.

Isto mostra que a distorção da corrente é majoritariamente determinada pelas cargas tipo retificador, e apenas marginalmente (10 a 20%) pelos refrigeradores e outras cargas deste tipo (motores). Também explica a redução da potência reativa total, que pode ser verificada na figura 7, já que as cargas não-lineares do tipo retificador apresentam leve característica

capacitiva em termos da fundamental. O crescimento relativo da 3ª harmônica é menor que o da potência ativa, o que indica o aumento das cargas resistivas no final da tarde e começo da noite.

2.2.3 Análise das cargas Típicas Comerciais

Neste caso, as medições se referem a uma rede secundária radial, relativamente curta, porém, com concentração de cargas comerciais (80% da carga) e industriais (11% da carga). Quase 65% das cargas comerciais estão conectadas em uma mesma barra. Trata-se de um alimentador urbano, com alta presença de cargas não-lineares típicas de escritórios de serviços (iluminação com reatores eletromagnéticos e eletrônicos, computadores, impressoras, condicionadores de ar, etc.).

Das medições foram extraídos alguns resultados significativos para a análise do tipo de carga conectada. Por exemplo, verifica-se na figura 14, que a carga total está razoavelmente bem distribuída. No entanto, as cargas não lineares estão concentradas em duas fases, como se pode concluir da análise da figura 15.

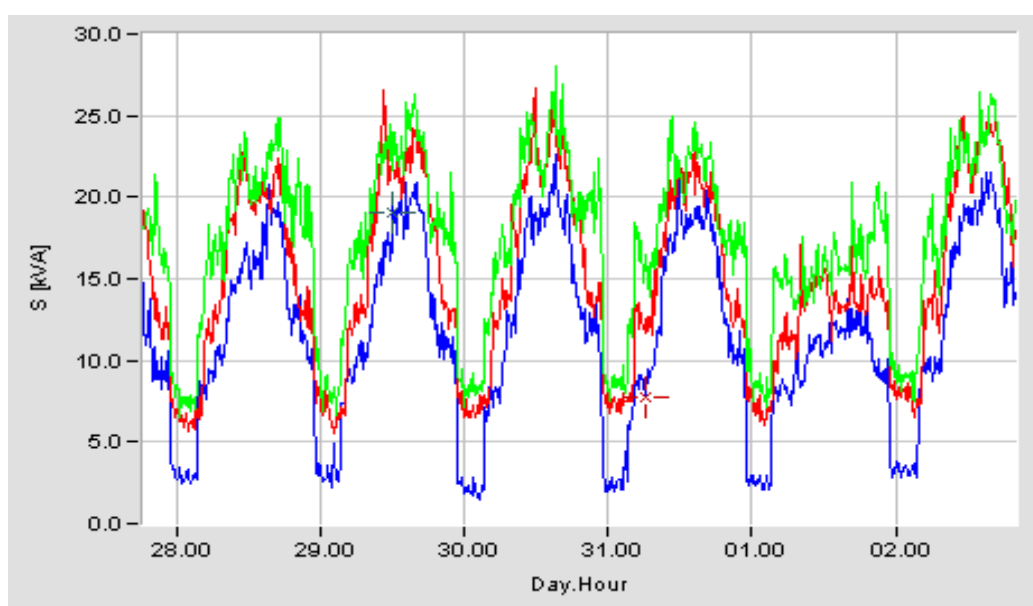


Figura 14. Medição trifásica da potência aparente no secundário do trafo na rede comercial.

A 3ª harmônica aumenta durante o horário comercial apenas em duas fases, sugerindo cargas bifásicas não lineares (reatores sem correção de fator de potência). Comportamento análogo se nota também nas demais componentes harmônicas da corrente. Tal desequilíbrio leva a uma propagação de componentes harmônicas da corrente para o lado de alta tensão do

transformador, o que resultará na distorção da tensão no sistema de distribuição para outras cargas.

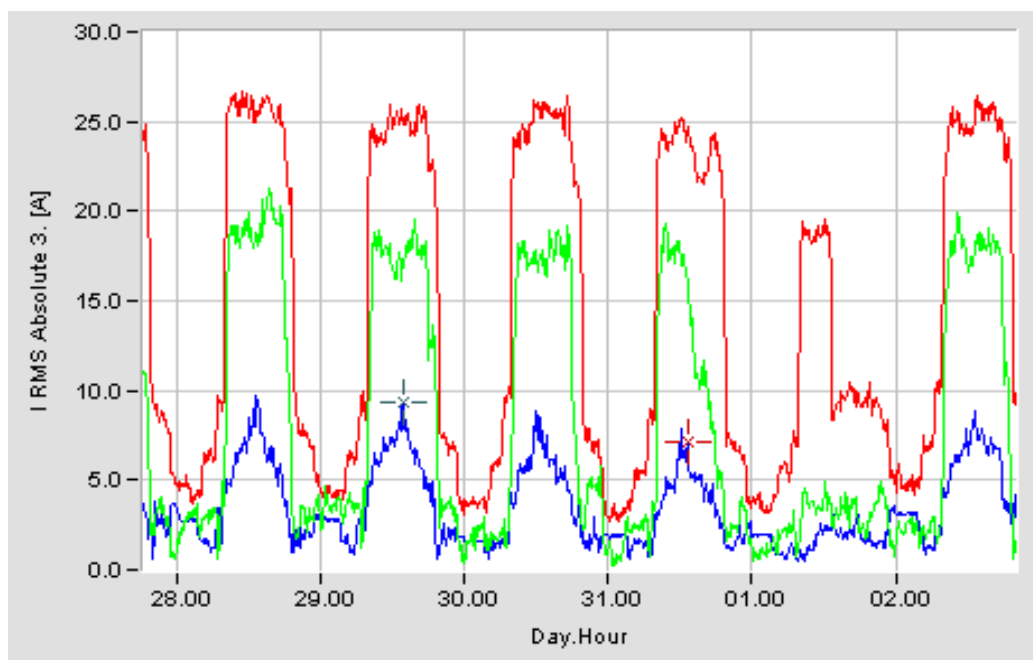


Figura 15. Medição trifásica do terceiro harmônico da corrente da carga comercial.

2.3. Compensação passiva em redes residenciais e comerciais

As empresas de distribuição de energia elétrica estão interessadas na aplicação de filtros passivos ou de compensação capacitiva nas redes com o objetivo de, ao melhorar o perfil de tensão, postergar investimentos nestas redes [7, 8, 9, 10]. Em ambos os tipos de compensação, o montante de reativos capacitivos é dimensionado de modo a compensar a parcela “base” de potência reativa, como indicado na Figura 7. Como benefícios econômicos, têm-se a redução de perdas no transformador e na rede, mas, principalmente, uma elevação da demanda por conta do aumento da tensão para os consumidores. A figura 16 mostra a alteração na potência reativa medida no transformador para compensação com um banco capacitivo de 17,5 kVAr, enquanto a figura 17 mostra o efeito sobre a tensão na saída do transformador.

No entanto, dada a natureza de fonte de tensão harmônica das cargas não lineares eletrônicas, a inclusão de elementos passivos em derivação não necessariamente leva a uma redução da distorção da corrente e da tensão. Ao contrário, pode-se esperar uma amplificação de componentes em circulação pelo sistema [11,12].

Adicionalmente, na presença de componentes harmônicas na tensão no lado de alta tensão (primário), pode ocorrer uma amplificação das correntes harmônicas devido à

ressonância formada, essencialmente, pelo banco capacitivo e a reatância de dispersão do transformador.

A figura 18 mostra que, de fato, tem-se um aumento na THD da tensão com a instalação do banco capacitivo. A THD média de tensão se elevou de 2% para 2,5%, enquanto a de corrente aumentou de 8,5% para 10%.

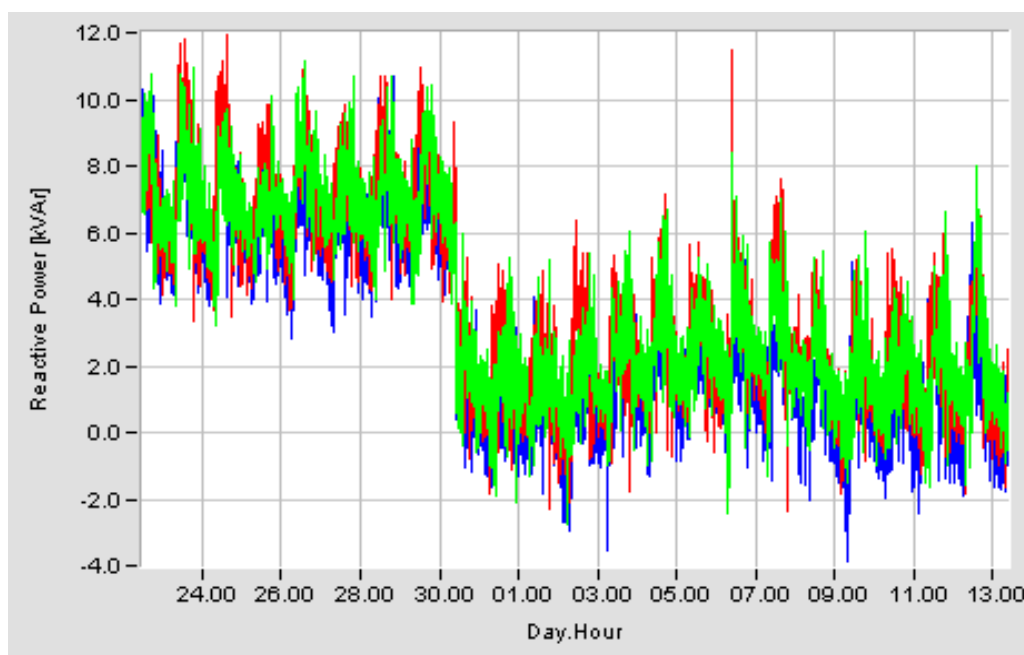


Figura 16 – Efeito da compensação de reativos em rede predominantemente residencial.

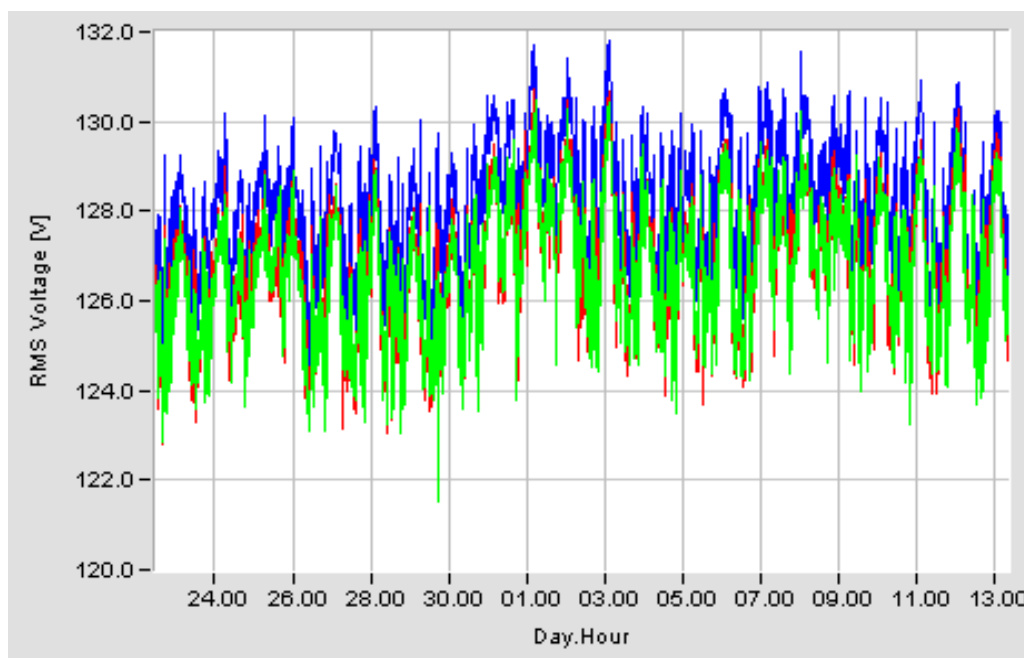


Figura 17 – Efeito da compensação capacitiva na tensão junto ao transformador.

Isto somente é explicado pela presença de cargas não lineares do tipo fonte de tensão, conforme já foi discutido e demonstra que este tipo de solução deve ser usado com cuidado e

apenas em situações em que a presença deste tipo de carga represente uma parcela relativamente pequena da demanda, o que é o caso da rede residencial.

No caso da rede comercial, para minimizar o efeito amplificador da simples colocação de um banco capacitivo, foi instalado um filtro LC dessintonizado (162 Hz), em derivação, com a devida capacidade de compensação de reativos, mas com uma impedância crescente com a frequência, de modo a não ampliar a circulação de correntes harmônicas, embora sem capacidade de reduzi-las, como mostra a figura 19 para o 3º harmônico.

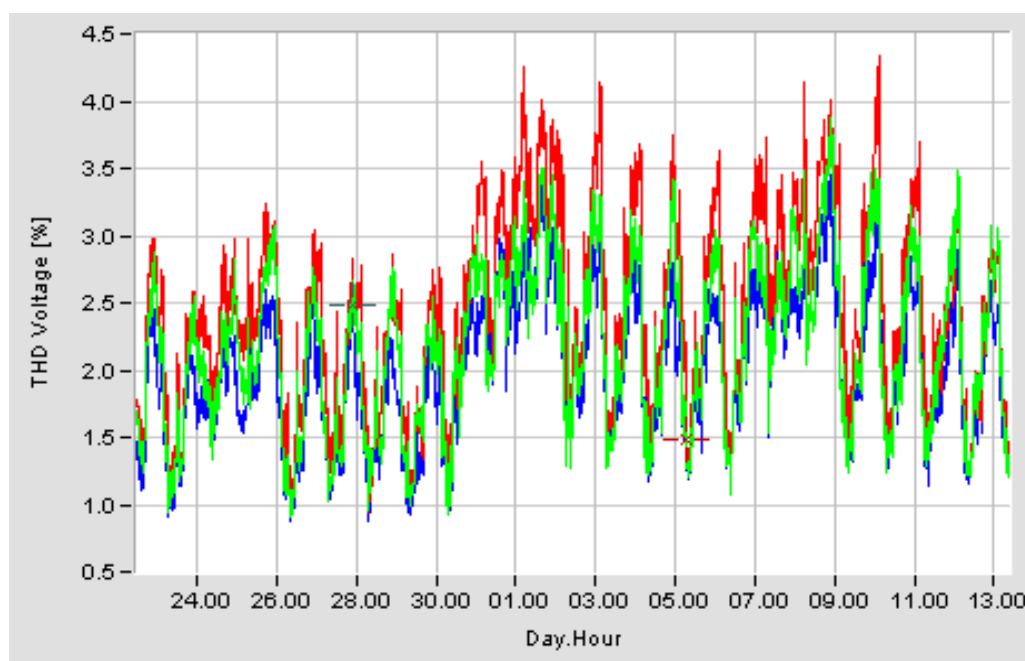


Figura 18 – THD da tensão antes e após a instalação do banco capacitivo.

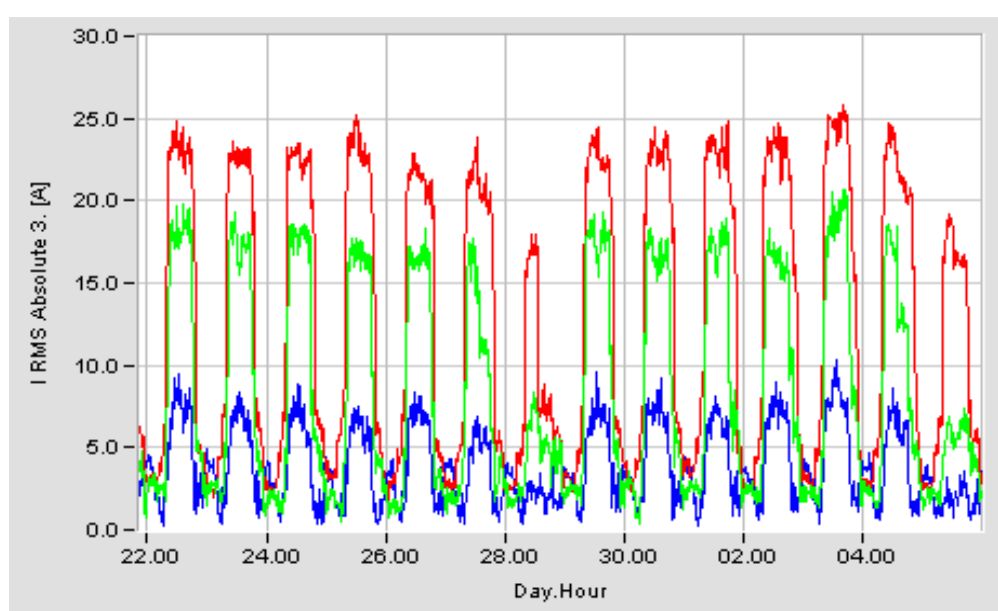


Figura 19 – Valor absoluto do 3º harmônico antes e após a instalação do filtro dessintonizado.

Todos os gráficos apresentados se referem a medições trifásicas, e visaram apresentar os resultados experimentais das referidas aplicações, para subsidiarem as modelagens utilizadas nas simulações dos circuitos.

2.3.1. Filtragem passiva com cargas tipo fonte de Tensão

A seguir apresenta-se um circuito típico de carga eletrônica, ou seja, aqui denominado como fonte de tensão, com filtragem passiva.

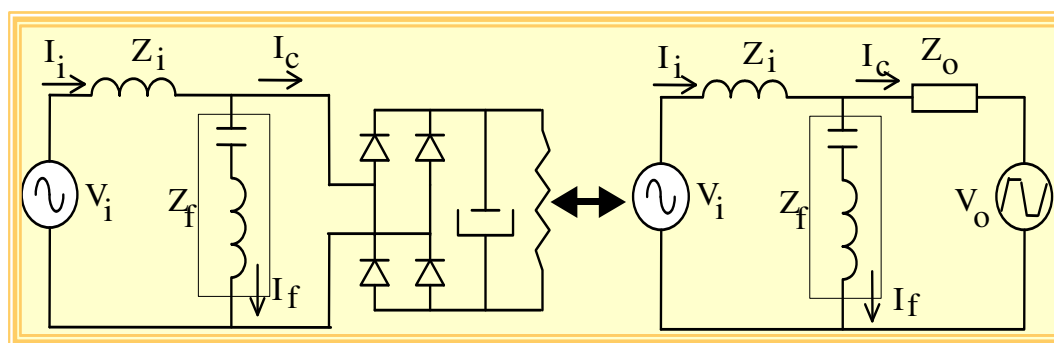


Figura 20 – Circuito com filtragem passiva e cargas tipo fonte de Tensão

Cargas típicas são retificadores mono ou trifásicos com filtro capacitivo, sem reator de acoplamento;

Aplicações típicas são aparelhos eletroeletrônicos, mesmo de baixa potência e reatores eletrônicos para lâmpadas, sem correção de fator de potência.

O comportamento não-linear da corrente resulta da imposição de tensão pela carga no PAC. No caso de uma carga com comportamento de fonte de tensão, a eficácia do filtro LC, conectado em paralelo com a carga, pode ser expressa pela admitância equivalente.

A compensação depende tanto da impedância da carga, Z_o , quanto da fonte CA. Se Z_o for nula (a carga se comporta como uma fonte de tensão ideal), neste caso o filtro em paralelo é inútil. O mesmo ocorre se a impedância da rede for nula.

Á seguir é demonstrado o circuito que foi utilizado para a realização das simulações de circuitos secundários com cargas de características não-lineares, visando demonstrar o comportamento das distorções harmônicas de tensão e corrente, permitindo a comparação do circuito sem o filtro e com a conexão do filtro.

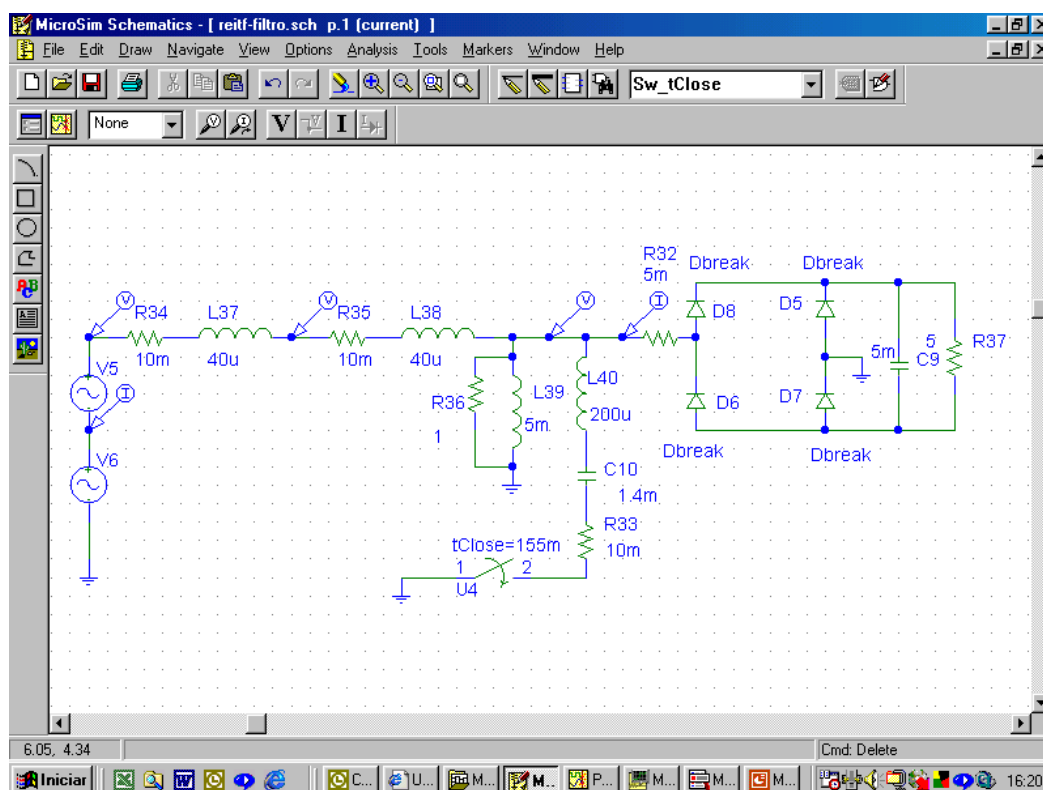


Figura 21 - Simulação de circuito com carga não-linear.

A figura 22 a seguir, apresenta a forma de onda da corrente na fonte (verde) e simultaneamente a corrente na carga não linear (vermelho), sendo o gráfico superior para a corrente e o inferior para a tensão.

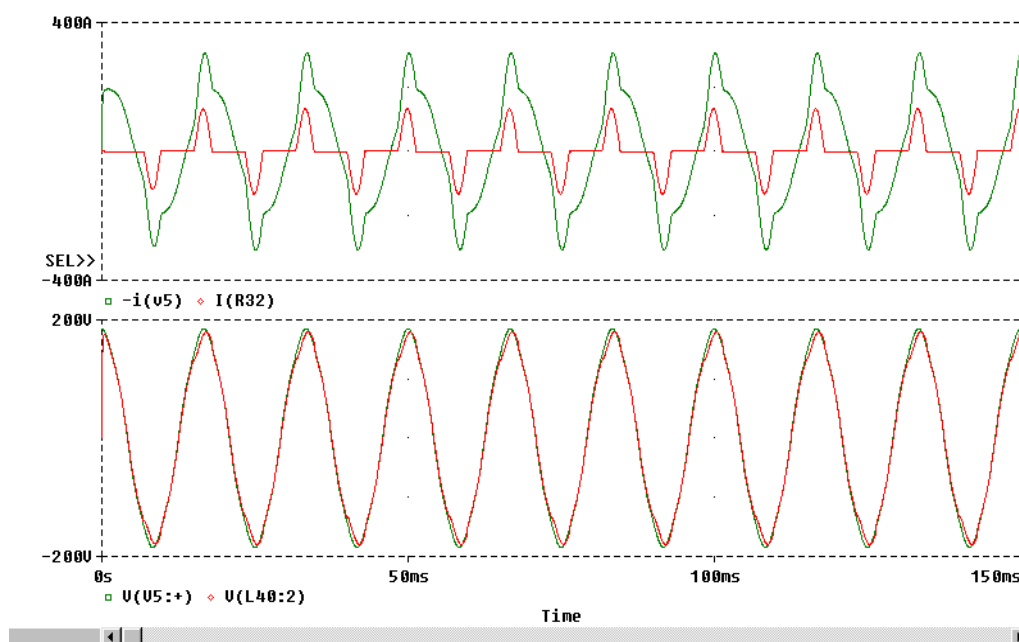


Figura 22 – Corrente e tensão na fonte e na carga não-linear

A tabela a seguir apresenta um sumário dos principais resultados da simulação, do circuito sem a inserção de filtro ou capacitores:

Tabela 2 – Resultados das simulações sem conexão do filtro ou capacitores.

CORRENTE	THDi	21,6 %	TENSÃO	THDv	4,6%,
	5 ^a h	12,1%		5 ^a h	3,7%
	I5	29,6 A		cosf1	0,92

Na figura 23, é apresentado o espectro harmônico da corrente na fonte (verde) e simultaneamente na carga não linear (vermelho), para a corrente e para a tensão respectivamente.

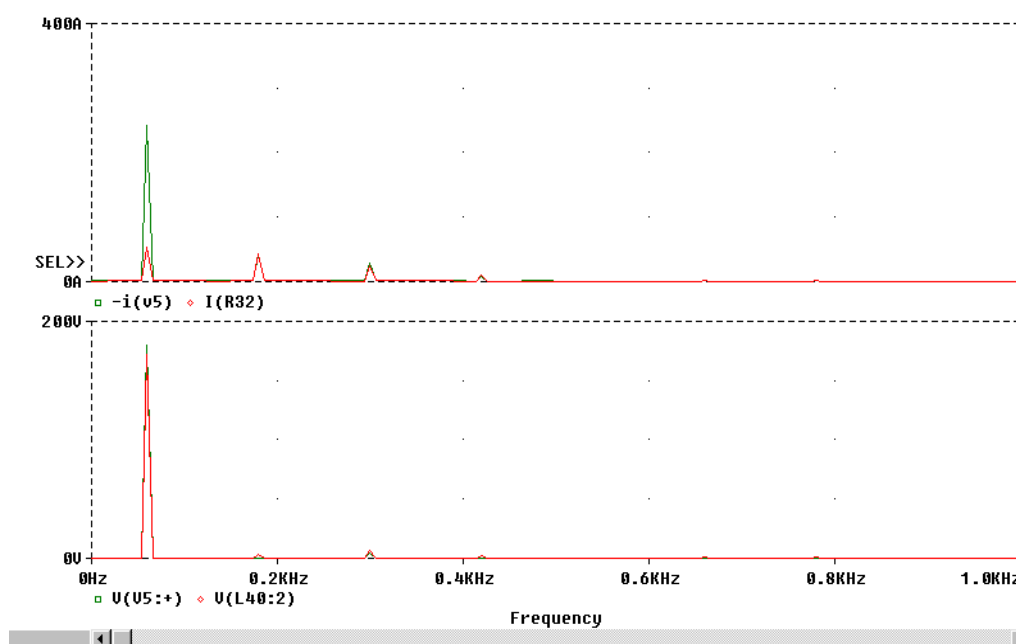


Figura 23 – Espectro harmônico de corrente e tensão na fonte e na carga não-linear

Verifica-se no espectro que a 5^a harmônica da corrente é igual tanto na carga não linear quanto na fonte.

A seguir efetua-se a conexão do filtro, cujos resultados são apresentados nas figuras 24 e 25.

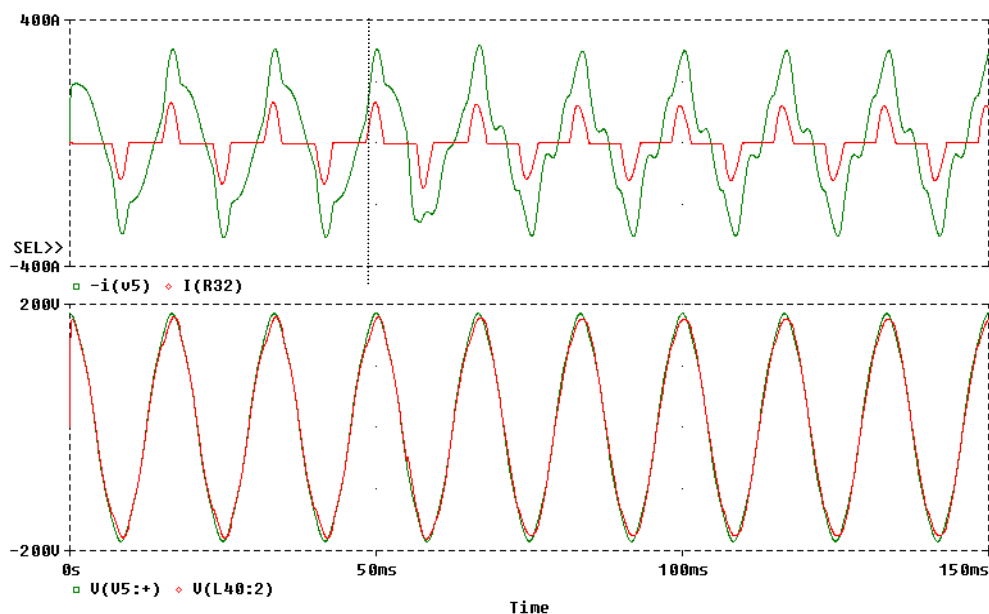


Figura 24 – Corrente e tensão na fonte e na carga não linear, com a conexão do filtro.

A seguir os principais resultados da simulação, do circuito com a conexão do filtro:

Tabela 3 – Resultados simulação com a conexão do filtro.

CORRENTE	THDi	26,5%	TENSÃO	THDv	2,84%
	5 ^a h	14,9%		5 ^a h	2,67%
	I5	34,7A		cosf1	1,0

Constata-se a amplificação harmônica devido à inserção de filtro sintonizado na Baixa Tensão, com significativo aumento da 5^a ordem harmônica da corrente se elevando de 29,6 A para 34,7 A, já na tensão temos uma redução nos níveis de distorção, e uma melhora do cosf1, de 0,92 para 1,0.

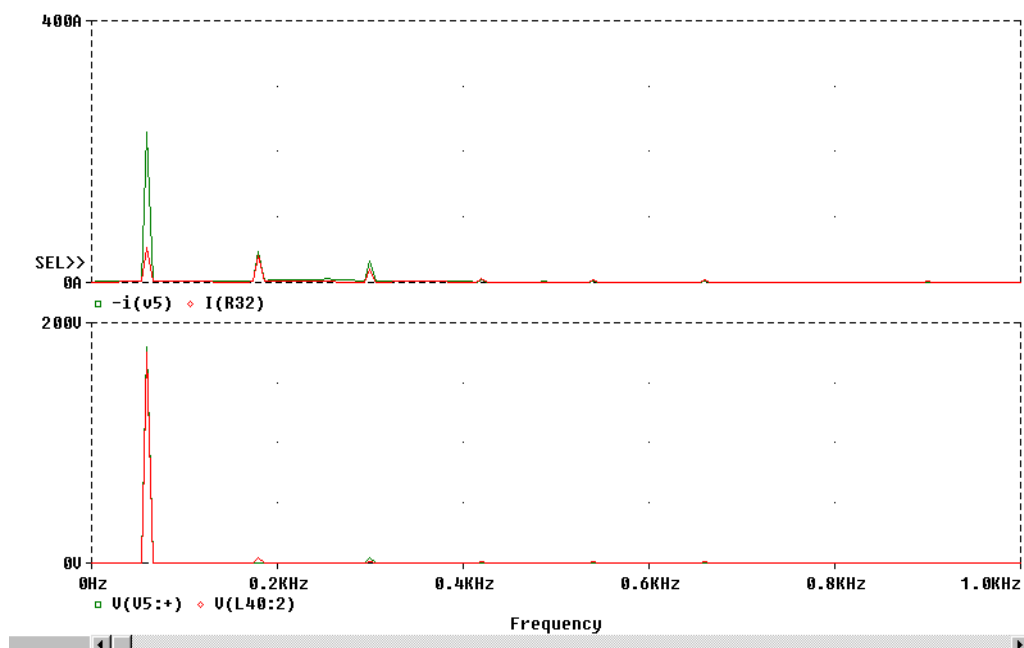


Figura 25 – Espectro de harmônicos demonstrando o aumento da 5ª harm. na corrente da fonte.

Constata-se no espectro um aumento da 5ª ordem harmônica da corrente na fonte.

A seguir efetua-se a simulação com a conexão apenas do capacitor para correção de FP. A figura 26 apresenta a forma de onda na fonte (verde) e na carga (vermelho).

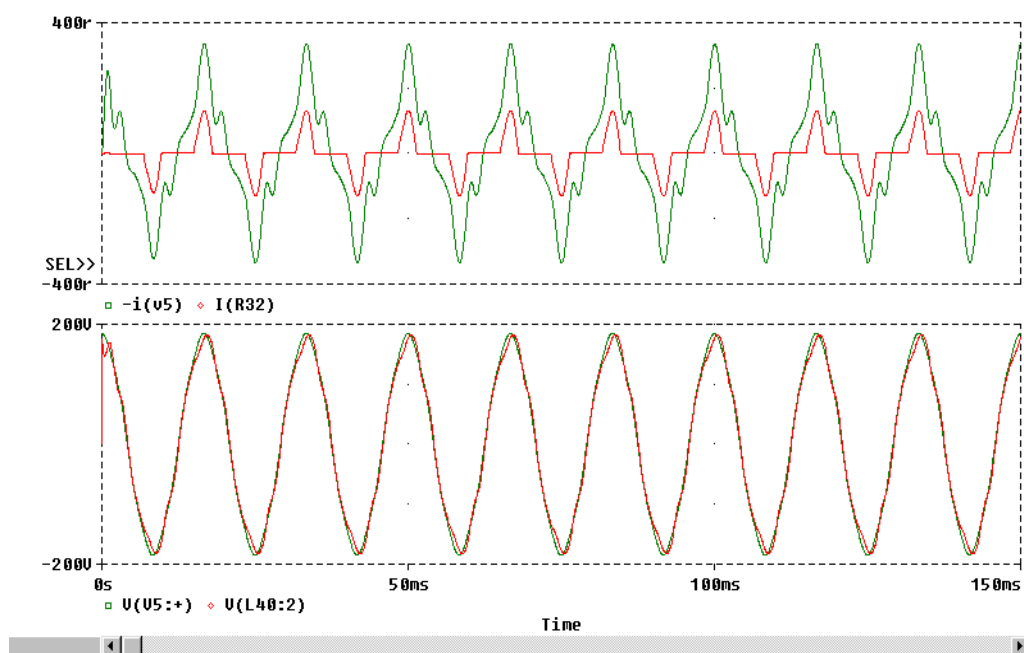


Figura 26 – Corrente e tensão na fonte e na carga não linear, apenas com a conexão do capacitor.

A seguir resultados da simulação, do circuito com a conexão do capacitor:

Tabela 4 – Resultado simulação com a conexão do capacitor.

CORRENTE	THDi	30,9%	TENSÃO	THDv	6,2%,
	5 ^a h	21,1 %		5 ^a h	5%
	I5	49,2 A		cosf1	1,0

Verifica-se para esse caso uma amplificação harmônica ainda maior devido à inserção do capacitor, com significativo aumento da 5ª ordem harmônica da corrente se elevando de 34,7A para 49,2A. Na tensão, também se constata uma elevação nos níveis de distorção, mantendo-se a melhora do cosf1, de 0,92 para 1,0, verificado na aplicação do filtro.

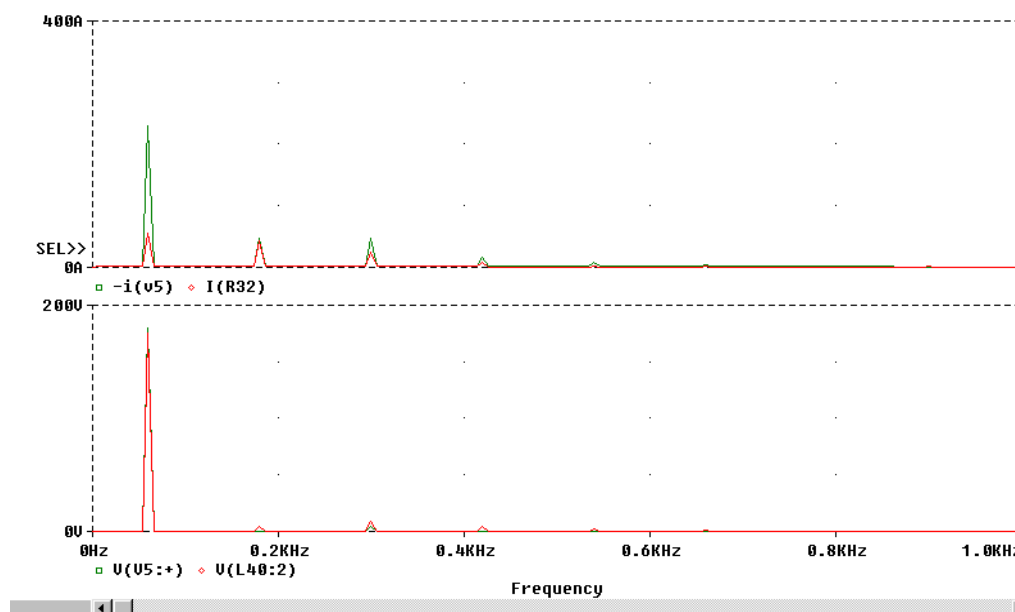


Figura 27 – Espectro harmônico demonstrando aumento da 5ª e 7ª na corrente da fonte.

Para o caso da conexão do capacitor constata-se significativo aumento da 5ª e da 7ª ordem harmônica, devido à ressonância com a impedância da rede, conforme pode ser visualizado na figura 27.

A compensação da energia reativa pode ser feita por meio da instalação local de capacitores. No entanto, dada a presença de cargas não-lineares, e ainda a existência de distorções na tensão de alimentação, verifica-se uma amplificação da circulação de correntes harmônicas devido à presença desses capacitores. Uma solução para este problema seria a inclusão de um reator em série com o capacitor que possibilitaria a compensação dos reativos (frequência fundamental) sem ampliar a distorção da corrente.

2.3.2. Conclusões quanto às características das cargas

Os equipamentos eletro-eletrônicos de uso dominante em áreas residenciais e comerciais possuem, em sua interface com a rede, retificadores a diodos com filtro capacitivo. Tais dispositivos comportam-se como cargas não-lineares do tipo fonte de tensão harmônica, o que implica na ineficiência de dispositivos em derivação para a filtragem dos harmônicos.

Na figura a seguir é apresentado um sumário para a representação dos tipos de cargas não lineares como tipo fonte de corrente e fonte de tensão.

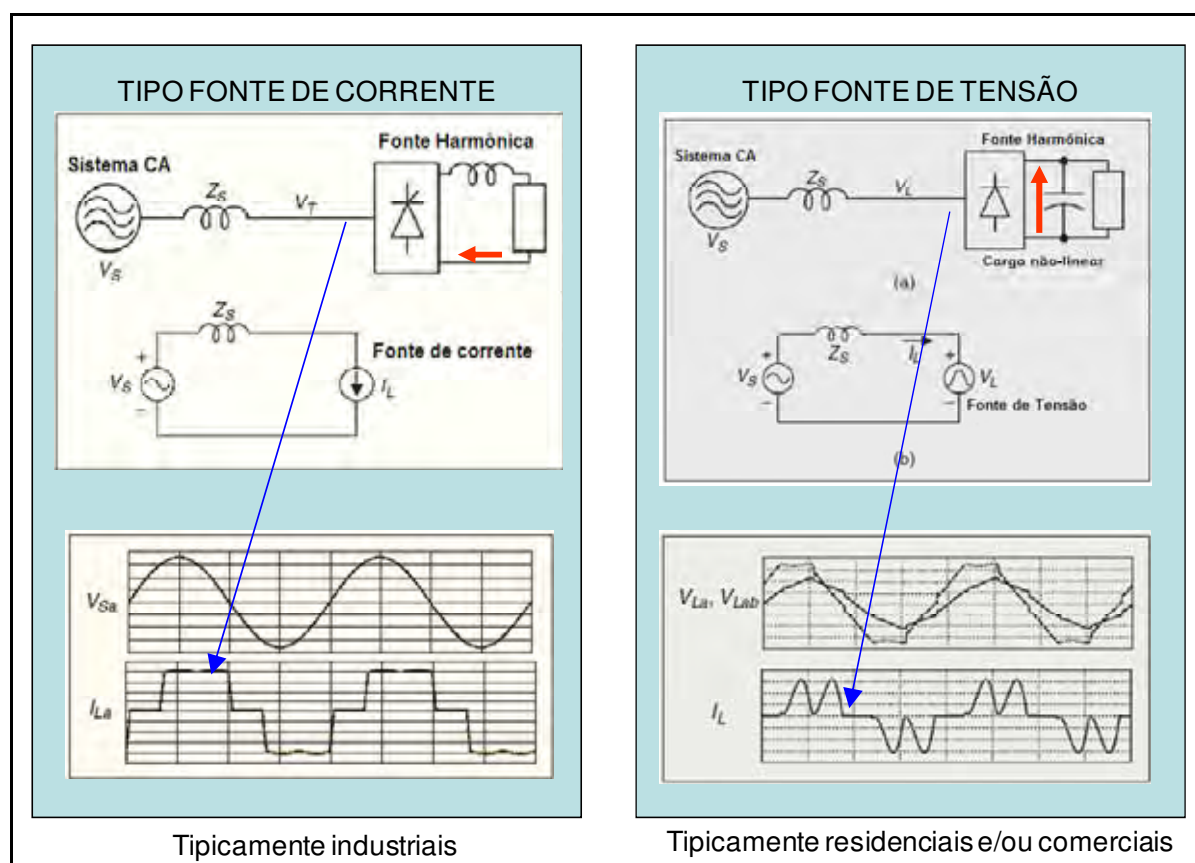


Figura 28 – Comparativo com as características das representações dos tipos de fonte de tensão e corrente.

O filtro passivo em derivação, por constituir um caminho de baixa impedância para as correntes das frequências de sintonia, pode contribuir para aumentar a circulação dessas correntes em determinados trechos da rede. Dificilmente tal filtro será eficaz para reduzir a distorção da tensão da rede, exceto se a distorção for proveniente de cargas locais e que tenham um comportamento tipo fonte de corrente.

Para ter sucesso na redução da distorção harmônica no secundário seria necessário:

- i - reduzir a distorção da tensão primária, imposta pela rede;
- ii - evitar a circulação de correntes harmônicas das cargas através do transformador.

Para o primeiro problema, a solução passa pela eliminação das correntes causadoras da distorção na rede primária. Para o segundo problema, uma solução seria utilizar filtros dessintonizados em derivação, desde que a impedância vista através do filtro resulte menor que a impedância vista através do transformador.

CAPÍTULO 3

Metodologia para seleção das redes secundárias

Considerando-se o escopo deste trabalho uma tarefa imprescindível é a identificação do perfil da rede secundária de distribuição frente aos níveis de harmônicos e fator de potência, permitindo o adequado conhecimento das necessidades desses circuitos.

Visando um melhor benefício nas aplicações de compensação de reativos (Capacitores na Baixa tensão) e correção dos níveis de distorção harmônica (Filtros de harmônicas), efetuou-se uma pesquisa no sistema de gerenciamento de rede de distribuição (SGD) de uma concessionária, buscando identificar os circuitos com as seguintes características:

- Elevado nível de carregamento e/ou queda de tensão.
- Potência nominal do setor de transformador.
- Segmentação de mercado com maior necessidade de correção de reativos.
- Maior possibilidade da ocorrência de elevados níveis de distorção harmônica.

Após diversas avaliações, definiu-se pela aplicação de Compensação de Reativos (capacitores), em varias configurações: ligação Delta, Estrela, Fixo, automático (Timer), nos circuitos com predominância de consumidores residenciais, e com transformadores de potência mínima de 45 kVA. Considerando essas premissas, avaliaram-se circuitos com clientes residenciais de baixa renda, consumo médio = 130 kWh; Média renda, consumo médio = 200 kWh; E alta renda, consumo médio = 450 kWh, todos no município de Rio Claro. Concluiu-se pela aplicação dos testes no circuito com consumo médio de 130 kWh.

Já para correção dos níveis de distorção harmônica (Filtros), verificou-se que circuitos com predominância comercial apresentam maior nível de distorção harmônica, portanto, avaliaram-se os circuitos: ATI 02467 e ATI 03319, ambos na localidade de Atibaia.

Após as medições preliminares decidiu-se pela escolha do circuito ATI 02467, localizado no centro da cidade, para aplicação do filtro, considerando ainda duas configurações de ligação: Delta e Estrela, de forma a possibilitar uma avaliação de ambas as ligações.

Portanto, a seleção de circuitos para efetuarem-se as simulações, medições e aplicação prática dos dispositivos, foi a seguinte:

- ATI02467 (Atibaia) - Comercial
- RIC03350 (Rio Claro) - Residencial

A seguir são apresentados as configurações, características e os dados de simulação do SGD (Sistema de gerenciamento de rede de distribuição) da empresa dos circuitos citados.

3.1 – REDE SECUNDÁRIA Comercial - ATI02467

Na figura 29 é apresentado o unifilar do circuito selecionado com as respectivas coordenadas geográficas dos componentes pertencentes ao circuito.

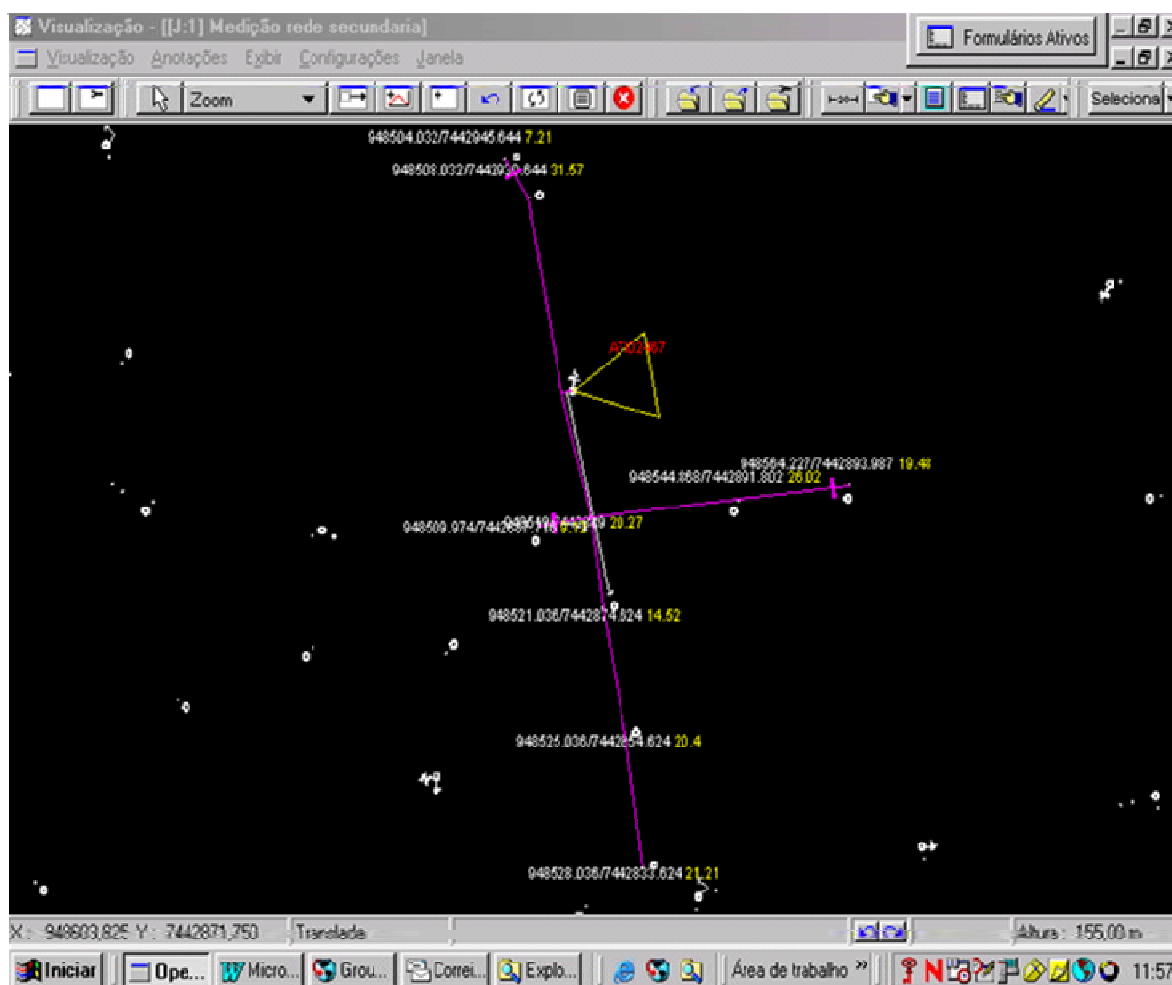


Figura 29 - Configuração do Circuito Secundário de BT – ATI 02467

O quadro referente à unidade transformadora, figura 30, apresenta todos os dados elétricos da unidade transformadora, tais como carregamento por fase, consumo, tensão, etc.

Unidade Transformadora
ATI02467 BT - ESTACAO TRANSFORMADORA Coordenadas: 948516-7442909 Bloco de Rede Primária: ATI02474 Alimentador: ATI - 11

Regional: REGIONAL LESTE (ATIBAIA) Localização: Urbano Configuração: Radial
 Distrito: ATIBAIA Proprietário: COMPANHIA Estado: Ligado
 Local: ATIBAIA Posto: POSTE Contém espaçador: Não
 Endereço: RUA PADRE RODRIGUES DOS SANTOS Desenergizado: Não Data Cálculo: 11/11/04 13:51:57

Fases: ABC Curva de Carga IP: PADRAO IP TAP's: 13800/220 Capac. Chave(A): 100
 Ind. Térmico (%): 100,0 Curva de Carga BT: PADRAO BT KVA Nominal (KVA): 75 Capac. Elo(A): 5H
 Fator de Carga (%): 44,2 Curva de Carga AT: PADRAO AT KVA Térmico (KVA): 75 Capac. Int. As.(A): 10000

Dados Elétricos | Perdas | Clientes | Demanda Média (KVA)

	Fase A	Fase B	Fase C	Total Fases		Período 1	Período 2	Período 3
KVA BT	20,7	22,6	25,9	69,2	KVA BT	69,1	56,8	37,7
KVA AT	0,0	0,0	0,0	0,0	KVA AT	0,0	0,0	0,0
KVA IP	1,5	1,3	0,2	3,1	KWH BT	7502	8825	1879
KW IP	1,2	1,1	0,1	2,4	KWH AT	0	0	0
KWH BT	5447	5941	6818	18206	Car.Atu (%)	103,7	81,9	52,7
KWH AT	0	0	0	0	Car.Bal (%)	92,1	75,7	50,2
Índice Deseq (%): 12,3	Queda Tensão Balanceada (%): 1,3	Tensão(V)	215,6	215,2	217,1			
	Queda Tensão Atual (%): 1,5							
	Comprimento da Rede: 171,8							

Equipamentos | Rede Primária | Rede Secundária | Clientes | Iluminação | Sistema Operação | Conjunto Elétrico | Sair

Figura 30 - Dados Característicos elétricos do Circuito de BT- ATI02467

A figura 31 apresenta os dados relativos aos consumidores ligados a este circuito secundário, tais como: segmento aos quais os mesmos pertencem, fator de carga, e outros dados importantes para caracterizar o circuito.

Unidade Transformadora
ATI02467 BT - ESTACAO TRANSFORMADORA Coordenadas: 948516-7442909 Bloco de Rede Primária: ATI02474 Alimentador: ATI - 11

Regional: REGIONAL LESTE (ATIBAIA) Localização: Urbano Configuração: Radial
 Distrito: ATIBAIA Proprietário: COMPANHIA Estado: Ligado
 Local: ATIBAIA Posto: POSTE Contém espaçador: Não
 Endereço: RUA PADRE RODRIGUES DOS SANTOS Desenergizado: Não Data Cálculo: 11/11/04 13:51:57

Fases: ABC Curva de Carga IP: PADRAO IP TAP's: 13800/220 Capac. Chave(A): 100
 Ind. Térmico (%): 100,0 Curva de Carga BT: PADRAO BT KVA Nominal (KVA): 75 Capac. Elo(A): 5H
 Fator de Carga (%): 44,2 Curva de Carga AT: PADRAO AT KVA Térmico (KVA): 75 Capac. Int. As.(A): 10000

Dados Elétricos | Perdas | Clientes | Demanda Média (KVA)

	Baixa Tensão			Alta Tensão			Totais		
	Quantidade	KWH	Média KWH	Quantidade	KWH	Média KWH	Quantidade	KWH	Média KWH
Residenciais	14	1756	125	0	0	0	14	1756	125
Comerciais	26	14737	566	0	0	0	26	14737	566
Industriais	6	1713	285	0	0	0	6	1713	285
Rurais	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P. Públicos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Próprios	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totais	46	18206	395	0	0	0	46	18206	395

Qtd Clientes VIP Comercial: 15 Qtd Clientes VIP Técnico: 15 Qtd Clientes Especiais: 0 Pontuação: 0
 Irrigação: 0 Motor: 0 Carga especial: 0 Potência(CV): 0

Equipamentos | Rede Primária | Rede Secundária | Clientes | Iluminação | Sistema Operação | Conjunto Elétrico | Sair

Figura 31 - Dados Característicos físicos do Circuito de BT- ATI02467

A figura 33 apresenta a tela de saída do sistema de gerenciamento da distribuição, referente aos dados elétricos do circuito.

Detalhes da Unidade Transformadora

Unidade Transformadora
RIC03350 BT - ESTACAO TRANSFORMADORA Coordenadas: **842121 - 7522212** Bloco de Rede Primária: **RIC05271**
 Alimentador: **RCT - 27**

Regional: **REGIONAL CENTRO (RIO CLARO)** Localização: **Urbano** Configuração: **Radial**
 Distrito: **RIO CLARO** Proprietário: **COMPANHIA** Estado: **Ligado**
 Local: **RIO CLARO** Posto: **POSTE** Contém espaçador: **Não**
 Endereço: **RUA 6 C/ RUAS 3 E 4 - JD ARAUCARIA** Desenergizado: **Não** Data Cálculo: **27/08/04 14:36:01**
RECALCULE!

Fases: **ABC** Curva de Carga IP: **PADRAO IP** TAP's: **13800/220** Capac. Chave(A): **0**
 Ind. Térmico (%): **100,0** Curva de Carga BT: **PADRAO BT** KVA Nominal (KVA): **45** Capac. Elo(A): **3H**
 Fator de Carga (%): **32,4** Curva de Carga AT: **PADRAO AT** KVA Térmico (KVA): **45** Capac. Int. As.(A): **0**

Dados Elétricos | Perdas | Clientes | Demanda Média (KVA)

	Fase A	Fase B	Fase C	Total Fases		Período 1	Período 2	Período 3
KVA BT	21,1	22,9	22,2	66,3	KVA BT	39,8	67,6	31,3
KVA AT	0,0	0,0	0,0	0,0	KVA AT	0,0	0,0	0,0
KVA IP	0,0	0,7	0,7	1,5	KWH BT	3644	9110	1366
KW IP	0,0	0,6	0,6	1,2	KWH AT	0	0	0
KWH BT	4500	4886	4734	14120	Car.Atu (%)	91,8	157,1	73,7
KWH AT	0	0	0	0	Car.Bal (%)	88,4	150,2	69,6
					Tensão(V)	217,2	215,7	218,1

Índice Deseq (%): **6,1** Queda Tensão Balanceada (%): **2,7**
 Queda Tensão Atual (%): **3,1**
 Comprimento da Rede: **502,09**

Equipamentos | Rede Primária | Rede Secundária | Clientes | Iluminação | Alerta Operação | Conjunto Elétrico | Sair

Figura 33 – Dados característicos elétricos do circuito BT – RIC 03350

Na figura 34 temos o quadro com os dados elétricos.

Detalhes da Unidade Transformadora

Unidade Transformadora
RIC03350 BT - ESTACAO TRANSFORMADORA Coordenadas: **842121 - 7522212** Bloco de Rede Primária: **RIC05271**
 Alimentador: **RCT - 27**

Regional: **REGIONAL CENTRO (RIO CLARO)** Localização: **Urbano** Configuração: **Radial**
 Distrito: **RIO CLARO** Proprietário: **COMPANHIA** Estado: **Ligado**
 Local: **RIO CLARO** Posto: **POSTE** Contém espaçador: **Não**
 Endereço: **RUA 6 C/ RUAS 3 E 4 - JD ARAUCARIA** Desenergizado: **Não** Data Cálculo: **27/08/04 14:36:01**
RECALCULE!

Fases: **ABC** Curva de Carga IP: **PADRAO IP** TAP's: **13800/220** Capac. Chave(A): **0**
 Ind. Térmico (%): **100,0** Curva de Carga BT: **PADRAO BT** KVA Nominal (KVA): **45** Capac. Elo(A): **3H**
 Fator de Carga (%): **32,4** Curva de Carga AT: **PADRAO AT** KVA Térmico (KVA): **45** Capac. Int. As.(A): **0**

Dados Elétricos | Perdas | Clientes | Demanda Média (KVA)

	Baixa Tensão			Alta Tensão			Totais		
	Quantidade	KWH	Média KWH	Quantidade	KWH	Média KWH	Quantidade	KWH	Média KWH
Residenciais	109	14120	129	0	0	0	109	14120	129
Comerciais	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Industriais	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rurais	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P. Públicos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Próprios	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totais	109	14120	129	0	0	0	109	14120	129

Qtd Clientes VIP Comercial: **7** Qtd Clientes VIP Técnico: **7** Qtd Clientes Especiais: **0** Pontuação: **0**
 Irrigação: **0** Motor: **0** Carga especial: **0** Potência(CV): **0**

Equipamentos | Rede Primária | Rede Secundária | Clientes | Iluminação | Alerta Operação | Conjunto Elétrico | Sair

Figura 34 - Dados característicos físicos do circuito BT – RIC 03350

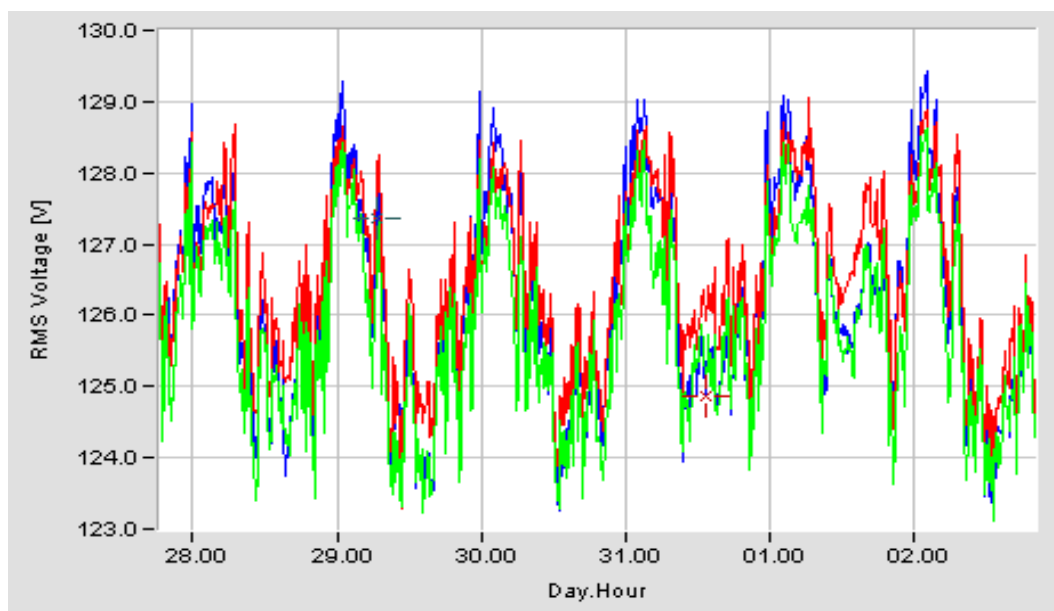


Figura 36 - Tensões RMS no secundário do Trafo.

Pode-se notar que no horário comercial a rede opera com tensões mais baixas, na faixa de 124-126V. Durante a madrugada as tensões chegam a 129V. A distorção harmônica total das tensões permanece entre 1,5% e 3%. Predominam a 5ª harmônica (2%) e as harmônicas de ordem 3 e 7, ambas com 0,7%.

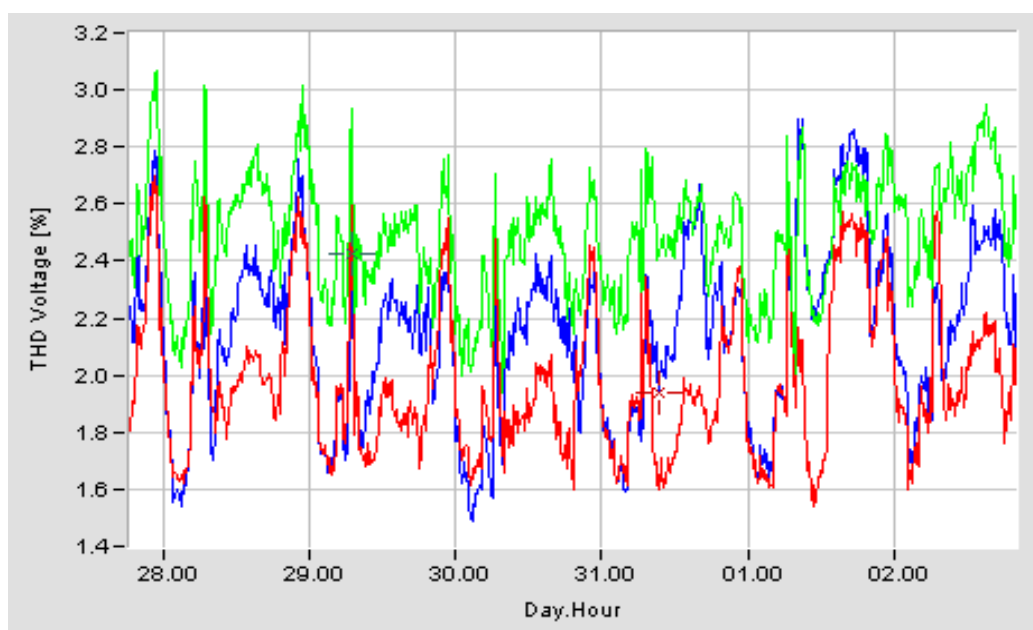


Figura 37 - DHT das tensões secundária.

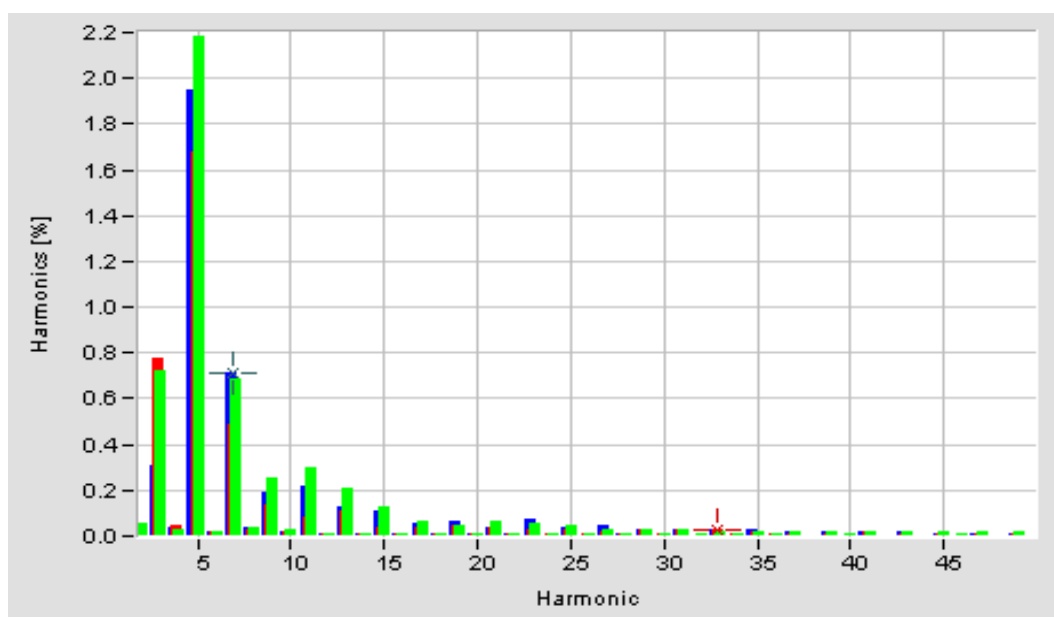


Figura 38 - Espectro das tensões secundárias (DHT entre 1,6 e 2,8%).

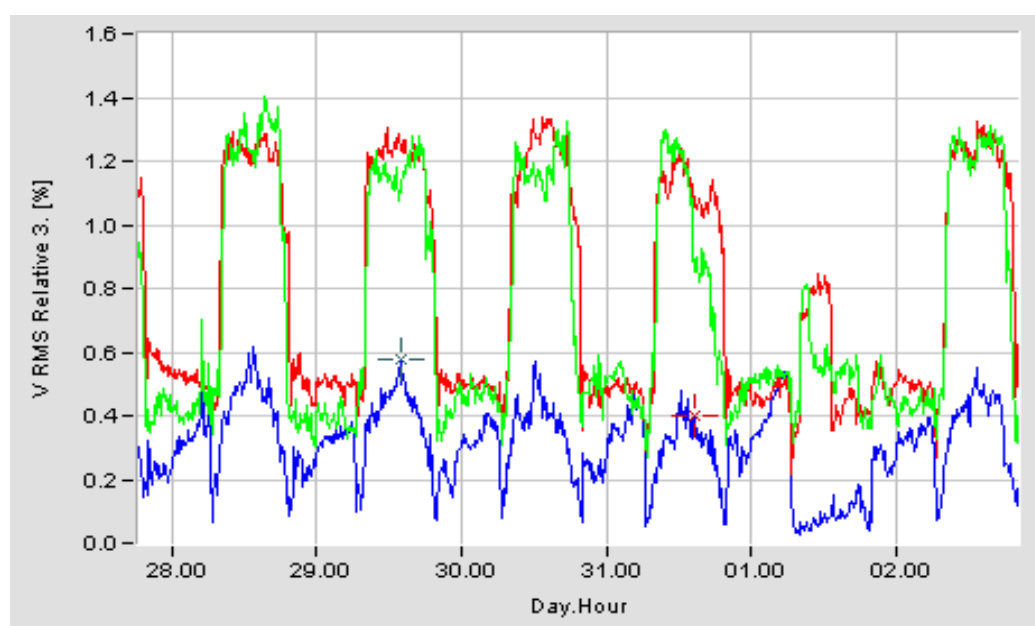


Figura 39 - 3ª harmônica da tensão secundária.

Notar que a 3ª harmônica aumenta durante o horário comercial apenas em duas fases, sugerindo cargas bifásicas não lineares (conversores CA-CC). A 5ª harmônica, mostrada na Figura 41, se acentua no período noturno e se manifesta de modo bastante desequilibrado ao longo de todo o período de medição, sugerindo diferentes fontes monofásicas de 5ª harmônica. A 7ª harmônica, figura 41, também apresenta períodos de desequilíbrio, diminuindo apenas em uma das fases no horário comercial.

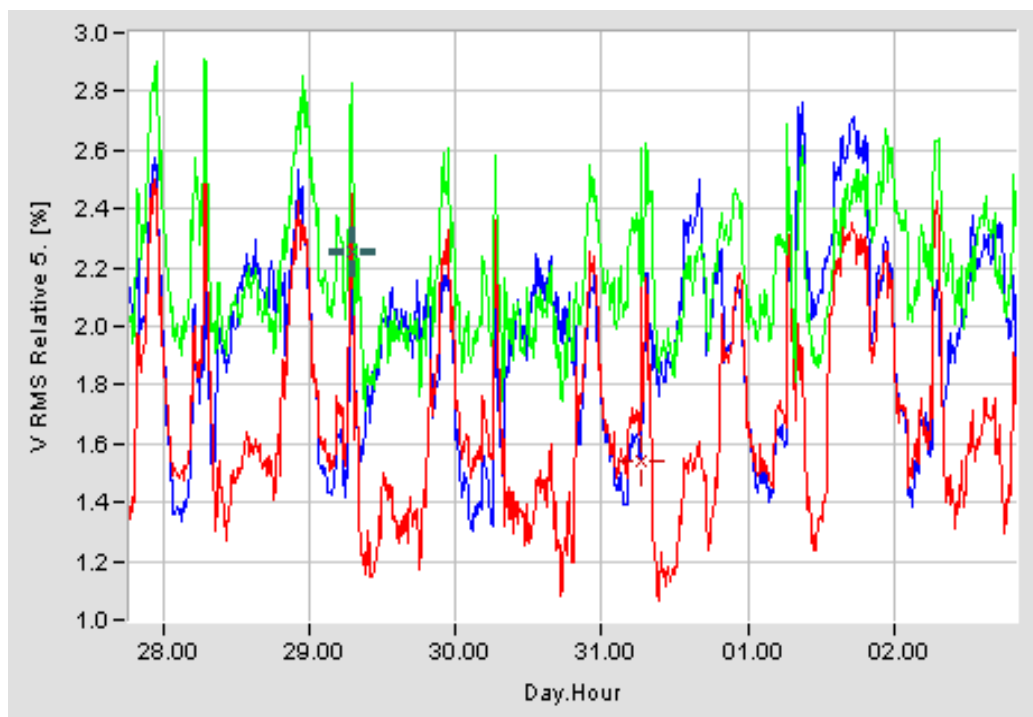


Figura 40 - 5ª harmônica da tensão secundária.

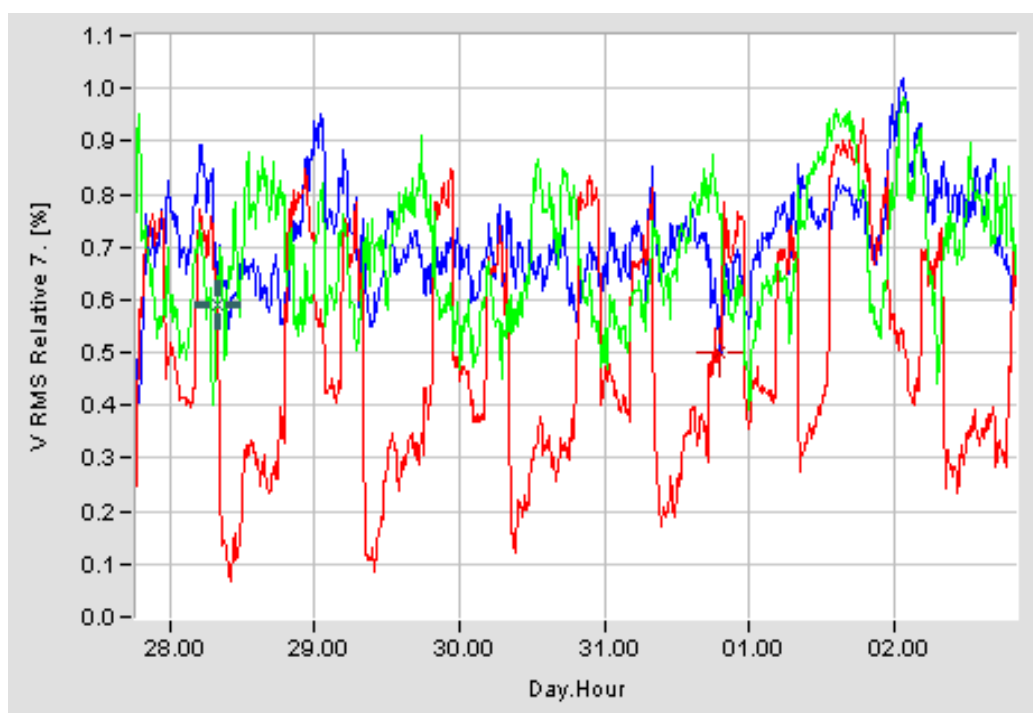


Figura 41 - 7ª harmônica da tensão secundária.

Pelas correntes secundárias, mostradas na figura 42, percebe-se que as cargas estão bastante desequilibradas. A corrente de neutro chega a 40 A durante o horário comercial, conforme figura 43, enquanto que as correntes de linha chegam a 180 A nesse período. Durante a madrugada essas correntes caem para menos de 60 A.

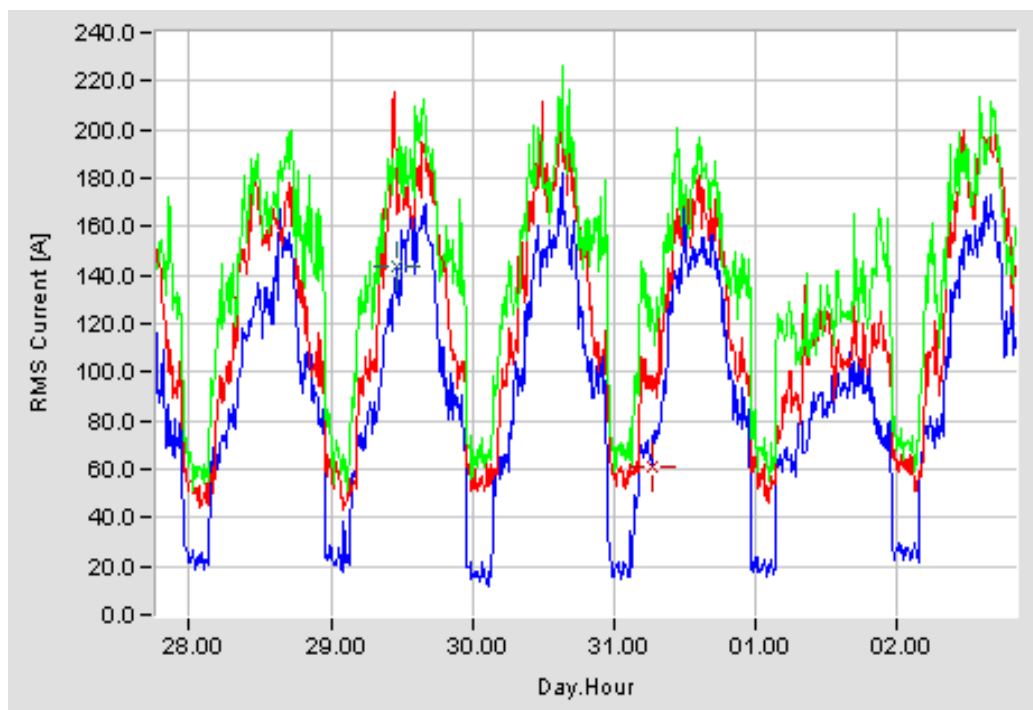


Figura 42 - Correntes no secundário do trafo.

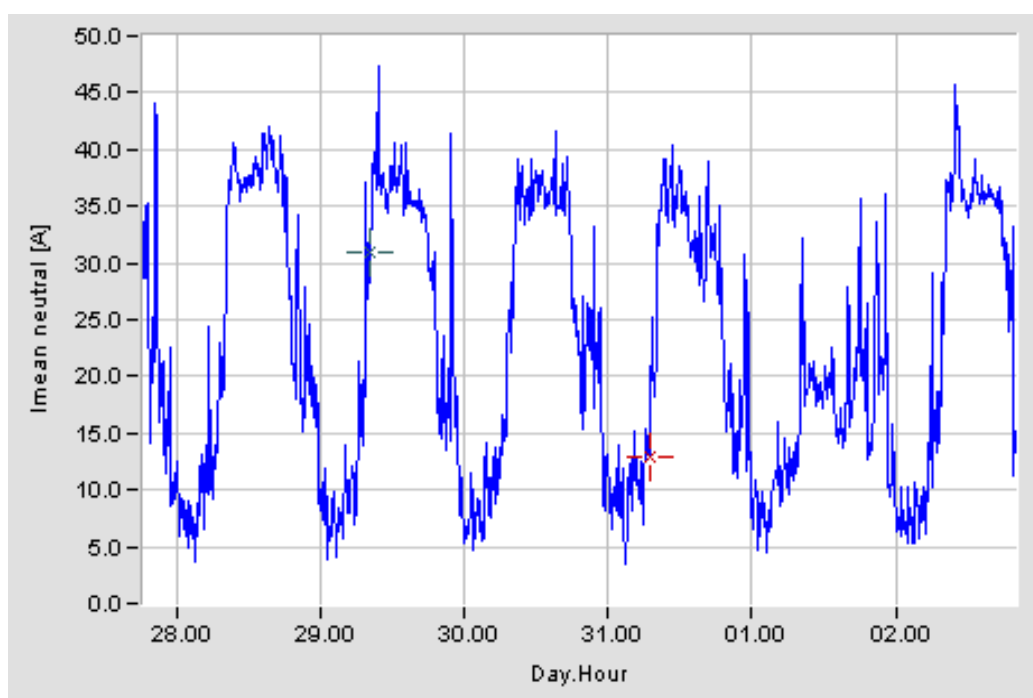


Figura 43 - Corrente no neutro no trafo.

Todos os gráficos apresentam no eixo horizontal a data e a hora inicial da referida data, no caso 00:00h.

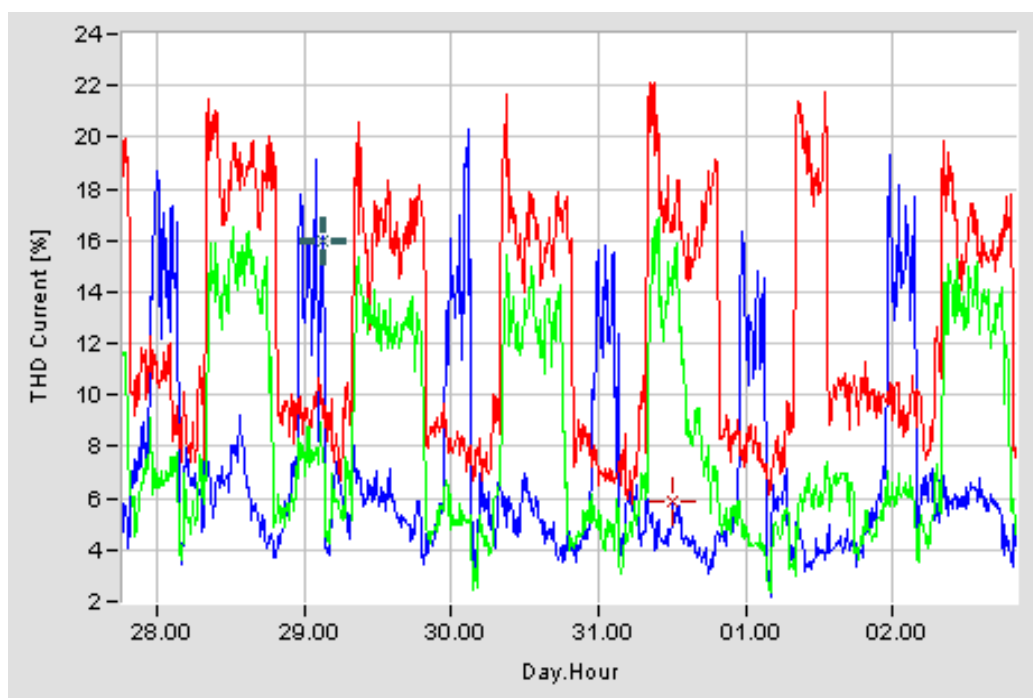


Figura 44 -DHT das correntes secundárias.

Notar que a DHT das correntes secundárias varia amplamente. Os níveis mais elevados diurnos correspondem efetivamente ao aumento das cargas não lineares, porém o aumento % durante a noite em uma das fases pode ser devido à redução acentuada do valor da corrente nessa fase e não necessariamente ao aumento do nível de cargas não-lineares.

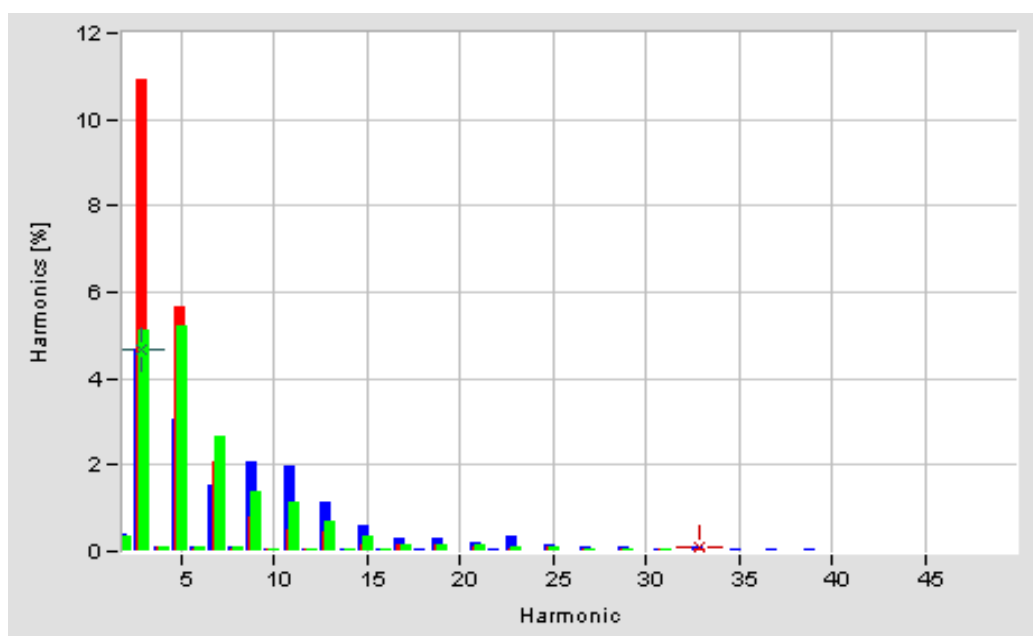


Figura 45 - Espectro das correntes secundárias (DHTI entre 8 e 14%).

Notar que predomina a 3ª harmônica de corrente (5-11%), seguida da 5ª harmônica (5%).

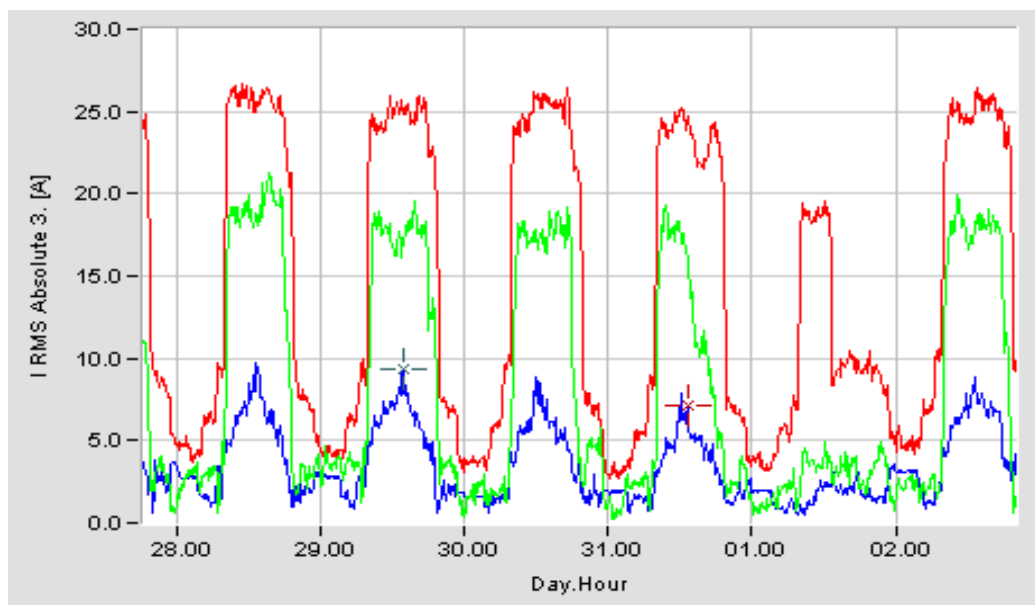


Figura 46 – Correntes de 3^a harmônica.

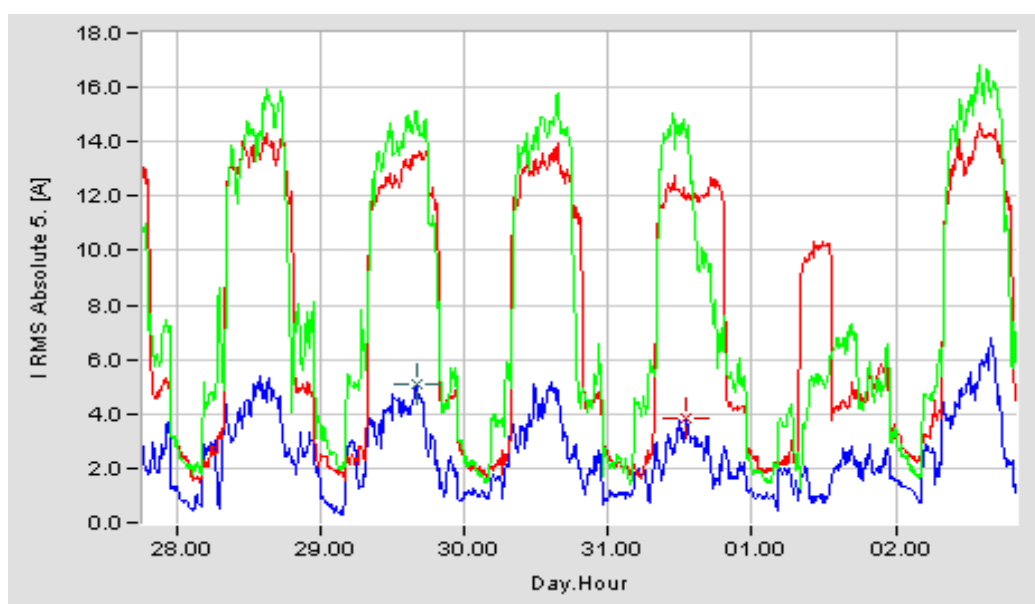


Figura 47 - Correntes de 5^a harmônica.

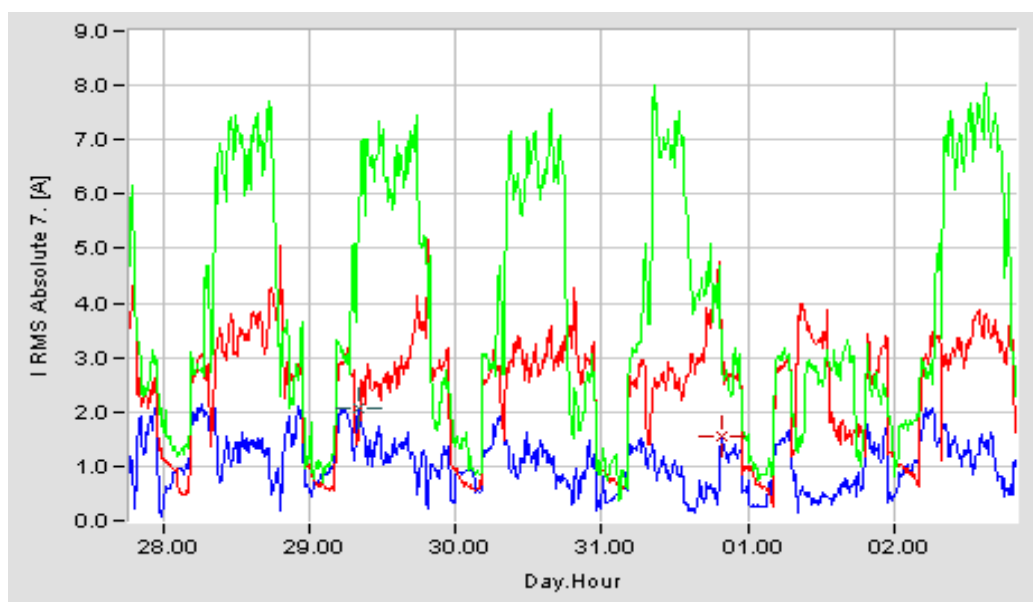


Figura 48 - Correntes de 7ª harmônica.

As correntes harmônicas (3ª, 5ª, e 7ª) aparecem de forma bastante desequilibradas. Essa situação também se apresenta com relação às potências nas três fases, como mostra a figura 49.

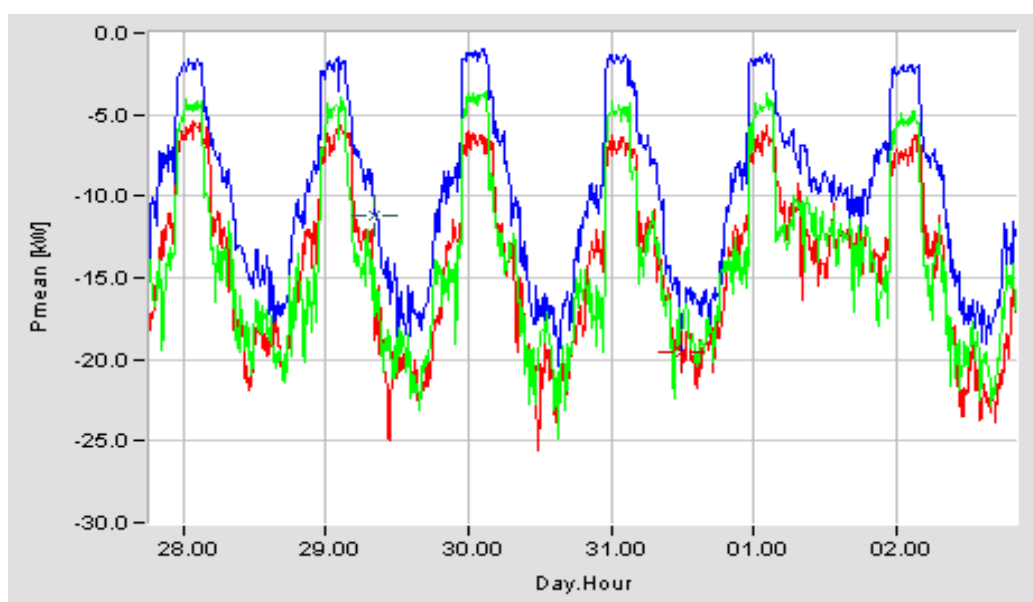


Figura 49 - Potência ativa no secundário do transformador (escala vertical está invertida!).

A potência ativa chega a 22kW por fase durante os picos de carga, com potência reativa da ordem de 10kVAr por fase, resultando em carregamento máximo total da ordem de 73kVA para um transformador de 75kVA de potência nominal.

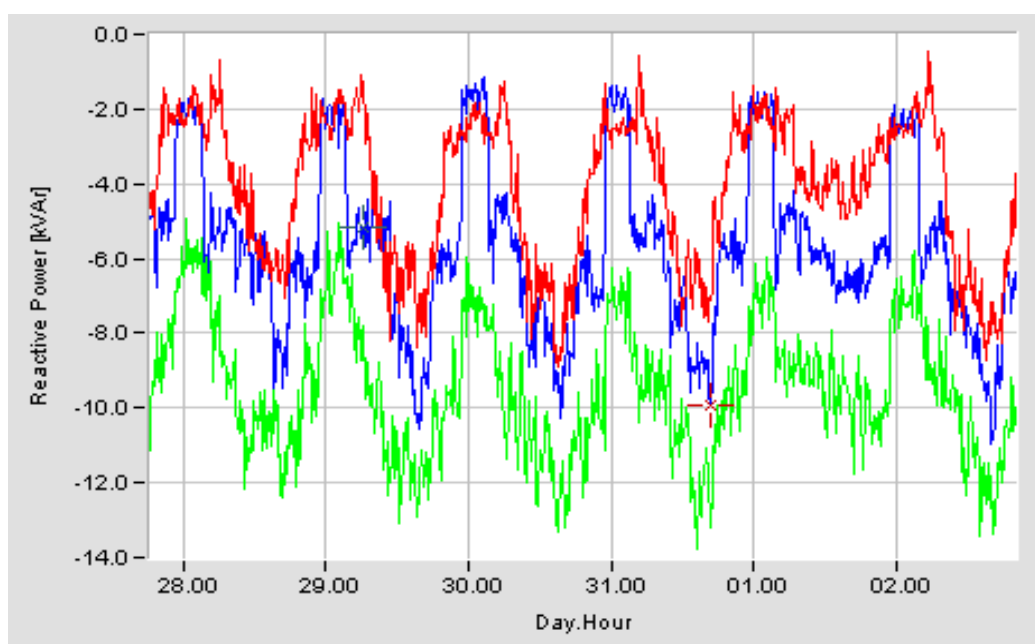


Figura 50 - Potência reativa no secundário do transformador (escala invertida!).

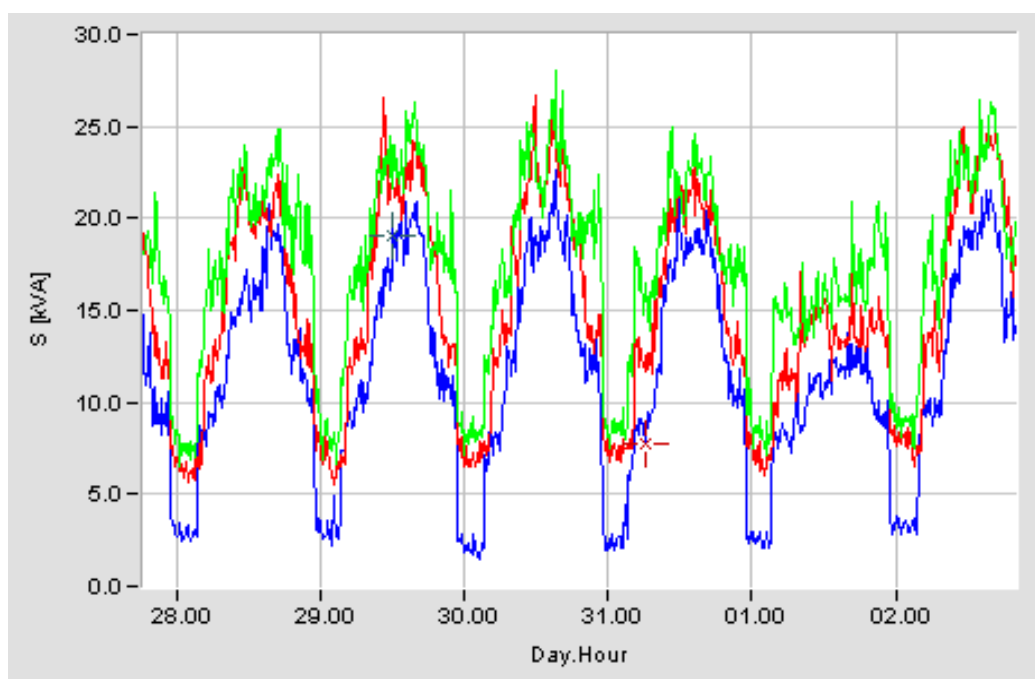


Figura 51 - Potência aparente no secundário do transformador.

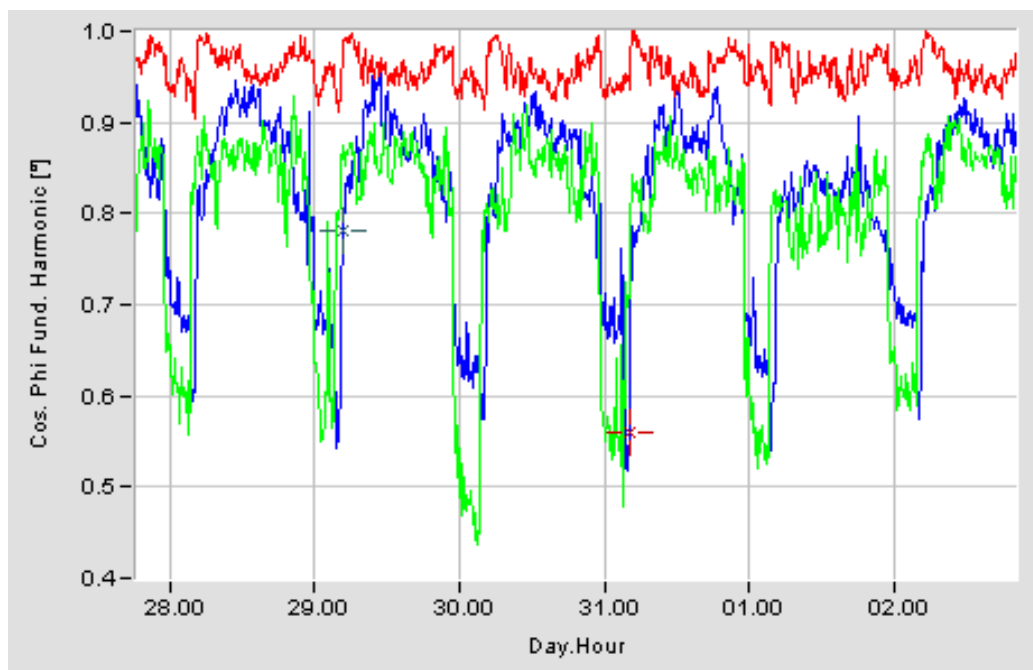


Figura 52 - FP no secundário do transformador.

O Fator de Potência médio permanece em torno de 0,9, sendo que em duas fases cai para níveis em torno de 0,6-0,7 durante a madrugada, conforme mostra a figura 52.

4.2 - Ajuste do modelo e condições assumidas para as simulações

Com base nas medições realizadas em Jan/Fev/04, junto ao secundário do transformador, podem-se assumir as seguintes hipóteses para as simulações:

A rede primária (AT) está contaminada na tensão, predominantemente por harmônicas de ordem 5 e 7. Nas simulações será assumida, na fonte de AT, a presença de 1,5% de 5ª harmônica e 0,5% de 7ª harmônica. Devido à conexão delta do primário, as harmônicas de ordem 3 não se propagam do primário para o secundário. Por essa razão não serão representadas no primário.

Na rede secundária, as cargas predominantes são comerciais (da ordem de 80%), e industriais (11%). Dos dados disponíveis constata-se que essas cargas estão concentradas nas barras 04 (cargas comerciais) e 08 (cargas industriais). Além disso, de acordo com as medições realizadas junto ao secundário do transformador, as cargas não-lineares concentram-se nas fases B e C uma vez que as correntes harmônicas de ordem 3 e 5 das fases B e C são quase 3 vezes maiores que as da fase A.

Para representar as cargas não-lineares e desequilibradas, foram conectados conversores CA-CC com filtros capacitivos no nó 04 com as seguintes características:

Tabela 5. Tensão de saída e características da cargas não-lineares

Nó	Conversor	Carga Fase A	Carga Fase B	Carga Fase C
04	Fase - neutro (180V)	1500[W], 737[uF]	2100[W], 1065[uF]	500[W], 246[uF]
04	FaseB - faseC (300V)	---	2000[W], 1032[uF]	
08	trifásico	1000[W], 500[Var indutivos]		

As demais cargas foram consideradas lineares, modeladas como elementos passivos RL em série, com $FP \cong 0,90$, conectadas nos nós em função das correntes fornecidas com os dados da Concessionária.

Tabela 6. Características das cargas lineares

Nó	Ia [A]	Ib [A]	Ic [A]	Pa [W]	Qa [Var]	Pb [W]	Qb [Var]	Pc [W]	Qc [Var]
01	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04*	90,75	96,75	96,25	8873	4294	8058	3900	9601	4647
05	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06	10	15	35	1143	554	1714	830	4000	1938
07	11	11	7	1257	609	1257	609	800	387
08	47	44	31	5040	2441	4700	2276	3210	1556
09	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	1	5	0	0	114	55	571	277
11	4	0	17	457	221	0	0	1943	941

* as potências nos nós 04 e 08 não incluem as cargas não-lineares, definidas anteriormente.

Resultados obtidos por simulação da rede nas condições assumidas. Com essas cargas, resultou um carregamento de 63,74kVA (85%), ou seja, próximo do observado nas medições, durante o horário comercial.

A seguir é apresentada a figura 53, com os resultados obtidos na simulação, visando evitar um volume muito grande de figuras relacionadas com as simulações, as mesmas serão colocadas em anexo, para eventuais consultas, porém, os resultados serão citados no texto.

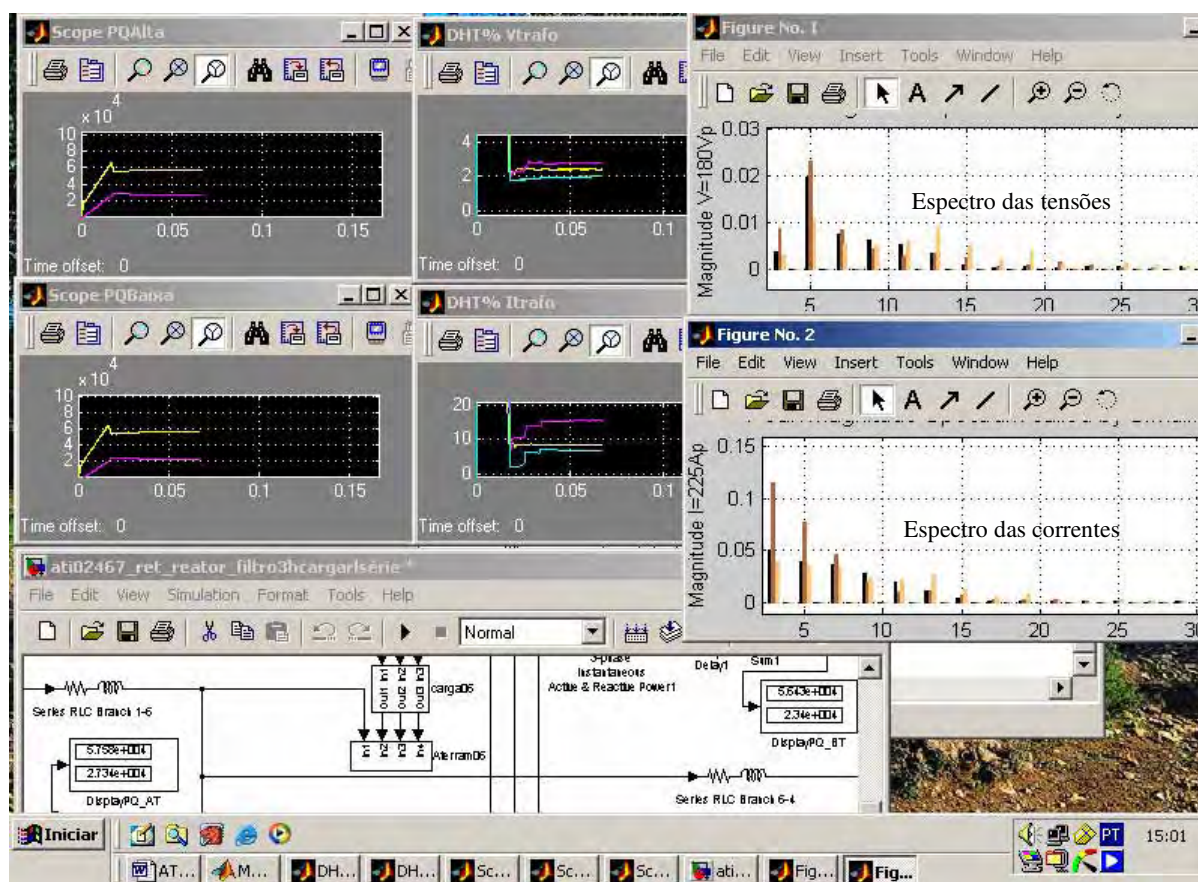


Figura 53 - Caso Básico resultando $PAT=57,58kW$; $QAT=27,34kVar$; $PBT= 56,43kW$; $QBT= 23,4kVar$, $FPAT=0,90$, $DHTV_{max}=2,8\%$ e $DHTI_{max}=15\%$.

Para se ter uma melhor idéia da situação referente às harmônicas resultantes desse modelo, vistas pelo secundário do transformador, foram comparados os espectros das tensões e das correntes secundárias medidas com as simuladas, mostrados nas figuras seguintes:

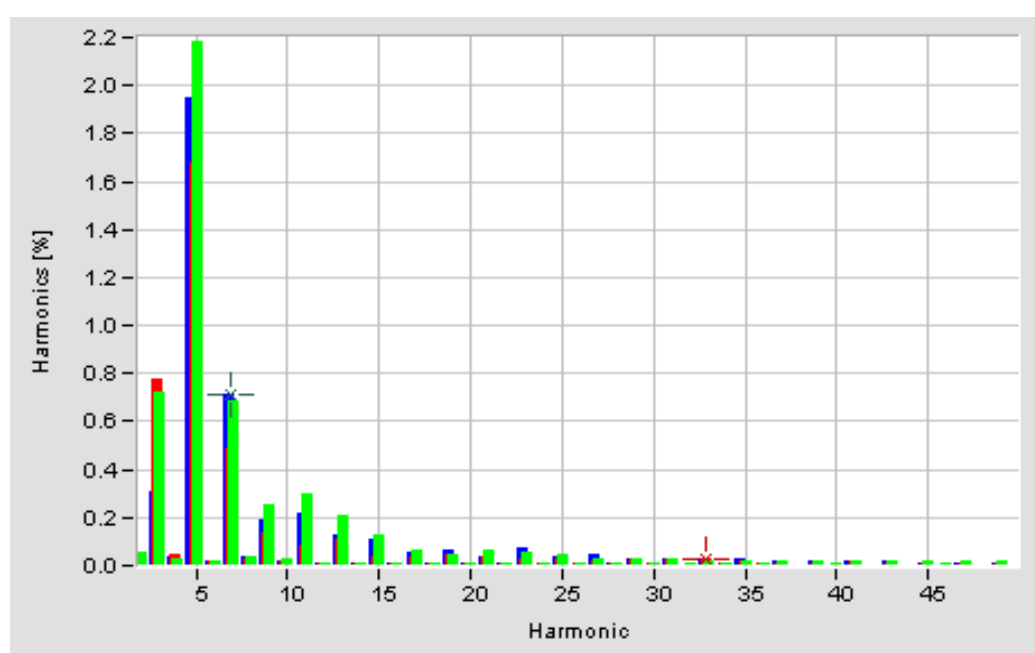


Figura 54 - Espectro das tensões secundárias conforme medições.

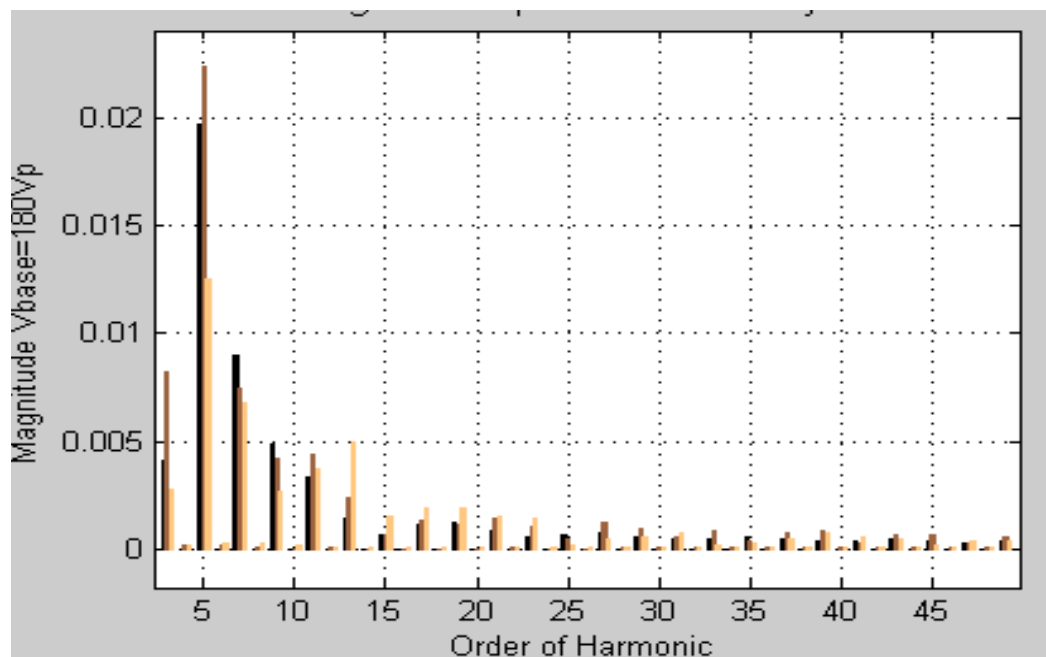


Figura 55 - Espectro das tensões secundárias da rede simulada. DHTV=2,8%.

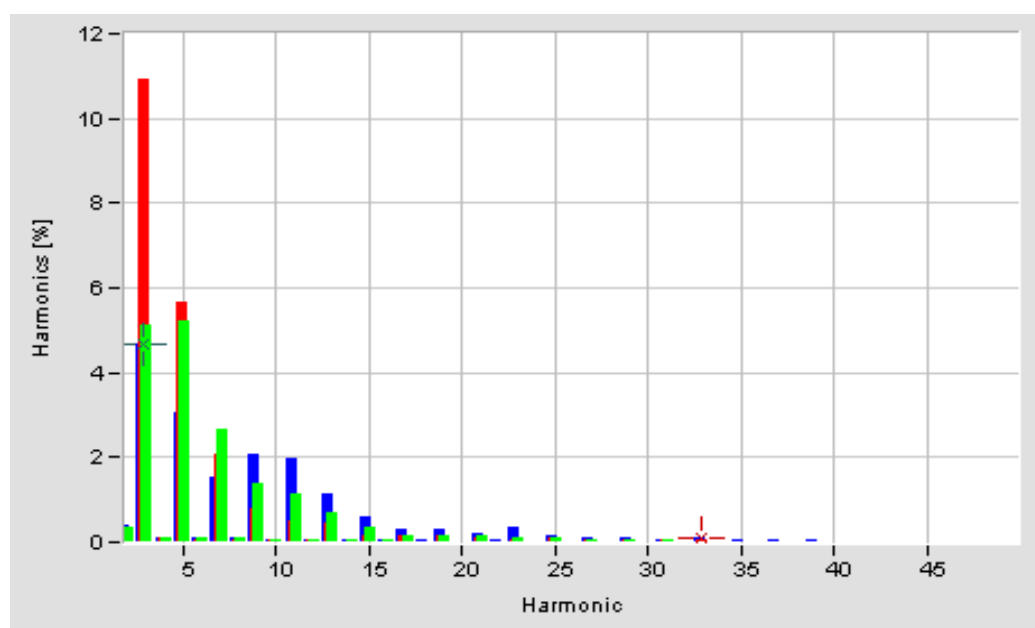


Figura 56 - Espectro das correntes secundárias conforme medições.

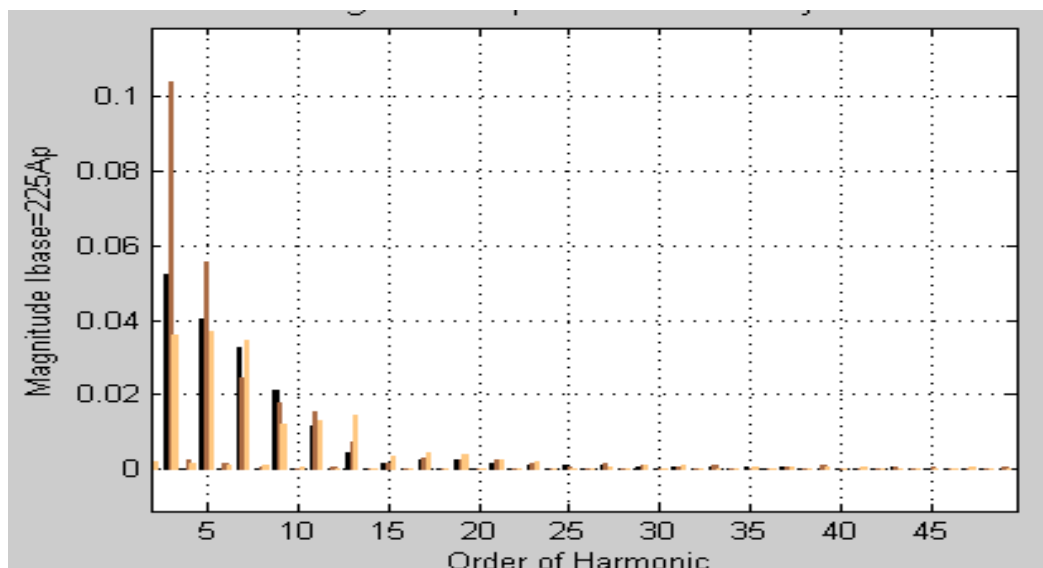


Figura 57 - Espectro das correntes secundárias da rede simulada. DHTI=15%.

Esses resultados mostram que foi possível reproduzir no modelo de simulação com bastante precisão a situação real da rede ATI 02467. Notar que até mesmo o desequilíbrio entre as harmônicas foi reproduzido com razoável aproximação.

4.3 - Inclusão de reator série com cargas não-lineares

Para reduzir a propagação das harmônicas de ordens superiores das cargas não-lineares para o transformador, optou-se por intercalar reatores em série com essas cargas. O reator série testado apresenta as seguintes características:

Tabela 7. Características do reator série

Reator série	Rrea, Lrea	Inom
04	20[mΩ], 200[μH]	100[A]

Com a inserção de tal reator série, o espectro das correntes secundárias alterou-se conforme mostrado na figura 58, que apresenta os resultados obtidos na simulação.

Visando evitar um volume muito grande de figuras relacionadas com as simulações, as figuras correspondentes às novas simulações serão colocadas em anexo, para eventuais consultas, porém, os resultados serão sempre citados no texto.

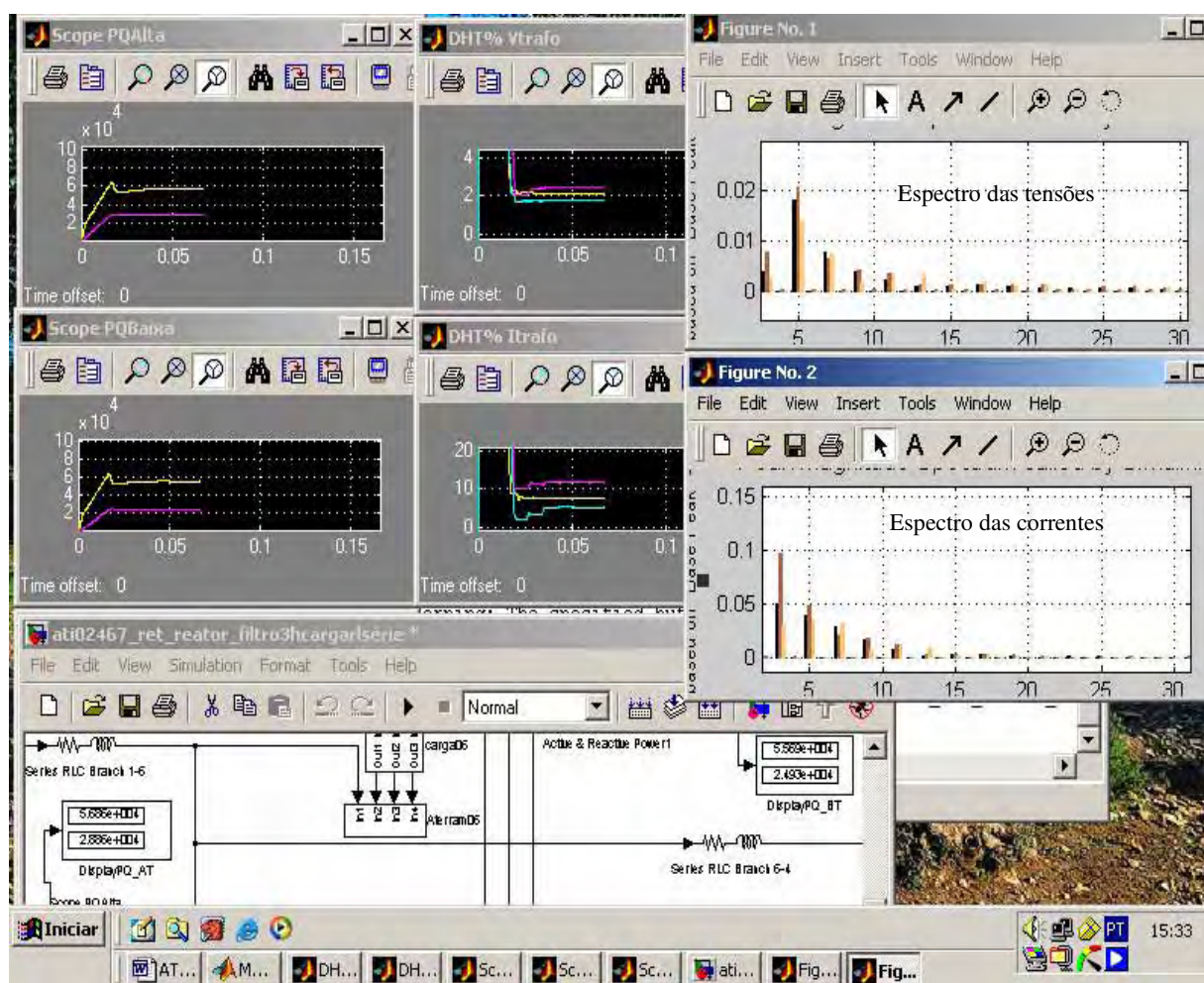


Figura 58 - Só com reator série. DHTVmax=2,4% e DHTImax=12%.

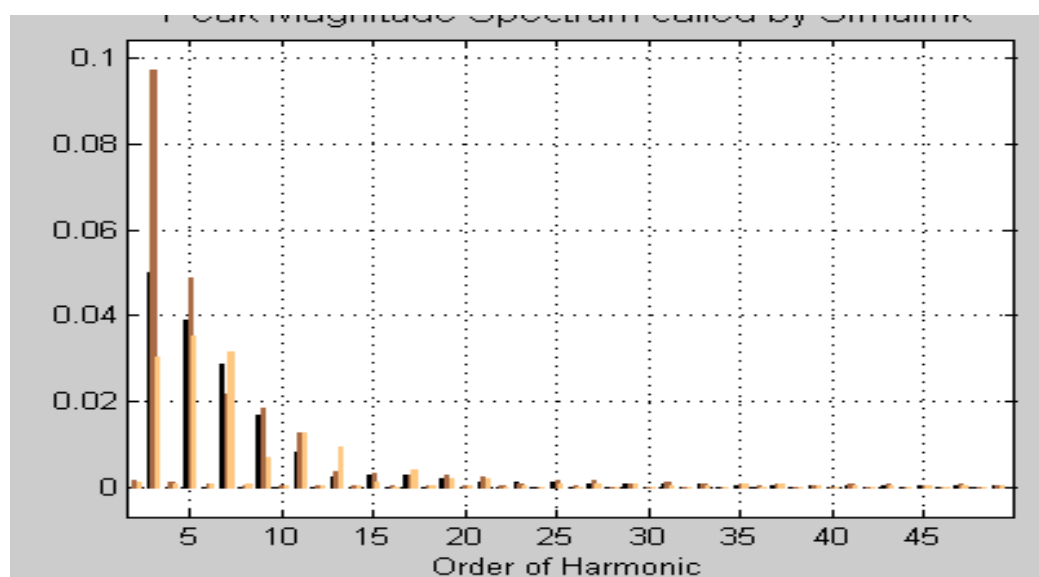


Figura 59 - Espectro das correntes secundárias com reator série e sem filtro.

O reator série é mais eficiente em reduzir os harmônicos superiores. O efeito sobre a 3ª harmônica foi pequeno. Para atuar sobre essa harmônica torna-se necessário instalar um filtro sintonizado perto da fonte de distorção. Filtro em Y aterrado, sintonizado de 3ª harmônica, com $Q=19$.

Uma vez que a quase totalidade da 3ª harmônica é gerada nas cargas não-lineares conectadas na barra 04, parece interessante testar o efeito de um filtro de 3ª harmônica junto a essa carga.

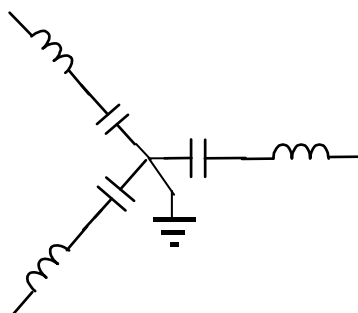


Figura 60 - Conexão do filtro, sintonizado em 180Hz, conectado em Y aterrado.

Os parâmetros do filtro sintonizado para 3ª harmônica, conectado junto à carga 04, foram ajustados para os seguintes valores:

Tabela 8. Característica do filtro sintonizado para 3ª harmônica

Filtro	R [mΩ]	L [μH]	C [μF]	Vnom[V]	Inom[A]
04	80	1350	600	180	35

O objetivo é verificar se esse filtro é capaz de evitar que a 3ª harmônica se propague das cargas até o trafo. Uma vez que essa harmônica não pode ser imposta pelo lado de AT, devido à ligação triângulo-estrela aterrada no secundário do trafo, pode-se utilizar um filtro sintonizado em 180Hz para minimizar a circulação da corrente de 3ª harmônica no trafo.

Um segundo objetivo foi ajustar o capacitor do filtro de forma a aumentar o fator de potência das cargas na barra 04, sem criar sobre-tensões locais sob carga leve.

As figuras 61 e 62 mostram a resposta $Z(f)$ do filtro sintonizado sozinho e como $Z(f)$ visto pelo transformador. Verifica-se que, de fato, a impedância em torno de 180 Hz vista pelo transformador com o filtro ligado é muito pequena, drenando toda corrente que porventura estiver nessa faixa de frequência.

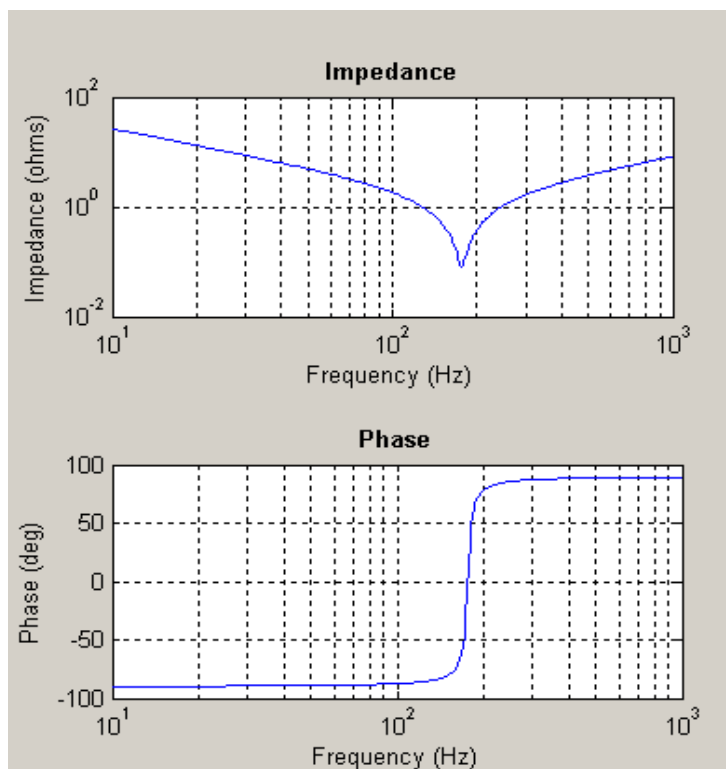


Figura 61 - Resposta $Z(f)$ do filtro sintonizado na 3^a harmônica.

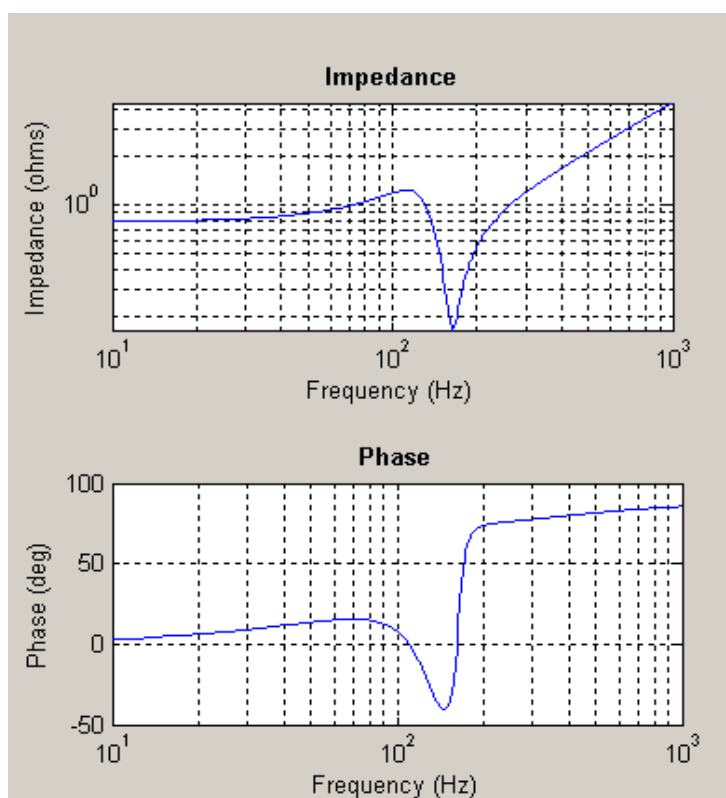


Figura 62 - Resposta $Z(f)$ vista do secundário do trafo, com filtro 3h conectado.

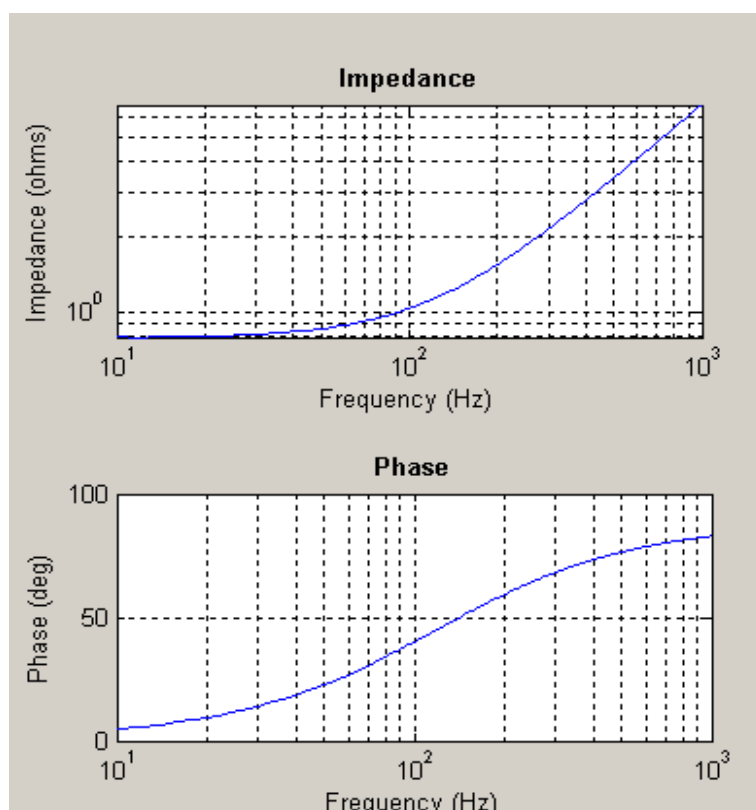


Figura 63 - Resposta $Z(f)$ vista do secundário do trafo, sem filtro de 3a. harmônica.

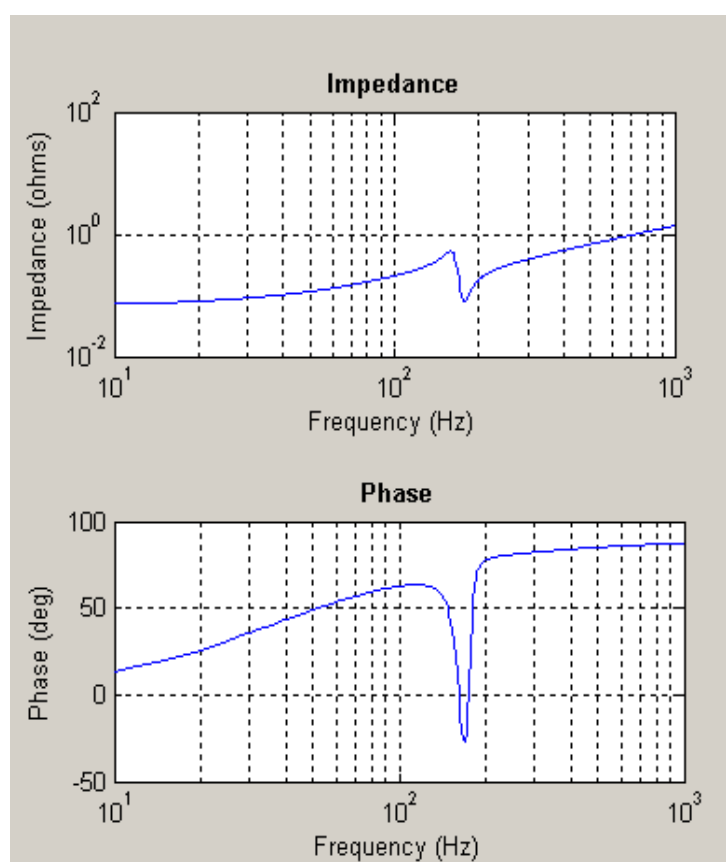


Figura 64 - Resposta $Z(f)$ vista pela carga do nó 12, com filtro conectado.

Notar que há uma atenuação pronunciada em torno de 180Hz como previsto, porém todas as frequências acima da 3ª harmônica também são atenuadas.

4.4 - Resultados obtidos sem e com filtro 3h, Y aterrado

As figuras seguintes ilustram algumas das curvas obtidas por simulação da rede sem e com o filtro ligado. O filtro é ligado em $t=76\text{ms}$. Para ilustrar é mostrada a evolução de várias curvas como as potências no primário (PQAT), potências no secundário (PQBT), DHTV, DHTI no transformador e corrente no reator série da carga 04. Também estão representados os espectros das tensões e correntes secundárias, com filtro. As medidas sem filtro foram tomadas depois que acaba o transitório de inicialização ($t \approx 75\text{ms}$) e as medidas com filtro depois que o transitório de conexão do filtro termina ($t \approx 150\text{ms}$).

Após entrada do filtro, as potências no trafo convergem para $PAT= 58,41\text{kW}$, $QAT=17,32\text{kVAr}$, $PBT=57,34\text{kW}$, $QBT=13,52\text{kVAr}$ e $FP=0,96$ na AT.

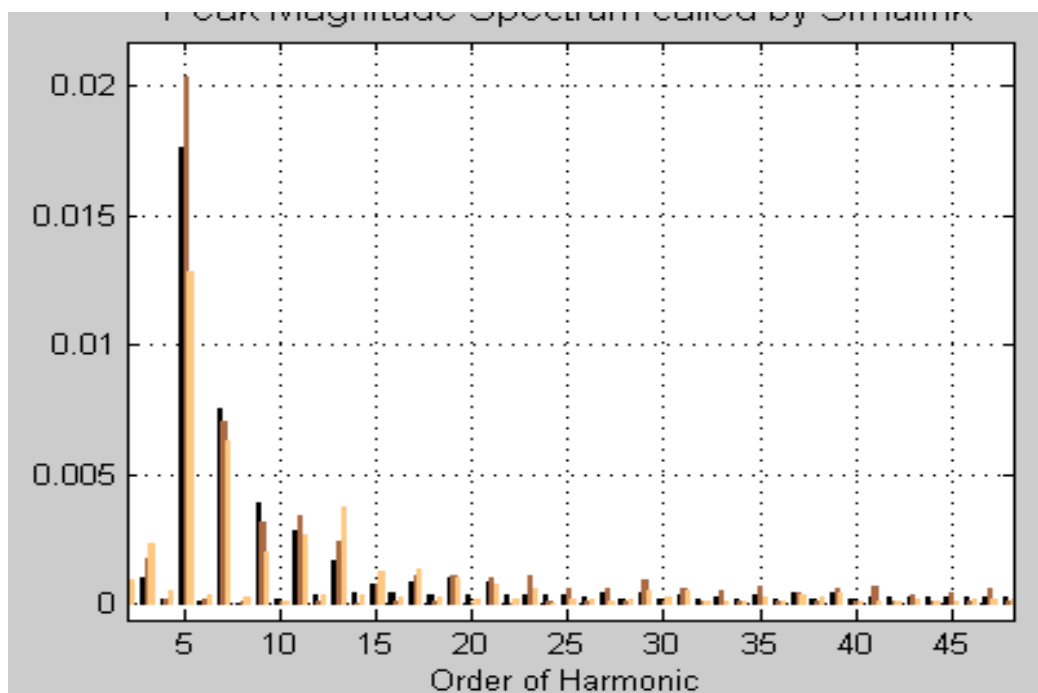


Figura 65 - Espectro tensões secundárias com reator série e filtro 3h. DHTV_{max}=2,2%.

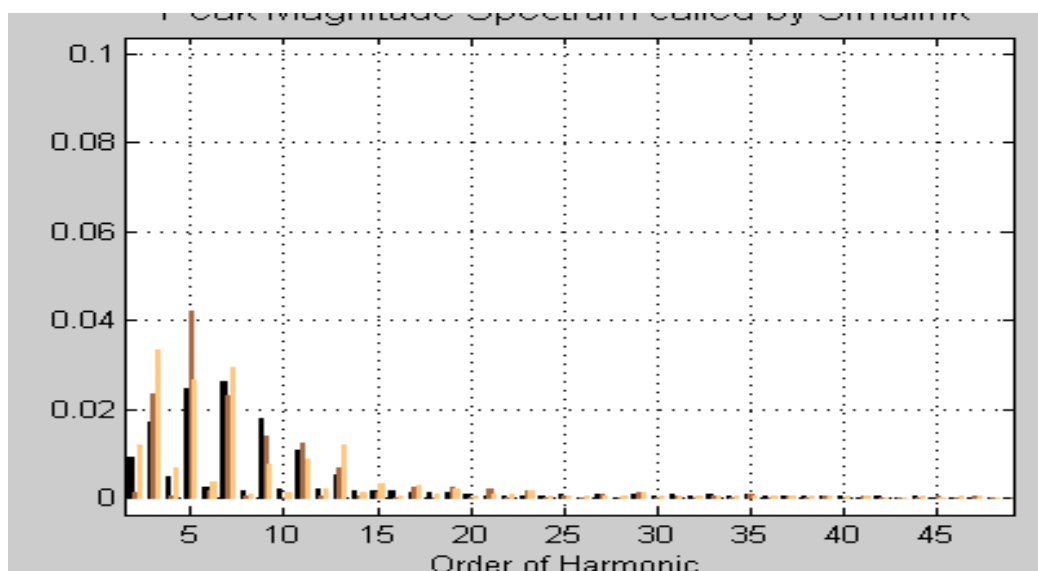


Figura 66 - Espectro das correntes secundárias com reator e filtro de 3h. DHTImax=6%.

Análise dos resultados com filtro 3h, em Y aterrado. Dos testes realizados pode-se tirar uma série de conclusões, como por exemplo:

- Com a conexão do filtro o FP no secundário aumentou de 0,90 para 0,97;
- As perdas no trafo foram reduzidas de 7%, (de 1,15kW para 1,07kW ou 143W) e na rede foram reduzidas da ordem de 9%, conforme verificado no ramo 4-6;
- Variação da potência no secundário do trafo:
- Psec aumentou da ordem de 1,6% (de 56,43kW para 57,34kW ou 910W);
- Qsec diminuiu 9,9kVAr (23,4kVAr para 13,52kVAr);
- DHTV caiu de 2,8% para 2,2% e o DHTI diminuiu de 15% para 6%;
- A 3ª harmônica caiu de 11% para 3%, as demais harmônicas não mudaram;
- Com o filtro na barra 04, a tensão local aumentou de 120V para 123V. Sob carga leve essa tensão não passou de 130V.

A corrente através do filtro apresentou o seguinte espectro:

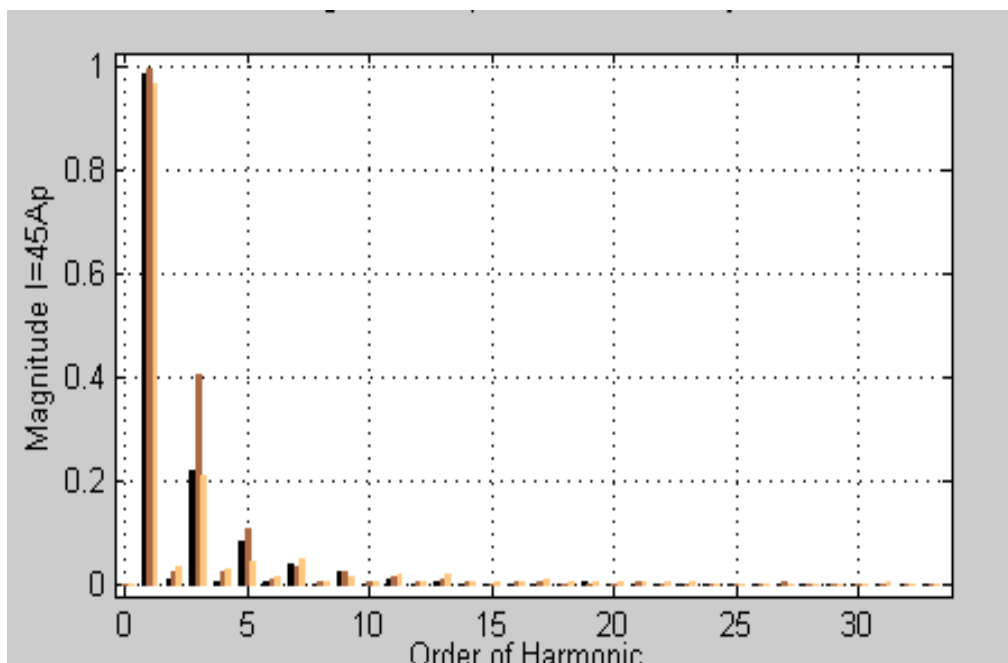


Figura 67 - Espectro da corrente no filtro de 3ª harmônica.

Os valores das correntes através do filtro do espectro acima estão normalizados pela amplitude da fundamental que é de 45A de pico (31,8A eficazes). Notar que circulam pelo filtro a corrente fundamental (compensação reativa do FP) a terceira harmônica (sintonia do filtro) e parte da 5ª e 7ª harmônicas, como previsto pela resposta $Z(f)$ vista pela carga 04.

A presença do reator série aumenta a eficácia do filtro de 3ª harmônica junto à carga 04, onde essa corrente é gerada, e permite corrigir o nível de tensão local pela conexão do filtro. O aumento da tensão verificado na barra 04 foi de 120V sem o filtro, para 123V com o filtro. Sob carga leve essa tensão ficou abaixo de 130V.

Do ponto de vista harmônico, pode-se dizer que a presença do filtro de 3ª harmônica teve efeito modesto sobre a distorção das tensões (redução de 0.6%). No entanto, verificou-se uma redução significativa da corrente de 3ª harmônica através do transformador (caiu de 11% para 3%), que assim deixa de ser caminho para essas correntes de sequência zero. O DHTI caiu de 15% para 6%.

A instalação do filtro reduziu as perdas totais em média 8%, mesmo com aumento do consumo total de 1,6% em função do aumento da tensão nas cargas.

O carregamento total do transformador foi reduzido da ordem de 4,5% (de 63,74kVA para 60,92kVA) devido à correção do FP, que subiu de 0,90 para 0,97.

4.5 - Testes com filtro ajustado para 2,7h, conexão Y aterrado e Q=20

Uma forma de evitar que ocorram correntes harmônicas excessivas no filtro é dimensioná-lo de forma que a ressonância ocorra um pouco abaixo da harmônica que se deseja reduzir. No caso, a proposta é sintonizá-lo em 2,7 vezes a fundamental (162Hz). Além disso, escolheu-se um capacitor padrão de 411 μ F com o filtro em conexão Y aterrado. Nessas condições, resultam os valores para o filtro dados na Tabela 9:

Tabela 9. Característica do filtro sintonizado para ordem 2,7

Filtro	R [$m\Omega$]	L [mH]	C [μ F]	Vnom[V]	Inom[A]
04	120	2,350	411	180	25

Verificou-se que as formas de onda tensão na carga 4, tensões sobre os capacitores do filtro e as correntes no filtro são bastante distorcidas.

O espectro das tensões sobre os capacitores do filtro apresentou as harmônicas de ordem 3 (13%) e 5 (2%).

Verifica-se discreto aumento da distorção de corrente secundária (6% para 8%) e redução da distorção de tensão no secundário (2,2% para 2,1%), mas principalmente a redução da corrente eficaz absorvida pelo filtro (32A para 22A), uma vez que os capacitores foram reduzidos de 600 μ F para 411 μ F (valor padrão). Com isso a compensação do reativo fundamental se reduziu e o FP caiu de 0,97 para 0,96.

O espectro das tensões sobre os capacitores do filtro apresenta um aumento da harmônica de ordem 2 (5%).

Apesar da tensão no lado do consumidor 04 estar boa (123V), a distorção dessa tensão (7%) está acima do limite permitido (5%). Para reduzir essa distorção, pode-se diminuir o reator série. O novo reator tem os valores, mostrados na Tabela 10.

Tabela 10. Característica do reator série reduzido

Reator série	Rrea [$m\Omega$]	Lreat [μ H]	Inom[A]
04	6,67	66,67	100

As distorções das tensões na barra 04 e sobre os capacitores foi reduzida significativamente. O DHTV da tensão do consumidor 04 ficou próximo do limite (5%). Para o trafo, a distorção aumentou um pouco (DHTI subiu de 8% para próximo de 10%, e o DHTV aumentou de 2,2% para 2,4%).

No espectro da tensão sobre os capacitores do filtro praticamente aparece apenas a harmônica de ordem 3 (12%). As harmônicas de ordem 2 e 5 foram reduzidas para menos de 2,5% e 1,5% respectivamente.

As figuras 68 e 69 mostram respectivamente as impedâncias $Z(f)$ vistas pelo primário e pela barra 04. A única ressonância observada ocorre na frequência ajustada (2,7h). A anti ressonância em torno de 120Hz, é pouco acentuada, e não deve causar sobre-tensões devido às correntes de “inrush” do transformador em níveis superiores aos que seriam observadas sem filtro.

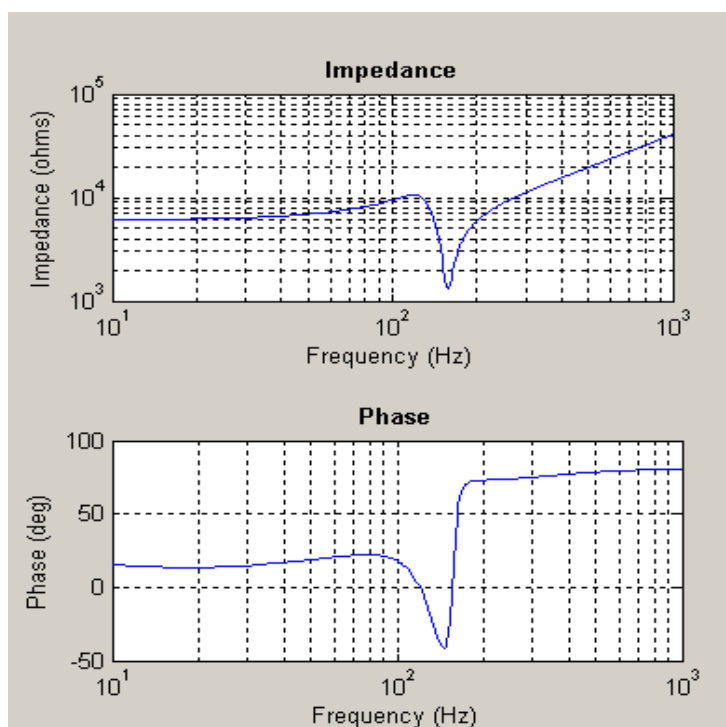


Figura 68 - Impedância $Z(f)$ vista pelo primário, com filtro 2,7h e reator série reduzido.

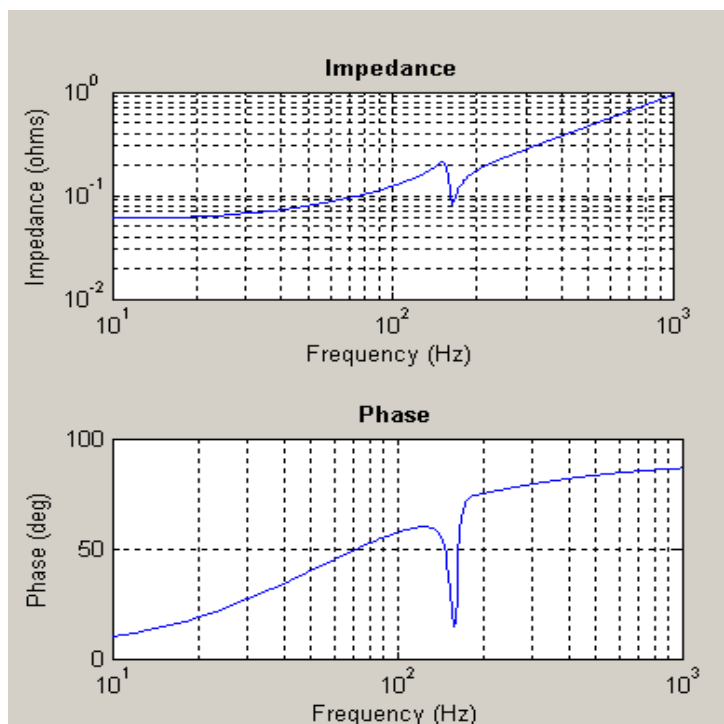


Figura 69 - Impedância $Z(f)$ vista pela barra 04 com filtro ajustado em 2,7h e reator série reduzido.

4.6 - Análises dos resultados com filtros 3h e 2,7h na conexão Y aterrada

Com base nas verificações relatadas, os testes com filtros sintonizados e dessintonizados, na conexão Y aterrada, aplicada na rede secundária mostraram que:

- Para cargas não lineares, tipo fontes de tensão, como é o caso das cargas eletrônicas domésticas e comerciais, é vantajoso utilizar filtro não sintonizado, para evitar correntes ressonantes excessivas, impostas pela tensão distorcida.
- No teste, com 65 % de carga comercial predominante no ponto (nó 04), a predominância foi da 3a harmônica de corrente (11%). Foi instalado filtro ajustado para ordem 2,7 (162Hz) e se verificou uma redução do DHTI no secundário do transformador de 15% para 8%.
- Nessa configuração foi utilizado um reator série que garantia uma tensão mínima na faixa aceitável (95%), ou seja, 121V na barra do consumidor. No entanto, verificou-se que a distorção dessa tensão ficou acima do limite aceitável (7%). Utilizando como critério para dimensionamento do reator série a máxima distorção da tensão junto ao consumidor, o reator série foi reduzido para um terço do valor anterior, de modo a resultar (DHTV=5%) na barra 04 e, nessas condições, a tensão mínima ficou em 123V.

- Como benefício adicional da redução do reator série, as formas de onda da tensão sobre os capacitores do filtro também ficaram menos distorcidas, submetidos praticamente apenas à harmônica de ordem 3.
- O preço da redução do reator série é um pequeno aumento da distorção das tensões secundárias (2,2% para 2,4%) e das correntes secundárias (8% para 10%) junto ao transformador. No entanto, esses valores podem ser considerados perfeitamente aceitáveis.

Estudos adicionais considerando outras configurações de filtros. No que segue serão apresentados resultados com outras configurações de filtros, a saber:

Filtro de 2,7h, capacitores em delta, reator só no filtro;

Filtro de 3h, capacitores em Y aterrado e com o reator série de 66μH;

4.7 - Testes com filtro em delta ajustado p/ 2,7h e Q=120, sem reator série

O filtro sintonizado em 162Hz (2,7h) foi implementado no simulador com indutores de 2,35mH e capacitores de 137μF (conectados em delta).

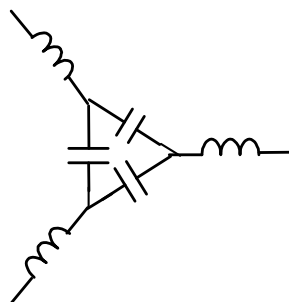


Figura 70 - Conexão do filtro sintonizado em 162Hz.

Conforme sugerido, foi testado inicialmente um fator de qualidade elevado para o filtro (Q=120), o que resulta em R=35m ohms considerando para um circuito RLC, o fator de qualidade dado por:

$$Q = \frac{1}{R} \sqrt{\frac{L}{C}}$$

De acordo com a resposta em frequência do filtro, em 180Hz a impedância é de 1 ohm enquanto que em 60Hz é 11 ohms. A resposta em frequência vista pelo lado de alta tensão do transformador é mostrada na Figura 72. Observe-se que há um deslocamento para baixo na frequência de ressonância, devido à inclusão da reatância série do transformador, da rede e das cargas lineares. Visto pela AT o valor mínimo da impedância até o ponto de conexão do filtro aumenta para mais de 100 ohms como mostra a figura 73. Para a quinta harmônica, tipicamente presente na tensão do lado AT, a impedância é relativamente elevada, o que garante sua não amplificação. O mesmo se dá com componentes de ordem mais elevada.

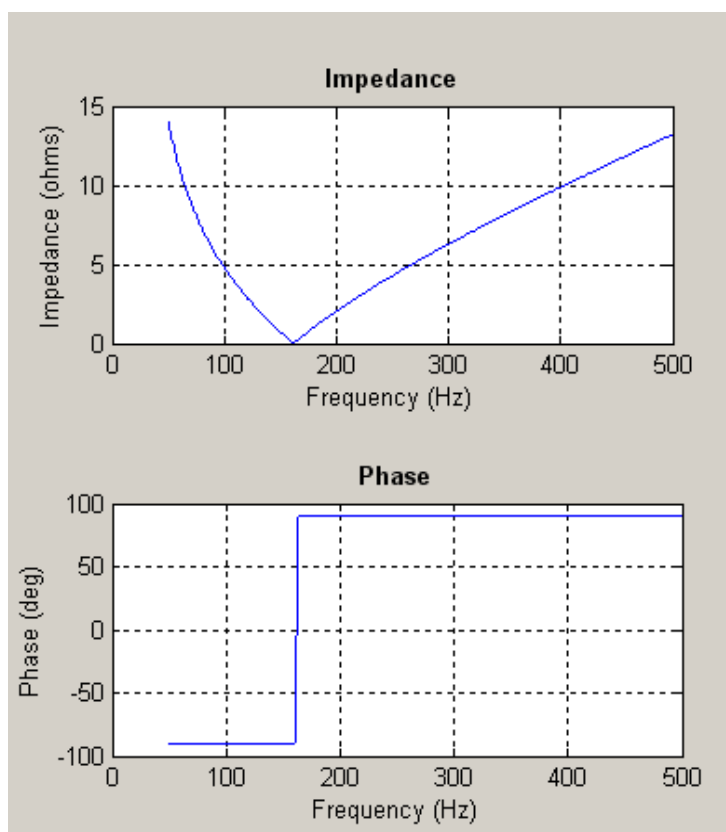


Figura 71 - Resposta do filtro 2.7h, $Q=120$, $L=2,35\text{mH}$, $C=137\mu\text{F}$, $R=35\text{m ohms}$.

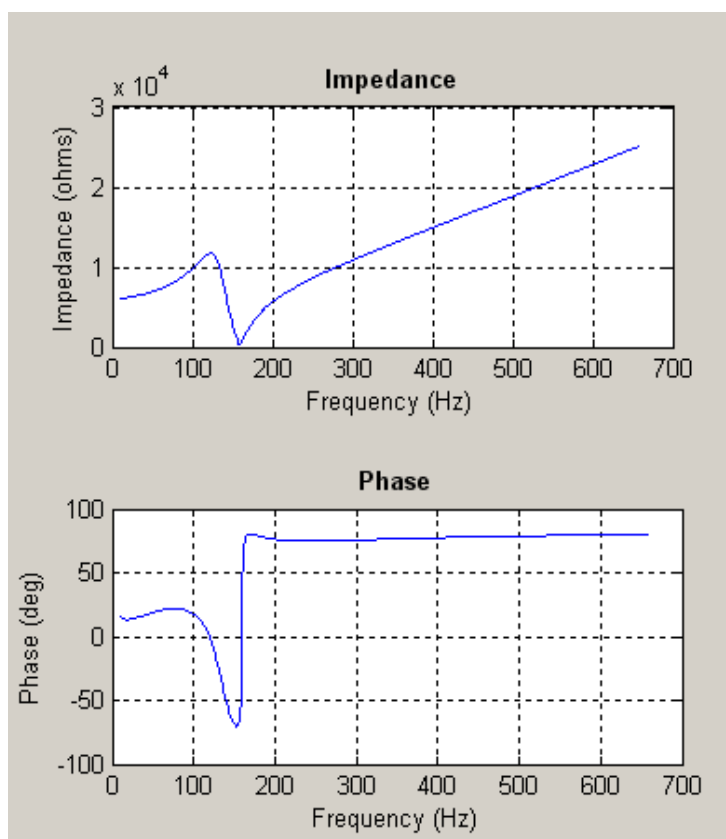


Figura 72 - Impedância vista do lado AT com filtro 2.7h junto à carga do nó 4.

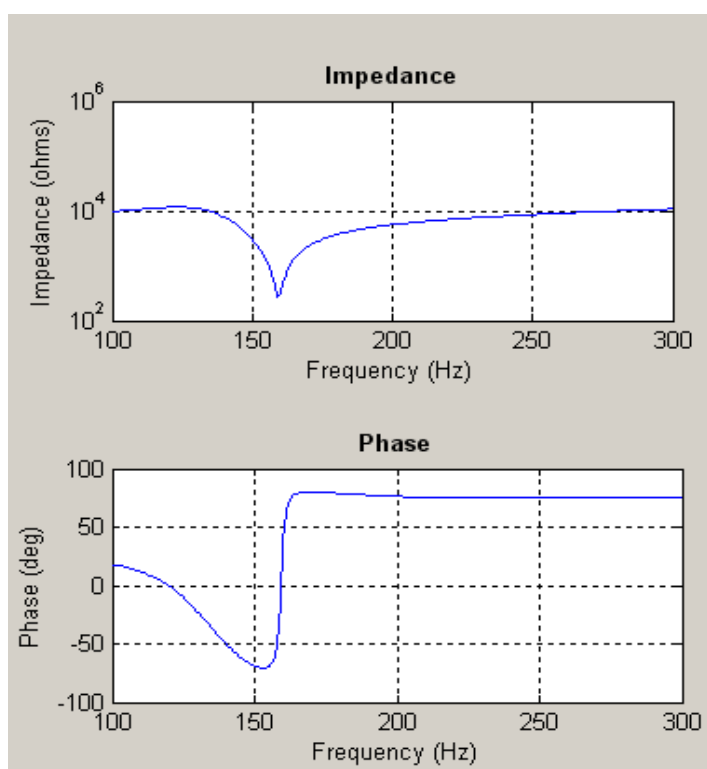


Figura 73 - Detalhe da resposta vista pela AT

Com o filtro 2,7h, capacitores em delta, resulta $DHTV_{Max} = 2,8\%$ e $DHTI_{Max} = 15\%$ no transformador, ou seja, esses valores praticamente não se alteram em relação ao caso base. Há uma pequena redução da terceira harmônica de 12% para 10%. Com o filtro, devido à capacitância que eleva a tensão no nó 4 e compensa parcialmente a potência reativa, obtém-se um aumento em P (de 56,7 para 57,2kW) e uma redução em Q (de 22,8 para 14,7kVAr), produzindo $S=59,2$ kVA e $FP=0,97$. A redução na potência reativa no trafo é de 8kVAr.

O capacitor fica submetido a uma tensão de pico de aproximadamente 350V, o que resulta em uma tensão eficaz de 250V. Com uma capacitância de 137uF, a potência reativa de cada capacitor é de 3,1kVAr.

A corrente eficaz nos indutores do filtro é de 22A, o que significa 12,7A nos capacitores. Considerando os valores da tabela PhiCap-S, parece indicado usar capacitores para 380V, com 3 elementos em paralelo de 45,9uF, permitindo uma corrente eficaz de até 19,8A.

Vale ressaltar a oscilação de baixa frequência observada no DHTI, no transitório inicial da simulação, e que não foi verificada na simulação do caso base. Pode-se concluir, pois, que o efeito é decorrente da inclusão do filtro. Tal oscilação se dá em aproximadamente 20 Hz e é muito pronunciada na fase com maior DHT, amortecendo em cerca de 20 ciclos da rede. Este fato não é captado pela resposta em frequência do sistema, de modo que pode ser atribuído às não linearidades das cargas.

Por exemplo, os retificadores monofásicos (ou bifásicos) implementados apresentam uma constante de tempo entre a capacitância do lado CC e a carga em torno de 32ms (1mF para cada 1kW alimentado em 127V). Caso, devido a algum transitório, a combinação harmônica produza uma sobre elevação da tensão, o capacitor do lado CC se carrega com o valor de pico e permanecerá alguns semi-ciclos sem se recarregar, provocando uma variação de baixa frequência na corrente da rede.

Uma análise da corrente do nó 4 conforme mostrado na figura 74 mostra que duas das fases apresentam forte variação na corrente. Tais fases são as que alimentam o retificador “bifásico”. Observe a oscilação que ocorre no pico da corrente. Tais picos indicam os momentos de recarga dos capacitores do lado CC. Estes resultados confirmam as hipóteses de que a oscilação no DHT se deve ao comportamento não linear da carga.

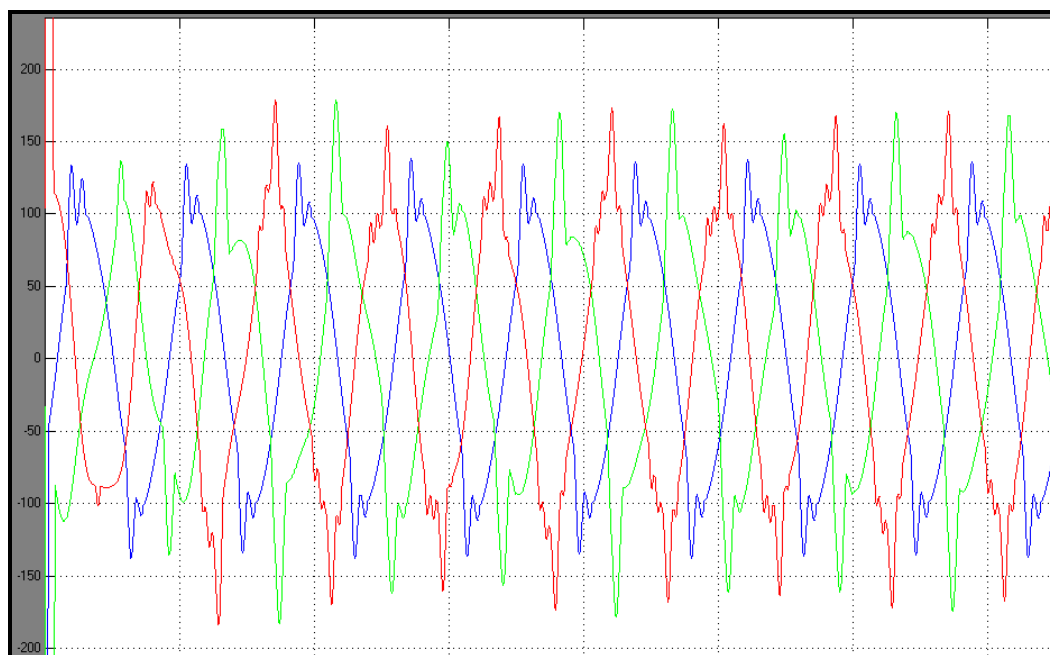


Figura 74 - Detalhe da corrente no conjunto de cargas do nó 4.

Conforme foi visto, as cargas não-lineares apresentam forte desequilíbrio, embora o mesmo não aconteça com as cargas lineares. Para este filtro, não há melhora significativa no desequilíbrio devido à parte não linear da carga, como se pode concluir da manutenção da DHTI no trafo.

As cargas modeladas na barra 4 (local de instalação do filtro) têm um comportamento de fonte de tensão, pois são constituídas por retificadores com filtro capacitivo. Ou seja, a inclusão de uma impedância em derivação apenas pode aumentar a corrente que circula entre o filtro e a carga, não afetando o restante do circuito, como se verifica pelos resultados. Dado que a sintonia é feita na 2,7h e, como a carga não produz tal componente, pode-se concluir que o filtro, para este tipo de carga, serve apenas para compensar a potência reativa na fundamental e que a indutância em série ajuda na limitação de circulação de correntes de alta frequência pelos capacitores.

4.8 - Testes com filtro em delta ajustado p/ 2,7h e $Q=21$, sem reator série

A diferença destes resultados em relação aos anteriores é que, com menor fator de qualidade, o amortecimento da oscilação de 20 Hz é muito mais rápido, sem prejuízo dos demais resultados, os quais se mantêm inalterados. Com um $Q=21$, a resistência do indutor do filtro é de 120m ohms, que representa uma perda de 58 W por fase, para uma corrente eficaz de 22A.

Ou seja, se utilizar Q elevado, o filtro fica instável e pouco amortecido e se utilizar Q baixo, fica estável, porém com perdas adicionais. Nessas condições é mais prudente optar por valores de Q não muito elevados, para evitar problemas de oscilações pouco amortecidas.

4.9 - Filtro em Y aterrado, sintonizado em 3h, Q=21 e reator série reduzido

Conforme já explicitado, a eficácia de um filtro em derivação, quando se tem uma carga não linear tipo fonte de tensão, depende de uma relação entre as impedâncias da carga (Z_o), da rede (Z_i) e do filtro (Z_f).

$$\frac{I_i}{V_o} = \frac{Z_f}{Z_o Z_i + Z_o Z_f + Z_i Z_f}$$

Esta equação mostra quanto uma componente harmônica de tensão, imposta pela carga, produz de corrente na rede. A compensação depende tanto da impedância da carga quanto da fonte CA. Se Z_o (impedância da carga) for nula (a carga se comporta como uma fonte de tensão ideal), o filtro em paralelo é inútil. O mesmo ocorre se a impedância da rede for nula.

Dado que não se pode atuar sobre a carga, uma melhoria na filtragem é obtida aumentando a impedância para o trafo, Z_i . Por esta razão é que foi inserido o reator série de 200 μ H entre o PAC e as cargas do nó 4. No entanto, com esse reator se verificou posteriormente que resultava um nível de distorção de tensão muito elevado para o consumidor do nó 04, onde estão conectadas as principais cargas não lineares. Para isso o reator série foi reduzido para 66,7 μ H (um terço do valor inicial), de modo que a DHTV no nó 4 estivesse dentro do limite de 5%.

Considerando o reator série reduzido, o desempenho do filtro sintonizado na 3ª harmônica, em conexão Y aterrado, com $C=411\mu$ F, $L=1,9$ mH e fator de qualidade $Q=21,5$ ($R=100$ m ohms) apresentou os resultados a seguir relatados.

A possibilidade de circulação da terceira harmônica pelo filtro (pois o mesmo é aterrado) permite diminuir sua passagem pelo transformador, o que reduz ligeiramente as distorções para DHTVmax de 2,8% para 2,2% e a DHTImax de 16% para 12%.

Neste caso não são observadas as oscilações de baixa frequência que surgiram com o filtro de 2,7h, com $Q=120$.

No entanto, a componente de 3ª harmônica na corrente do filtro é elevadíssima, chegando a 80% em uma das fases. Isto decorre do fato da carga tipo fonte de tensão encontrar um caminho de impedância muito baixa em uma frequência na qual existe tensão harmônica. Ou seja, a presença do filtro tem pouco efeito sobre o que acontece no transformador (exceto pela compensação da potência reativa) e é muito exigido por conta de uma corrente harmônica criada pela presença do filtro sintonizado junto à carga.

Uma questão importante e não modelada por falta de dados, é a real impedância existente entre o PAC e as cargas distribuídas no nó 4. Ou seja, tratando-se de um edifício, entre o PAC e cada carga existe uma impedância que aumenta a impedância de saída das cargas não-lineares, o que viria a permitir uma maior eficácia da filtragem. Informações deste tipo permitiriam melhorar a modelagem e obter resultados mais precisos. Pode-se dizer que o estudo apresentado é o de pior caso.

Pode-se concluir desse estudo que a inclusão de um filtro sintonizado junto à carga não produz efeitos significativos junto ao transformador e, o que é danoso, faz circular uma altíssima componente harmônica advinda da imposição da tensão pela carga não linear.

Em face dos resultados obtidos, as indicações são, de construir filtro dessintonizado (162Hz), na conexão Yaterrada, com reator de acoplamento com a rede.

E também construir filtro dessintonizado (162Hz), na conexão delta dos capacitores SEM reator de acoplamento com a rede, para efeito de comparação de resultados e validação dos modelos.

Outros arranjos podem ser feitos com a finalidade de verificar os resultados (problemáticos) obtidos nas simulações, mas não se constituem em opções recomendadas para o tipo de rede e carga estudado.

4.10 - Medições realizadas com filtros em derivação

Uma vez construídos os filtros, nas configurações Delta e Y, sintonizados em 162Hz (2,7h), e Q entre 20 e 50, eles foram instalados na rede ATI02467 próximo ao nó 4 onde se concentram as cargas não-lineares.

Chama-se a atenção para o fato de que não foi instalado nenhum tipo de reator série. Portanto, nessas condições, e em função das análises feitas anteriormente, os resultados esperados são de pouca eficácia para os filtros em derivação.

As medições se iniciaram no dia 18/11/2004, sem filtros. No dia 26/11 foi instalado o filtro em delta, e no dia 06/12 foi instalado a versão equivalente, na conexão Y aterrada. As figuras seguintes mostram os resultados das medições junto ao secundário do trafo, referentes a todo o período monitorado (18/11 a 15/12).

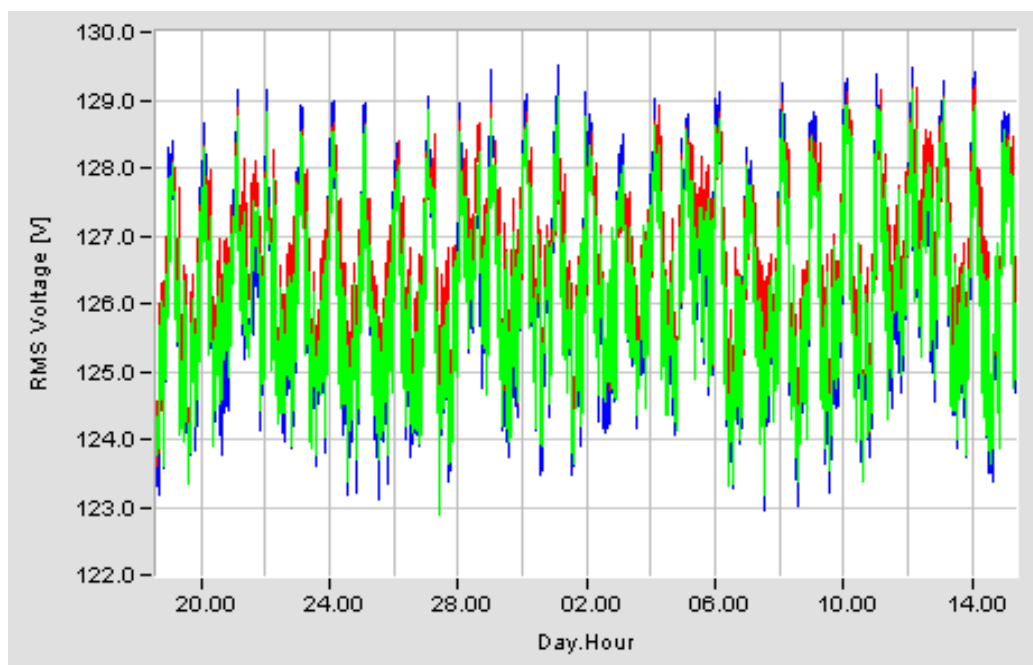


Figura 75 - V_{rms} observado no secundário entre 18/11 e 15/12.

Pouca mudança pode ser notada no perfil de tensões secundárias devido à presença dos filtros.

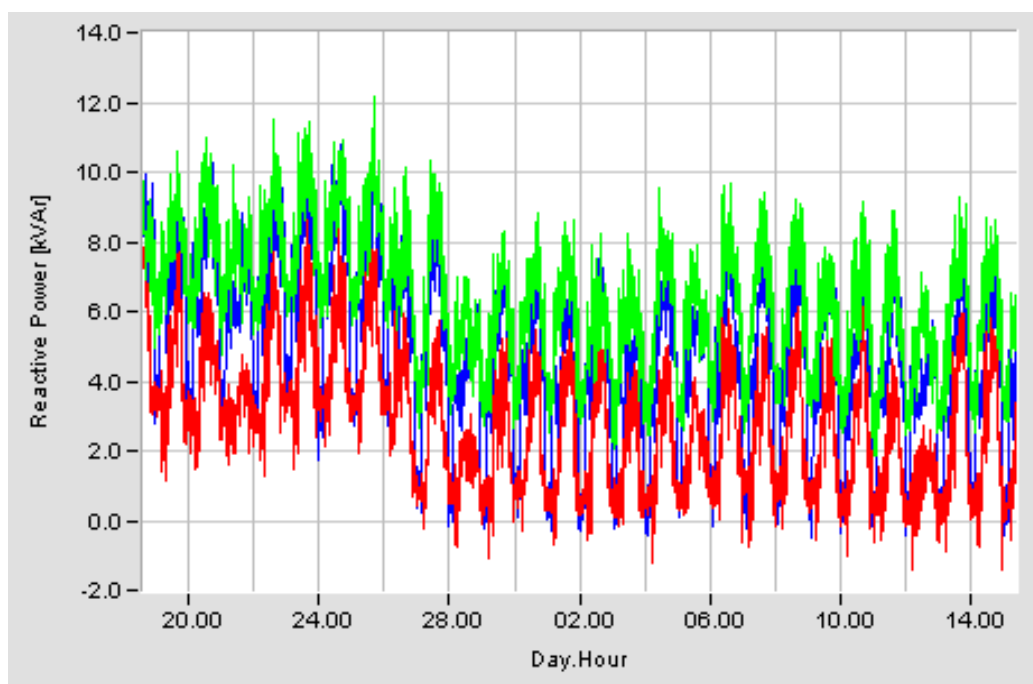


Figura 76 - Potência reativa suprida pelo transformador.

A partir do dia 27/11 fica nítida a compensação reativa introduzida pelos filtros. O nível médio inicial de 6kVAr por fase caiu para menos de 4kVAr após a instalação dos filtros. Ou seja, houve uma compensação reativa em torno de 2kVAr por fase. Notar que os filtros nas configurações delta e Y, causaram praticamente o mesmo efeito de compensação.

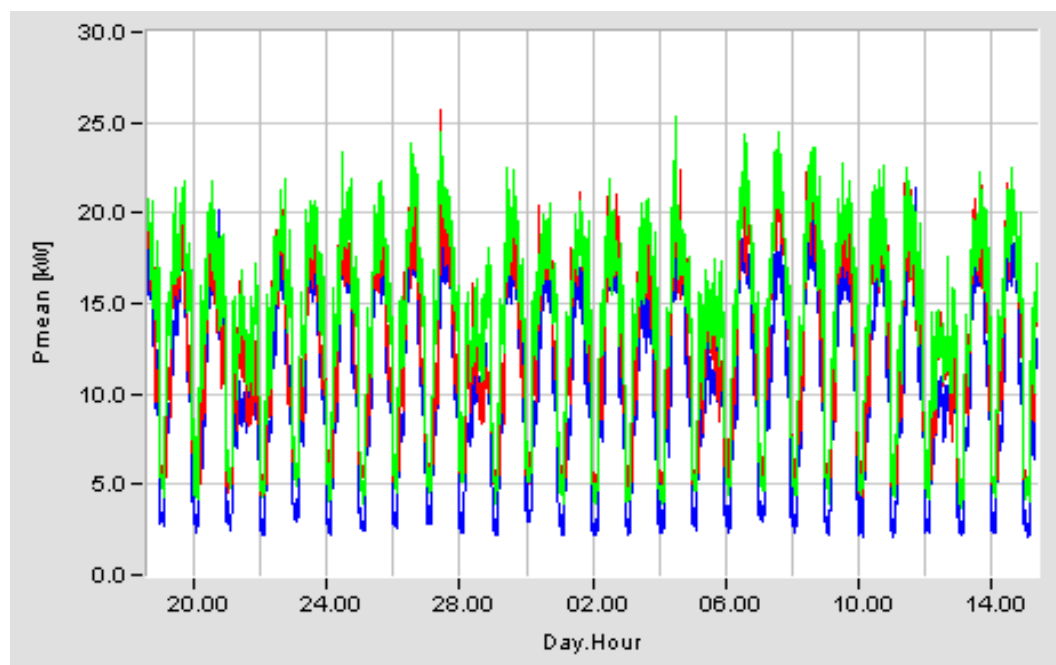


Figura 77 - Potência ativa no período.

Não se percebe qualquer variação representativa devido à entrada dos filtros. O ciclo semanal de consumo se repete, com redução nítida nos picos de consumo dos domingos.

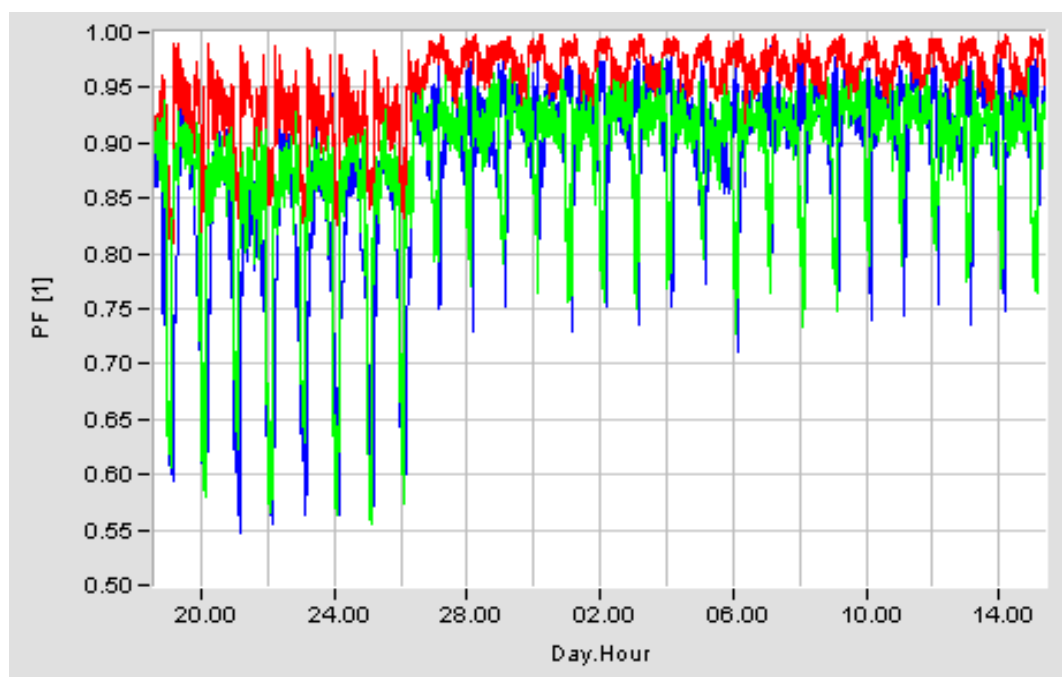


Figura 78 - FP no período.

Observa-se que houve um aumento significativo do FP. O nível médio inicial de 0,9 subiu para 0,95. Também se nota melhoria sob carga leve, onde o FP mínimo subiu de 0,55 para 0,75.

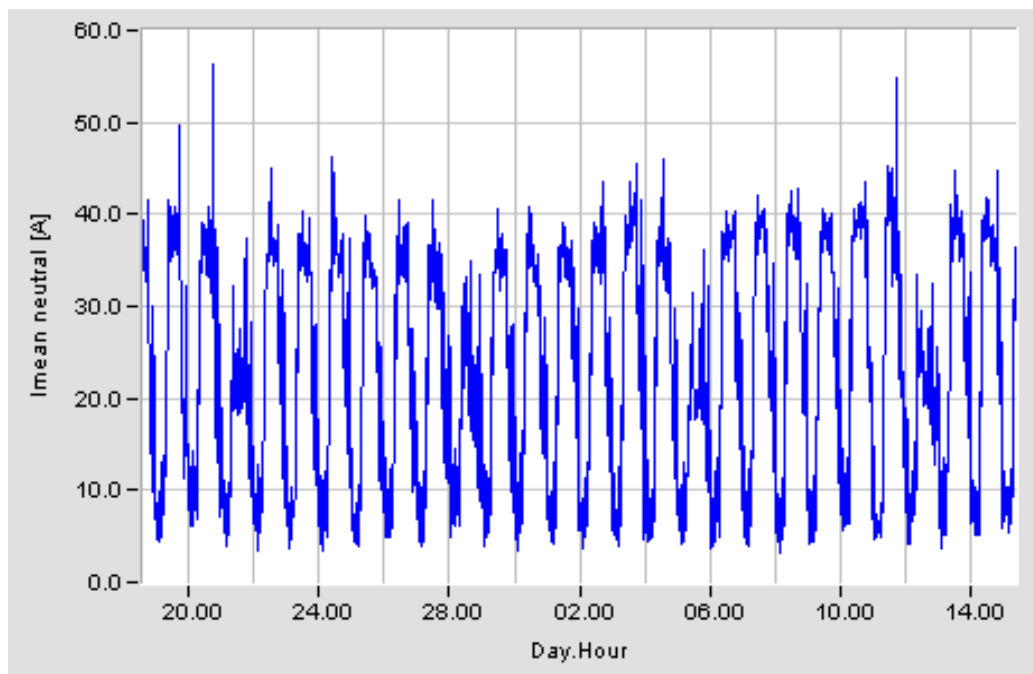


Figura 79 - Corrente de neutro no trafo.

A corrente de neutro (seqüência zero) não se alterou com a instalação dos filtros. Isto sugere que a ligação ao neutro na conexão Y dos filtros não teve o efeito desejado de reduzir a circulação de corrente através do neutro do transformador.

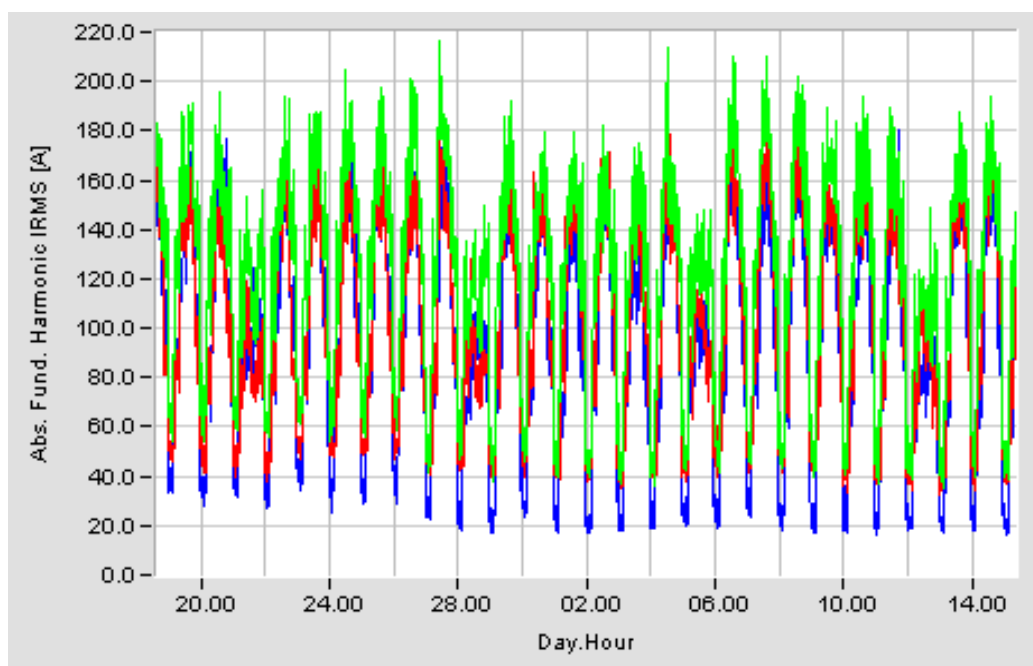


Figura 80 - Corrente fundamental no secundário do transformador.

Sob carga leve (mínimos de corrente) pode-se perceber que a corrente fundamental diminuiu em torno de 15A devido à compensação reativa. Isso corresponde aos 2kVAr de compensação por fase, introduzida pelos filtros.

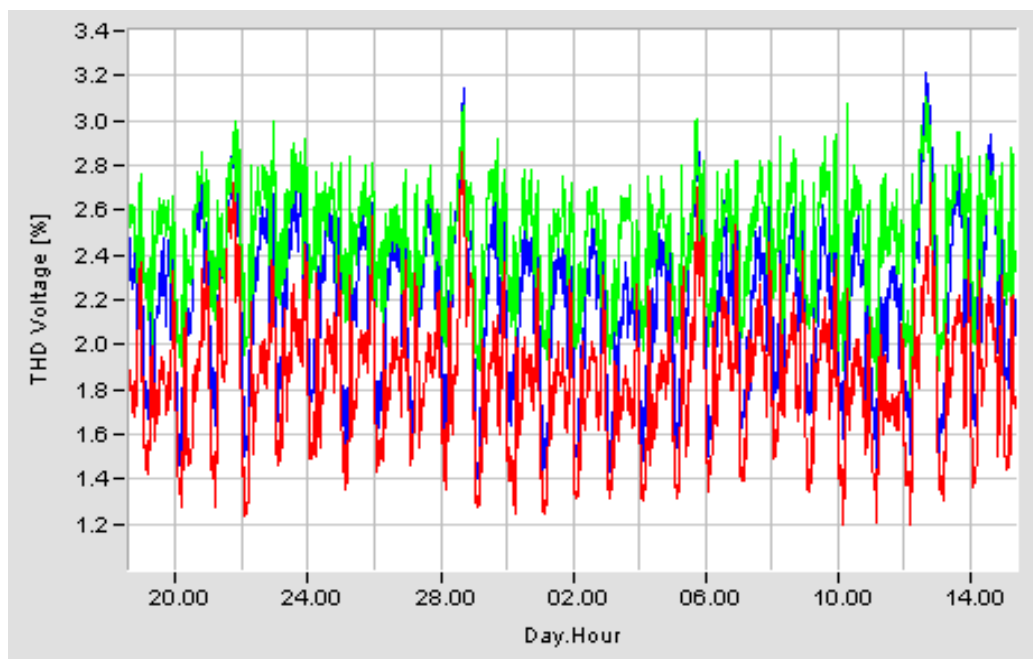


Figura 81 - DHTV% das tensões secundárias.

A distorção das tensões também permaneceu praticamente a mesma sem e com filtros.

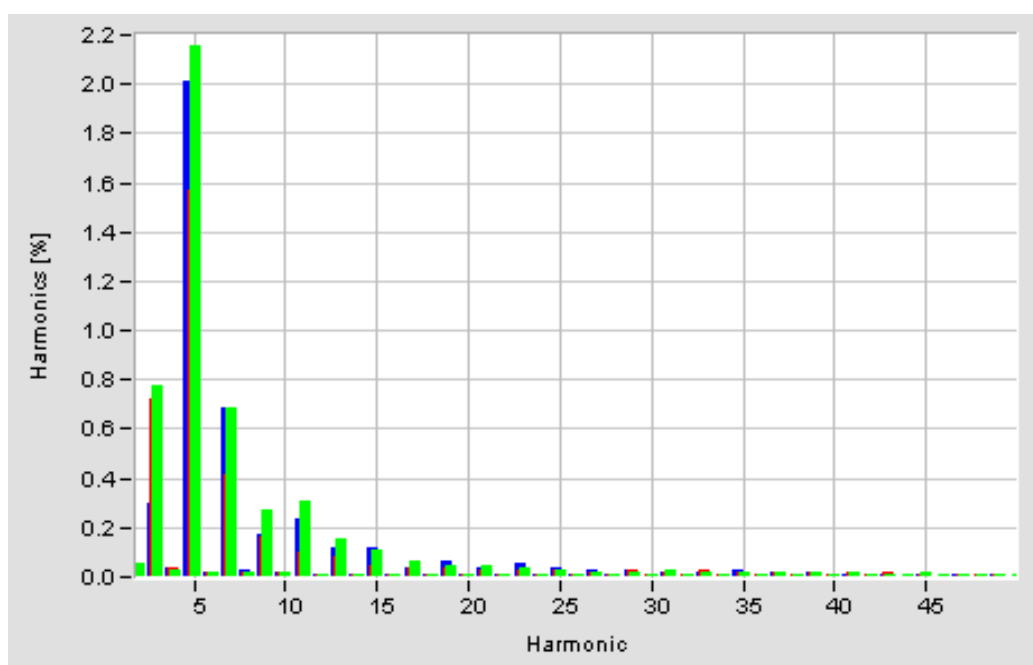


Figura 82 - Espectro das tensões secundárias no período.

Observa-se a predominância da 5ª harmônica (2,2%) nas tensões secundárias. A 3ª e 7ª chegam apenas a 0,7%.

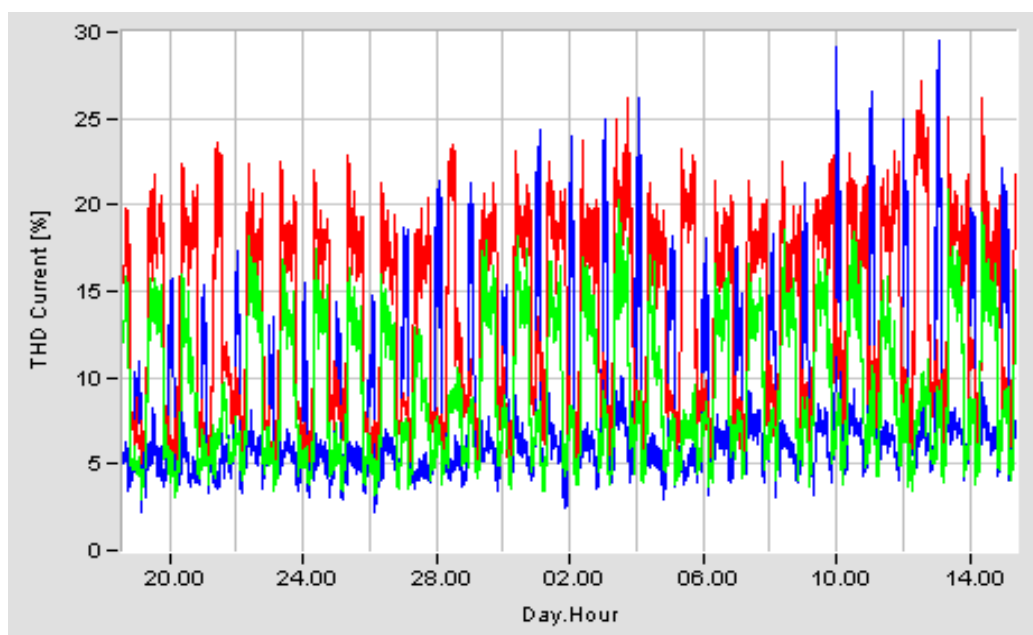


Figura 83 - DHTI% das correntes secundárias.

Em comparação com as medições do ano anterior (dez/03 a jan/04) para agora, houve um discreto aumento dos níveis de distorção (antes entre 4 e 22%, agora entre 4 e 26%).

Após a instalação dos filtros, observa-se que a distorção das correntes secundárias acusou um leve aumento, que pode estar associado a efeitos de ressonância vista pelo primário. De fato, verifica-se que os filtros reduzem as impedâncias acima da frequência de sintonia do filtro (162Hz). Com isso favorecem a circulação de correntes de 5ª e 7ª harmônicas, impostas pelas tensões primárias.

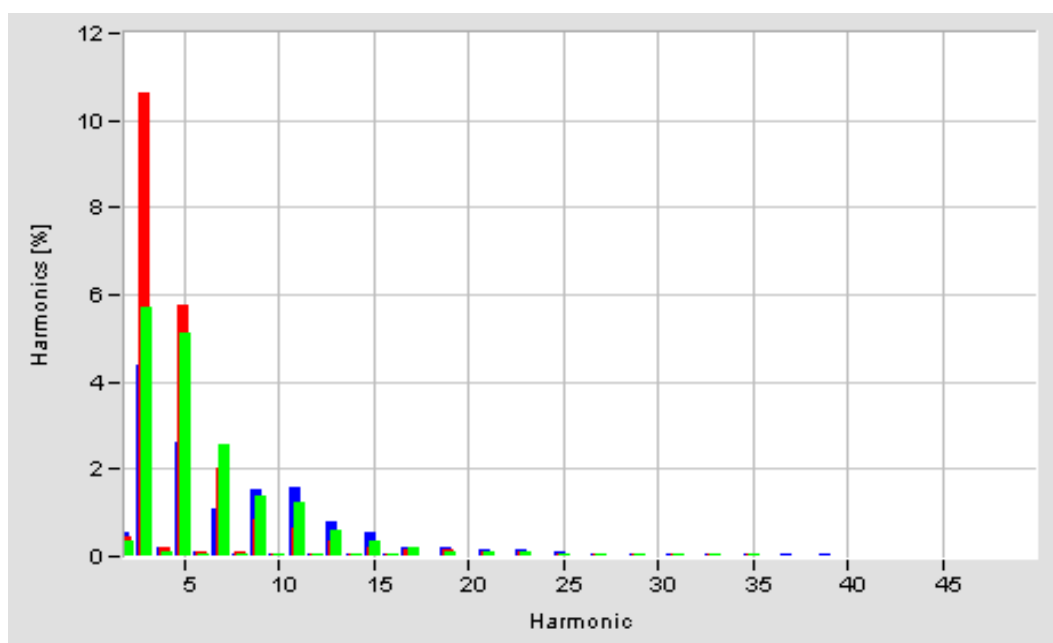


Figura 84 - Espectro das correntes no período inicial, sem filtros.

Notar que predomina a 3ª harmônica com quase 11%, seguido da 5ª com quase 6%.

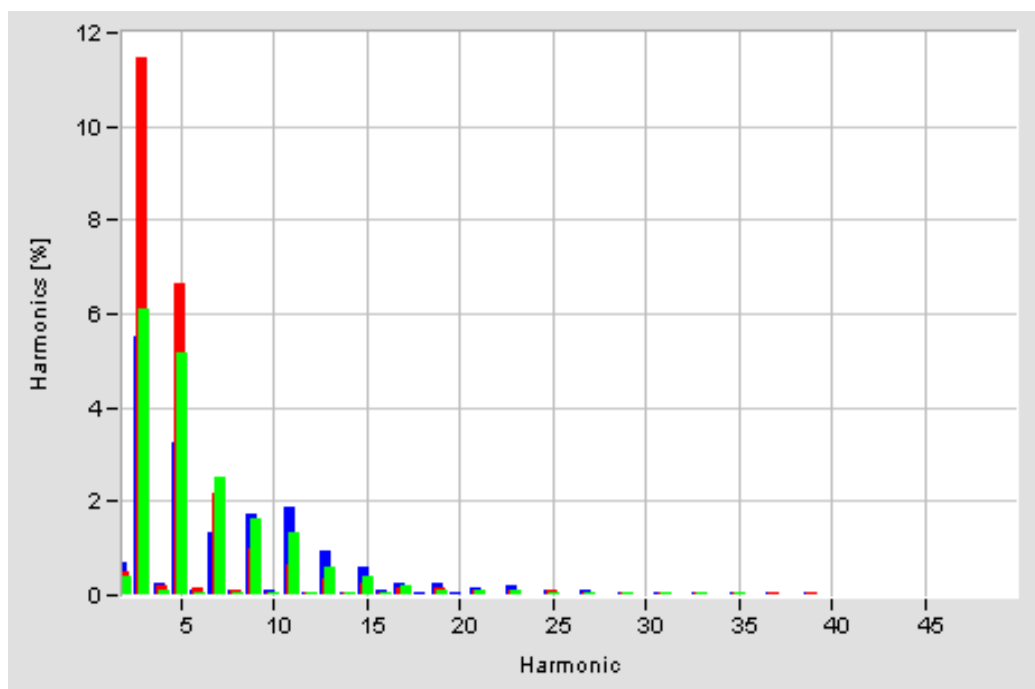


Figura 85 - Espectro das correntes com filtro em delta.

Com filtro em delta a 3ª e 5ª harmônicas aumentam 1%.

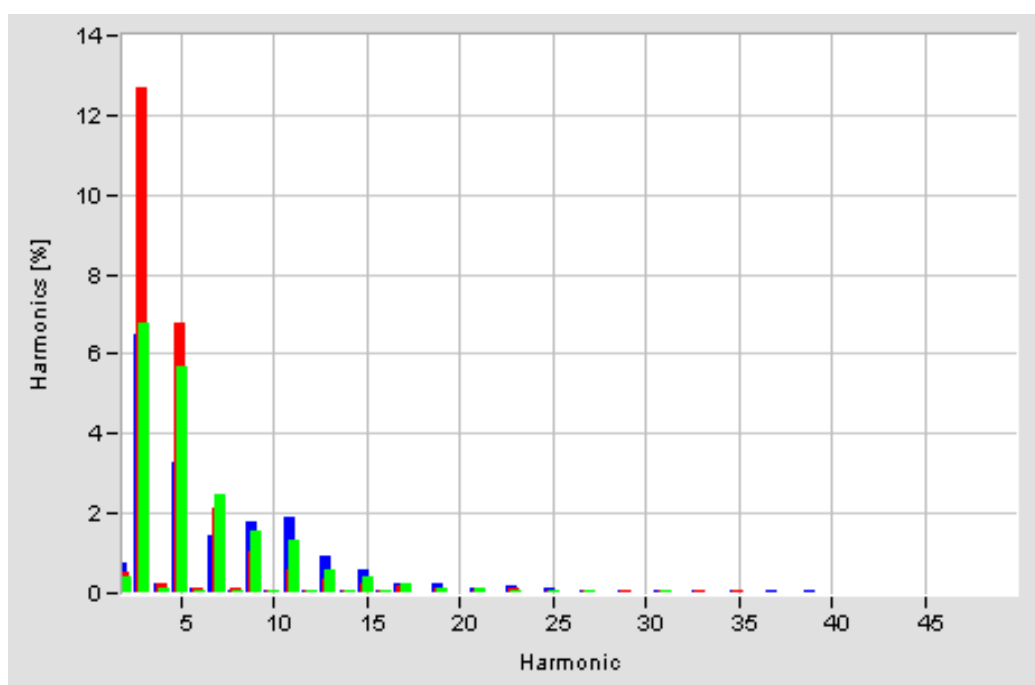


Figura 86 - Espectro das correntes com filtro em Y aterrado.

Na conexão do filtro em Y aterrado a 3ª harmônica aumenta quase 2%.

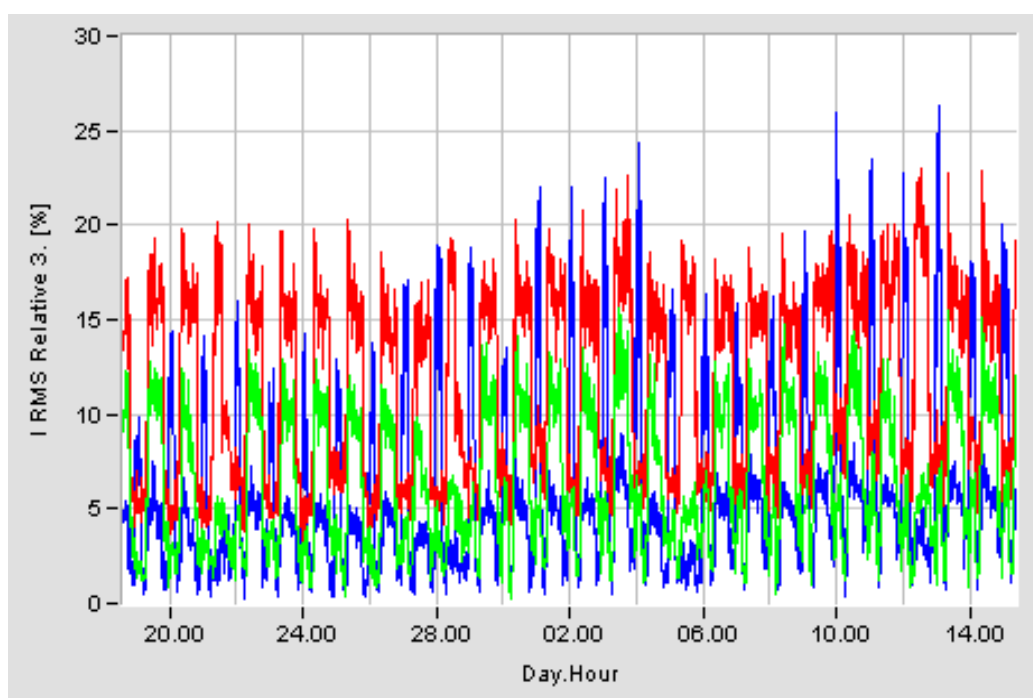


Figura 87 - Correntes de 3ª harmônica no secundário.

Notar que ao invés de diminuir a corrente de 3ª harmônica no transformador, os filtros causam um discreto aumento dessa componente, nas duas configurações (delta e Y).

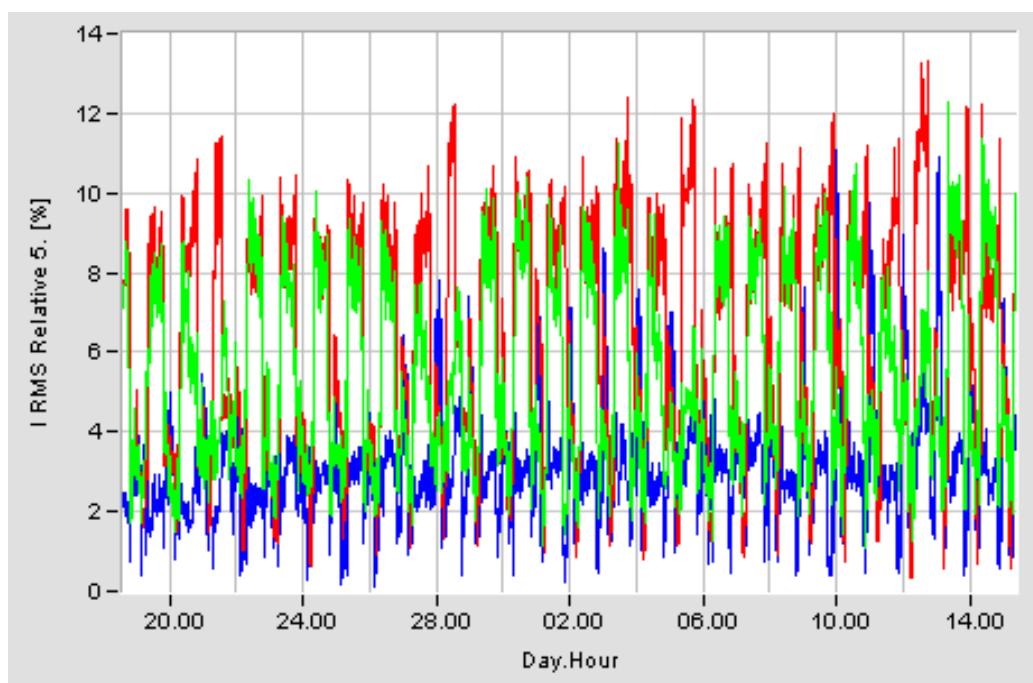


Figura 88 - Correntes de 5ª harmônica no secundário.

Quase imperceptível o aumento da 5ª harmônica, após a instalação dos filtros.

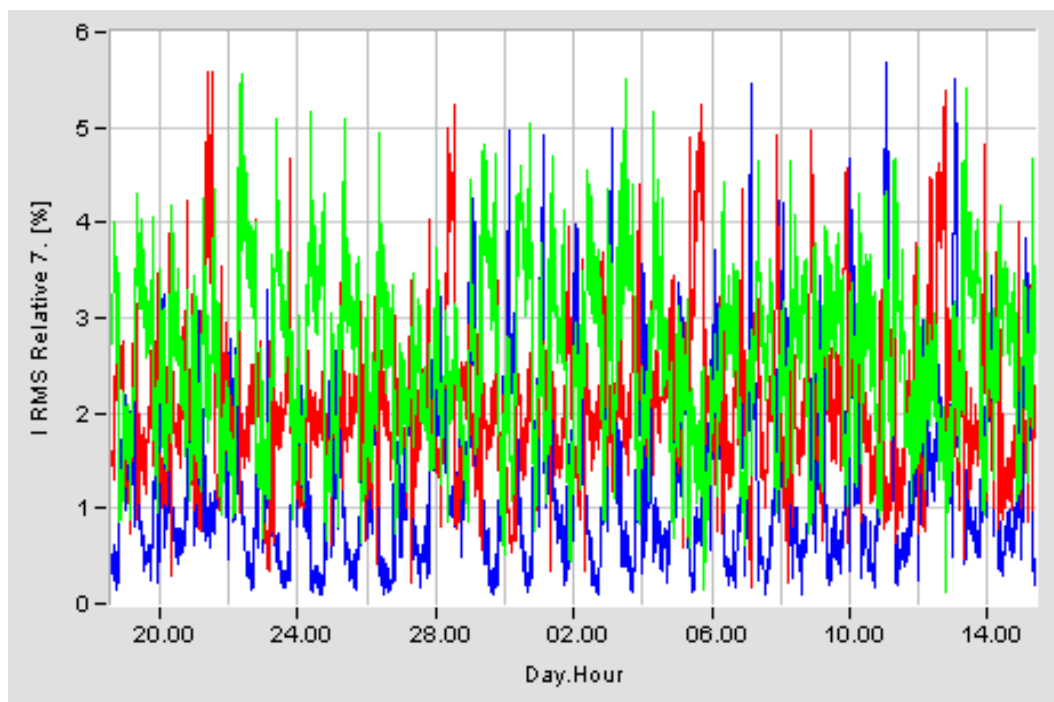


Figura 89 - Correntes de 7ª harmônica no secundário.

Com relação à 7ª harmônica o aumento também é pouco perceptível.

4.11 - Conclusões obtidas das simulações e medições.

Dada a natureza de fonte de tensão das cargas não-lineares de uso doméstico e comercial, o uso de filtros em derivação não melhora a distorção de tensão e de corrente no transformador.

Filtros sintonizados em frequências harmônicas existentes na tensão imposta pela carga são desaconselhados, pois farão surgir elevadas correntes pelo filtro, sem qualquer benefício para a redução da distorção no transformador.

A compensação do fator de deslocamento da fundamental por meio de capacitores é útil para reduzir a circulação de reativos pela rede, contribuindo para diminuir as perdas. O aumento da tensão decorrente eleva o consumo das cargas.

A presença de um caminho capacitivo facilita (amplifica) a circulação de correntes harmônicas produzidas a partir de componentes harmônicos de tensão presentes na rede ou impostas pela carga não linear.

A inclusão de um indutor série com o capacitor, que resulte em uma ressonância em frequência não harmônica é uma boa alternativa para minimizar a amplificação harmônica das correntes.

A minimização do desequilíbrio das correntes harmônicas no transformador (decorrente da má distribuição das cargas não lineares) é obtida apenas quando os capacitores estão conectados em Y aterrado.

O filtro dessintonizado com capacitores em delta serve para compensação de reativos, não afetando o desequilíbrio, nem reduzindo a distorção no transformador.

Filtros com fator de qualidade muito elevado mostraram-se inadequados por permitir o surgimento de oscilações sub-harmônicas associadas ao comportamento das cargas não-lineares.

A inclusão de reatores série, entre a carga não-linear e o PAC, de modo a tornar mais eficiente a filtragem em derivação, deve levar em conta a DHT resultante para o consumidor local no dimensionamento desta reatância.

Como previsto, nos resultados das simulações, a eficácia dos filtros em derivação fica comprometida sem o uso de reator série. Sem o reator série, o único benefício resume-se na compensação reativa (aumento do FP e redução da corrente reativa pelo transformador). Para isso, no entanto não se precisa instalar um filtro, basta instalar bancos capacitivos apropriados, cujo custo é muito inferior ao dos filtros.

Os benefícios do uso de filtros em derivação só seriam perceptíveis caso tivesse sido instalado o reator série. A viabilidade técnica e econômica dessa solução, portanto, ainda não foi verificada.

CAPÍTULO 5

Avaliação da Rede com predominância Residencial - RIC- 03350

O capítulo anterior apresentou os resultados de simulação e testes de campo para uma rede com predominância de consumidores comerciais. Neste novo capítulo a intenção é de se avaliar uma rede com predominância de consumidores residenciais.

Todos os dados dos condutores, do transformador, distâncias, nível de curto-circuito e correntes das cargas foram extraídos das informações fornecidas pela Concessionária.

As barras (nós) da rede foram renumeradas sequencialmente de modo que correspondam aos postes identificados pelas coordenadas geográficas da listagem fornecida pela Concessionária.

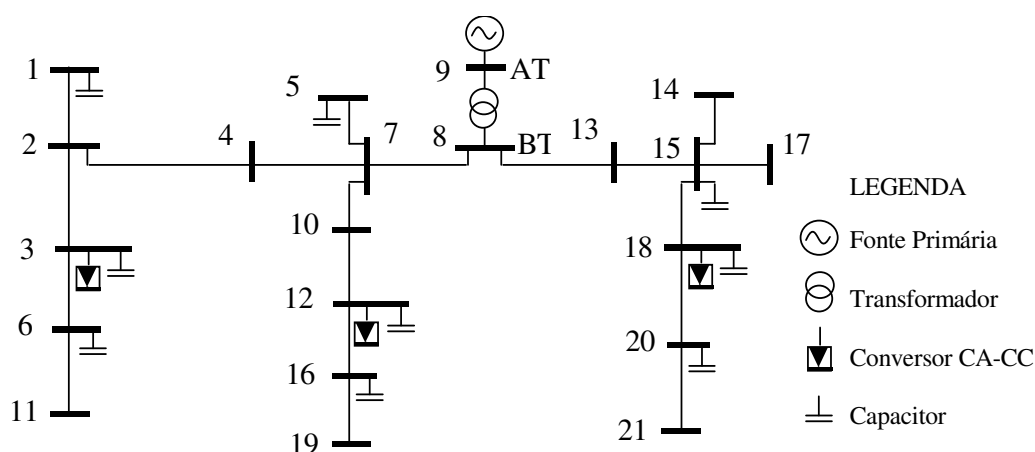


Figura 90 - Layout da rede, indicando a localização dos capacitores distribuídos

5.1 - Resultados da Medição Preliminar

Inicialmente foram realizadas medições na rede em análise, no período 18 a 29 de dezembro de 2003, junto ao secundário do transformador, utilizando um medidor TOPAS-1000 da LEM. Tais estudos visaram balizar os valores a serem utilizados nas simulações computacionais e servir de base de comparação com medições futuras, após a implantação de sugestões a serem propostas em função dos estudos e resultados das simulações. Os principais resultados dessa primeira medição são mostrados a seguir (fase A azul, fase B – vermelha, fase C – verde).

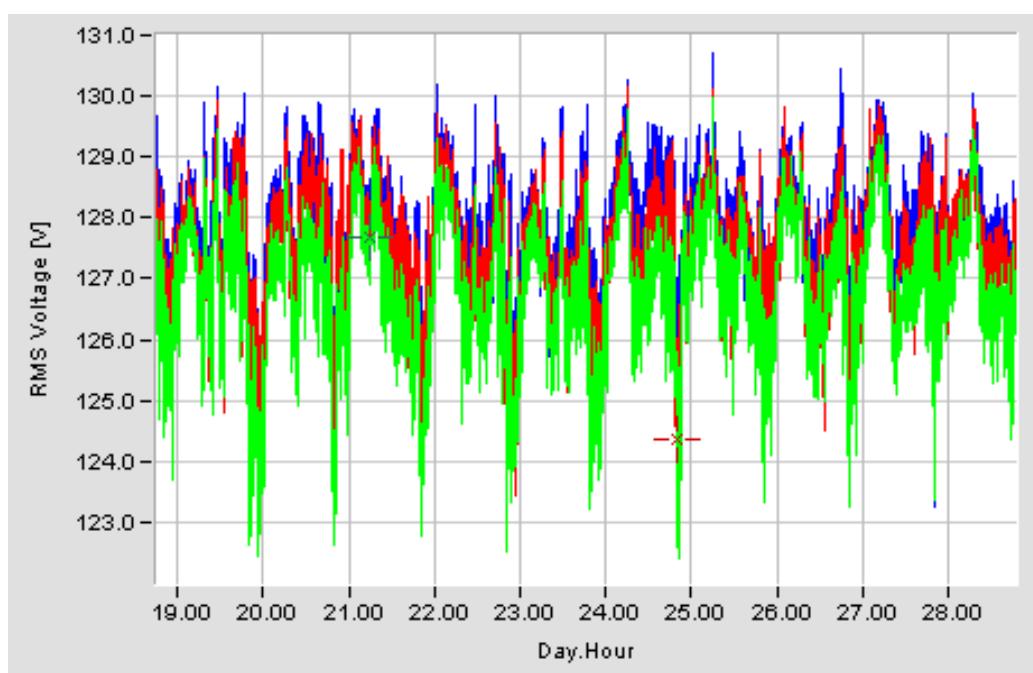


Figura 91 - Tensões RMS no secundário.

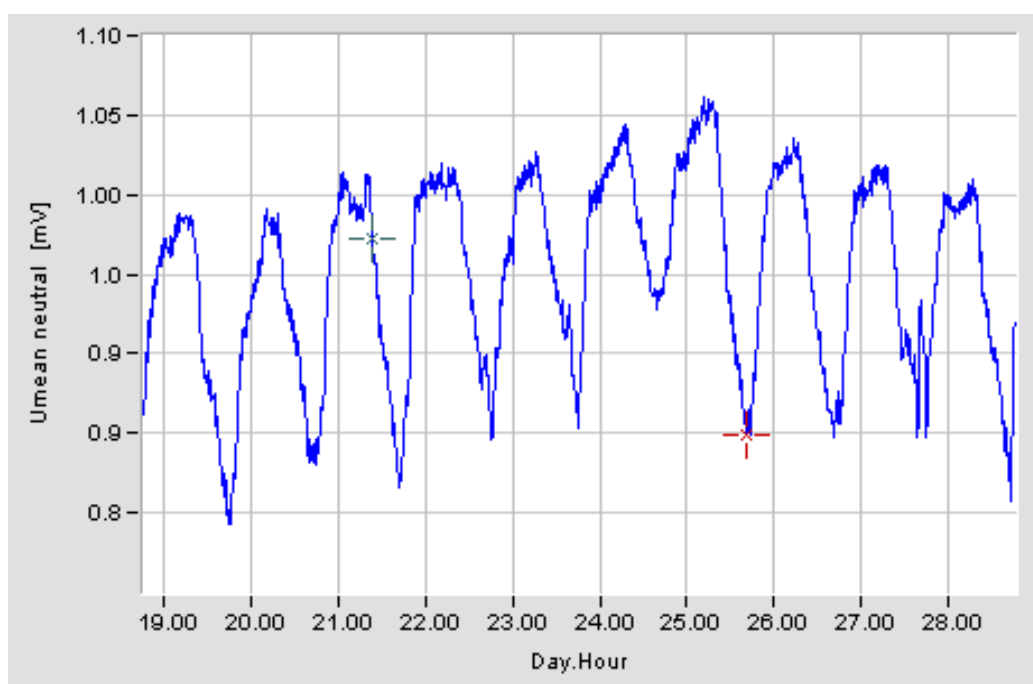


Figura 92 - Tensão de neutro.

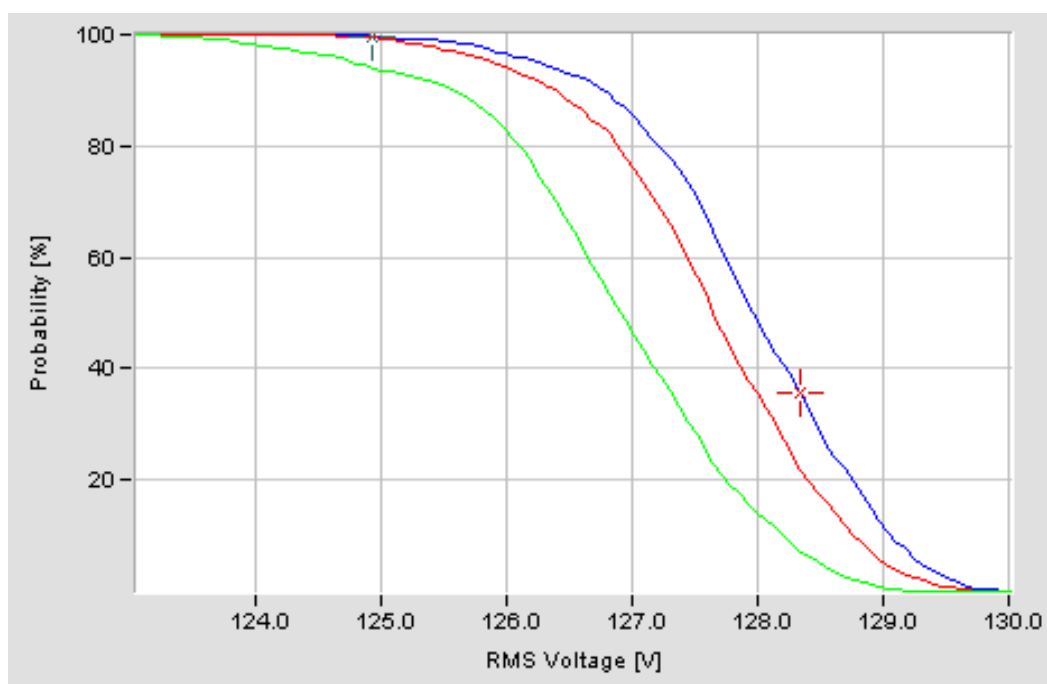


Figura 93 - Probabilidade cumulativa das tensões no período de medição.

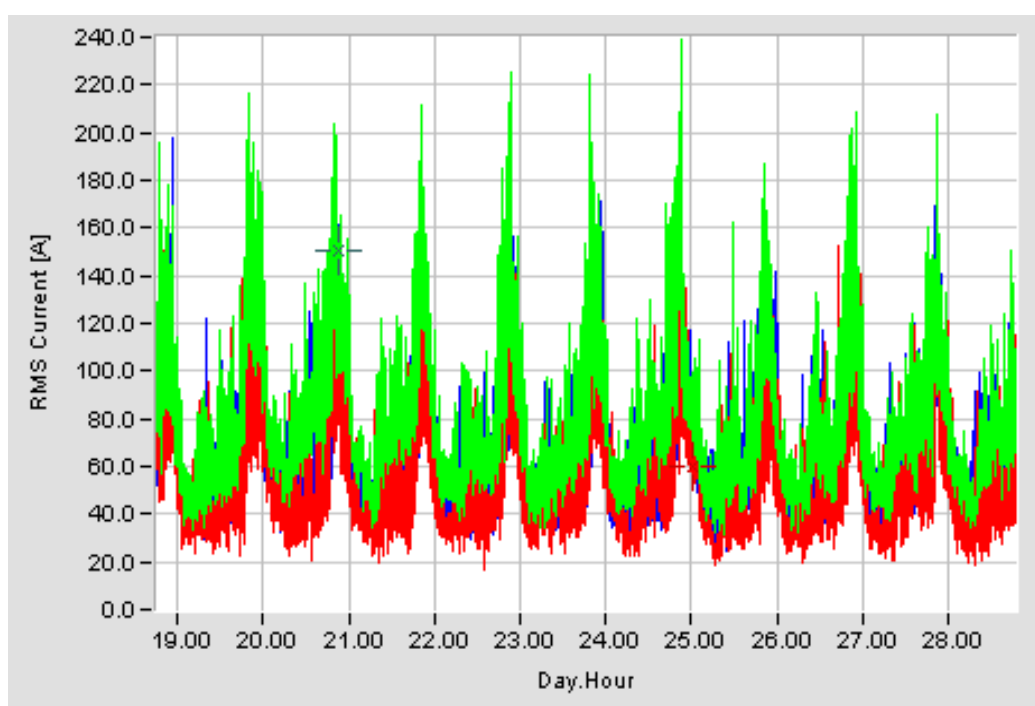


Figura 94 - Correntes RMS no secundário.

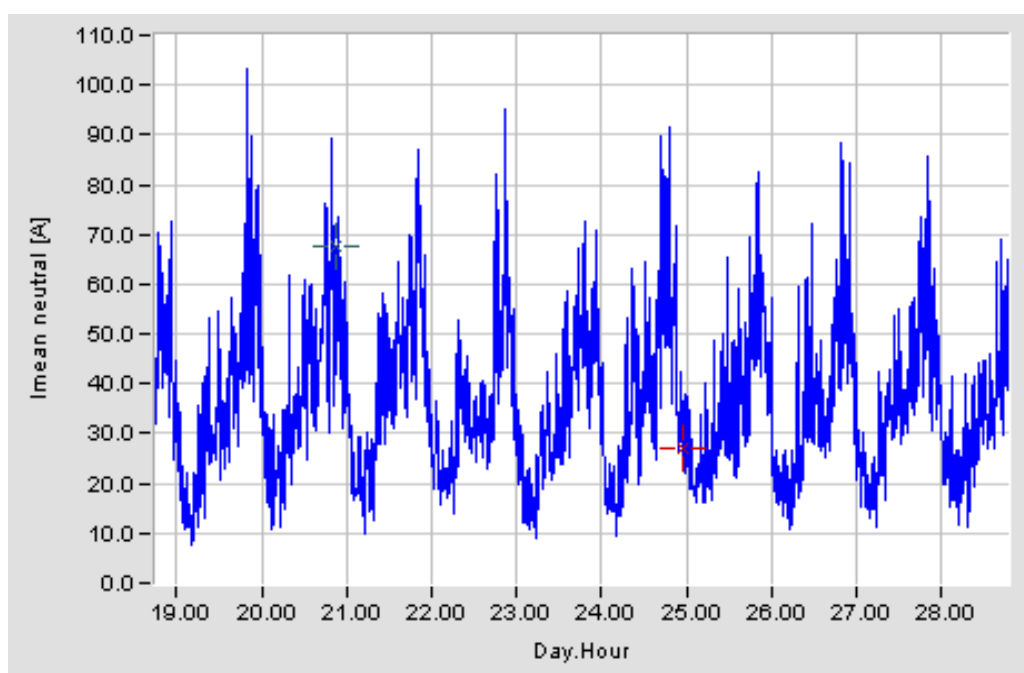


Figura 95 - Corrente de neutro.

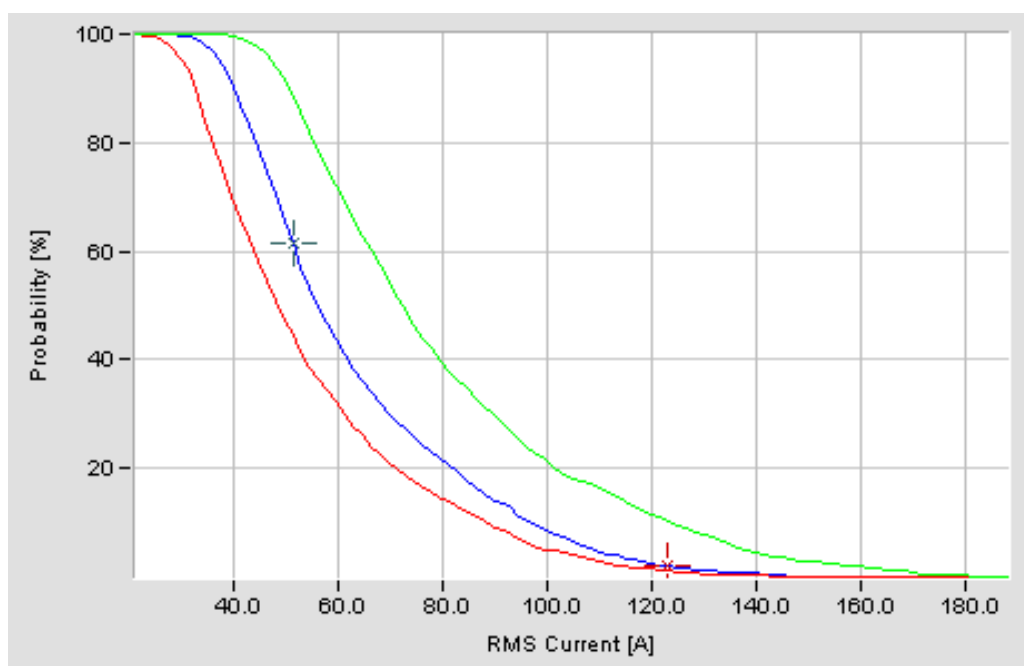


Figura 96 - Probabilidade cumulativa da corrente no período de medição.

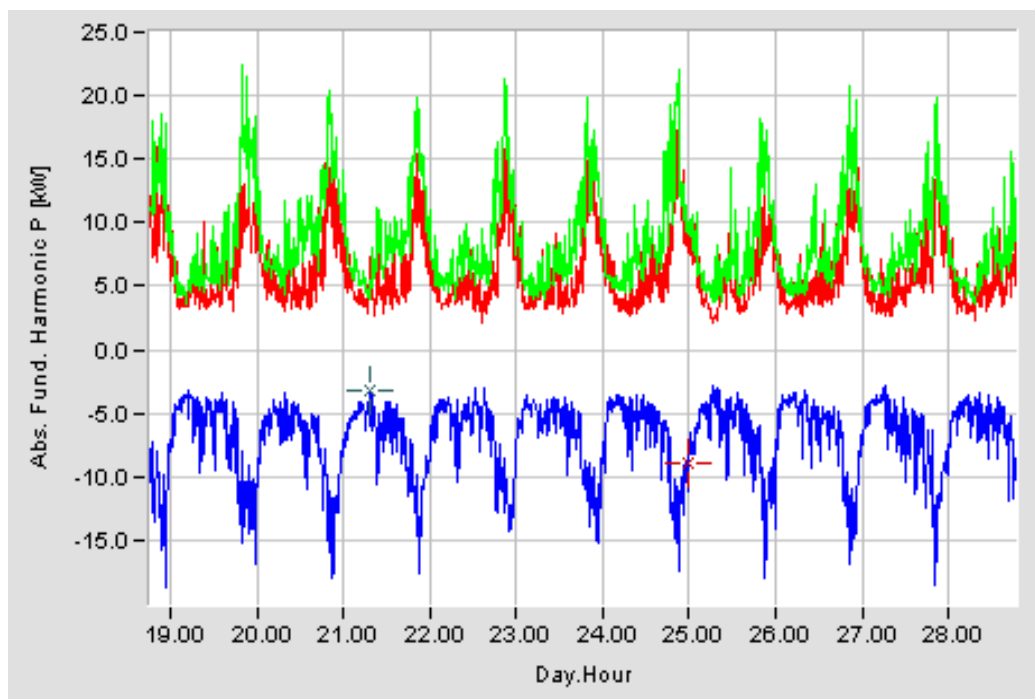


Figura 97 - Potência ativa fundamental (Corrente fase A invertida).

Em função de uma falha na instalação do sensor de corrente do medidor, uma das fases apresenta valores invertidos. Destaca-se que esse fato não comprometeu em momento nenhum as avaliações.

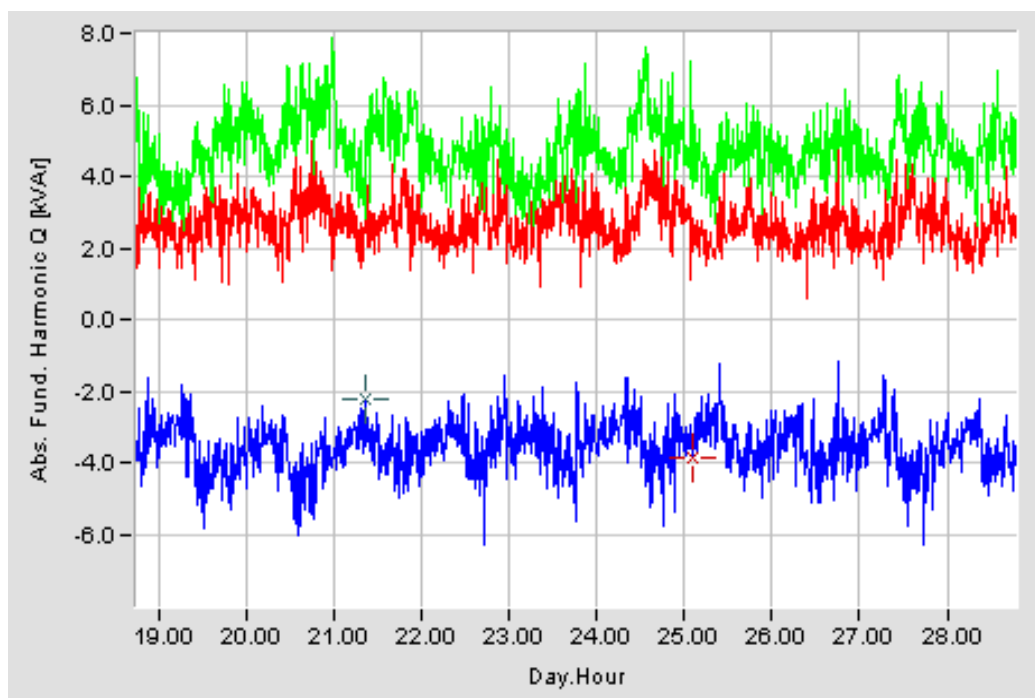


Figura 98 - Potência reativa fundamental (Potência fase A invertida).

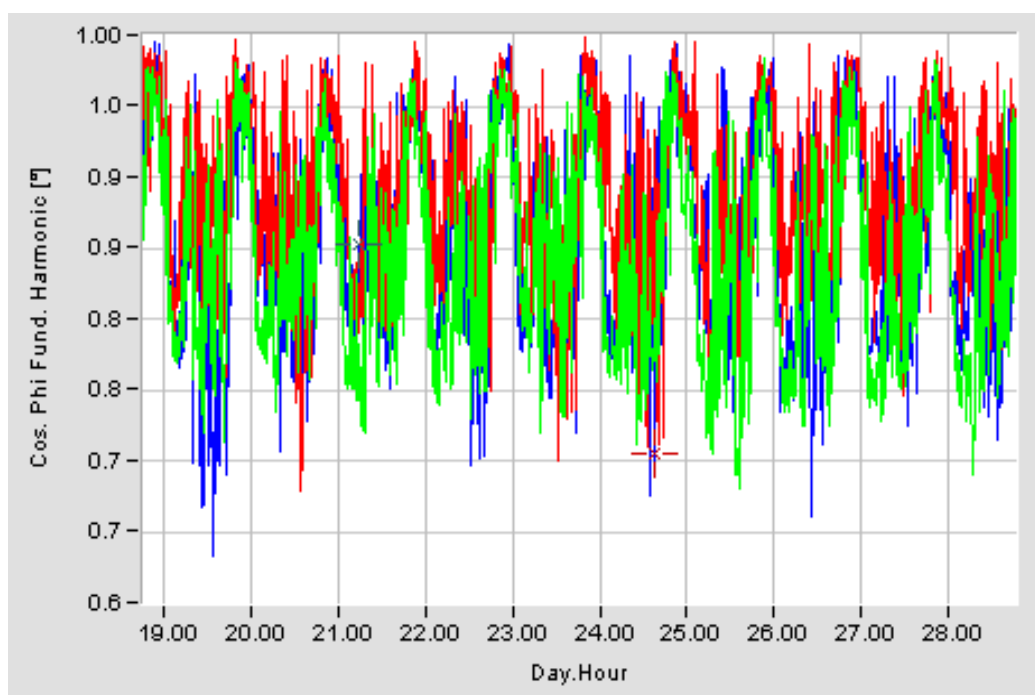


Figura 99 - Fator de Deslocamento da fundamental.

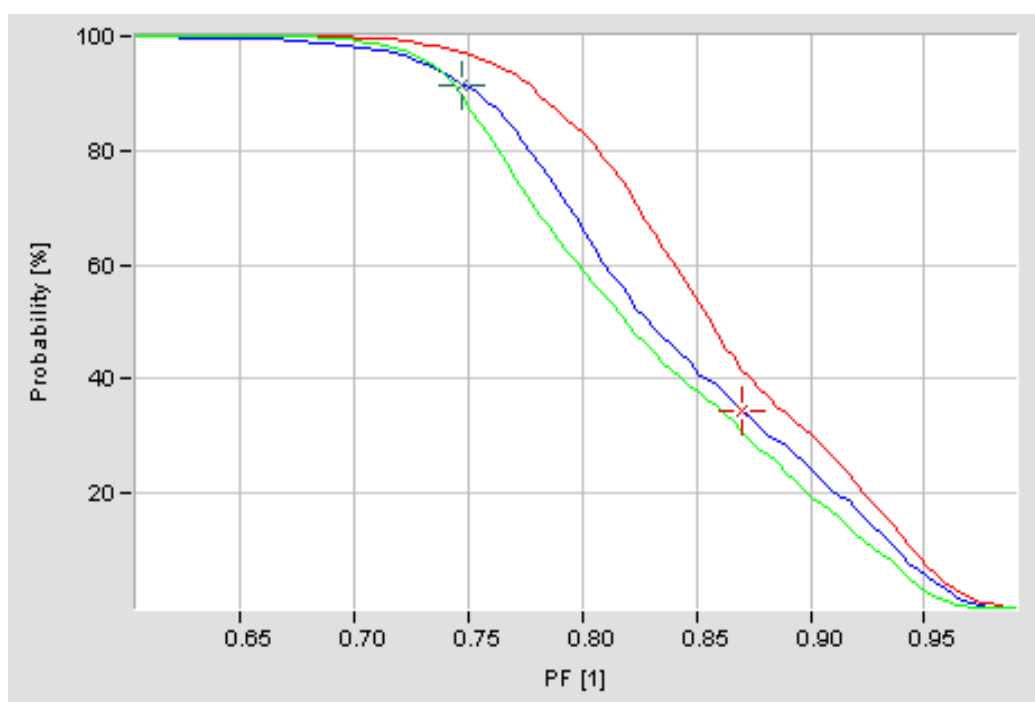


Figura 100 - Probabilidade cumulativa do Fator de Deslocamento.

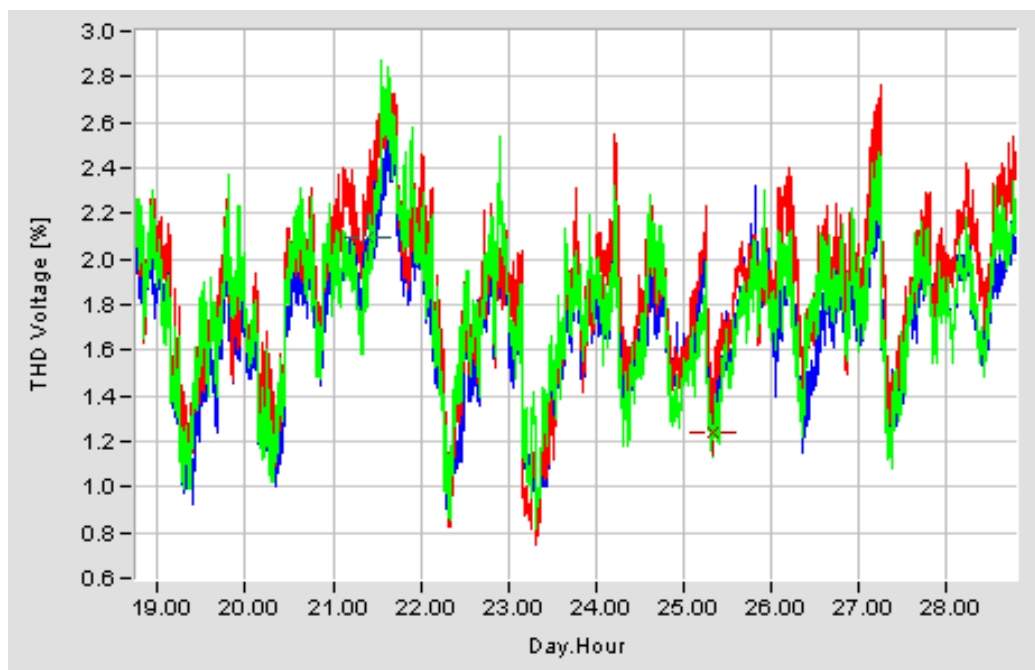


Figura 101 - Fator de Distorção Harmônica de Tensão.

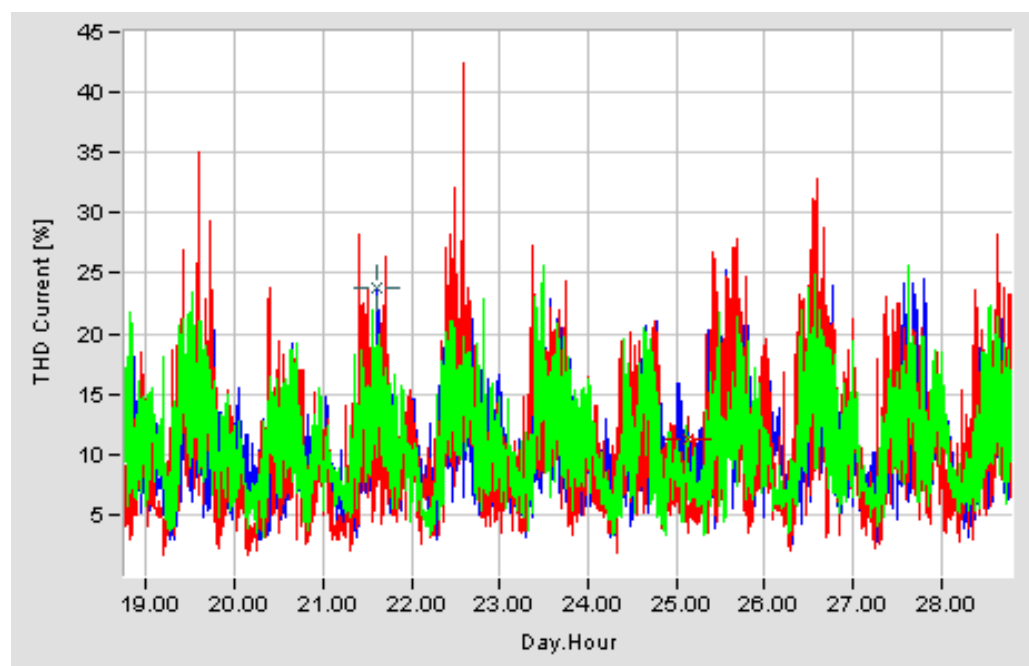


Figura 102 - Fator de Distorção Harmônica de Corrente.

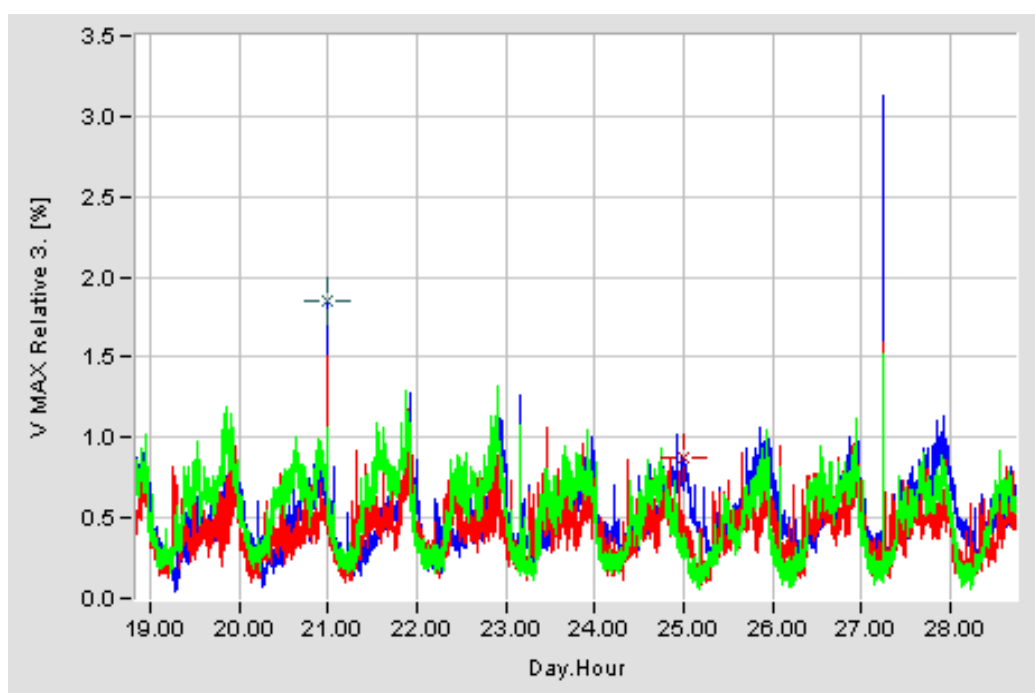


Figura 103 - Evolução da 3ª harmônica de tensão durante o período de medição.

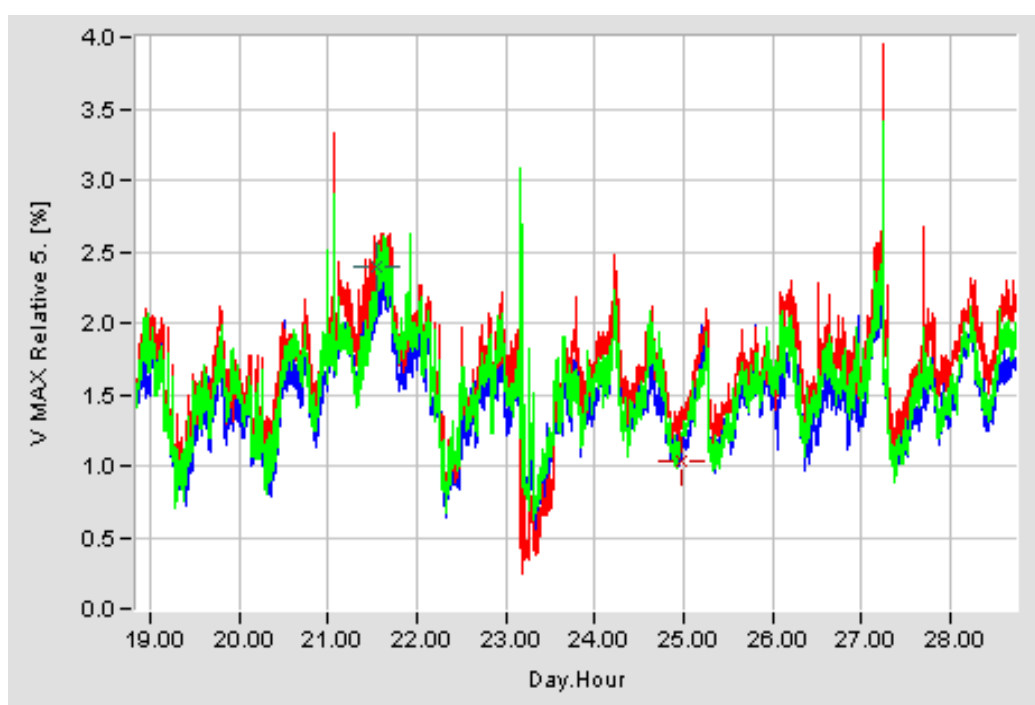


Figura 104 - Evolução da 5ª harmônica de tensão durante o período de medição.

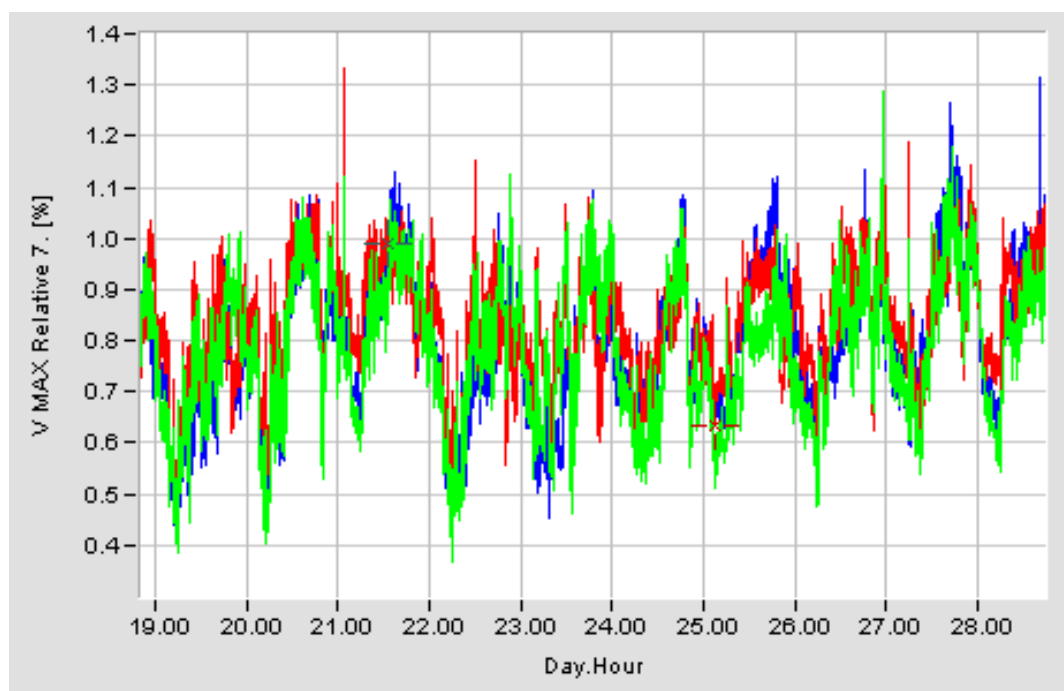


Figura 105 - Evolução da 7ª harmônica de tensão durante o período de medição.

Principais observações sobre os resultados das medições apresentadas:

- As tensões secundárias variam entre 123 e 130V. As tensões mais elevadas ocorrem no período da manhã (127-128V) e as mais baixas no período da tarde (126-127V). Existe certo grau de desequilíbrio nas tensões, porém inferior a 1%.
- As correntes secundárias variam entre 20 e 200A. As correntes mais elevadas ocorrem após as 19hs e os mais baixos no período da manhã. A corrente de neutro varia entre 10 e 90A. Isto por si indica que as cargas secundárias devem estar bastante desequilibradas.
- A potência ativa, por fase, varia entre 10 e 20kW. Os valores mais elevados ocorrem depois das 19hs, indicando sobrecarga do transformador de 45kVA.
- A potência reativa varia entre 2 e 5kVAR. Os valores mais baixos ocorrem no período da manhã.
- O Fator de Deslocamento (coseno “fi” da fundamental) varia entre 0,70 e 0,95. Os valores mais altos ocorrem após as 19hs. Os mais baixos ocorrem no período da tarde. No período diurno pode-se assumir um FD em torno de 0,86.

- O Fator de Distorção Total da Tensão varia entre 1% e 2,5%. Os valores típicos de 2% ocorrem no período da tarde. Durante a madrugada o valor típico é 1,4%.
- O Fator de Distorção Total de Corrente varia entre 5 e 30%. No período diurno o valor típico é 15%. No período da madrugada o valor típico é 8%.
- A terceira harmônica de tensão varia entre 0,2 e 1,0%. A quinta harmônica de tensão varia entre 0,5 e 2,5%. A sétima harmônica de tensão varia entre 0,5 e 1,1%. Essas são as harmônicas predominantes, cujos valores médios são mostrados no espectro seguinte.

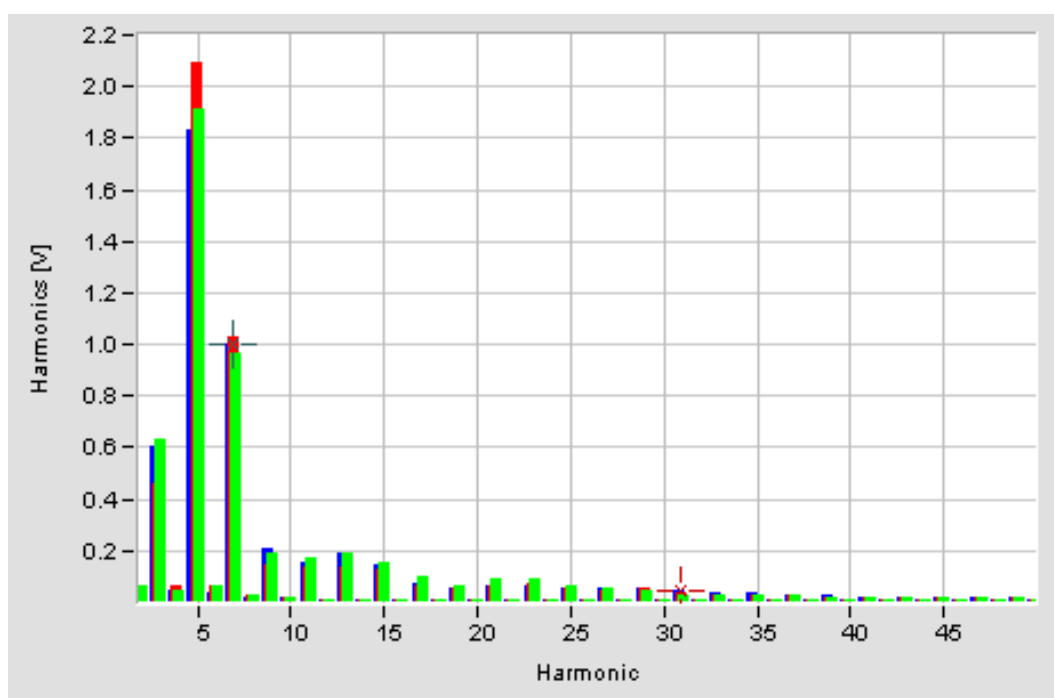


Figura 106 - Espectro médio das tensões durante o período de medição.

5.2 - Condições Assumidas para as Simulações

Com base nos resultados das medições realizadas, assumiram-se as seguintes hipóteses para as simulações, conforme descritas a seguir:

Uma vez que os níveis mínimos das harmônicas de ordem 5 e 7 são respectivamente 1% e 0,5%, será assumido que a rede primária (AT) está contaminada, no mínimo, por esses níveis de harmônicas. Testes para outras condições harmônicas no primário serão descritos quando for o caso.

Para representar as não-linearidades das cargas residenciais, foram conectados conversores CA-CC monofásicos com filtro capacitivo nas barras 03, 12 e 18, que são os pontos de maior concentração de consumidores. As potências dessas cargas foram ajustadas de modo que resultassem, no secundário do transformador, os níveis de correntes harmônicas de ordem 3, 5 e 7 próximos dos valores medidos para o período diurno:

Tabela 11. Características das cargas conectadas no lado CC dos conversores

Barra	Fase A	Fase B	Fase C
03	327[W], 800[uF]	273[W], 670[uF]	327[W], 800[uF]
12	873[W], 1070[uF]	819[W], 1000[uF]	783[W], 960[uF]
18	355[W], 870[uF]	373[W], 920[uF]	327[W], 800[uF]

O restante das cargas, conforme dados das planilhas da Concessionária, foi considerado linear (cargas RL paralelo) com fator de potência médio 0,86 (cargas típicas, para o período diurno, segundo as medições). Resultados obtidos por simulação nas condições assumidas, para validação do modelo.

As figuras seguintes permitem comparar os espectros das tensões e correntes secundárias obtidos por medição e por simulação.

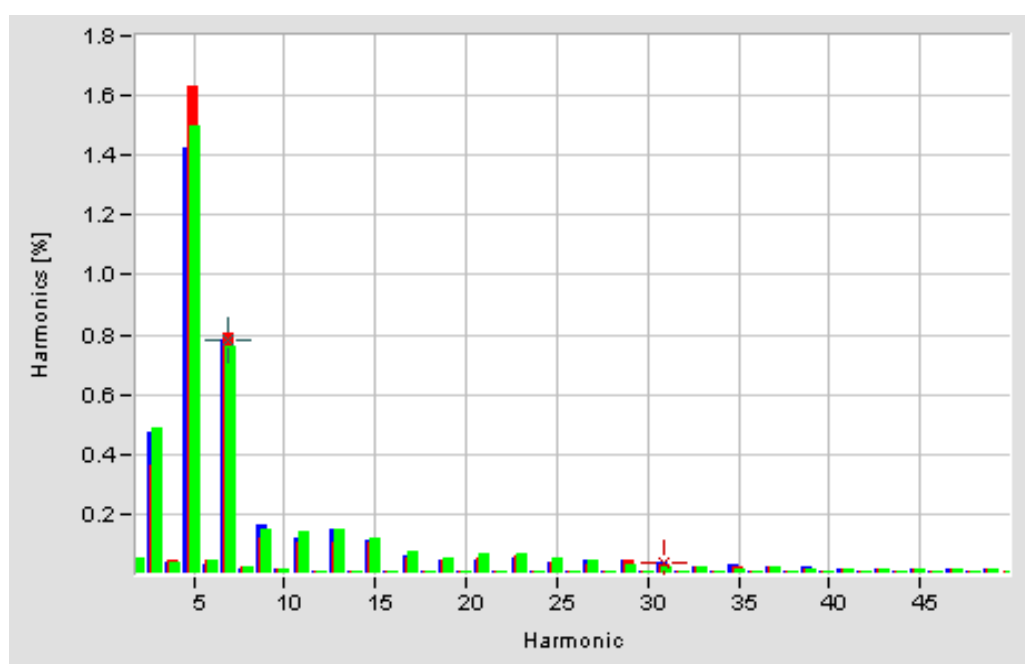


Figura 107 - Espectro médio das tensões secundárias cf. medição em Dez/03.

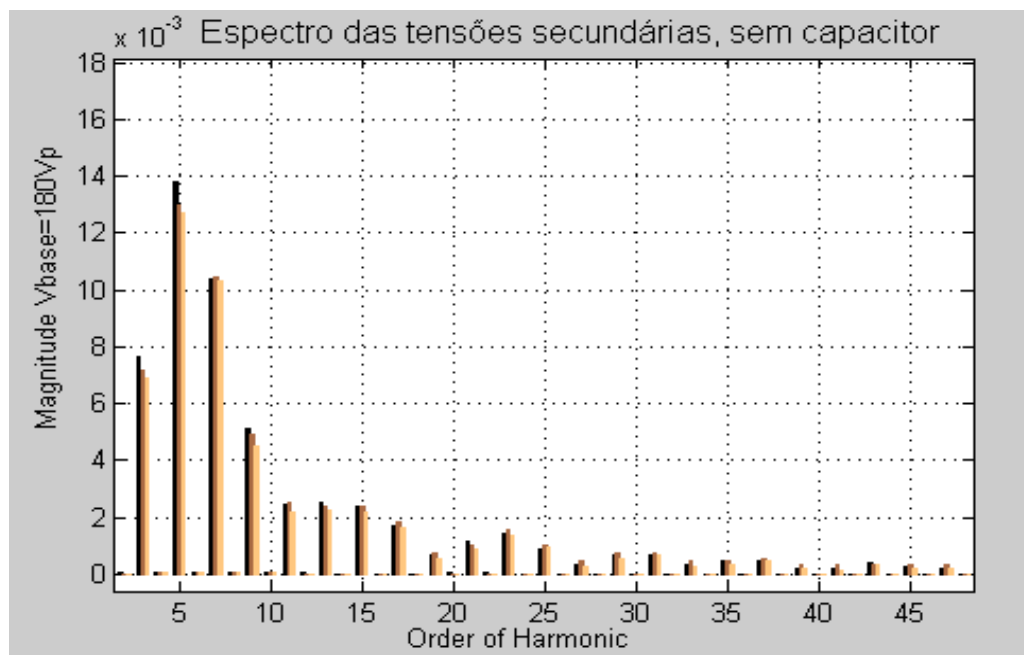


Figura 108 - Espectro de tensões secundárias, obtidas por simulação.

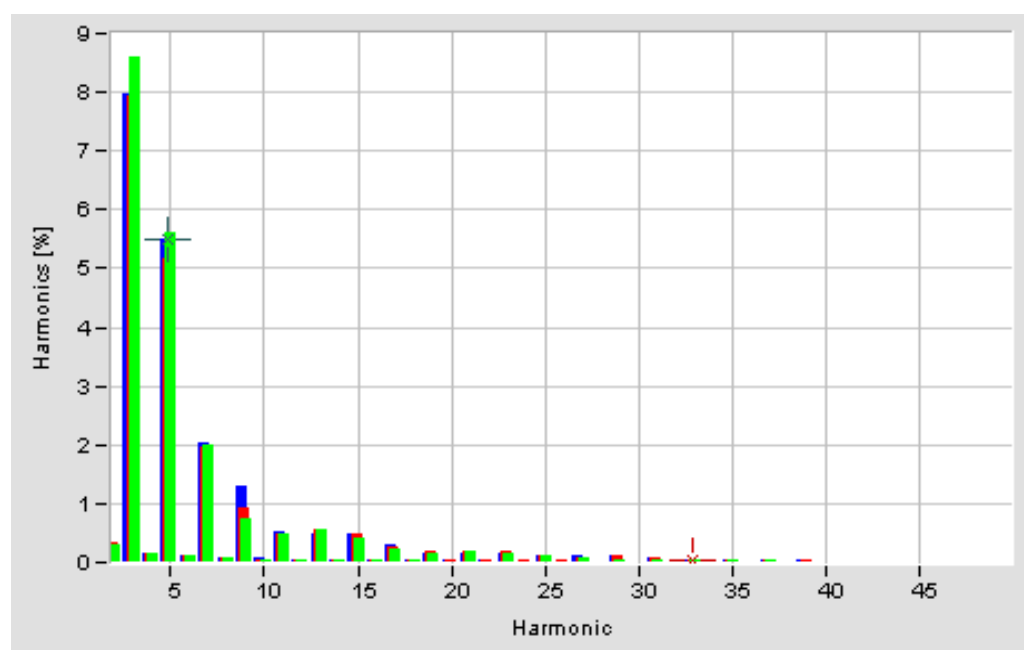


Figura 109 - Espectro médio das correntes secundárias cf. medição em Dez/03.

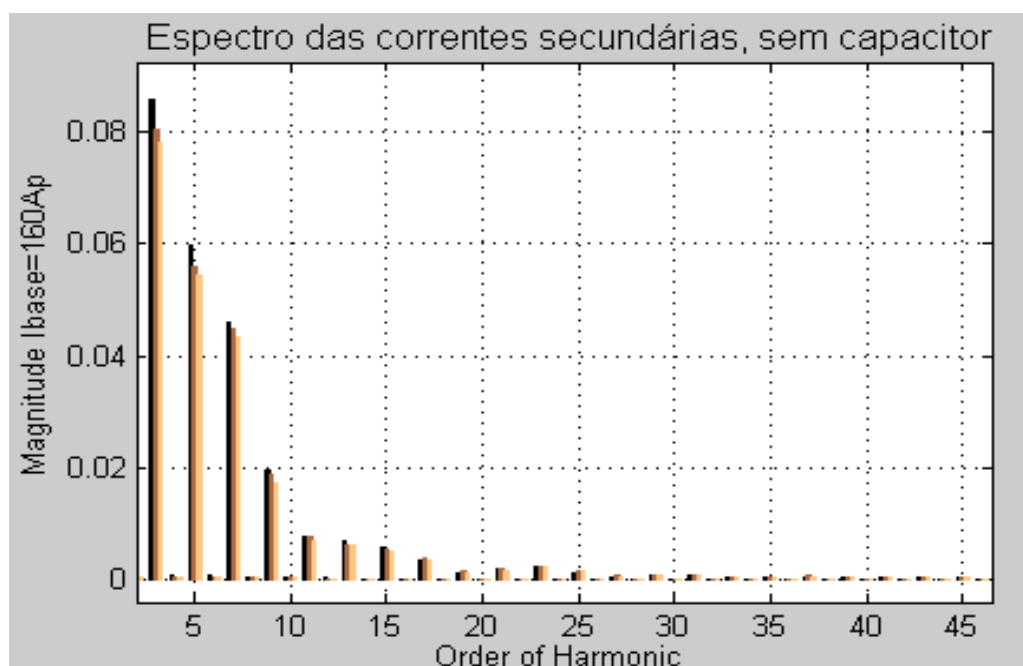


Figura 110 - Espectro de correntes secundárias, obtidas por simulação.

Como se pode ver foi possível reproduzir na simulação, com boa aproximação, os espectros das tensões e correntes secundárias, utilizando cargas não-lineares apenas em três das 21 barras da rede (barras 03, 12 e 18), que são as barras com maior quantidade de consumidores em cada ramal do secundário.

Apenas a 7ª harmônica resultou um pouco maior na simulação do que na medição. Isto se deve ao tipo de carga não-linear utilizado (conversor CA-CC) para representar as cargas não lineares residenciais. Variando os capacitores do lado CC do conversor, é possível alterar o nível relativo das harmônicas. Um refinamento na modelagem poderia aproximar ainda mais os espectros simulados dos medidos. No entanto, as conclusões básicas do estudo não mudariam significativamente.

As tensões simuladas e estimadas pela demanda estão bastante próximas, levando-se em conta que existe desequilíbrio entre fases e que se assumiu fator de deslocamento uniforme de 0,86 para as cargas lineares.

Outros valores utilizados para a validação do modelo de simulação podem ser vistos na tabela 8, a seguir:

Tabela 12. Valores dados vs. valores simulados.

Grandeza	Dados*	Simulado**	Diferença %
kVABT	69,7kVA	63,3kVA	-9,2
Vsec	127V	126,3V	-0,9
Isec	174A	167A	-4,0
Va1	123	122,9	-0,8
Va3	123	122,2	-0,6
Va5	125	125,0	0,0
Va6	122	121,5	-0,4
Va12	124	123,9	-0,8
Va15	125	125,0	0,0
Va16	123	123,5	0,4
Va18	125	126,2	1,0
Va20	124	126,4	1,9

(*) Dados obtidos na concessionária (são valores estimados em função da demanda).

(**) valores obtidos por simulação, considerando “carga máxima” (carregamento de 140%).

Análise do local de instalação do filtro/capacitor shunt em termos de redução de perdas para um caso exemplo, obtido na literatura.

Toma-se como exemplo uma carga de 60kW radial, na qual há cargas lineares e não-lineares distribuídas em diferentes fases da rede e ambientes. A instalação utiliza um transformador de 112,5 kVA. Os valores analisados referem-se a um ambiente comercial. As cargas não-lineares são compostas por retificadores monofásicos, o que é típico em instalações comerciais e residenciais.

Considera-se o caso ideal em que seria realizada a correção local plena do fator de deslocamento, ou seja, a corrente pelo sistema seria mínima (para uma dada carga ativa), o que minimiza as perdas nos condutores e no transformador.

Além disso, supõe-se constante a tensão na carga, antes e depois da compensação. Observe-se que cargas não lineares normalmente têm comportamento de potência constante, de modo que não seriam afetadas por mudanças na tensão. Já cargas passivas, do tipo impedância constantes, alteram a potência ativa consumida com a tensão.

A Tabela 13 mostra o efeito da compensação do fator de deslocamento, incluindo a distorção harmônica da corrente produzida por cargas não-lineares, em termos de redução de perdas em uma instalação elétrica.

Caso 1: Compensação em cada carga

Se a compensação é realizada em cada carga, por toda a rede circulará corrente senoidal com mínimo valor necessário para o fornecimento da potência ativa solicitada. Isto significa a máxima redução das perdas, como se nota na Tabela 13, última coluna.

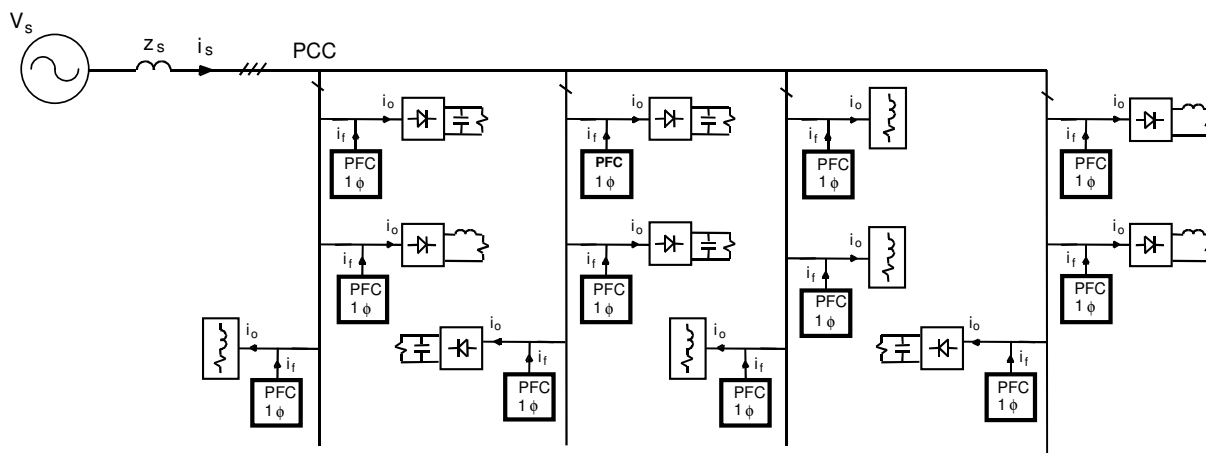


Figura 111 - Correção do fator de potência em cada carga individual.

PFC: power factor corrector

5.3 - Caso 2: Compensação por agrupamento de cargas

Uma solução alternativa é a de fazer a compensação para um grupo de cargas. Nesta situação a corrente pela rede será senoidal a montante dos filtros, restando distorcida destes pontos até as cargas. A redução nas perdas é parcial, como se vê na Tabela 13, coluna 3.

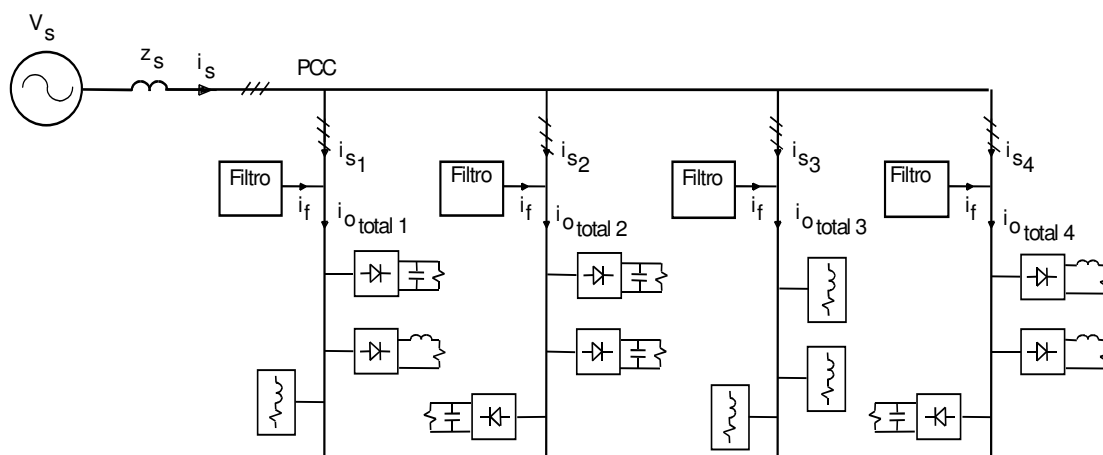


Figura 112 - Correção do fator de potência por conjunto de cargas.

5.4 - Caso 3: Compensação no secundário do transformador

A compensação no secundário do transformador que alimenta toda a instalação permite que a corrente no secundário seja corrigida. No entanto, a partir deste ponto a corrente por toda a instalação continua distorcida e com componente reativa, de modo que praticamente não ocorre redução das perdas, conforme se nota na Tabela 13, coluna 2.

A colocação de um filtro neste ponto se justificaria pelo aspecto de eventuais penalizações ao consumidor por parte da concessionária em virtude da elevada distorção da corrente ou da tensão no ponto de acoplamento deste consumidor com a rede. Neste caso a redução das perdas refere-se apenas ao transformador.

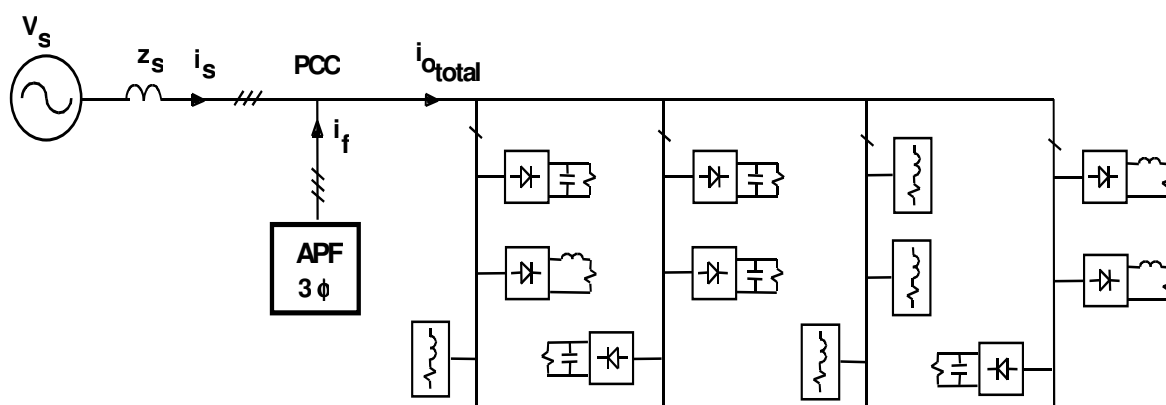


Figura 113 - Correção do fator de potência do total de cargas usando filtro ativo trifásico.

Tabela 13. Impacto da localização do dispositivo para correção do fator de potência na redução das perdas em instalação comercial com carga de 60 kW.

Local de instalação	Saída do transformador	Conjunto de cargas	Correção local
Perdas totais sem compensação (W)	8148	8148	8148
Perdas totais com compensação (W)	5378	4666	3346
% de perdas depois da compensação	8.96	7.78	5.58
Redução das perdas para uma carga de 60kVA (W)	2770	3482	4802
% da redução das perdas/ 60kVA	4.62	5.8	8.0
Redução de custos (US\$/ano)	1213	1523	2101

Com base nas análises efetuadas, constata-se que se o enfoque da filtragem de harmônicos ou da compensação de reativos (frequência fundamental) é o da minimização das perdas, quanto mais distribuída for a compensação, mais efetiva se torna a redução das perdas, pois a corrente pelo circuito diminui em valor eficaz. Adicionalmente, com a melhoria do perfil de tensão pode-se esperar um aumento de consumo devido ao aumento de tensão para os consumidores.

A colocação da compensação no secundário do transformador permite apenas uma redução nas perdas nos enrolamentos do próprio, não afetando as perdas nos cabos deste ponto até os consumidores. Também não permite melhorar o perfil de tensão, de modo que não se espera um aumento no consumo devido ao aumento da tensão.

5.5 - Estudo de casos aplicados à rede RIC 03350.

Pelas comparações anteriores, parece óbvio que a melhor solução técnica seria fazer a compensação local junto às cargas. Como, no entanto, a comparação não leva em conta os custos de cada solução, há necessidade de se fazer estudos mais específicos para chegar a uma proposta técnica e economicamente viável. Dois casos serão analisados em relação à rede, visando a compensação do Fator de Deslocamento (Fator de Potência da Fundamental):

Caso 1: Instalação de capacitores para compensação por grupo de cargas;

Caso 2: Instalação de capacitores para compensação global no secundário do trafo.

Caso 1: Instalação de capacitores shunt nos pontos com maior número de consumidores. Uma vez que as medições mostraram que o nível de distorção total das tensões secundárias é aceitável ($DHTV \cong 2,0\%$) optou-se pela instalação distribuída de capacitores shunt (conexão Y aterrada) junto às principais cargas para melhorar o FD no trafo, ao invés de instalar filtros harmônicos para reduzir a distorção das correntes medidas no transformador ($DHTI \cong 16\%$).

Para melhorar o FD, foram conectados capacitores monofásicos nas barras com maior quantidade de consumidores. Valores padronizados de capacitores para BT foram ligados em Y aterrado nas barras 01, 03, 05, 06, 12, 15, 16, 18 e 20 conforme tabela abaixo. Assumindo tensão de 127V no secundário do transformador, as tensões resultantes nas respectivas barras sem e com capacitores foram obtidas e constam da Tabela 14. Os valores das correntes eficazes para os capacitores junto às cargas não lineares também estão indicados:

Tabela 14. Capacitores conectados nas barras e valores de tensão e corrente resultantes.

Barra	C [μ F]	Tensão [V] s/capacitor	Tensão [V] c/capacitor	Variação %	Corrente [A] nos capacitores
01	91,53	124,7	126,5	1,44	
03	137,01	124,2	126,2	1,61	6,85
05	137,01	126,2	127,8	1,27	
06	91,53	123,7	125,7	1,62	
12	137,01	125,3	127,1	1,44	6,75
15	91,53	126,8	128,6	1,42	
16	91,53	125,1	126,9	1,44	
18	91,53	126,9	128,7	1,42	4,50
20	91,53	127,1	128,9	1,42	

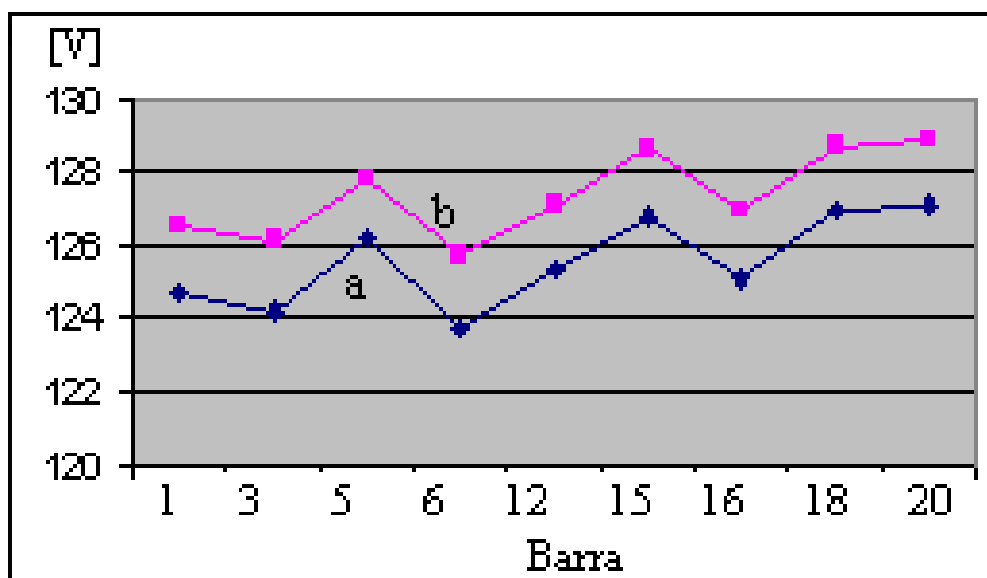


Figura 114 - a) Perfil das tensões sem capacitores.
b) Perfil das tensões com capacitores distribuídos,

Notar que as tensões subiram da ordem de 1,8V (1,4%) com a instalação dos capacitores. Este aumento provoca um aumento médio de 2,8% na potência consumida pelas cargas de impedância constante. Isto poderá ser confirmada pela análise dos resultados da simulação.

5.6 - Objetivo das simulações com Matlab SimPower

Através das simulações, utilizando o pacote Matlab SimPower, para o modelo da rede, ajustado com base nos dados disponíveis e conforme os resultados das medições, buscou-se determinar:

- A correção do fator de potência resultante junto ao transformador;
- A redução das perdas no transformador e na rede secundária;
- A variação da potência ativa e do carregamento do transformador;
- A variação do DHTV e DHTI no transformador;
- O perfil de tensão junto às cargas.
- Possíveis ressonâncias devido aos capacitores.

Resultados obtidos:

As figuras seguintes mostram os espectros das tensões e correntes secundárias resultantes com capacitores shunt conectados nas barras 01, 03, 05, 06, 12, 15, 16, 18 e 20.

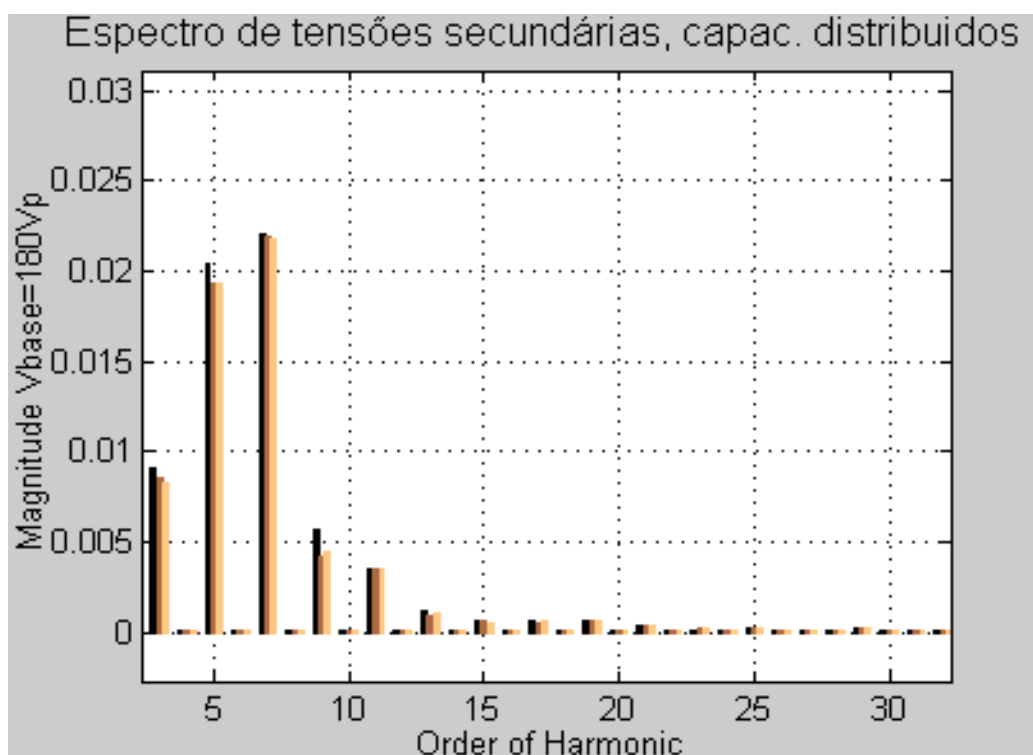


Figura 115 - Espectro de tensões secundárias com capacitores shunt distribuídos.

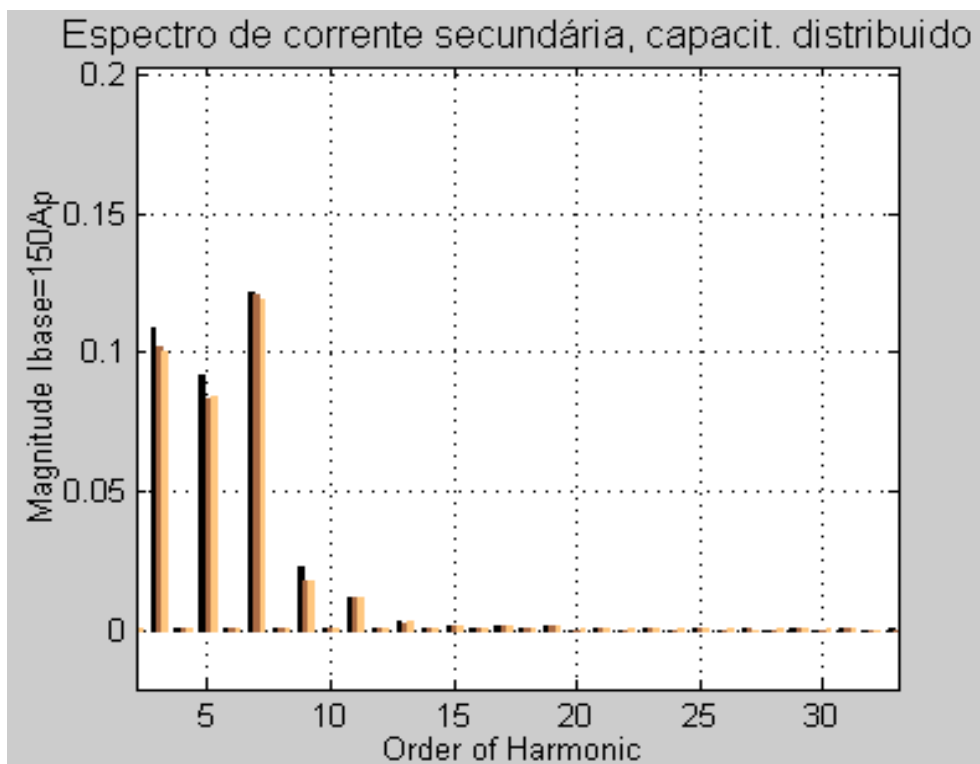


Figura 116 - Espectro de correntes secundárias com capacitores shunt distribuídos.

Pode-se notar que predominam nas tensões secundárias a 5ª e 7ª harmônicas (1,9% e 2,2% respectivamente) resultando um aumento do DHTV de 2,0% para 3,1%.

Nas correntes predominam a 3ª (10%), 5ª (8%) e 7ª (12%) harmônicas aumentando o DHTI de 11% para 18%. Chama-se a atenção para a magnitude da corrente de 7ª harmônica, uma vez que na tensão primária foi imposto apenas 0,5% dessa harmônica. Esse resultado sugere que houve amplificação dessa corrente, possivelmente devido à proximidade da ressonância (em 500Hz), como sugere o gráfico da impedância $Z(f)$, mostrado a seguir:

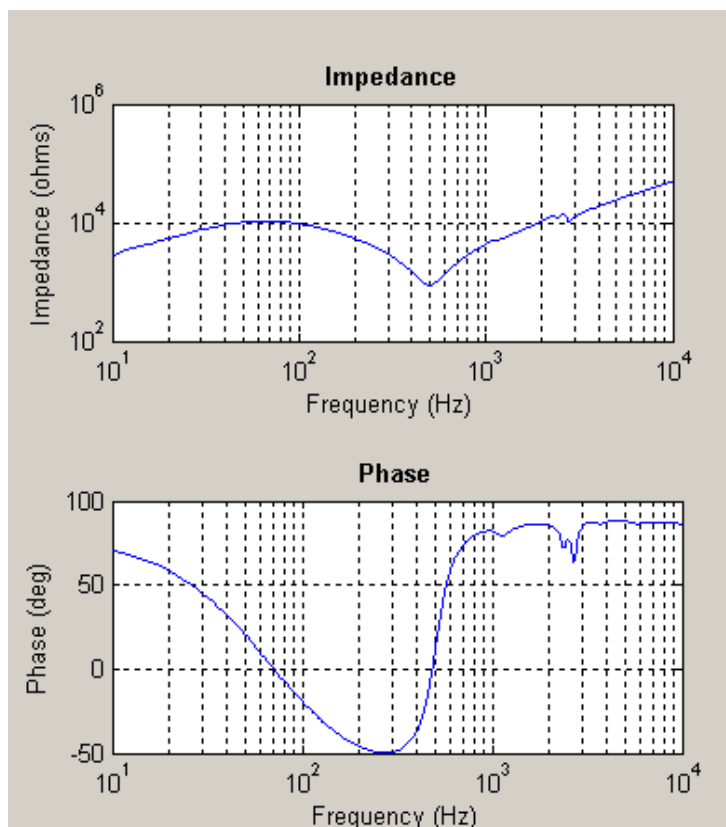


Figura 117 - Impedância $Z(f)$ vista pelo primário, com capacitores shunt distribuídos.

De fato existe uma ressonância acentuada em torno de 500 Hz, cuja amplificação de corrente em relação à 60 Hz é da ordem de $Z(60 \text{ Hz})/Z(500 \text{ Hz})=10$. Isto significa que para uma mesma tensão nas duas frequências, irá circular 10 vezes mais corrente em 500 Hz do que em 60 Hz.

Outro ponto importante refere-se ao feito da 7ª harmônica imposta pela rede primária, para examinar mais detalhadamente o efeito dessa ressonância, foi testado o que ocorre se a 7ª harmônica ($h_7=420\text{Hz}$) na tensão primária aumentar de 0,5% para 1%. Essa é a harmônica mais próxima da ressonância que poderia ser excitada pelo primário, já que a 9ª harmônica ($h_9=540\text{Hz}$), por ser de sequência zero, normalmente não é significativa no primário (3 fios).

Foi verificado um aumento da 7ª harmônica na tensão primária de 0,5% para 1%, que causou um aumento do DHTV no secundário de 3,1% para 3,7%, enquanto que o DHTI subiu de 18% para 22%. Tais aumentos ocorreram principalmente na 7ª harmônica (elevação de 12% para 15%).

Isto significa que, na região em torno da ressonância (400Hz a 600Hz), qualquer frequência imposta pela tensão primária irá provocar a circulação de correntes significativas através do transformador até os capacitores. A faixa em questão abrange as harmônicas de

ordem 7, 8, 9 e 10. De acordo com os resultados, 1% da 7ª harmônica de tensão causa um aumento de 25% da respectiva corrente harmônica no transformador e na rede secundária até os capacitores. As harmônicas pares (8ª e 10ª) dificilmente serão excitadas pela rede e a harmônica de ordem 9 em geral é bloqueada pela conexão delta do primário.

Portanto neste caso, pode-se dizer que a principal preocupação é com presença de 7ª harmônica no primário.

A seguir são descritos outros resultados obtidos através das simulações com capacitores shunt distribuídos:

- O FP (potência ativa/potência aparente) no secundário subiu de 0,88 para 0,98;
- As perdas na rede secundária foram reduzidas em aprox. 12% e no trafo em 13%;
- A potência no secundário do trafo aumentou de 39,34kW para 40,25kW enquanto que a potência reativa diminuiu de 20,40kVAr para 3,36kVAr. A potência aparente ($V_{sec} \cdot I_{sec}$) diminuiu 8% (de 44,6kVA para 41,1kVA);
- O DHTV subiu de 2,0% para 3,1%, enquanto o DHTI aumentou de 11% para 18%;
- A tensão mínima (123,7V na barra 6) aumentou 2V, enquanto que a tensão máxima (127,1V na barra 20) aumentou 1,8V;
- Para os valores dos capacitores usados, as possíveis ressonâncias, vistas pelo primário dos transformadores, ocorrem em torno de 500 Hz (entre as harmônicas 8ª e 9ª)

A seguir, alguns comentários relevantes sobre os resultados observados com capacitores shunt distribuídos:

As perdas na rede que eram da ordem de 2 kW foram reduzidas em 12% (aprox. 240W), conforme observado nos trechos de maior representatividade da rede secundária (2-4, 8-13, 10-12). No transformador, as perdas nos enrolamentos, que eram de 1kW, também caíram 13% (130W).

Como já mencionado, o aumento médio de 1,45% das tensões causa um aumento de 2,9% do consumo e, portanto, seria esperado um aumento da potência de 1,14kW (2,9% de 39,34kW). No entanto, a simulação acusou um aumento de 0,910kW (40,25kW - 39,34kW). A diferença (230W) pode, portanto, ser interpretada como redução de perdas na rede.

Com relação às sobre-tensões, verificou-se que as tensões máximas ficaram abaixo de 129V, fora do horário de ponta de carga.

O DHTV sofreu um aumento significativo de 2,0 para 3,1%, e o DHTI no transformador aumentou de 11% para 18%. Esse aumento da distorção da corrente deve-se em parte à diminuição da corrente fundamental, por conta da compensação reativa, e em parte pelo efeito da ressonância próxima da sétima harmônica, imposta pelo primário.

Pode-se notar uma pequena melhora no perfil de tensão com a instalação dos capacitores distribuídos, uma vez que a tensão mínima subiu mais do que a tensão máxima, estreitando, portanto, a faixa de variação ao longo da rede. A seguir efetua-se uma análise das correntes nos capacitores shunt próximos às cargas não-lineares (barras 3,12 e 18):

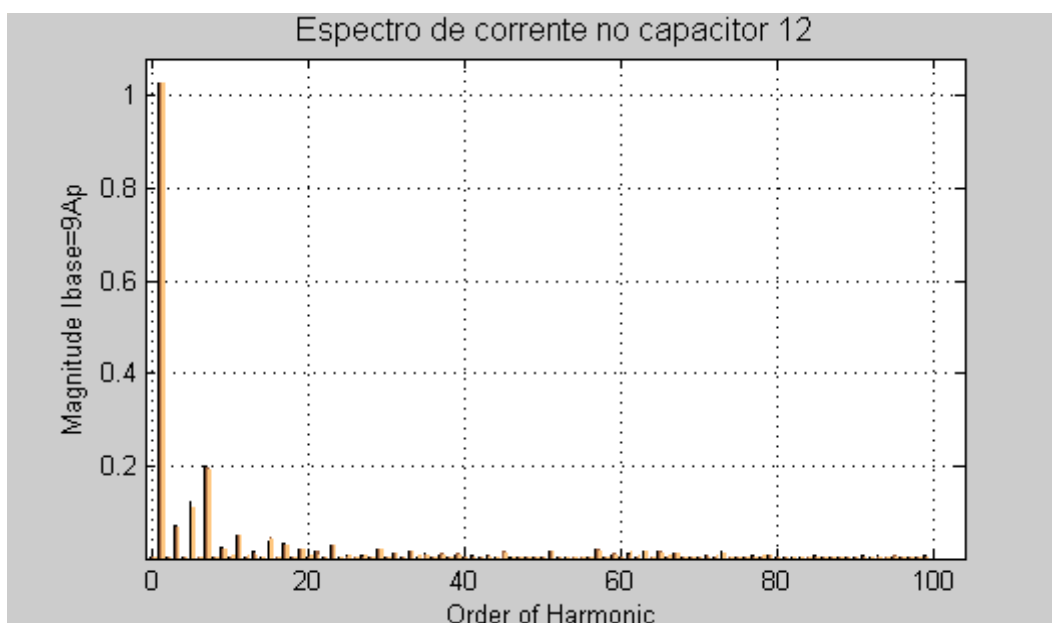


Figura 118 - Espectro da corrente no capacitor 12. Rede AT com 1% de 5h e 0,5% de 7h.

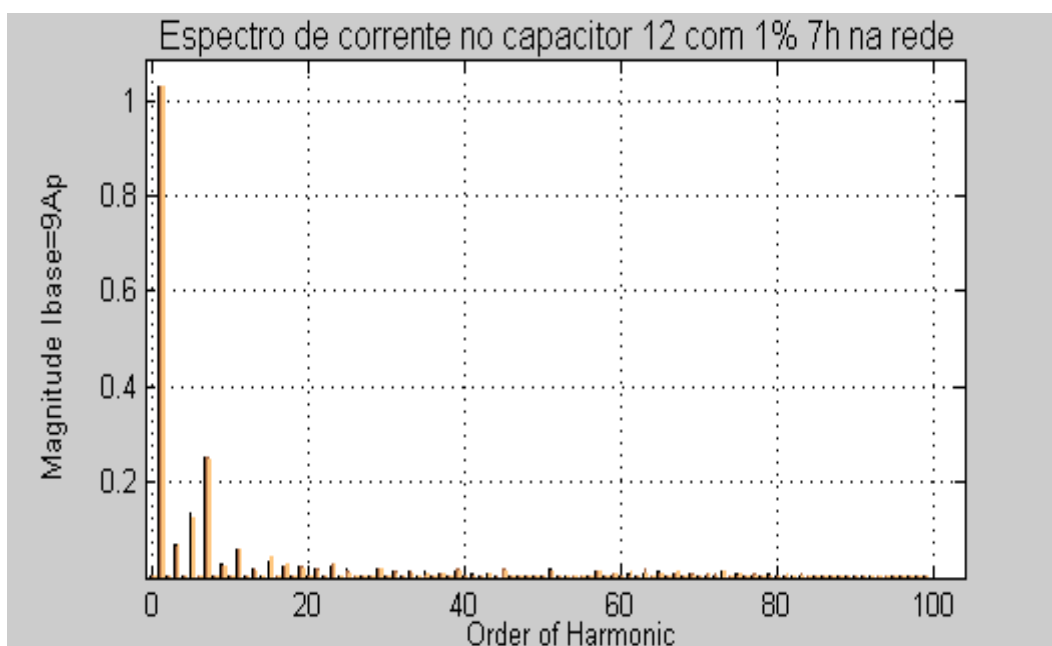


Figura 119 - Espectro da corrente no capacitor 12. Rede AT com 1% de 5h e 1% de 7h.

Com base nas avaliações, pode-se notar que as correntes através dos capacitores são ricas em harmônicas geradas pelos conversores CA-CC próximos. Os capacitores próximos às cargas não-lineares criam caminhos de baixa impedância em altas frequências. A análise mais detalhada da corrente do capacitor 12 mostrou que para 0,5% de tensão na AT a 7ª harmônica assume ~ 20% da fundamental de 6,4A. Já com 1% de 7ª harmônica, a corrente correspondente no capacitor 12 sobe para 25%, confirmando que um aumento de 0,5% na tensão harmônica gera aumento 10 vezes maior de corrente (5%).

Considerações finais sobre a alternativa de capacitores shunt distribuídos na rede secundária:

A conexão de capacitores shunt (Y aterrado) em 9 das 20 barras secundárias da rede RIC 03350, reduz as perdas totais em quase 13% (total de 370W, sendo 130W no transformador e 240W na rede secundária), basicamente devido à redução da corrente reativa na rede.

Apesar da redução das perdas, a potência ativa total no transformador aumenta porque ocorre um crescimento de consumo nas cargas existentes, devido ao aumento das tensões ao longo da rede secundária em função da conexão dos capacitores.

Do ponto de vista harmônico, pode-se dizer que há um aumento tolerável da distorção das tensões, no entanto, ocorre um aumento significativo na 7ª harmônica de corrente, por estar próxima da região de ressonância da rede primária com os capacitores, que são vistos como um banco único, resultando só uma frequência de ressonância em torno de 500Hz. Isto coloca um problema potencial para a 7ª harmônica imposta pelo primário.

A viabilidade econômica desse tipo de solução, passa pela comparação entre o custo de instalação dos capacitores (vida útil de 10 anos) com o valor acumulado da energia liberada pela redução das perdas, em conjunto com o aumento do consumo devido ao aumento das tensões nas cargas.

Outro benefício resultante dessa solução deve-se à redução de 8% do carregamento do transformador (44,6kVA para 41,1kVA), devido à correção do fator de potência. Deve-se lembrar que as simulações foram feitas para carregamento fora da ponta, onde o fator de potência das cargas é mais baixo (0,86). Durante o horário de ponta, o fator de potência aumenta para 0,93 e o carregamento do trafo chega a 150% sem os capacitores. Com os capacitores, o FP foi aumentado para 0,99, e o carregamento máximo foi reduzido para 140%. Isso pode contribuir para aumentar a vida útil do transformador, bem como reduzir a necessidade de manutenção preventiva.

Como segundo caso testou-se a alternativa de instalar um banco único de capacitores em Y aterrado, junto ao secundário do transformador com o mesmo objetivo de corrigir o FD entre as correntes e tensões secundárias. Para poder comparar os resultados com o caso distribuído, conectou-se o mesmo total de capacitâncias, ou seja, 920[μ F] por fase.

As tensões resultantes nas barras monitoradas no caso anterior, antes e depois da conexão do capacitor, estão listadas na Tabela 15.

Tabela 15. Capacitor shunt único, instalado junto ao secundário do trafo, e valores de tensão e corrente resultantes.

Barra	C [μ F]	Tensão [V] s/capacitor	Tensão [V] c/capacitor	Variação %	Corrente [A] nos capacitores
Sec	920	127	128,6	1,26	66
01		124,7	126,2	1,20	
03		124,2	125,7	1,21	
05		126,2	127,7	1,27	
06		123,7	125,2	1,19	
12		125,3	126,8	1,21	
15		126,8	128,4	1,26	
16		125,1	126,6	1,20	
18		126,9	128,5	1,26	
20		127,1	128,6	1,34	

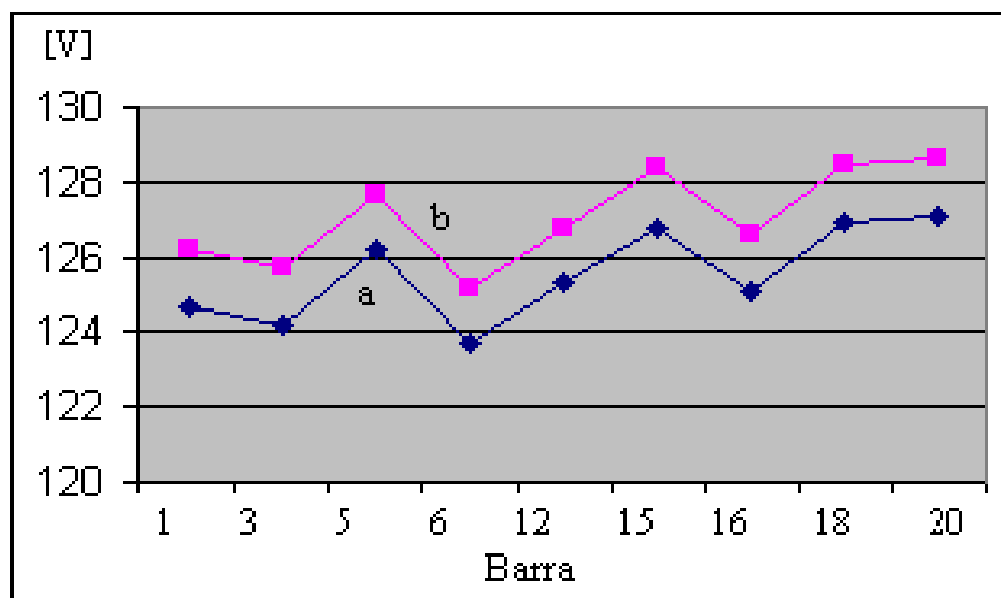


Figura 120 - a) Perfil das tensões sem capacitor. b) com capacitor Y aterrado, de 920 μ F por fase, no secundário.

O perfil das tensões mostra que houve um aumento médio de 1,2% das tensões. Portanto é esperado um aumento médio de 2,4% da potência nas cargas simuladas por impedância constante.

Nas figuras a seguir podem-se visualizar os espectros % das tensões e correntes secundárias, com o capacitor em Y conectado junto ao transformador.

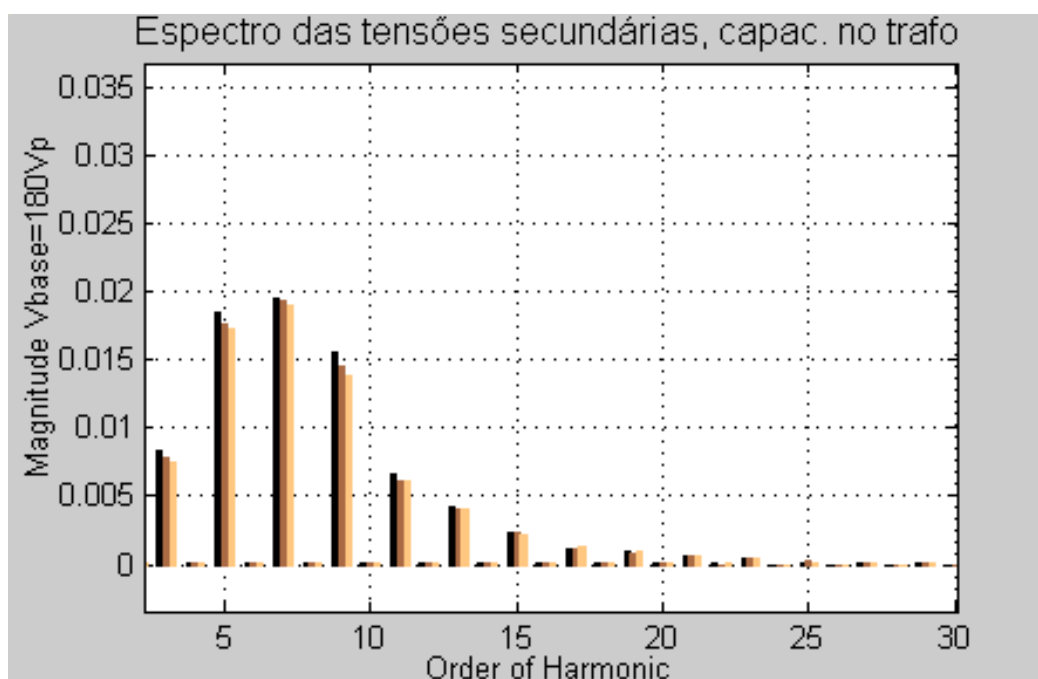


Figura 121 - Espectro das tensões secundárias com capacitor Y aterrado no trafo.

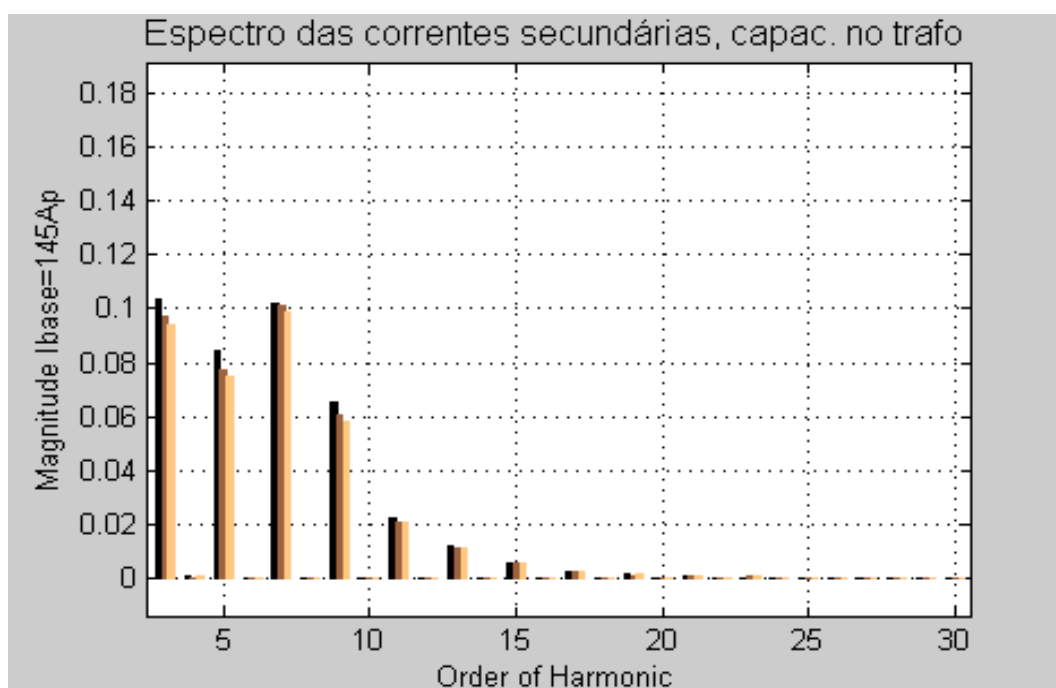


Figura 122 - Espectro de correntes secundárias com capacitor Y aterrado no trafo.

Pode-se notar que a presença de capacitor único conexão Y aterrado, próximo ao transformador aumenta as harmônicas de tensão chegando o DHTV a 3,2%. A distorção das correntes secundárias chega a DHTI= 17%. Neste caso a corrente de 7ª harmônica é de 10%, e não 12% como no caso distribuído. No entanto, a 9ª harmônica, que antes era de 2%, subiu para 6%. A explicação para isso pode ser obtida da nova característica $Z(f)$, vista pelo primário, com os capacitores colocados mais próximos do transformador:

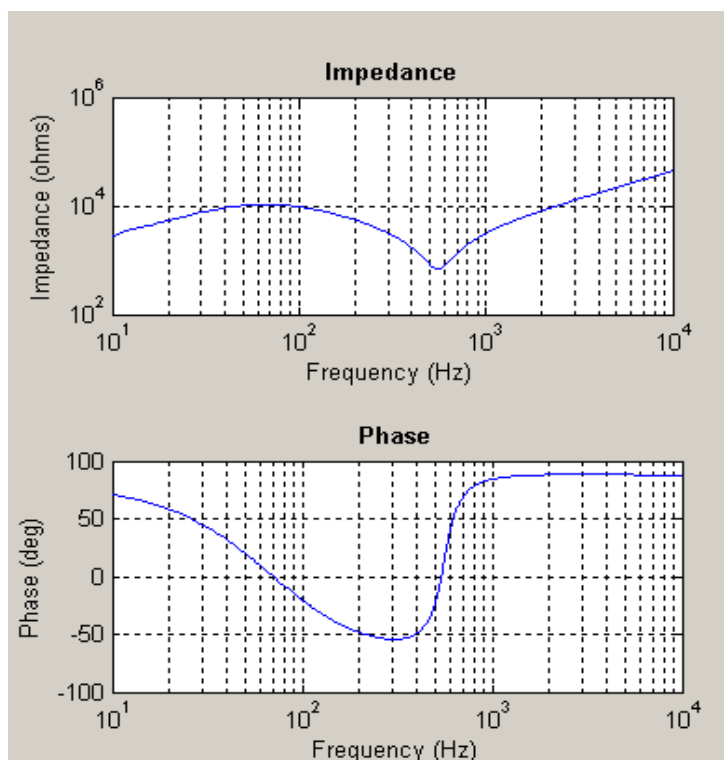


Figura 123 - Impedância $Z(f)$ vista pelo primário, com capacitor de 920uF no secundário.

Pode-se observar que a ressonância agora está em torno de 540Hz, que corresponde à 9ª harmônica. Esse deslocamento da frequência de ressonância para cima explica a redução da corrente da 7ª harmônica e o aumento da corrente de 9ª harmônica, imposta pelas cargas não-lineares.

5.7 - Análises das correntes nos capacitores em Y aterrado, junto ao transformador

Na figura 124 verificam-se as formas de onda das correntes obtidas com o capacitor conectado junto ao secundário do transformador e percebe-se o elevado grau de distorção. A amplitude da fundamental dos capacitores agora é de 46,7A eficazes por fase.

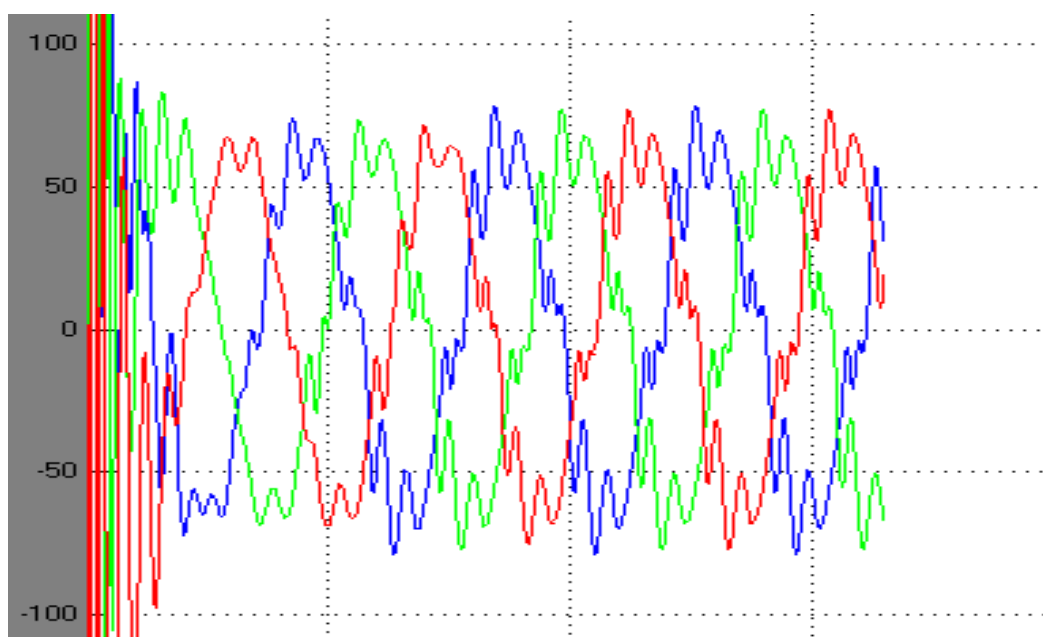


Figura 124 - Formas de onda das correntes nos capacitores em Y aterrado, junto ao trafo.

O espectro das correntes no capacitor mostra que há componentes perceptíveis até a 23ª harmônica.

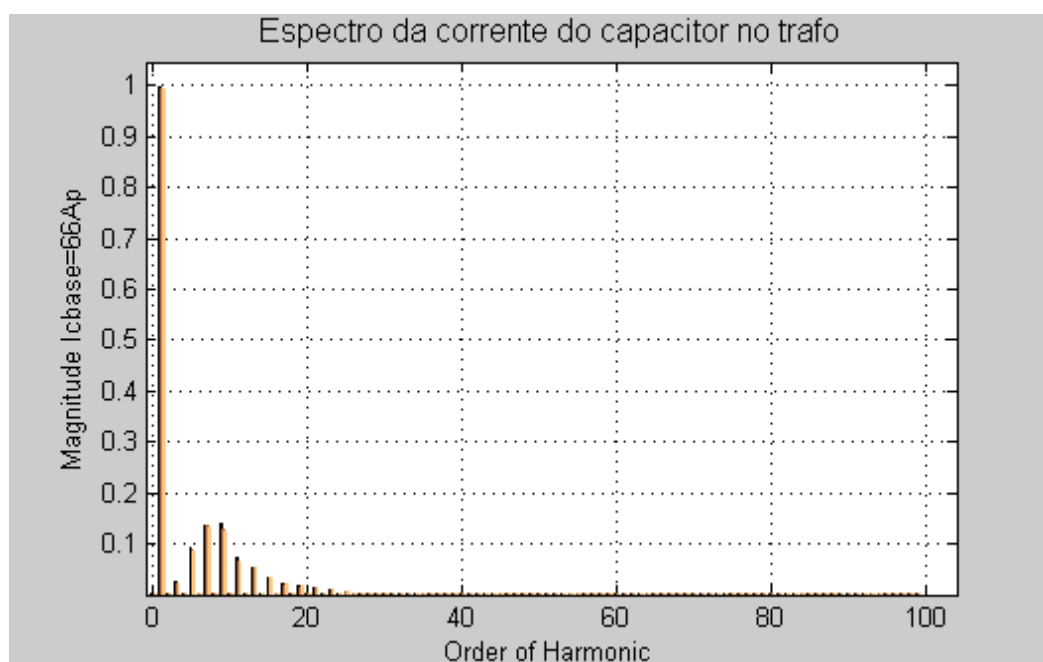


Figura 125 - Espectro da corrente no capacitor para rede com 1% de 5h e 0,5% de 7h.

As demais grandezas observadas na simulação dão conta de que, em relação ao caso sem capacitores junto ao transformador:

- a) O FP (potência ativa/potência aparente) no secundário subiu de 0,88 para 0,98;
- b) As perdas na rede não foram reduzidas, porém no transformador diminuiram 13%;
- c) A potência no secundário do transformador aumentou de 39,34kW para 40,20kW enquanto que a potência reativa diminuiu de 20,40kVAr para 2,94kVAr. A potência aparente ($V_{sec} \cdot I_{sec}$) diminuiu 8% (de 44,6kVA para 41,0kVA);
- d) O DHTV subiu de 2,0% para 3,2%, enquanto o DHTI aumentou de 11% para 17%;
- e) A tensão mínima (123,7V na barra 6) aumentou 1,5V, enquanto que a tensão máxima (127,1V na barra 20) também aumentou 1,5V;
- f) Para os valores dos capacitores usados, as possíveis ressonâncias, vistas pelo primário do transformador, ocorrem em torno de 540Hz (harmônica 9ª).

A seguir são efetuados alguns comentários sobre os resultados obtidos com capacitor em Y aterrado, junto ao transformador:

- As perdas na rede praticamente não mudaram como era de se esperar, pois a compensação reativa é feita junto ao secundário do transformador, porém, no transformador, as perdas nos enrolamentos, que eram de 1kW, caíram do mesmo tanto do caso anterior 13% (130W).
- O aumento médio de 1,1% das tensões causa um aumento de 2,2% do consumo e, portanto, seria esperado um aumento da potência de 865W (2,2% de 39,34kW). A simulação acusou um aumento de 860W (40,20kW - 39,34kW). A diferença (5W) poderia, portanto, ser interpretada como redução de perdas na rede.
- Com relação às sobre-tensões, verificou-se que as tensões máximas ficaram abaixo de 129V, fora do horário de ponta de carga.
- O DHTV sofreu um aumento significativo de 2,0 para 3,2%, e o DHTI no transformador aumentou de 11% para 17%. Esse aumento da distorção da corrente deve-se em parte à diminuição da corrente fundamental, por conta da compensação reativa, e em parte pelo efeito da ressonância próxima da nona harmônica, imposta pelas cargas não lineares.
- Neste caso perde-se o benefício da melhora do perfil das tensões (a tensão mínima e máxima subiu igualmente 1,5V).

5.8 - Comparações das duas alternativas em Y aterrado - Compensação distribuída versus concentrada

A Tabela 16 apresenta uma síntese comparativa dos resultados das duas alternativas: compensação reativa distribuída (caso1) e compensação global no secundário do transformador (caso 2).

Tabela 16. Comparação dos dois casos Y aterrados.

Grandeza	Sem compensação	Compensação Y distribuída	Compensação Y no transformador
FP	0,88	0,98	0,98
Perdas(W)	3000	2630	2870
THDV(%)	2,0	3,1	3,2
THDI(%)	11	18	17
Carregamento(%)	99	91	91
Tensão mínima(V)	123,7	125,7	125,2
Tensão máxima(V)	127,1	128,9	128,6

Há uma nítida vantagem da solução distribuída em termos da redução de perdas e da melhoria do perfil de tensões para os consumidores. Em termos da distorção de tensão e de corrente a maior diferença está na localização da frequência de ressonância, uma vez que os níveis de distorção subiram de maneira semelhante nos dois casos. A redução do carregamento foi similar nos dois casos, bem com a melhoria do FP.

5.9 – Conexões dos Capacitores em Delta para Compensação dos reativos

No que segue serão apresentados os resultados da simulação da mesma rede RIC 03350 considerando compensação reativa através de capacitores conectados em Delta (220V) nos dois casos:

- Bancos trifásicos de capacitores em delta, porém distribuídos na rede secundária;
- Banco trifásico único de capacitores em delta, concentrado junto ao secundário do transformador.

O objetivo neste item é verificar o desempenho da configuração delta dos capacitores, para compensação reativa em condições de carga desequilibrada e comparar com os dois casos (distribuído e concentrado) analisados anteriormente na configuração Y aterrada. Os principais focos de interesse para comparação são os seguintes:

- Perdas no transformador e na rede;
- Fator de potência resultante;
- Espectros harmônicos de tensões e correntes secundárias;
- Distorção total de tensão e corrente no secundário;
- Níveis de tensão no secundário;
- Possíveis ressonâncias.

Caso 1 - Capacitores em Delta, distribuídos na rede secundária

Foram assumidos valores padrão de capacitores, de modo que resultassem em compensação equivalente à da conexão Y aterrada, analisada anteriormente. A Tabela 17 apresenta os valores dos capacitores utilizados e as tensões resultantes.

Tabela 17. Capacitores conectados nas barras e valores de tensão e corrente resultantes.

Barra	C [μF]	Tensão [V] s/capacitor	Tensão [V] c/capacitor	Variação %	Corrente [A] nos capacitores
01	30,7	124,7	126,5	1,44	
03	45,9	124,2	126,2	1,61	3,9
05	45,9	126,2	127,8	1,27	
06	30,7	123,7	125,7	1,62	
12	45,9	125,3	127,1	1,44	3,9
15	30,7	126,8	128,5	1,42	
16	30,7	125,1	126,9	1,44	
18	30,7	126,9	128,7	1,42	3,9
20	30,7	127,1	128,9	1,42	

As tensões resultantes são iguais às do caso Y aterrado. As correntes nos capacitores são praticamente equilibradas, pois não circula corrente de sequência zero no delta.

Os espectros das tensões e correntes secundárias são mostrados nas Figuras 147 e 148. Da mesma forma que nos testes anteriores, assume-se que a rede primária injeta 1% de 7ª harmônica e 0,5% de 5ª harmônica de tensão.

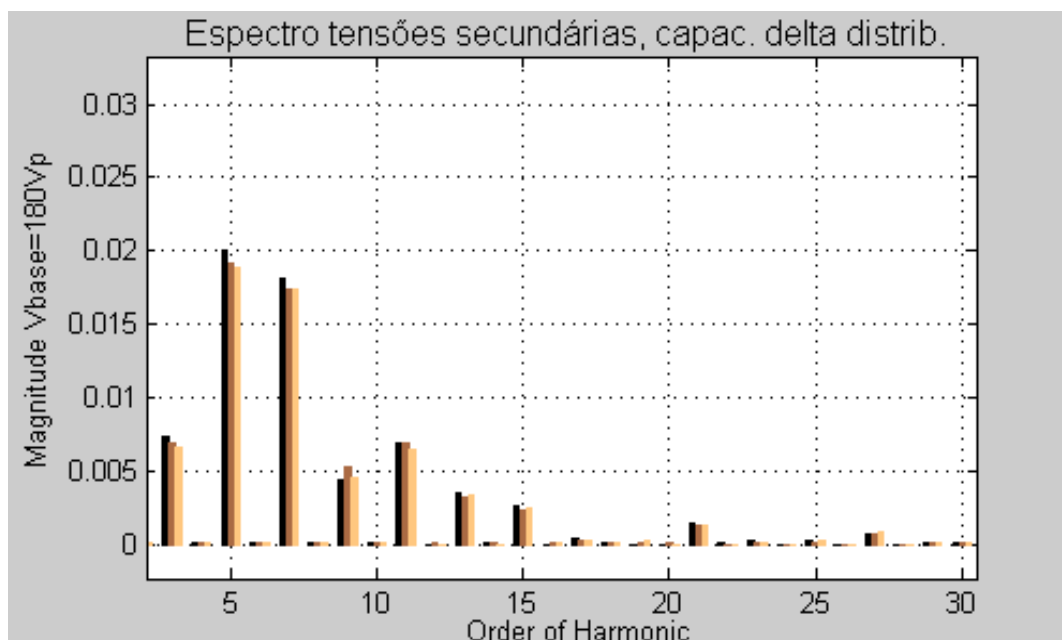


Figura 126 - Espectro das tensões secundárias com capacitores em delta, distribuídos.

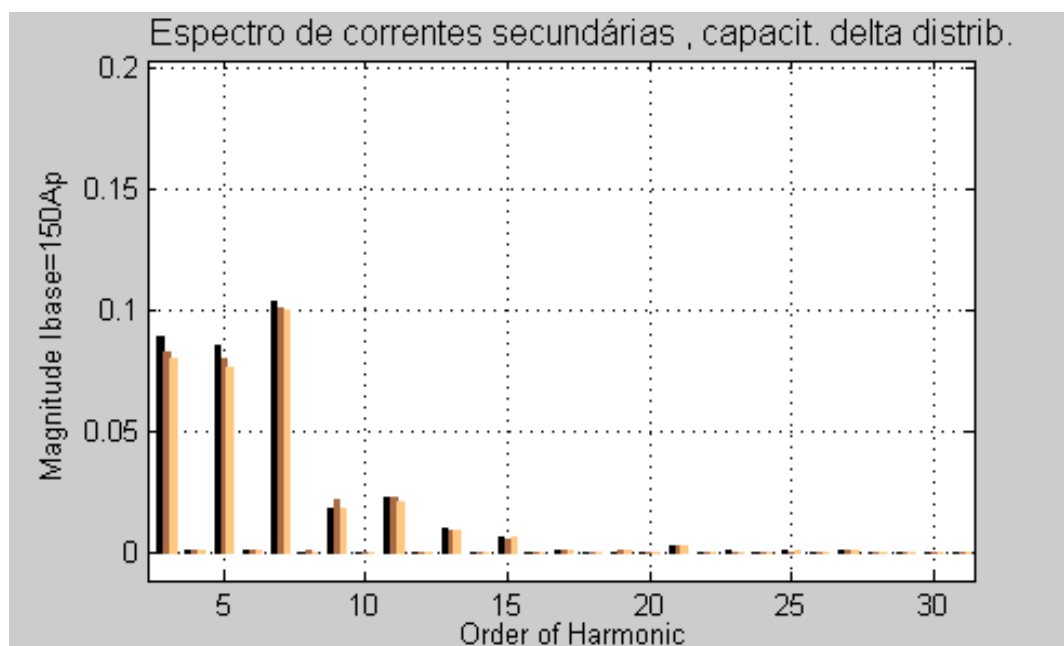


Figura 127 - Espectro das correntes secundárias com capacitores em delta, distribuídos.

A Tabela 18 mostra a comparação das componentes harmônicas de V e I para ambos os casos:

Tabela 18. Comparação do conteúdo harmônico para capacitores distribuídos para conexões Y aterrado e Delta.

Capacitores distribuídos	Vh % secundário		Ih % secundário	
	Y aterrado	Delta	Y aterrado	Delta
3h	0,9	0,7	10,0	8,0
5h	2,0	1,9	8,0	8,0
7h	2,2	1,8	12,3	10,0
9h	0,5	0,5	2,0	2,0
11h	0,4	0,7	1,0	2,5
13h	0,1	0,4	0,3	1,0
15h	0,03	0,25	-	0,5
DHT	3,1	2,9	18	17

Observa-se que na configuração Delta houve redução das harmônicas inferiores, de ordem 3, 5 e 7, porém aumentaram as de ordem superior 11, 13 e 15.

A figura 128 mostra os espectros das correntes nos capacitores em Delta, onde fica nítido que as correntes de sequência zero (3h, 9h, 15h) aparecem zeradas.

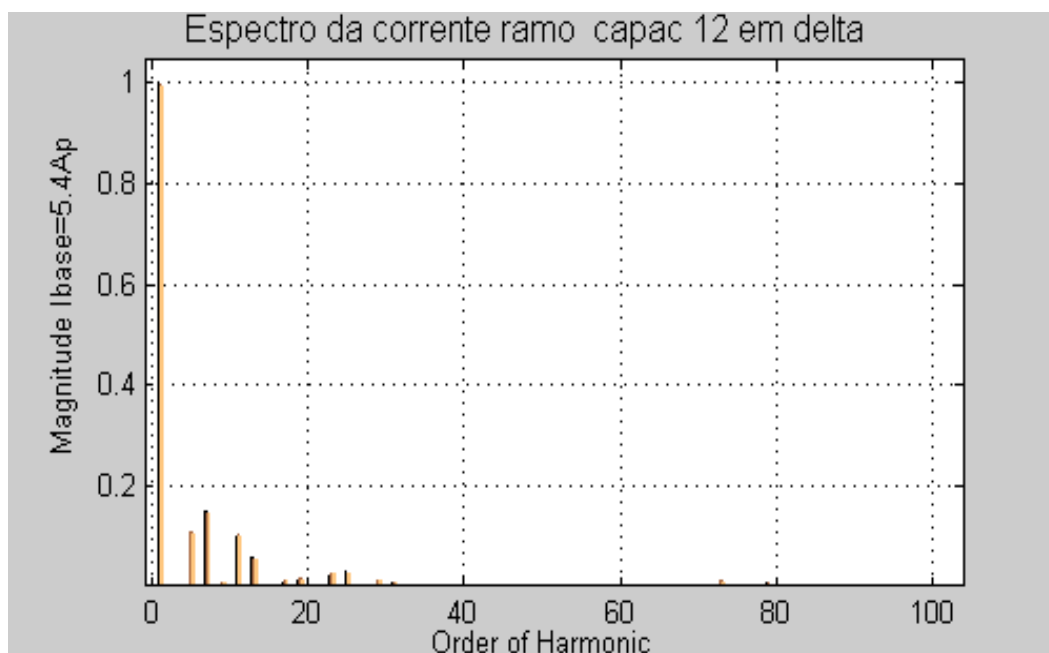


Figura 128 - Espectro da corrente no ramo delta do capacitor conectado na barra 12.

Observações sobre capacitores em Delta, distribuídos na rede secundária:

- As perdas no transformador e na rede foram iguais às da conexão Y aterrada;
- O fator de potência também ficou igual ao da conexão Y (0,98);
- O DHTV diminuiu de 3,1% para 2,9% enquanto o DHTI diminuiu de 18% para 17%.
- O carregamento do trafo foi reduzido da mesma forma que na conexão Y aterrada.

Portanto, a maior vantagem da conexão Delta dos capacitores distribuídos em relação à conexão Y aterrada, está na redução da capacidade dos capacitores ($1/3$ do valor da associação Y) para se conseguir os mesmos benefícios relativo à redução das perdas, do perfil das tensões, melhoria do FP, redução do carregamento do transformador, etc. A mudança da tensão de operação dos capacitores (127 V para 220 V) não aumenta praticamente o custo dos capacitores, pois utilizam a mesma tecnologia de fabricação.

Caso 2 - Capacitores em Delta, concentrados junto ao secundário do transformador

Neste teste foram conectados capacitores de $306\mu\text{F}$ entre fases do secundário do transformador, operando em 220V. Isso corresponde ao mesmo valor de reativos da conexão de $920\mu\text{F}$ em Y aterrado, operando em 127V.

As figuras 129 e 130 mostram os espectros das tensões e correntes secundárias, assumindo também que a rede primária injeta 1% de 5ª e 0,5% de 7ª harmônicas.

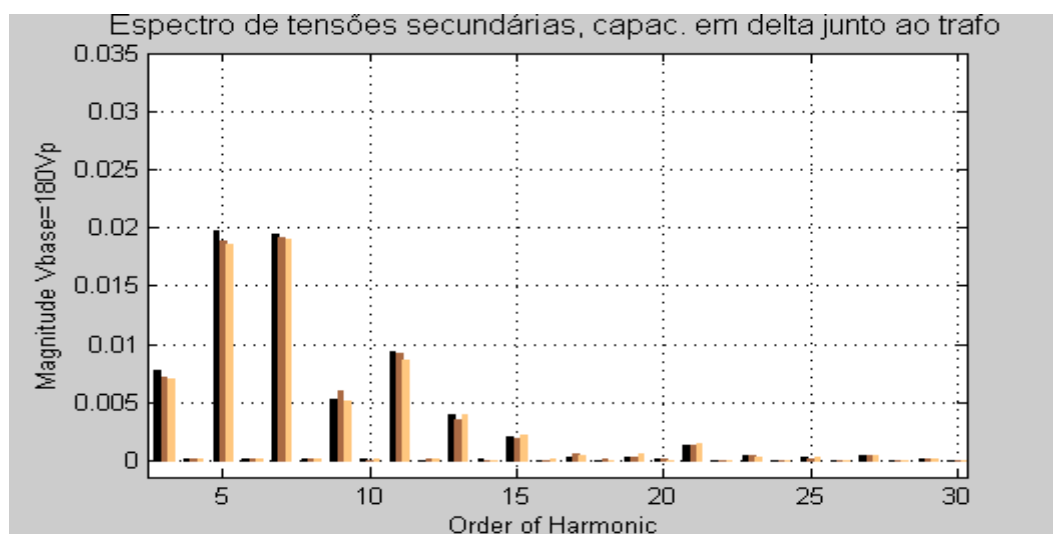


Figura 129 - Espectro de tensões secundárias para capacitores de $306\mu\text{F}$, em delta, no trafo.

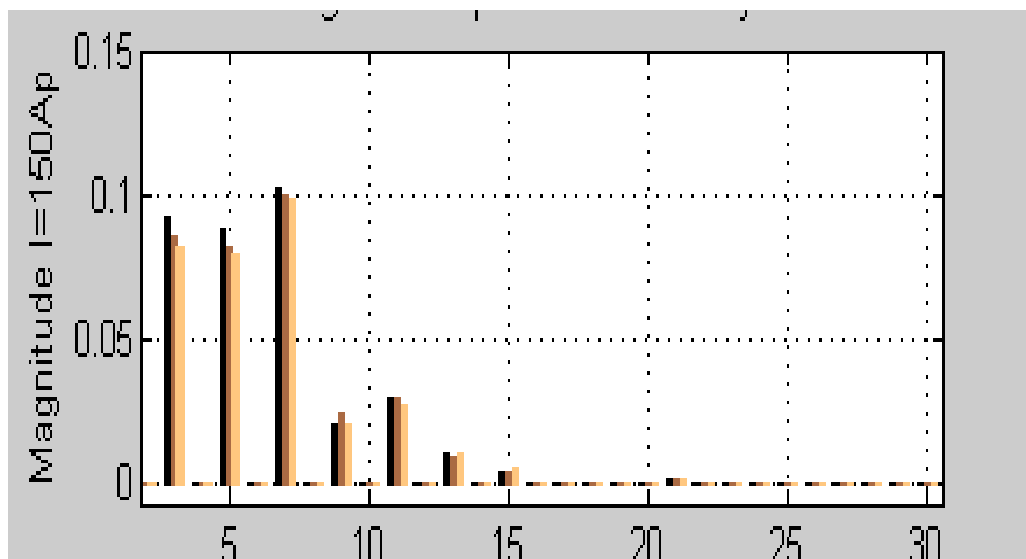


Figura 130 - Espectro das correntes secundárias para capacitores de 306 μ F, em delta, no trafo.

A Tabela 19 mostra a comparação das componentes harmônicas de tensão e corrente para os dois casos:

Tabela 19. Comparação do conteúdo harmônico para capacitores concentrados junto ao trafo, para conexões Yaterrado e Delta.

Capacitores concentrados	Vh % secundário		Ih % secundário	
	Yaterrado	Delta	Yaterrado	Delta
3h	0,8	0,7	10,0	8,0
5h	1,8	1,9	8,0	8,0
7h	1,9	1,9	10,0	10,0
9h	1,5	0,5	6,0	2,0
11h	0,6	0,9	2,1	3,0
13h	0,4	0,4	1,0	1,0
15h	0,25	0,2	0,5	0,5
DHT	3,2	3,0	17,0	16,0

As principais observações neste caso são a redução significativa da 9ª harmônica de tensão e corrente, que era excitada pela ressonância do banco capacitivo com o transformador. Na conexão Delta essa corrente (de sequência zero) não consegue circular pelos capacitores. No entanto, a 11ª harmônica sofre um aumento de 50%, mas mesmo assim ainda não atinge valores preocupantes.

O espectro das correntes através dos capacitores, mostrado na figura 131, indica que predomina a 7ª harmônica, com 14% da fundamental. O valor eficaz da corrente fundamental nos capacitores é de 25,5A.

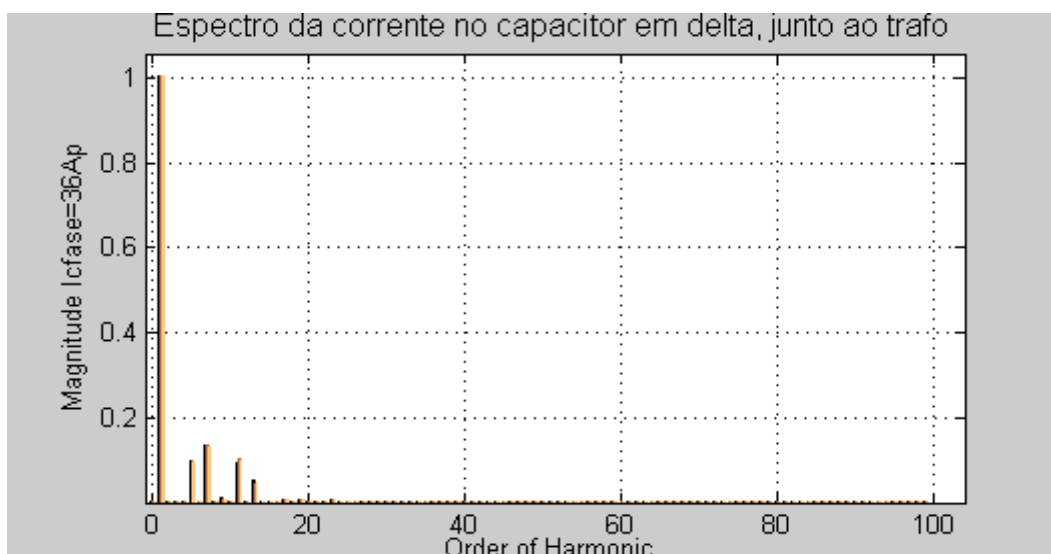


Figura 131 - Espectro das correntes no capacitor de 306 μ F em delta, no secundário.

Observações sobre a conexão Delta dos capacitores no secundário do transformador.

As potências ativa e reativa tanto no primário como no secundário do transformador ficaram praticamente iguais aos da conexão Y aterrado. (PAT=41,05kW, QAT=6,66kVAr PBT=40,18kW, QBT=3,82kVAr);

A redução de perdas no transformador também foi a mesma da conexão Y aterrado. (130W);

As tensões e correntes eficazes secundárias também permaneceram praticamente iguais (diferença máxima de 0,1V).

A principal alteração observada está nos espectros de tensão e corrente. A 9ª harmônica (de sequência zero) que antes era excitada pela conexão Y aterrada dos capacitores junto ao transformador, agora é barrada pela conexão dos capacitores equivalentes em delta. O espectro das correntes nos capacitores em delta mostra claramente que não há circulação de 3ª e 9ª harmônicas.

Devido à redução da corrente de ordem 9 o THDI caiu de 17% para 16%, enquanto que o de tensão se reduziu de 3,2% para 3,0%. A redução da 9ª harmônica de 6% para 2,5% foi compensada por um pequeno aumento da 11ª harmônica de 2,1% para 3,0%.

A resposta em frequência $Z(f)$ vista pelo primário, com os capacitores de 306 μ F, conectados em delta no secundário, foi a mesma obtida para capacitores de 920 μ F conectados em Y aterrado no secundário.

Esse último resultado mostra que, do ponto de vista da alta tensão, as duas formas de conexão dos capacitores são equivalentes, já a conexão delta do primário do transformador barra a propagação das harmônicas de sequência zero para o secundário nos dois casos.

Do ponto de vista das cargas, no entanto, a diferença é significativa, já que a conexão delta não absorve as correntes de sequência zero, ao contrário da conexão Y aterrada. Pode-se concluir, portanto, que a conexão delta dos capacitores junto ao secundário de fato também é vantajosa em relação à conexão Y aterrada.

5.10 - Efeito da saturação do transformador, ferro-ressonância.

O objetivo destes testes é verificar a possibilidade de ocorrência da ferro-ressonância na presença do banco capacitivo junto ao transformador. A saturação modifica a reatância operacional do transformador, podendo causar o fenômeno da ferro-ressonância, se for conectado um banco capacitivo grande o suficiente, próximo ao transformador.

Testou-se saturação branda e saturação acentuada, conforme características linearizadas mostradas na figura 132. Saturação branda foi caracterizada pelos seguintes pares de corrente-fluxo [pu]: (0,0); (0,8 e 0,8); (1,4 e 1,0). Saturação acentuada foi caracterizada pelos pares: (0,0); (0,8 e 0,8); (2,0 e 1,0).

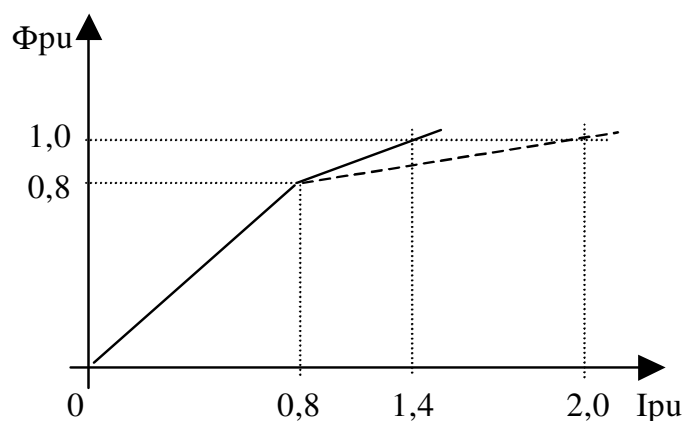


Figura 132 - Características de saturação branda e acentuada.

Para fins de comparação, as figuras seguintes mostram os espectros de tensão e corrente secundárias sem saturação, com saturação branda e com saturação acentuada.

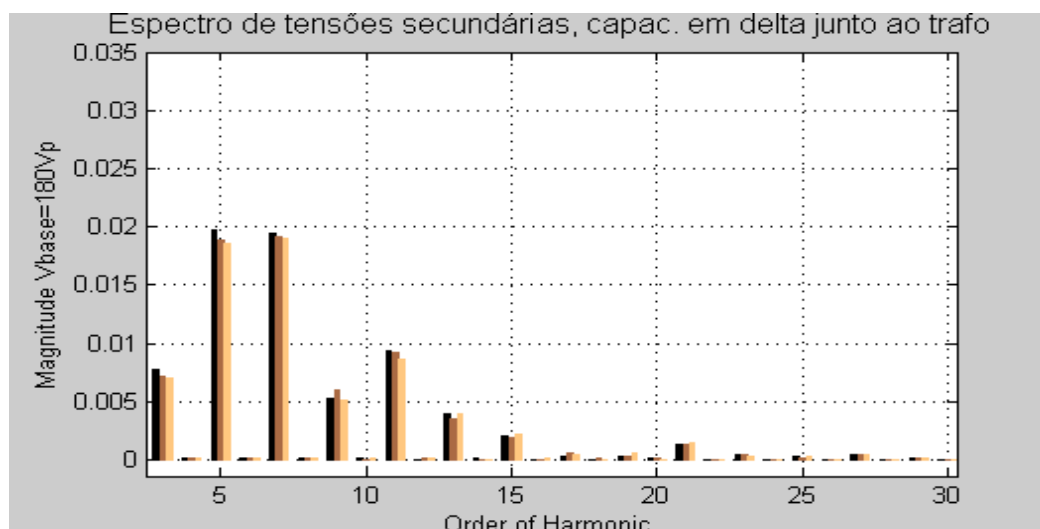


Figura 133 - Espectro das tensões secundárias, capacitores em delta no transformador, sem saturação.

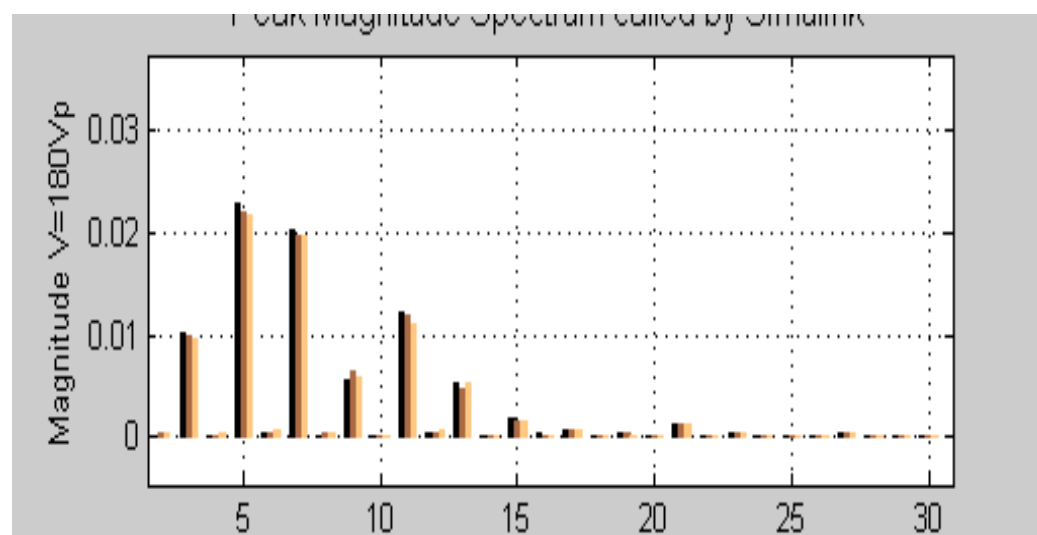


Figura 134 - Idem, com saturação branda.

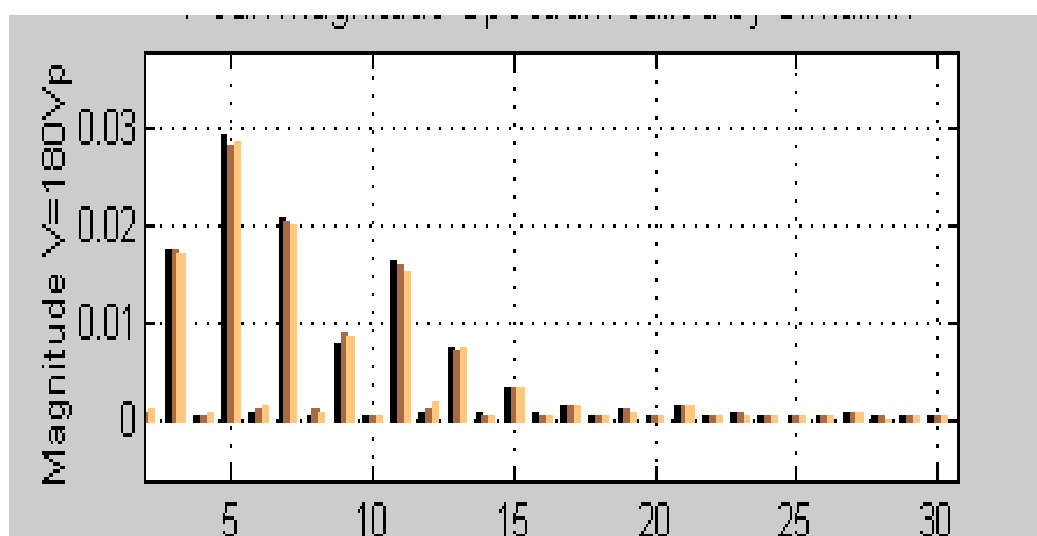


Figura 135 - Idem, com saturação acentuada.

Notar que mesmo com saturação branda já se observa aumento das harmônicas ímpares de tensão, principalmente as de ordem mais baixa 3h (+30%), 5h (+20%). Estas observações sugerem que partes da distorção das tensões secundárias podem ser impostas pela saturação do transformador, quando ele opera com tensão acima da nominal no primário (13.8kV).

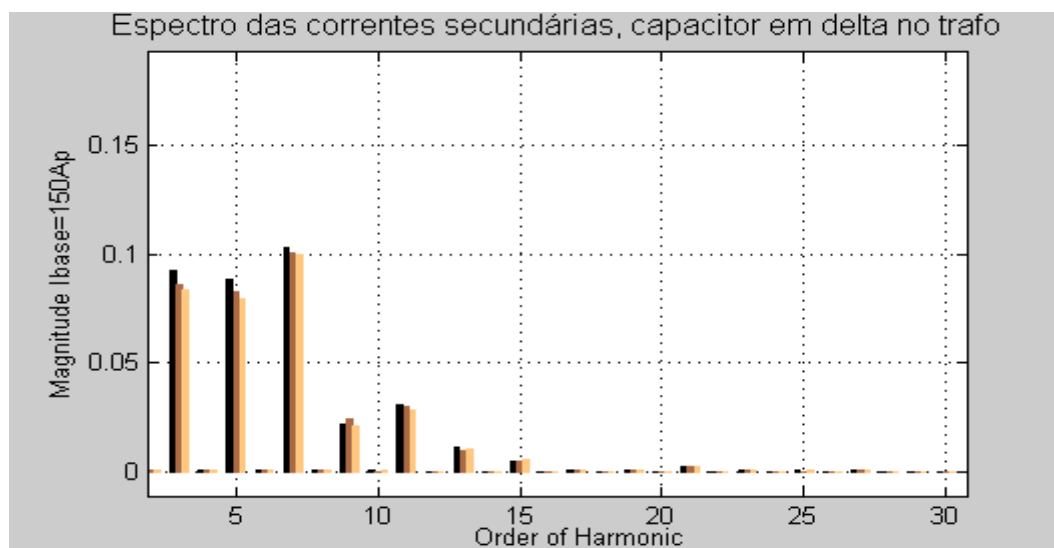


Figura 136 - Espectro das correntes secundárias, capacitores em delta no transformador, sem saturação.

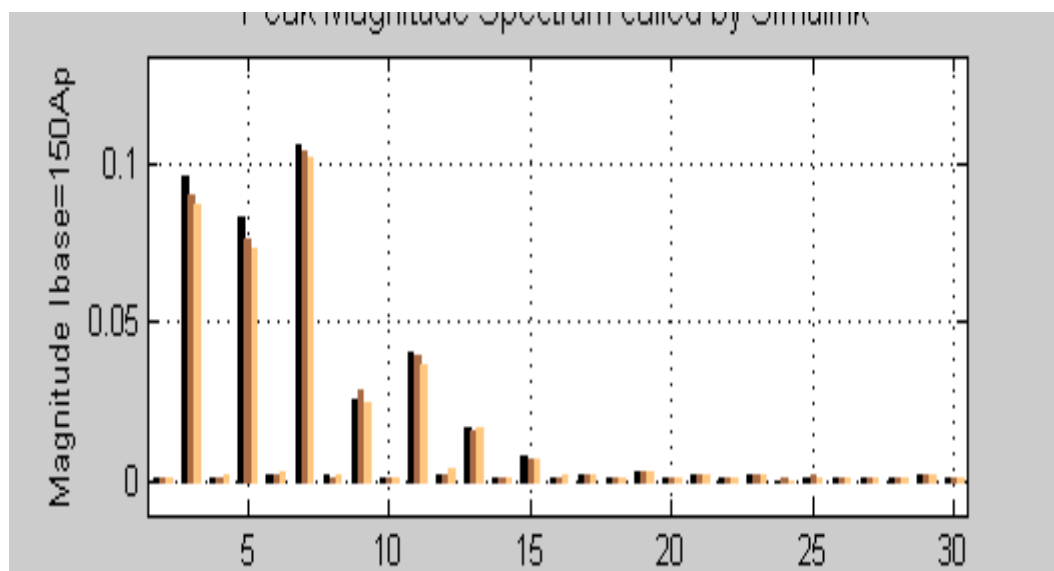


Figura 137 - Idem, com saturação branda.

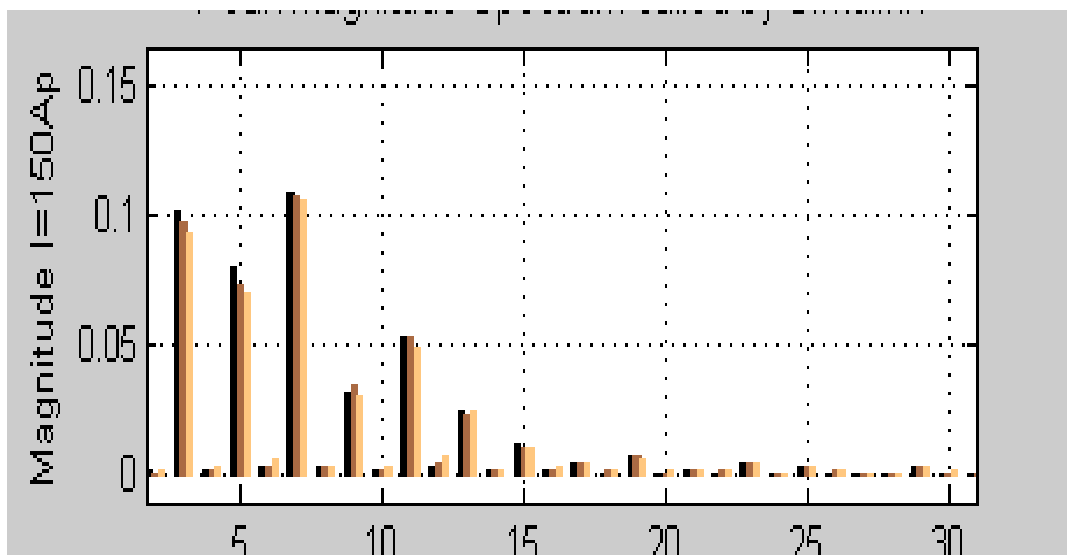


Figura 138 - Idem, com saturação acentuada.

As harmônicas de corrente que mais sofreram aumento são as de ordem 11^a e 13^a. Isto sugere que se trata de ampliação na região de ressonância dos filtros.

Esse teste tinha como objetivo verificar a possibilidade de ocorrência da ferro-ressonância no caso de capacitores junto ao transformador, causado pela mudança da indutância sob saturação. No entanto isso não foi observado, e de acordo com a literatura esse fenômeno dificilmente ocorre se o primário está conectado em delta e se houver cargas dissipativas em paralelo com o transformador (cargas ativas), como é o caso.

5.11 - Resultados das medições antes e após a instalação dos capacitores

As medições apresentadas a seguir cobrem um pouco mais que 3 semanas de medição (28/jun a 22/jul/2004). Os primeiros 7 dias de medição foram antes da instalação dos capacitores e as duas últimas semanas, após a instalação do banco de capacitores próximo ao transformador. Durante uma semana (06 a 13/jul) o banco de capacitores de 17,5 kVAr estava conectado em Delta e no último período (13 a 22/jul) um banco equivalente estava conectado em Y aterrado.

Uma vez que o banco de capacitores não pode ser instalado no poste do transformador, por falta de espaço, optou-se pela instalação no poste mais próximo (07), conforme layout mostrado no início.

Os resultados e comparações serão feitas à medida que os resultados das medições forem apresentados. Lembramos que o ajuste inicial do modelo para simulações foi baseado

em medições realizadas na última semana de dezembro de 2003 (época das festas de fim de ano). As medições atuais de junho/julho de 2004 apresentam uma condição de cargas secundárias diferente, por ser inverno. Por essa razão, faz-se inicialmente uma comparação entre as principais medições de dezembro e as de julho, antes da instalação dos capacitores.

Comparação entre as medições de dezembro/2003 e julho/2004:

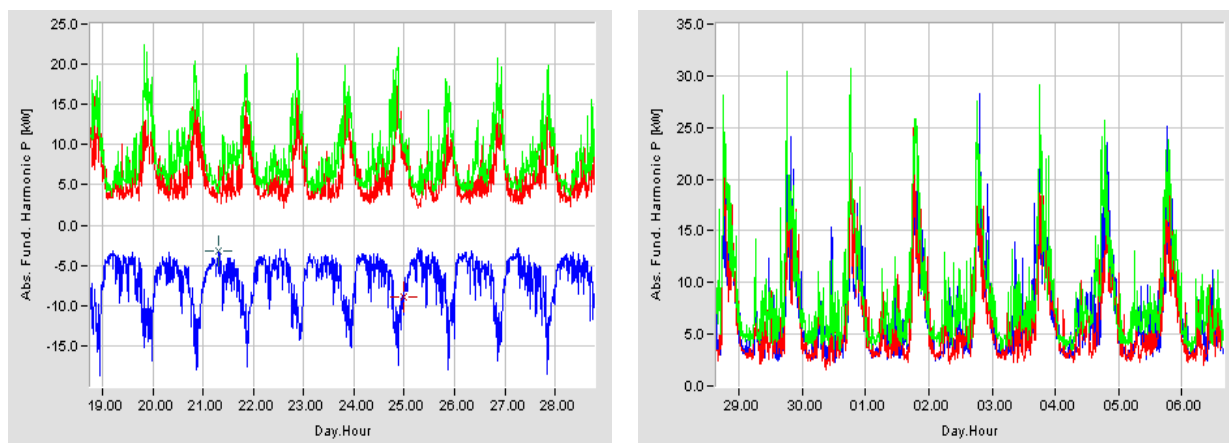


Figura 139 - (esq) Potência ativa fundamental (fase A invertida), dez/03.
(dir) Potência ativa fundamental jul/04

Observar que em dezembro a potência ativa nas fases variava entre 4 e 20kW; em julho variou entre 3 e 25kW.

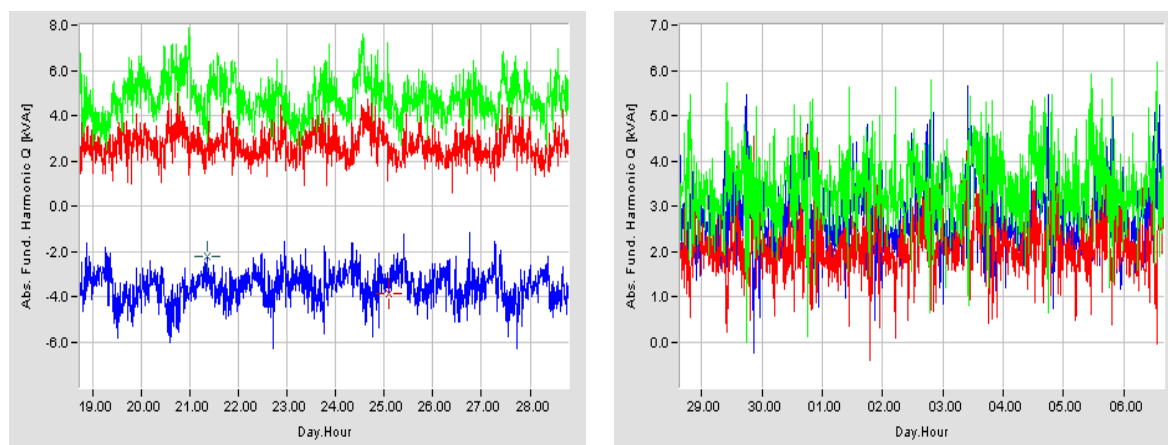


Figura 140 - (esq) Potência reativa fundamental (fase A invertida), dez/03.
(dir) Potência reativa fundamental, jul/04.

Em dezembro a potência reativa nas fases variava entre 2 e 8kVAr; em julho variou entre 0 e 6kVAr. Conclui-se que em julho aumentou a carga ativa e com isso o fator de potência.

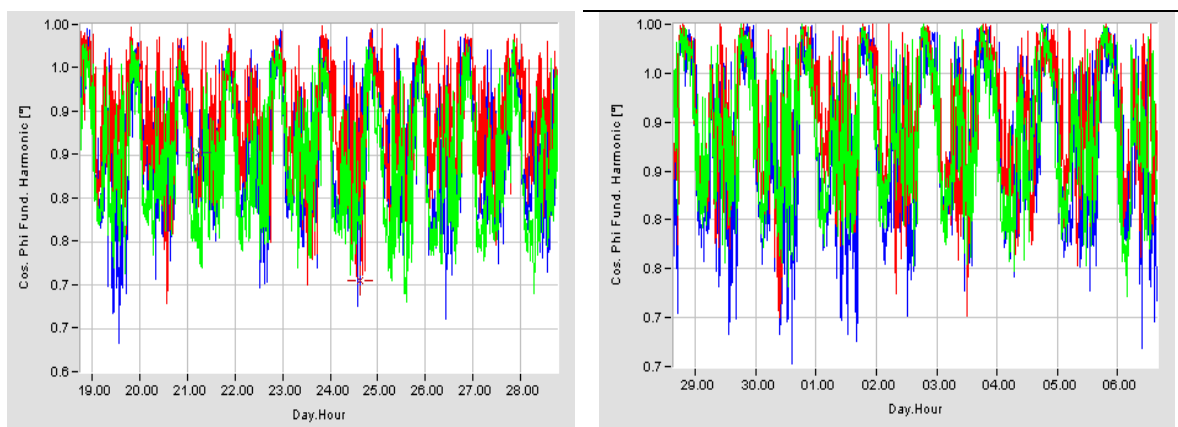


Figura 141 - (esq) Fator de Deslocamento da fundamental apurado em dezembro/03. (dir) Fator de Deslocamento da fundamental apurado em jul/04.

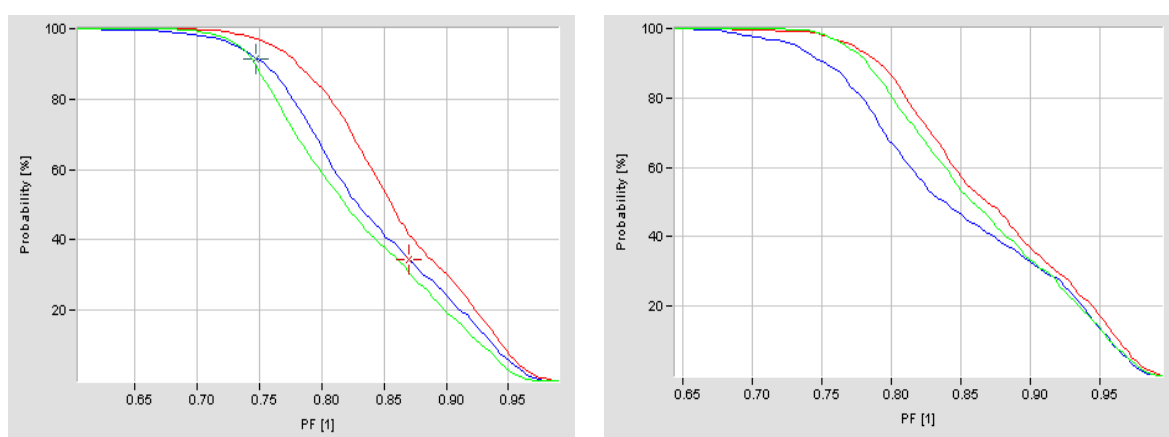


Figura 142 - (esq) Probabilidade cumulativa do Fator de Deslocamento, dez/03. (dir) Probabilidade cumulativa do Fator de Deslocamento, jul/04. (dir) Probabilidade cumulativa do Fator de Deslocamento, jul/04.

Pela curva de probabilidade cumulativa pode-se observar que em dezembro o cosfi esteve acima de 0,92 durante 20% do tempo. Em julho esse percentil subiu para 30% do tempo.

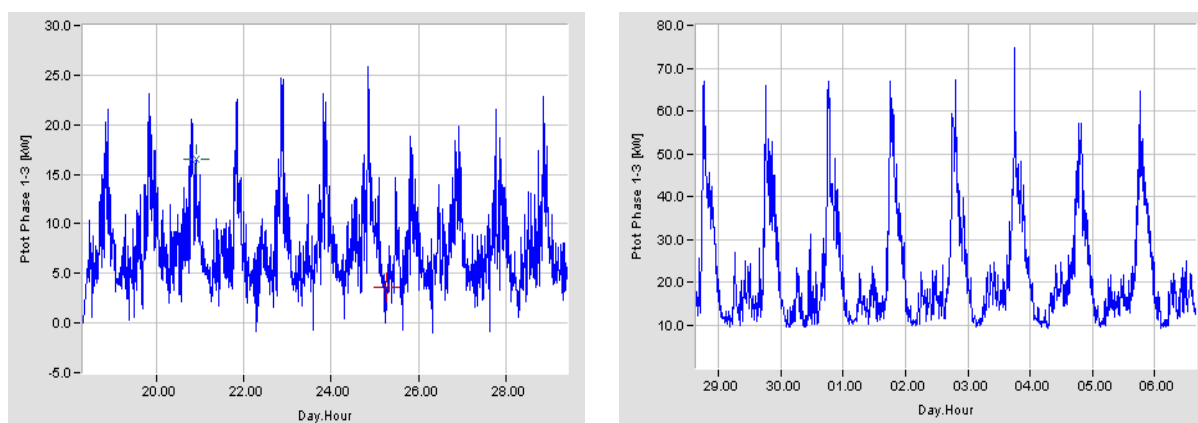


Figura 143 - (esq) Potência ativa total em dez/03 (dir) Potência ativa total em julho/04

A potência ativa total em dezembro variou entre 0 e 25kW, enquanto em julho variou entre 10 e 70kW. Isto mostra que no inverno ocorre sobrecarga de até 150% no transformador.

Resultados das medições de julho/2004 sem e com capacitor:

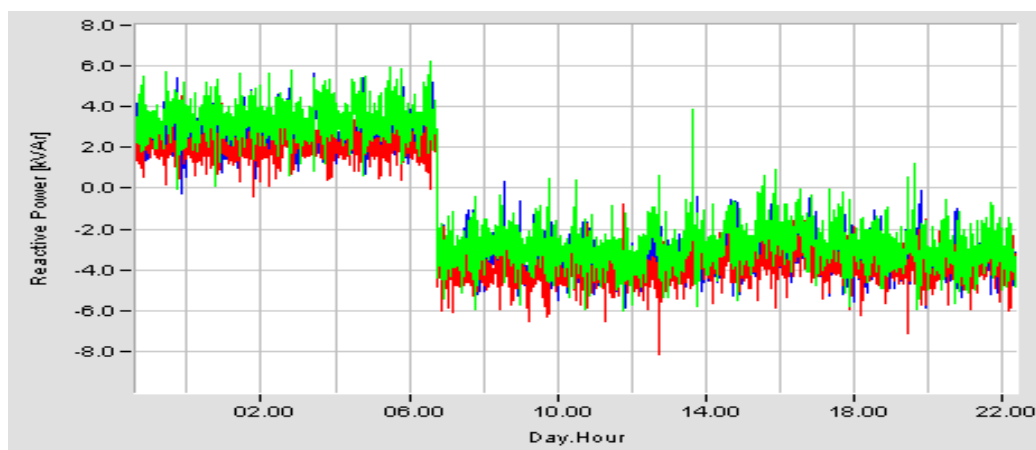


Figura 144 - Potência reativa durante as três semanas de medição.

A primeira constatação é que o banco capacitivo foi sobre dimensionado. Ao invés de simplesmente cancelar os reativos da rede secundária injetou o dobro do necessário, passando de 3 kVAr indutivo para 3 kVAr capacitivo por fase.

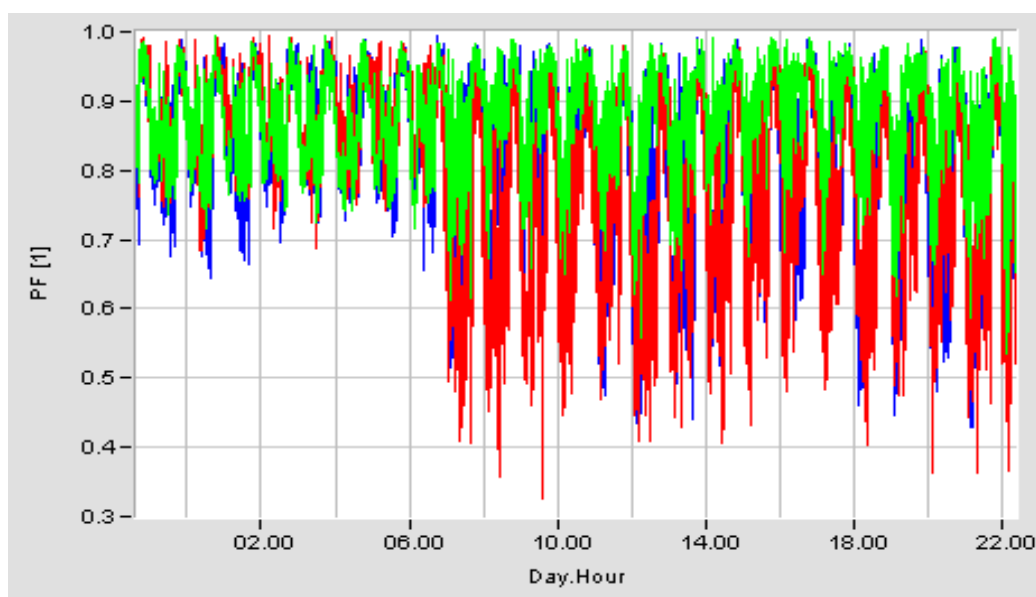


Figura 145 - FP resultante durante as três semanas.

O fator de potência médio com isso piorou em duas fases onde ocorreu maior sobrecompensação.

É necessário destacar o erro de dimensionamento do banco de capacitores que foi cometido: com base nas medições de potência ativa fixou-se um nível representando carga pesada (40kW), porém adotou-se um fator de potência médio estimado para o período diurno ($\cos\phi=0,86$), chegando-se ao valor de reativos de 24kVAr. A compensação de 2/3 desses reativos (optou-se pelo valor 17,5kVAr para poder usar capacitores padrão do fabricante), elevaria o FP, presumidamente, para próximo de 1,0.

Esse procedimento mostrou-se incorreto para a compensação reativa, pois superestimou o nível de reativos demandado pelas cargas. Pelas medições poderia ter sido observado, que as variações do FP eram devido às variações da potência ativa ao longo do dia, e não devido às variações de potência reativa, que se mantinha constante em torno de 7kVAr.

Com isso a compensação reativa tornou-se extremamente simples: basta dimensionar o banco de capacitores pelo nível de potência reativa da rede, que é praticamente constante. Essa informação que já estava nas medições de dezembro que indicava que bastaria instalar um banco fixo entre 7 e 8kVAr, ou seja metade do que foi instalado. A análise dos demais resultados da medição mostra que a sobre compensação não chegou a criar outros problemas como, por ex., de sobre tensões excessivas sob carga leve (a tensão máxima ficou em 133V).

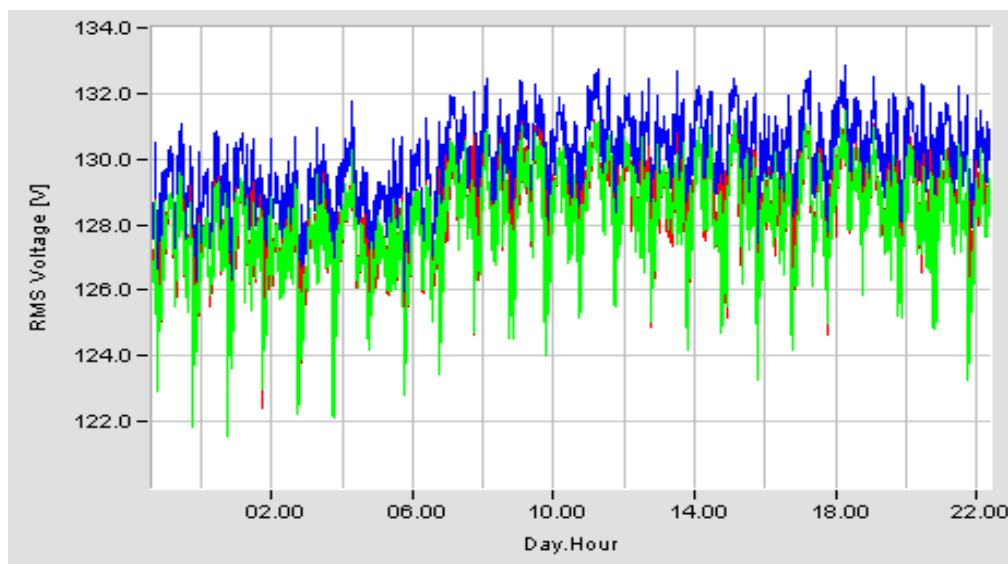


Figura 146 - Tensões secundárias durante as 3 semanas de medição.

Pode-se notar que com os capacitores conectados em delta ou Y equivalente, a tensão secundária subiu de um patamar superior de 130V para 132V, que está na faixa admissível de sobre tensão.

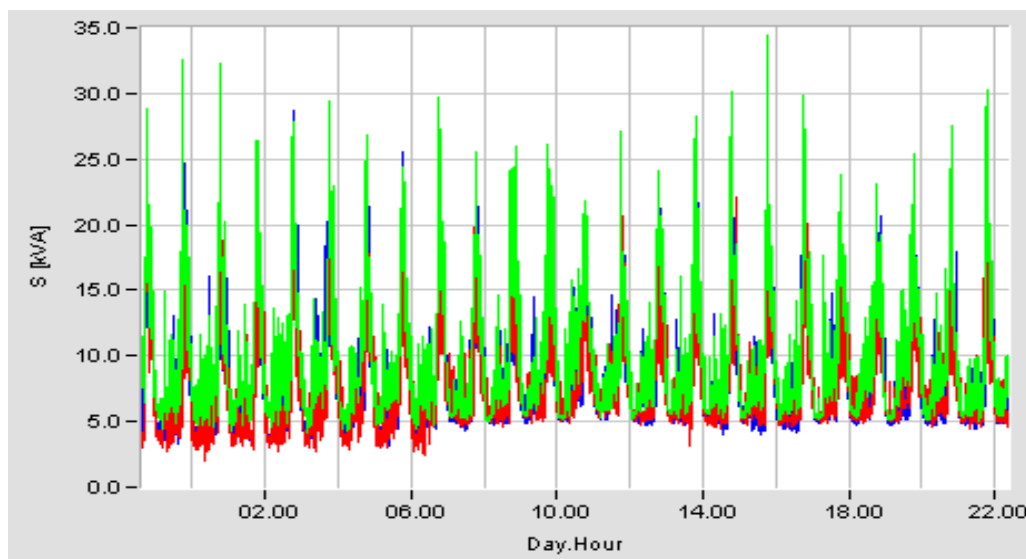


Figura 147 - Potência aparente durante as 3 semanas de medição.

A potência aparente mínima aumentou de 3 para 5kVA por fase, devido à presença dos capacitores. Os valores máximos, no entanto não aumentaram, sugerindo que o transformador não foi sobrecarregado por conta da compensação reativa.

A presença de capacitores conectados em Delta ou em Y aterrado também quase não teve influência sobre o nível de corrente no neutro do transformador.

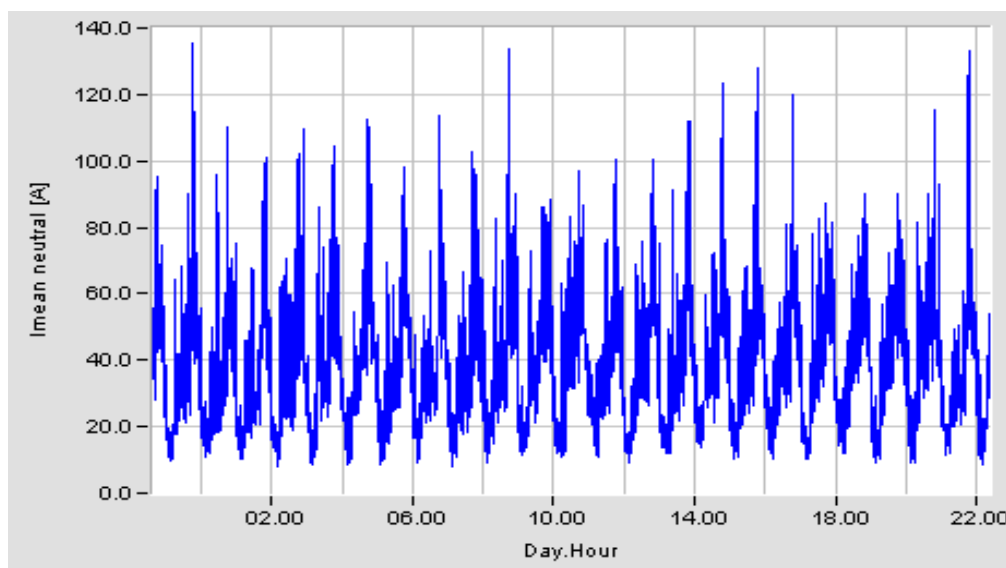


Figura 148 - Corrente de neutro nas 3 semanas de medição.

Efeito da conexão de capacitores sobre os harmônicos de tensão e corrente secundária. As figuras seguintes mostram o que ocorreu com os níveis de distorção das tensões e correntes secundárias, devido à instalação dos capacitores em Delta e em Y aterrado.

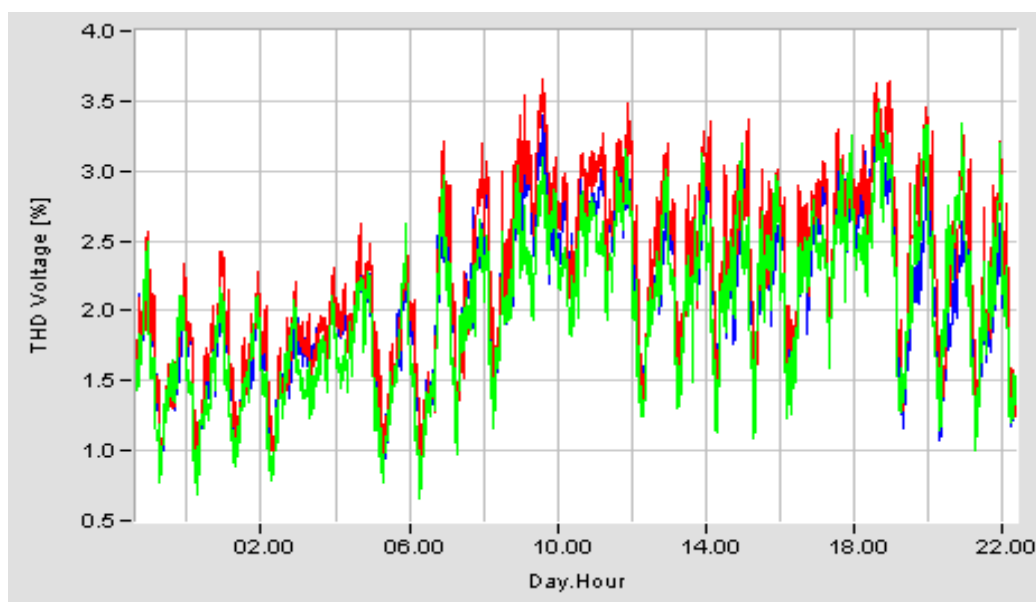


Figura 149 - THDV resultante durante as 3 semanas de medição.

Fica evidente que os capacitores, conectados tanto em Delta como em Y aterrado, aumentaram o nível de distorção das tensões secundárias. O THDV, que estava na faixa entre 1,0 e 2,5%, subiu para a faixa entre 1,5 e 3,5%. As 3 fig. seguintes mostram espectros médios nas três condições: 1)sem capacitores, 2)capacitores em Delta e 3)capacitores em Y aterrado.

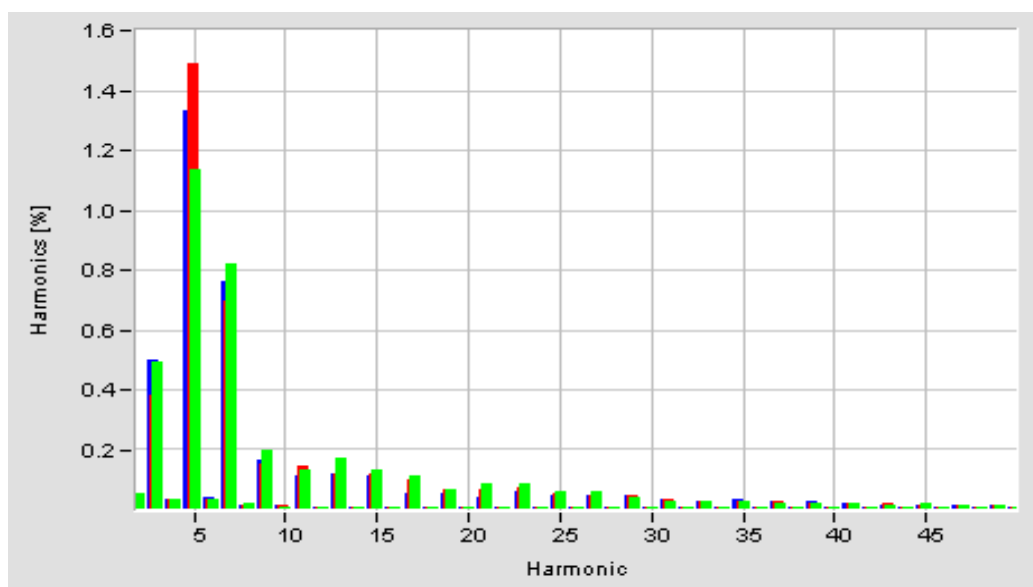


Figura 150 - Espectro médio das tensões na semana 1 (sem capacitores).

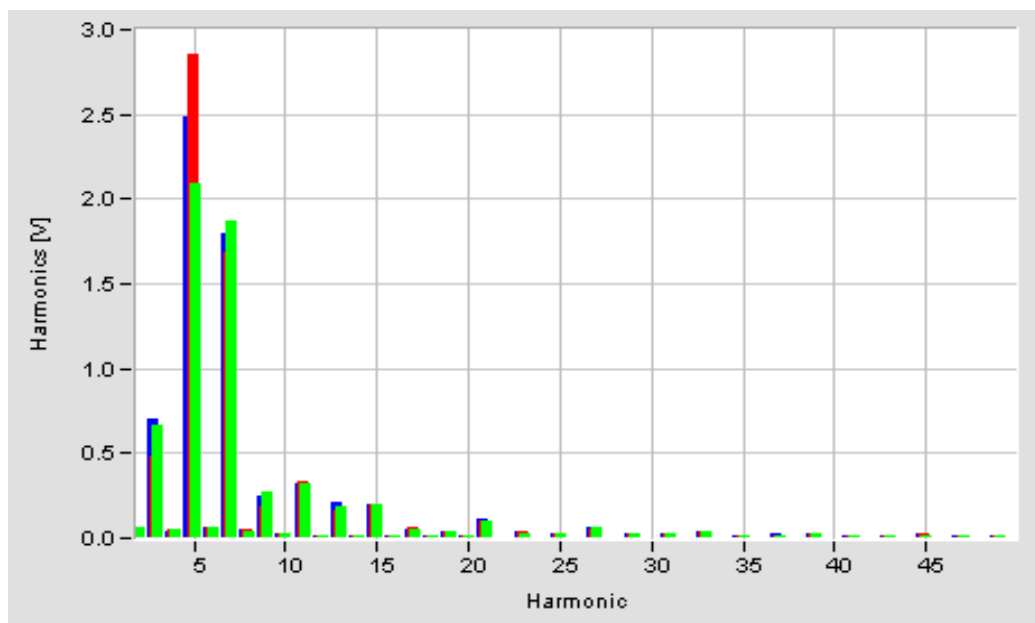


Figura 151 - Espectro médio das tensões na semana 2 (Capacitores em Delta).

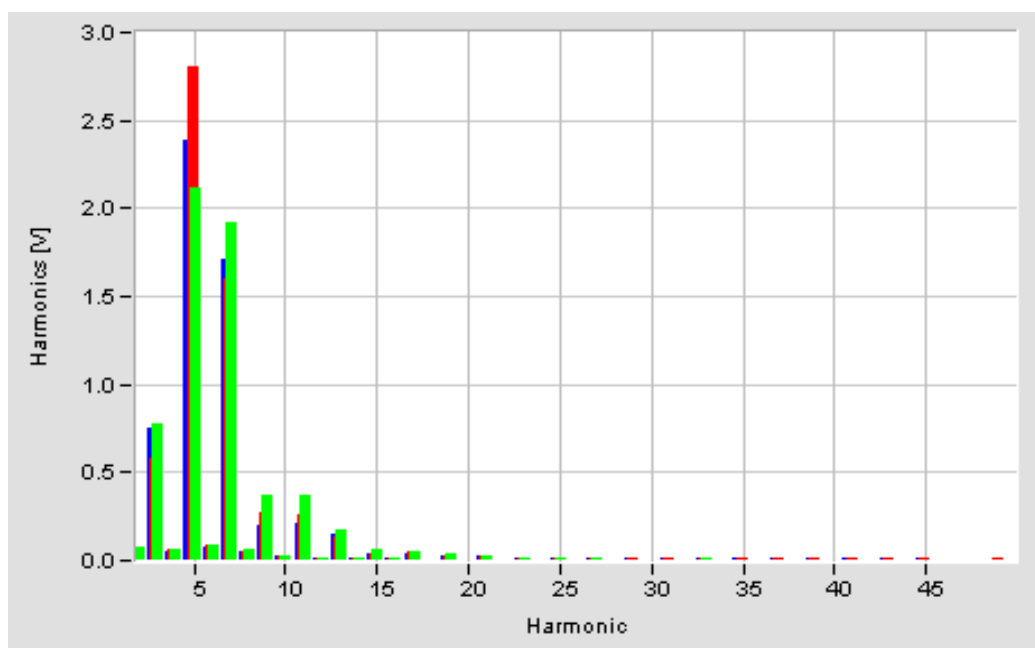


Figura 152 - Espectro médio das tensões na semana 3 (capacitores em Y aterrado).

Observa-se que a 5ª e 7ª harmônicas foram as que mais aumentaram na presença dos capacitores no secundário (1,5% para 2,5% na quinta harmônica e 0,8% para 1,8% na sétima). Isso confirma a hipótese feita nas simulações, de que tais harmônicas estão presentes nas tensões primárias como ruído de fundo e são amplificadas pela presença do banco de capacitores no secundário. Os capacitores tanto em delta como em Y representam um caminho de baixa impedância para essas harmônicas, vistos através do transformador. Daí o aumento de circulação de correntes nessas harmônicas, causando o aumento na distorção das tensões secundárias.

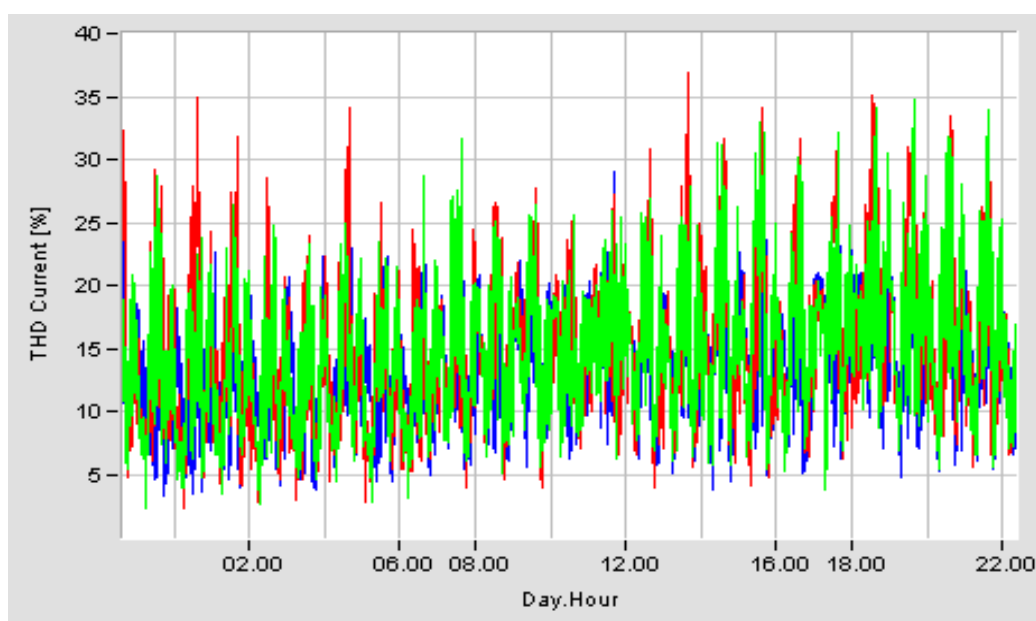


Figura 153 - THDI resultante nas 3 semanas de medição.

A THDI não mostra com clareza o aumento de correntes harmônicas devido aos capacitores. No entanto, a tabela e as figuras seguintes mostram os espectros médios em cada situação.

Tabela 20. Principais níveis harmônicos

Harmônicas %	3	5	7	THDI% médio
Sem capacitor	10	6,5	2,6	13
Capacitor em Delta	9,5	7	8,5	16
Capacitor em Estrela	10,5	8	9	17

Portanto, os capacitores junto ao transformador aumentaram principalmente a 7ª harmônica, como previsto pelas simulações (próximo da ressonância).

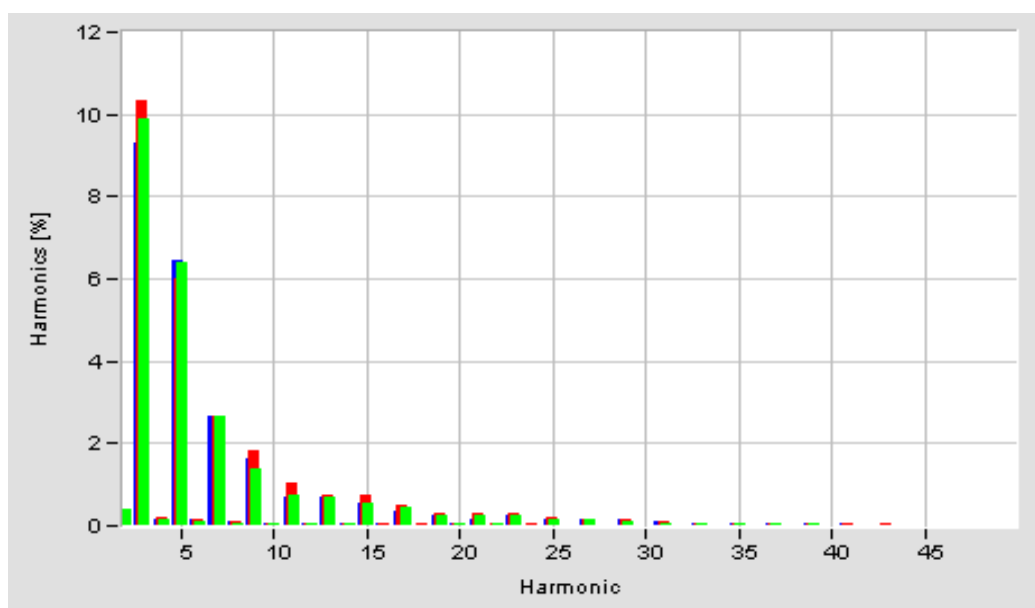


Figura 154 - Espectro médio das correntes na semana 1 (sem capacitores).

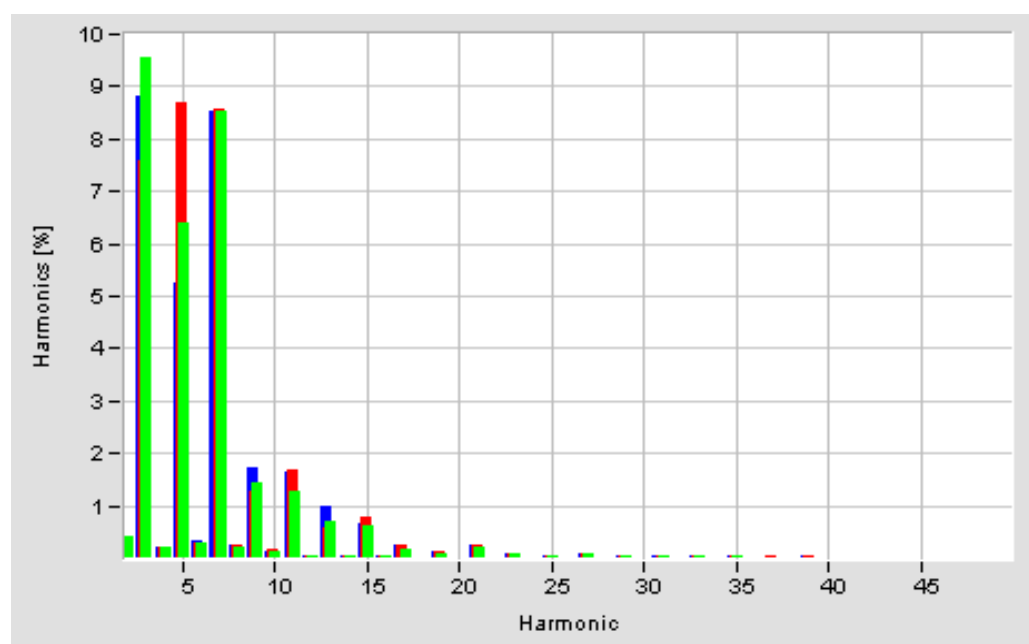


Figura 155 - Espectro médio das correntes na semana 2 (capacitores em Delta).

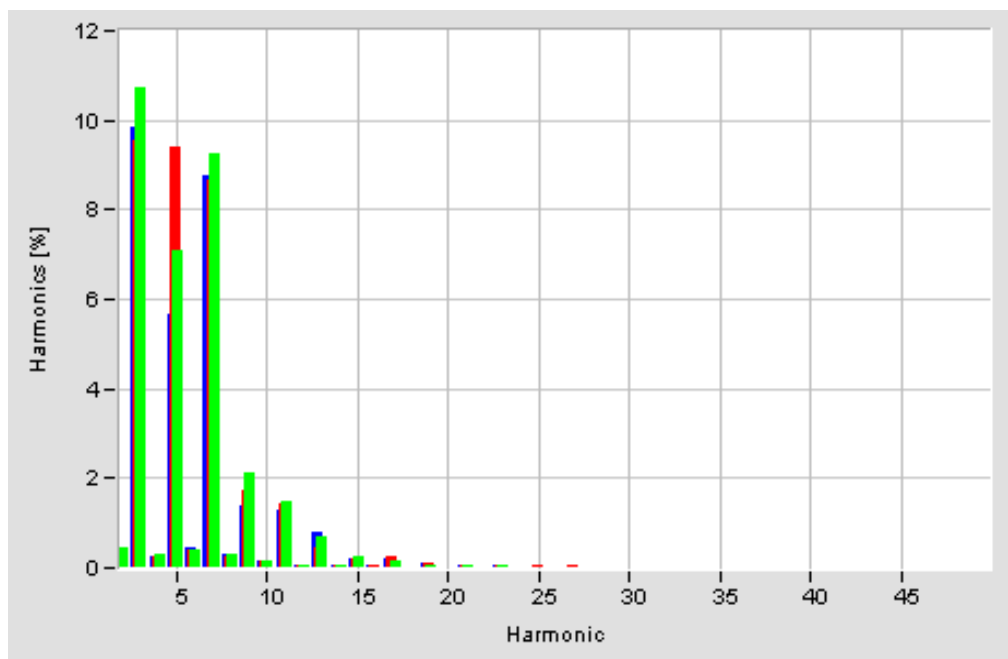


Figura 156 - Espectro médio das correntes na semana 3 (capacitores em Y aterrado).

Nas figuras seguintes é mostrado o valor RMS relativo das principais harmônicas de tensão e corrente, ao longo das 3 semanas de medição

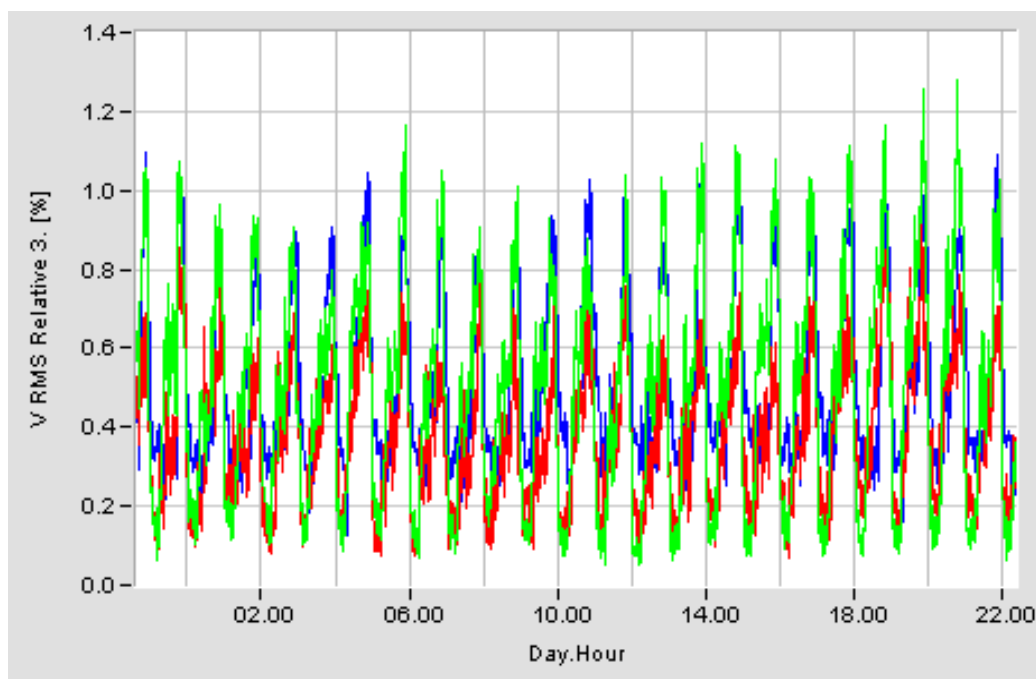


Figura 157 - Tensões de 3h nas 3 semanas de medição.

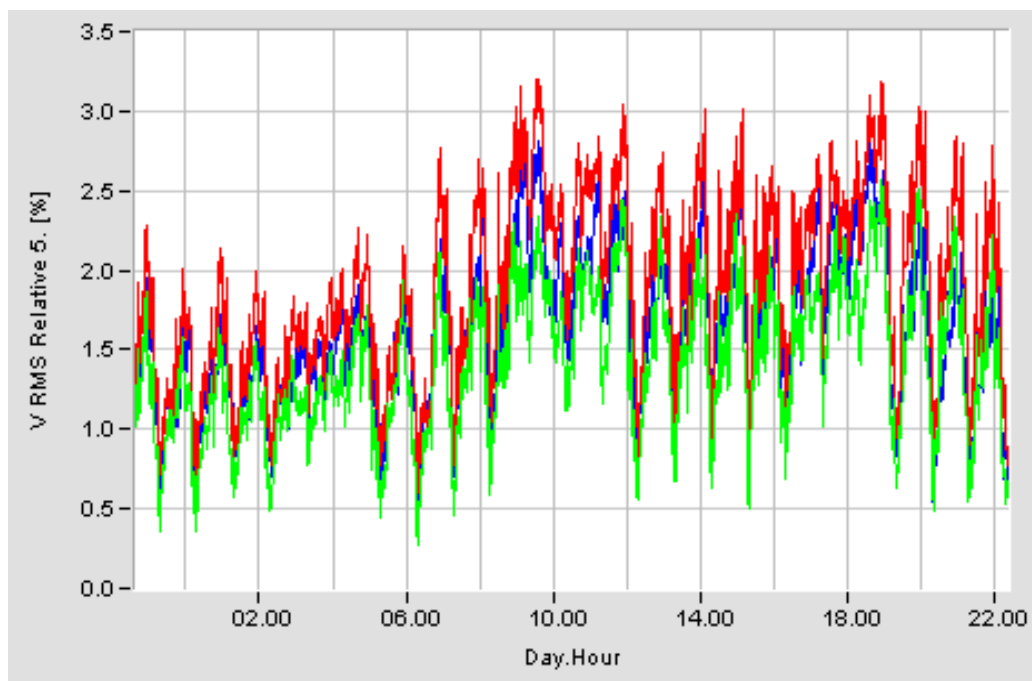


Figura 158 - Tensões de 5h nas 3 semanas de medição.

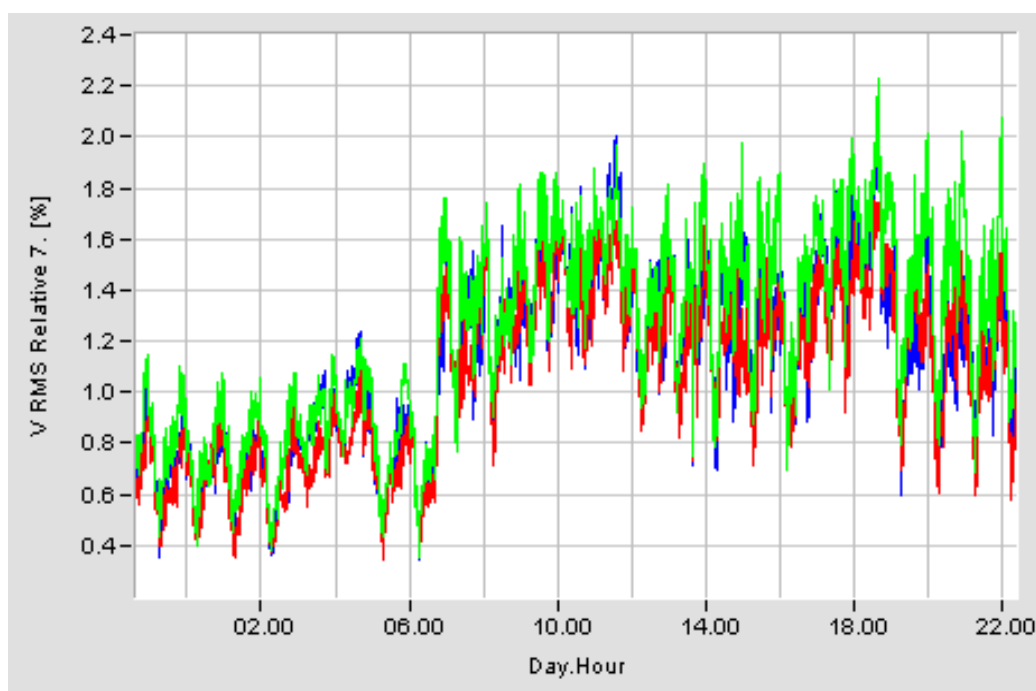


Figura 159 - Tensões de 7h nas 3 semanas de medição.

Os maiores aumentos relativos ocorreram na 7^a e 9^a hamônica que, como era previsto pelas simulações, estão mais próximas da frequência de ressonância vista pelo primário.

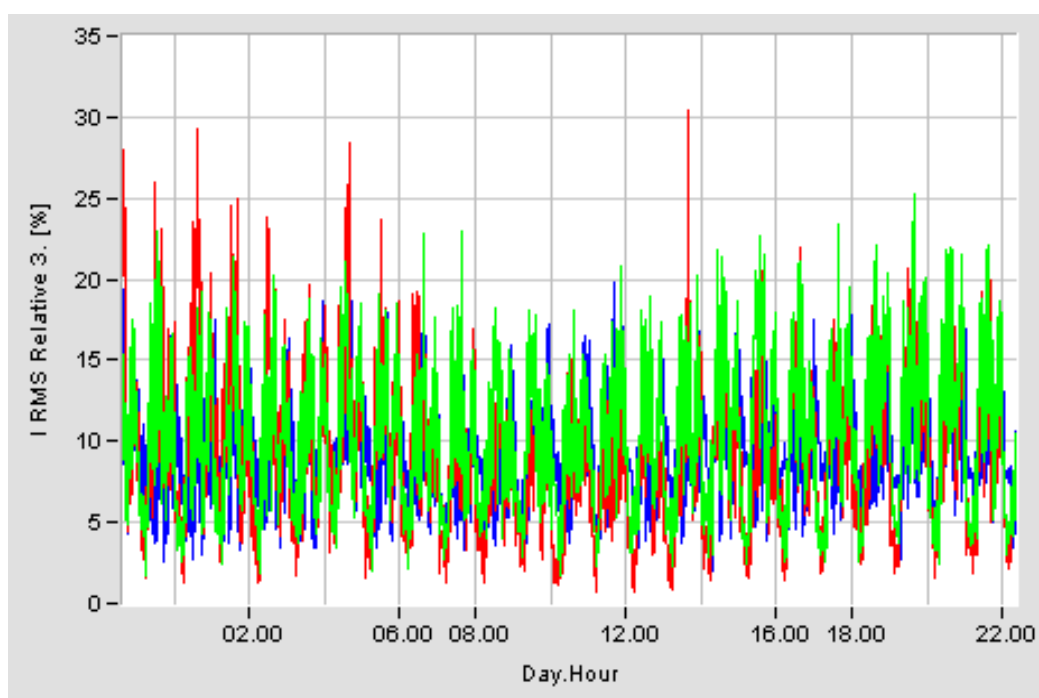


Figura 160 - Corrente de 3h nas 3 semanas de medição.

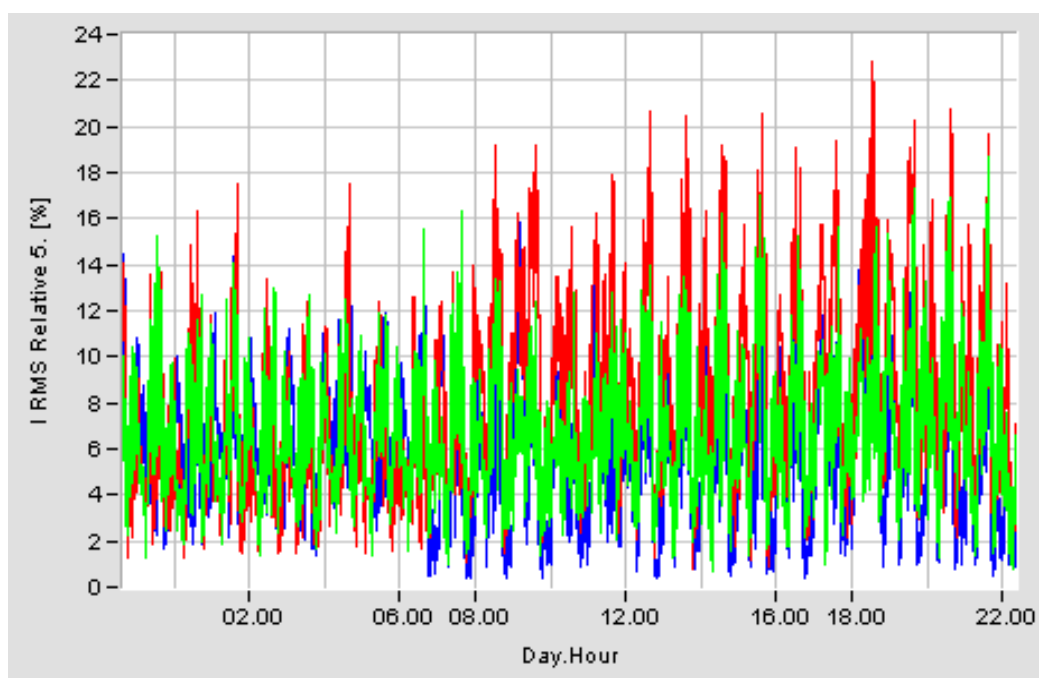


Figura 161 - Corrente de 5h nas 3 semanas de medição.

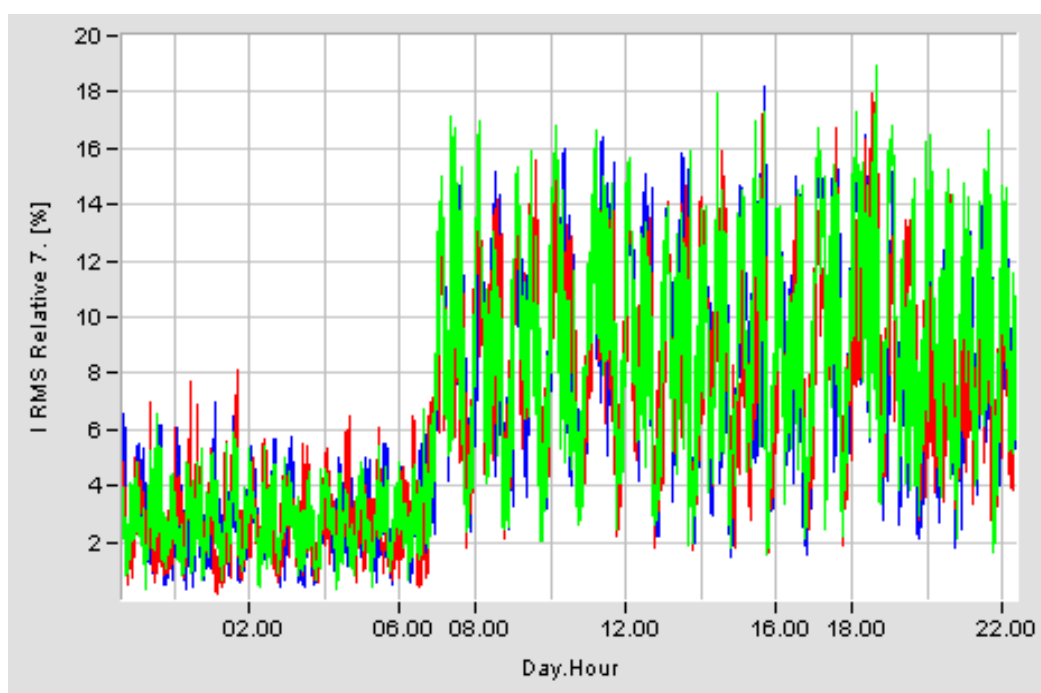


Figura 162 - Corrente de 7h nas 3 semanas de medição.

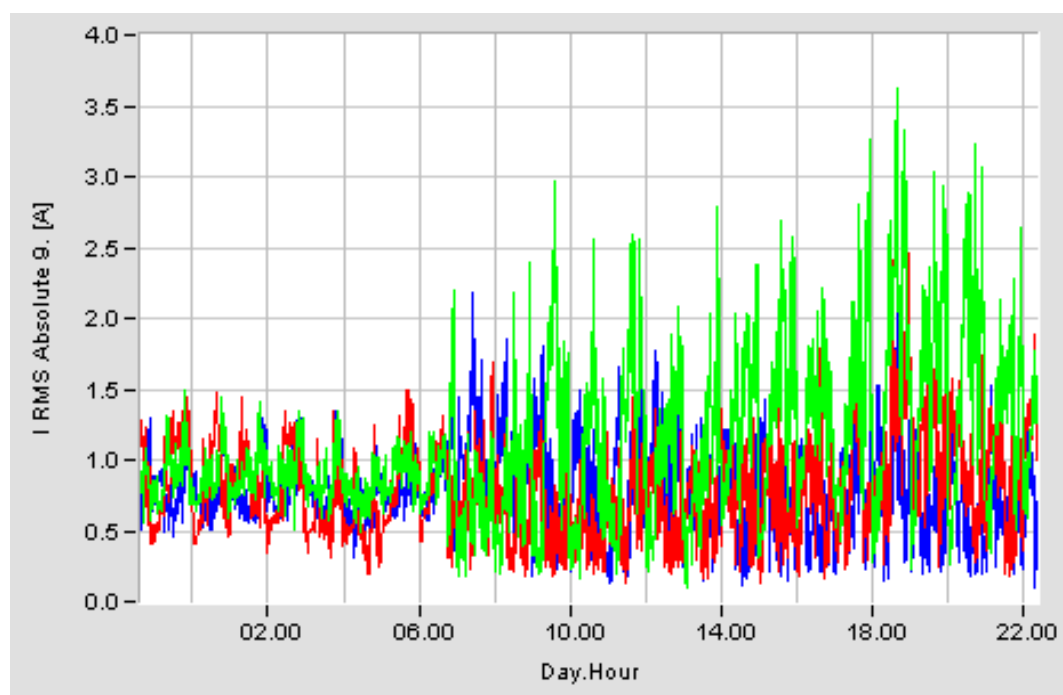


Figura 163 - Corrente de 9h nas 3 semanas de medição.

5.12 - Simulações com capacitores instalados próximo aos consumidores

O fato de que, conforme mostrado neste trabalho, os maiores benefícios em termos de redução de perdas, da melhoria do perfil de tensão e da correção de fator de potência são alcançados quando a compensação reativa é feita de modo distribuído, despertou o interesse em investigar essa alternativa, face às demais que já foram testadas.

Uma vez que um fabricante dispõe de capacitores adequados para essa aplicação (unidades monofásicas de capacitores de 10 e 20 μ F, para tensões CA 60 Hz até 400V, para instalação junto ao medidor de energia do consumidor), cogitou-se incluir nos testes das redes selecionadas esse tipo de compensação.

No que tange à rede RIC 03350 os dados foram preparados para simular essas condições da seguinte forma:

- 1 – para evitar que ocorresse novamente a sobre-compensação, calibrou-se a rede para duas condições de operação sem compensação: carga pesada e carga leve;
- 2 – na condição de carga pesada o carregamento foi ajustado para 100% da capacidade do transformador (45kVA) e fator de potência de 0,966;
- 3 – na condição de carga leve reduziu-se a potência ativa para um terço, resultando fator de potência de 0,78;
- 4 – nessas condições a potência reativa se mantém constante em torno de 12kVAr, e, portanto, uma compensação de 7 a 8 kVAr parece ser suficiente, tanto para carga pesada como para carga leve.
- 5 – uma vez que os consumidores residenciais dispõem, em geral, de cargas fase-neutro, a compensação local deve prever a conexão monofásica dos capacitores. Como só se dispõe de dados com as correntes dos consumidores agrupados por nó (poste), assumiu-se que para cada 5 a 6 A na corrente média das fases haveria um capacitor de 10 μ F (61VAr para 127V) conectados entre fase e neutro.

Dessa estratégia resultou a seguinte distribuição balanceada de capacitores por fase e por nó:

Tabela 21. Capacitores distribuídos no secundário

Nó (poste)	Corrente média[A]	Capacitor [μ F]
1	11	20
2	6	10
3	13	20
4	0	0
5	20	40
6	11	20
7	0	0
8	0	0
9	0	0
10	6	10
11	2	10
12	30	80
13	0	0
14	6	20
15	0	0
16	20	40
17	4	10
18	15	40
19	3	10
20	23	40
21	7	20
Total por fase		410

Dessa forma, o resultado foi uma compensação reativa balanceada de 2,5kVAr por fase (7,5kVAr total), como pretendido.

Visando uma avaliação completa dessa alternativa de aplicação, buscou-se verificar as seguintes alternativas:

Caso 1: Carga pesada, sem capacitores;

Caso 2: Carga pesada, com capacitores em delta, junto ao transformador;

Caso 3: Carga pesada, com capacitores fase-neutro, junto aos consumidores;

Caso 4: Carga leve, sem capacitores;

Caso 5: Carga leve, com capacitores fase-neutro, junto aos consumidores;

O caso 2 visou confirmar os resultados sem sobre-compensação, utilizando metade (306/2 μ F) do banco testado anteriormente.

Buscou-se analisar o nível de potência absorvido em cada caso, o perfil das tensões, o fator de potência resultante, o nível de distorção das tensões e correntes no secundário do

transformador, bem como as respostas em frequência, vistas pelo primário e pelas principais cargas não-lineares conectadas como anteriormente, nos nós 3, 12 e 18.

Para avaliar o efeito sobre o perfil das tensões monitorou-se as tensões RMS nas extremidades da rede secundária, além dos nós com cargas não lineares, ou seja, dos nós 1,3,5,11,12,14,17,18,19,21.

Este caso representa a nova condição de carga pesada (carregamento de 100% com $FP=0,966$) e que mantém as características não-lineares anteriores, sem compensação ($THDV=2\%$, $THDI=12\%$).

O caso 2 mostra a compensação de 8,75 kVAr concentrada no secundário, com capacitores ligados em Delta. Neste caso (que corrige a sobre-compensação de testes anteriores) o FP ficou em 0,99 (indutivo), já que os reativos totais somam quase 12 kVAr. Observa-se, uma possível ressonância na 13ª harmônica (780Hz). No entanto, pelo espectro das correntes, as cargas não excitam essa frequência. Tanto o THDV como o THDI aumentam muito pouco. O efeito sobre o perfil das tensões é analisado mais adiante, comparando-se as diversas alternativas.

No caso 3, a compensação total de 7,5kVAr foi feita com capacitores múltiplos de 10 e 20 μ F, distribuídos em função do consumo dos consumidores. É interessante notar que neste caso também aparece a ressonância na 13ª harmônica, apesar dos capacitores estarem distribuídos. A figura seguinte mostra o espectro das correntes nos capacitores próximos da carga não-linear 12. Neste espectro fica caracterizado que de fato a harmônica 13ª se destaca (11%) enquanto que as demais harmônicas ficam abaixo de 8%.

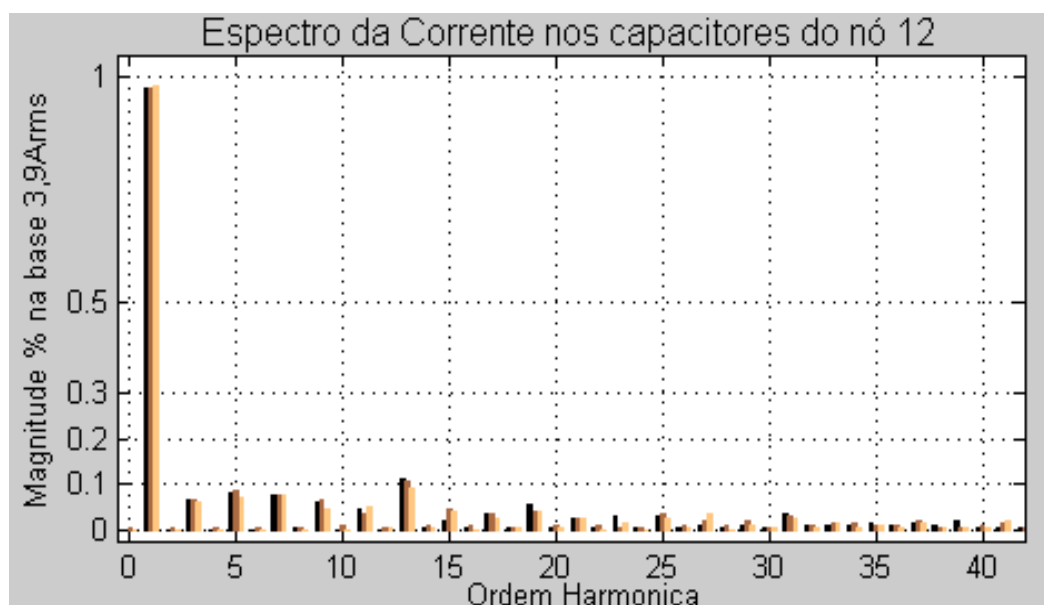


Figura 164 - Espectro das correntes nos capacitores próximos da carga 12.

As formas de onda das correntes nesses capacitores estão mostradas abaixo. O valor da fundamental é da ordem de 5A de pico.

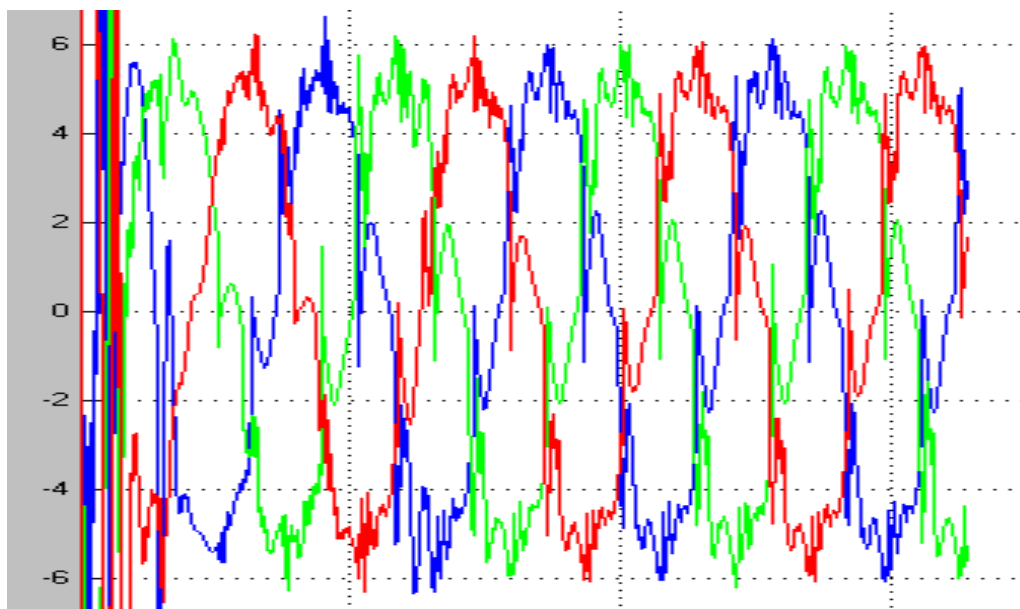


Figura 165 - Forma de onda das correntes nos capacitores junto à carga 12.

Inicialmente o caso 4, que corresponde à carga leve, sem compensação. Esses testes visam avaliar os máximos níveis de tensão que ocorrem sob compensação e carga leve.

Verifica-se que o nível de distorção de tensões diminui (de 2 p/ 1%) como esperado, porém o nível de distorção das correntes aumenta (de 12 p/ 15%). Esse aumento se deve à diminuição da corrente fundamental sob carga leve e não ao aumento das correntes harmônicas propriamente ditas.

No caso 5, sob carga leve, não ocorreu sobre-compensação e se verificou certo aumento da 9ª harmônica.

Quanto ao efeito sobre o perfil de tensões. A tabela e a figura seguintes mostram as principais tensões resultantes para cada caso. Trata-se dos nós das extremidades da rede secundária e dos nós com cargas não-lineares (3,12,18).

Tabela 22. Perfil das tensões para os diversos casos de compensação.

Nó/Tensão	Carga Pesada			Carga Leve	
	sem compensação	compensação no trafo	compensação nos clientes	sem compensação	compensação nos clientes
Trafo	127,5	128,2	128,1	128,9	129,5
1	125,1	125,8	125,8	127,8	128,6
3	124,7	125,4	125,4	127,6	128,4
5	126,6	127,3	127,2	128,5	129,2
11	124,0	124,7	124,7	127,4	128,1
12	125,7	126,4	126,4	128,1	128,9
14	125,9	126,6	126,5	128,1	128,8
17	125,8	126,5	126,5	128,0	128,8
18	125,1	125,8	125,8	127,7	128,5
19	125,5	126,2	126,3	128,0	128,8
21	124,0	124,7	124,8	127,2	127,9

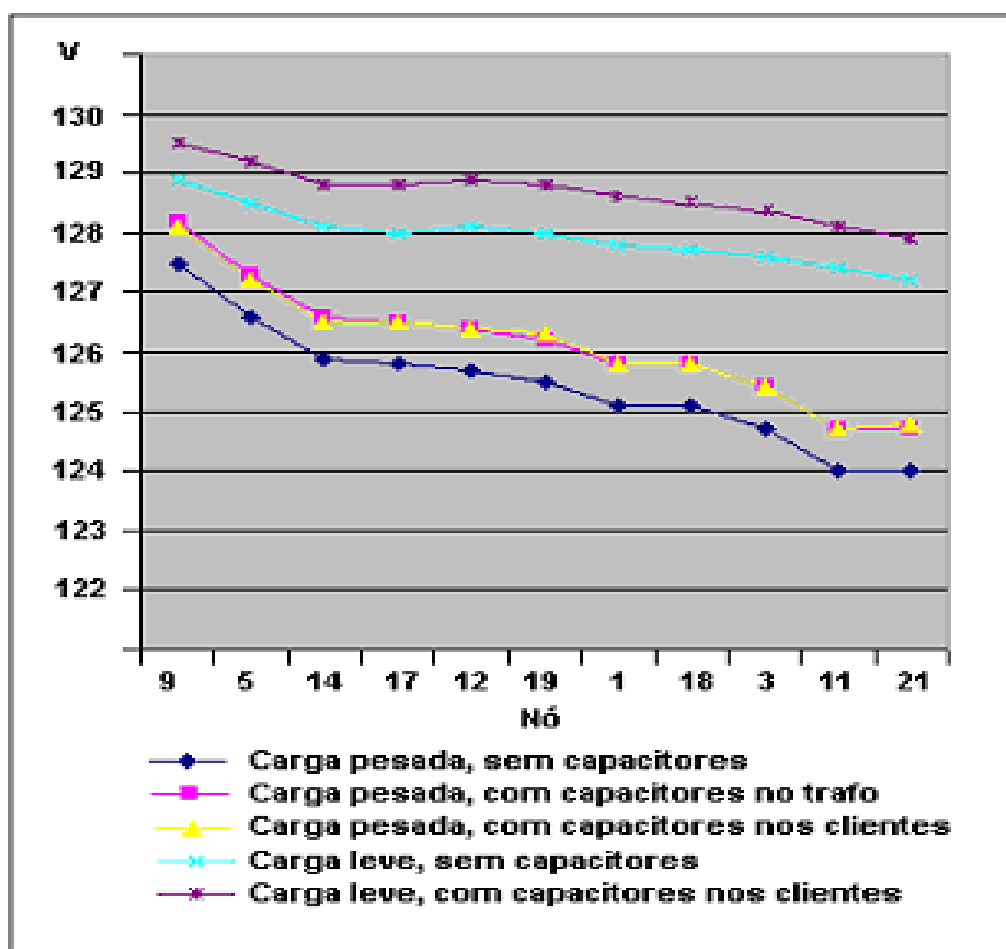


Figura 166 - Perfil das tensões resultantes sob carga pesada e leve.

Notar que as tensões permanecem entre 124V e 130V. A compensação aumenta todas as tensões em média 0,8V (0,6%). Uma observação interessante é que o perfil das tensões com capacitor concentrado no secundário é muito semelhante ao resultante da compensação distribuída próximo dos consumidores.

Referente ao efeito sobre o consumo, a tabela seguinte apresenta os valores das potências consumidas antes e depois da compensação reativa.

Tabela 23. Potência consumida antes e depois da compensação.

Caso	kW no secundário sem compensação	kW no secundário com compensação	Aumento kW
Carga pesada	45,22	45,65	0,43
Carga leve	15,82	15,97	0,15

Observa-se um aumento de consumo da ordem de 1% tanto sob carga pesada como leve.

Na tabela seguinte são apresentados os valores das perdas observadas no transformador.

Tabela 24. Perdas no trafo antes e depois da compensação.

Caso	Perdas [kW] sem compensação	Perdas [kW] com compensação	Redução kW
Carga pesada	1,09	1,05	0,04
Carga leve	0,41	0,35	0,06

Observa-se uma redução percentual de perdas da ordem de 4% sob carga pesada e 15% sob carga leve. Ou seja, a compensação reativa é conveniente, mesmo sob carga leve.

No entanto, deve ser ressaltado que, em termos absolutos, o aumento do consumo (0,43kW), provocado pelo aumento das tensões, supera em muito a redução das perdas (0,04kW), decorrente da redução dos reativos supridos pela rede. Assim a principal justificativa econômica para esse tipo de compensação não é a redução das perdas, mas sim o aumento do consumo de energia por parte dos consumidores supridos em tensões mais próximas do valor nominal, mesmo sob carga pesada.

Para confirmar a existência ou não de ressonâncias, foram obtidas as respostas em frequência, vistas pelo primário e pelas cargas não-lineares.

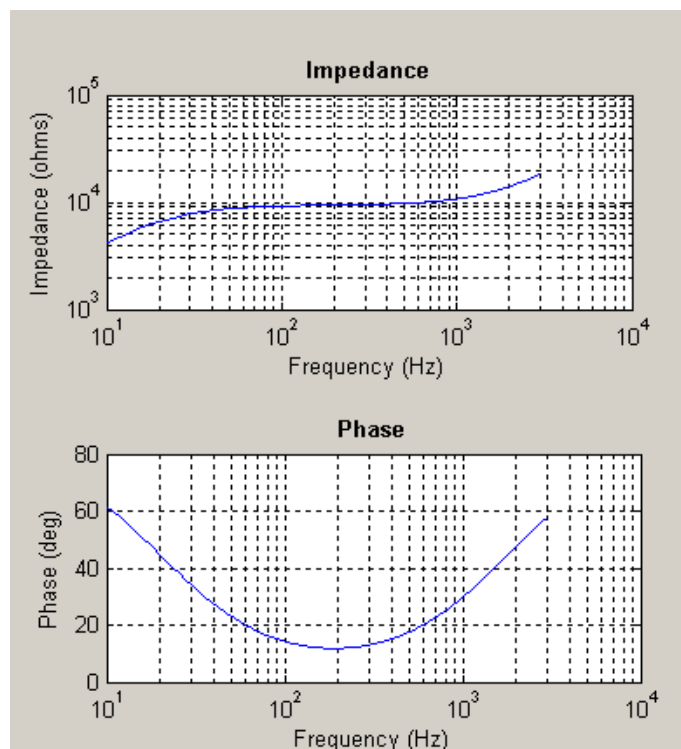


Figura 167 - Resposta em frequência vista pelo primário, carga pesada, sem capacitores.

Neste caso, como o sistema é indutivo, não ocorre ressonâncias.

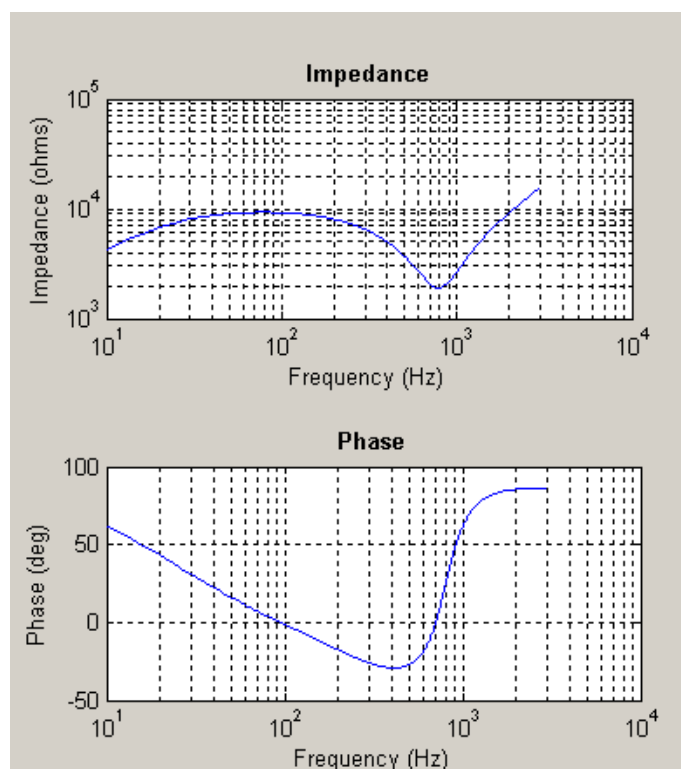


Figura 168 - Resposta vista pelo primário, carga pesada, com capacitores nos clientes.

Os capacitores distribuídos junto aos consumidores são visto pelo primário como um equivalente, que causa ressonância em torno de 780Hz (13ª harmônica). Essa situação já havia sido observada pelos espectros das tensões secundárias. As figuras seguintes mostram as respostas em frequência, vistas pelas cargas não-lineares.

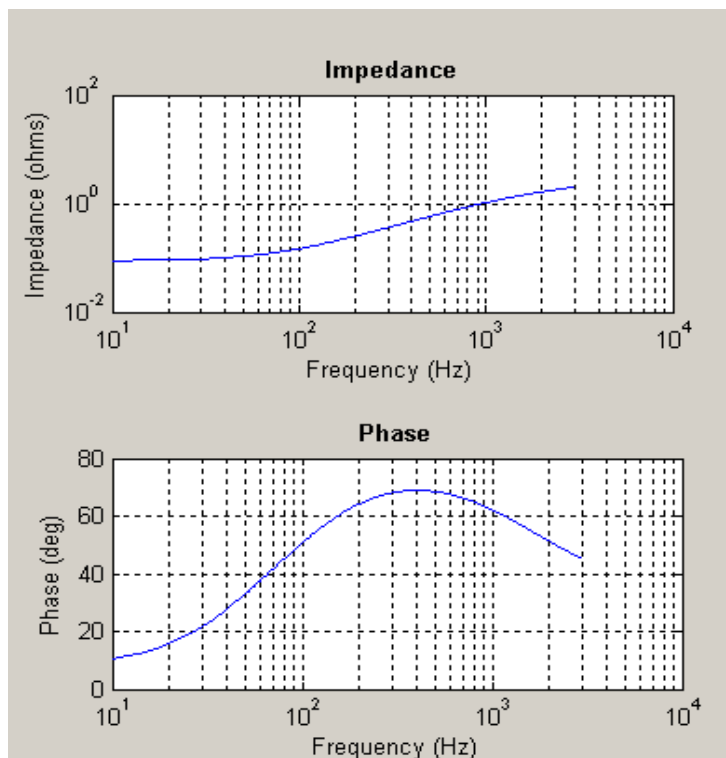


Figura 169 - Resposta vista pelo nó 12, carga pesada, sem capacitores.

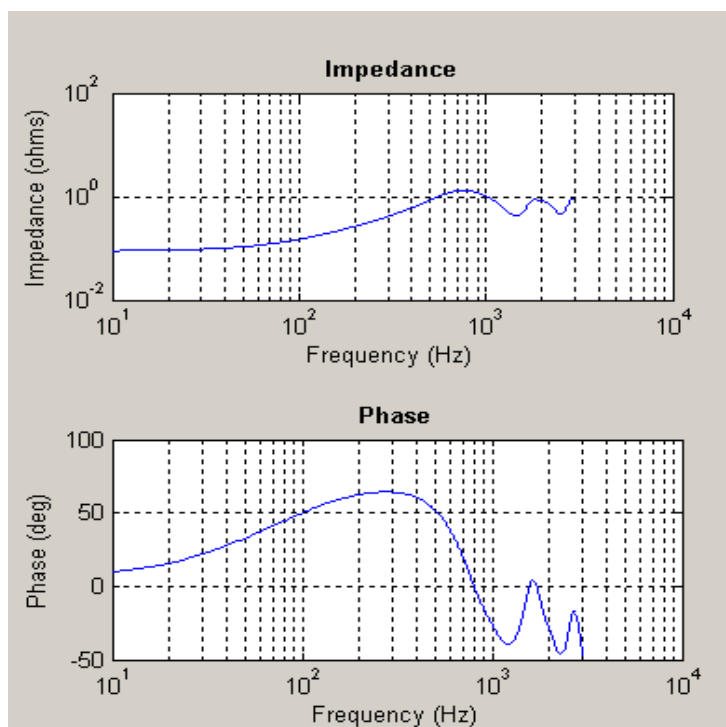


Figura 170 - Resposta vista pelo nó 12, carga pesada, com capacitores nos consumidores.

Notar que as ressonâncias, vistas pelo secundário, estão acima de 1500 Hz (25ª harmônica), e portanto, não representam problemas para as cargas não-lineares típicas desse tipo de rede.

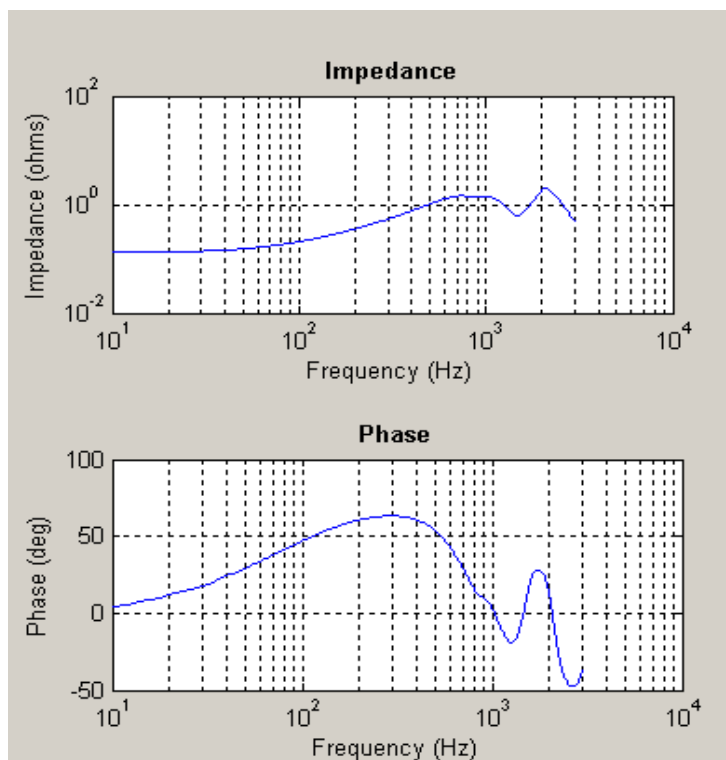


Figura 171 - Resposta vista pelo nó 03, carga pesada, com capacitores nos consumidores.

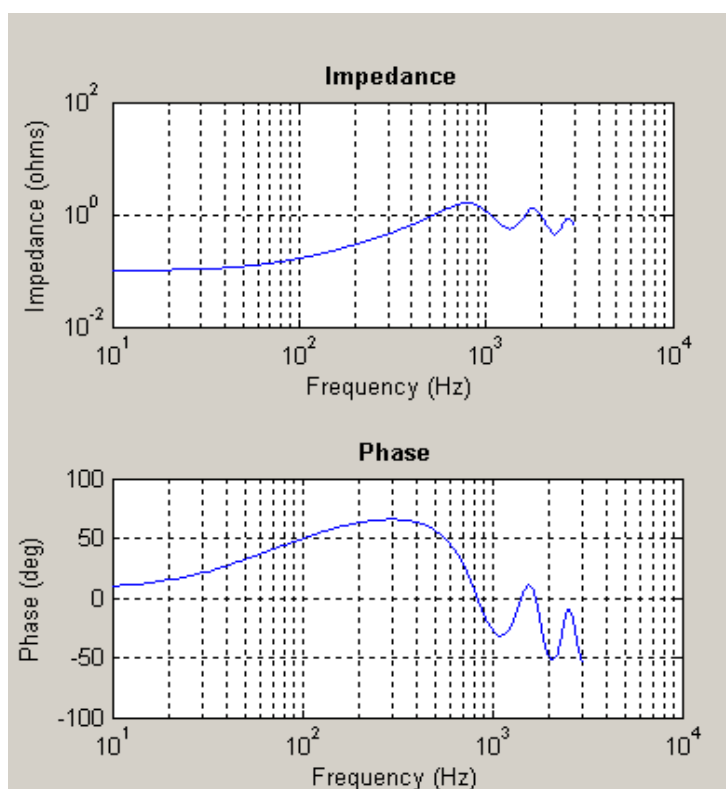


Figura 172 - Resposta vista pelo nó 18, carga pesada, com capacitores nos consumidores.

5.13 – Comparações entre os capacitores concentrados e distribuídos nos clientes

Os resultados apresentados a seguir permitem comparar os efeitos reais, observados através de medições, de se utilizar compensação reativa concentrada junto ao secundário e compensação distribuída junto aos consumidores.

As medições foram realizadas entre 30/11/04 e 04/01/05. Inicialmente foi monitorada a situação sem capacitores e no dia 09/12 foi instalado um banco capacitivo em delta, de 8,33kVAr, junto ao secundário do transformador e no dia 21/12 foi instalado 58 unidades monofásicas de 0,12kVAr, totalizando 6,96kVAr junto aos consumidores.

O montante da compensação distribuída foi um pouco menor que o da compensação concentrada, dadas algumas dificuldades de se instalar compensadores em todos os clientes.

Para uma compensação reativa ideal teria sido melhor instalar 8,33kVAr nos dois casos, como mostram os resultados. A redução em 16% na compensação distribuída, no entanto, ainda permite verificar que essa solução apresenta algumas vantagens.

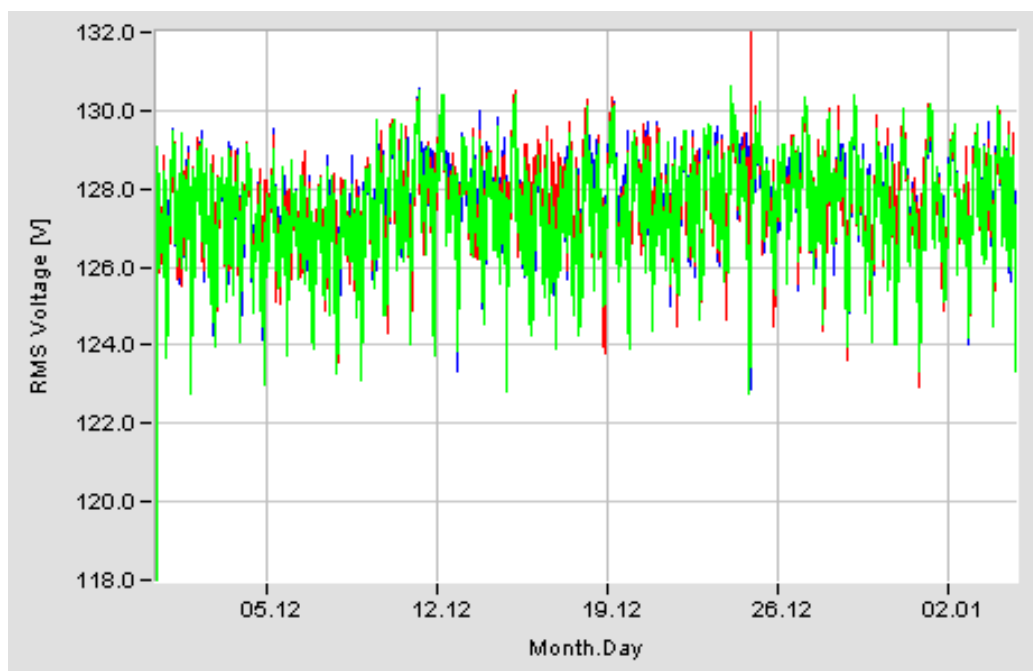


Figura 173 - Tensões secundárias no período todo.

É possível notar um discreto aumento das tensões após a instalação dos capacitores (9/12).

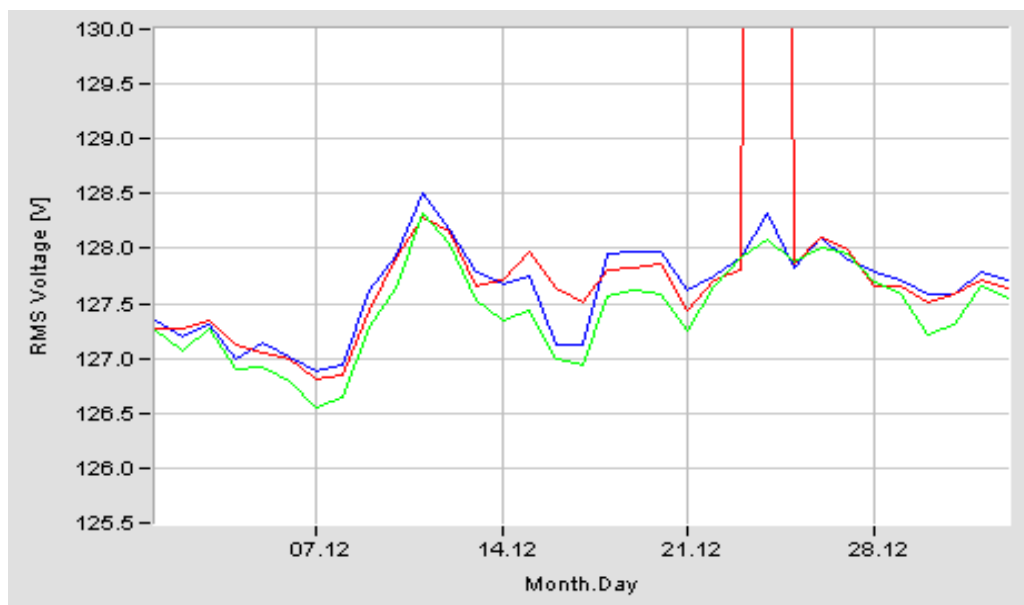


Figura 174 - Perfil diário médio das tensões no período.

O perfil diário médio das tensões secundárias aumentou em torno de 1V (0,8%) devido à compensação reativa nos dois casos. No dia 24/12 ocorreu um evento de sobre tensão na fase vermelha. Esse evento não possui relação com a aplicação dos capacitores.

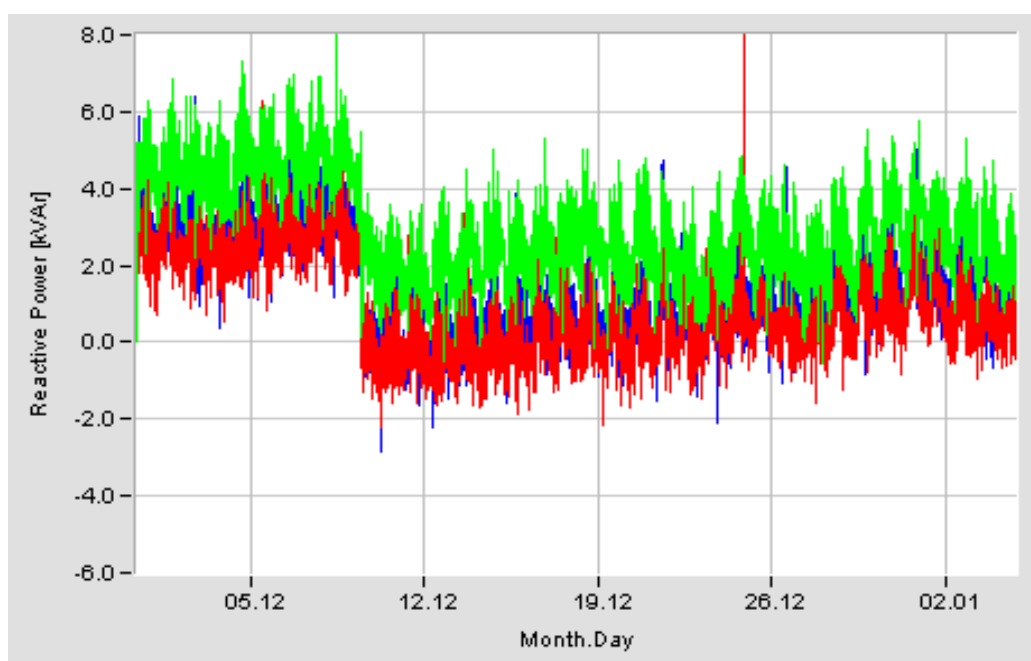


Figura 175 - Potência reativa suprida pelo transformador.

Pode-se notar que a compensação reativa média foi melhor no período 9/12 a 20/12 (banco concentrado). Isto significa que a demanda reativa da rede secundária era mesmo de 8kVAr. No entanto, a compensação distribuída de 7kVAr também realizou uma boa compensação global, vista pelo transformador.

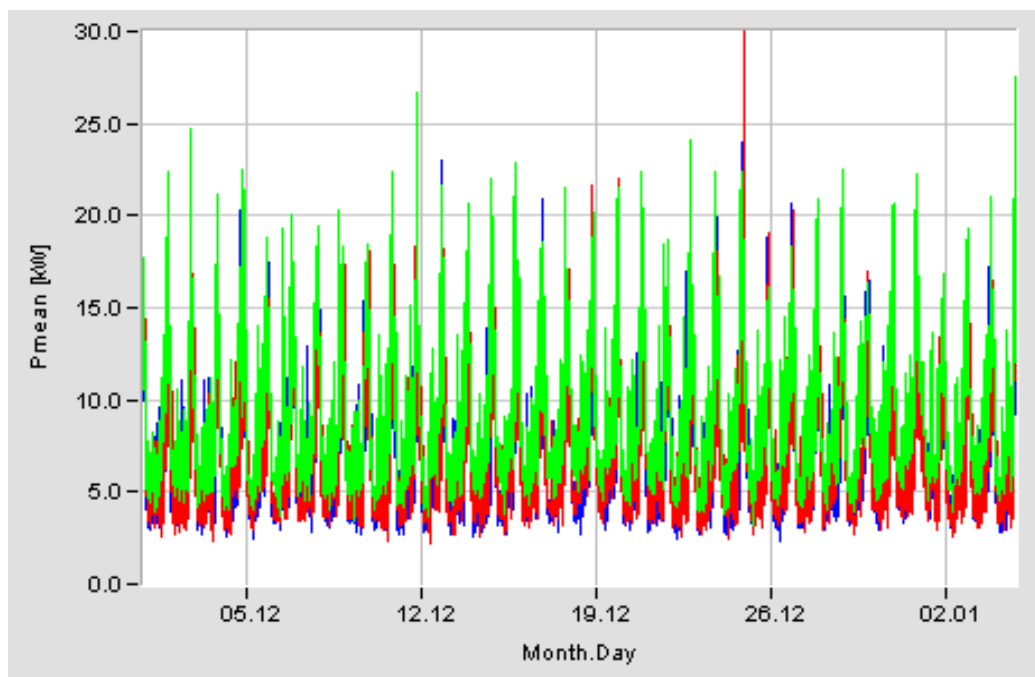


Figura 176 - Potência ativa suprida pelo trafo.

Não se percebe qualquer alteração no comportamento da potência absorvida pelas cargas devido à compensação reativa. Isto se deve em parte porque a redução das perdas é compensada pelo aumento do consumo das cargas devido à elevação das tensões.

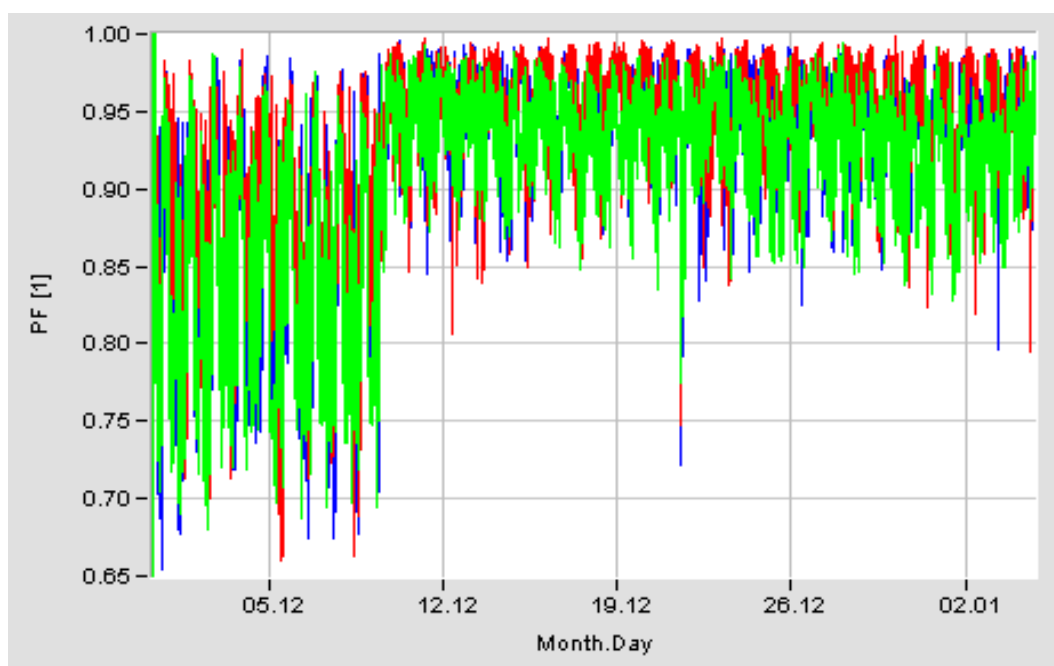


Figura 177 - Fator de potência no período visto pelo secundário.

O FP apresenta uma sensível melhora, tanto em termos dos valores máximos, médios e mínimos. A solução distribuída, mesmo com 16% a menos de reativos, apresentou resultados quase tão bons quanto os da concentrada. Isto se explica porque a compensação distribuída (junto às cargas) não compensa os reativos consumidos pelos cabos dos alimentadores.

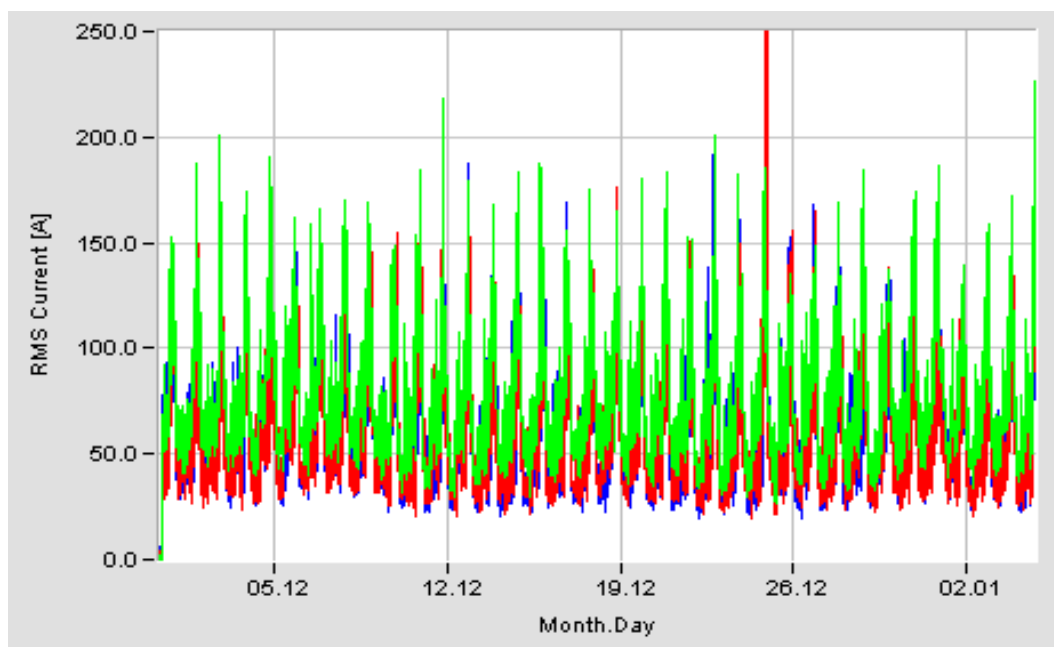


Figura 178 - Corrente suprida pelo secundário.

É nítido que a corrente diminuiu após a instalação dos capacitores (9/12). Esse efeito é mais perceptível sob carga leve quando a compensação reativa causa maior impacto.

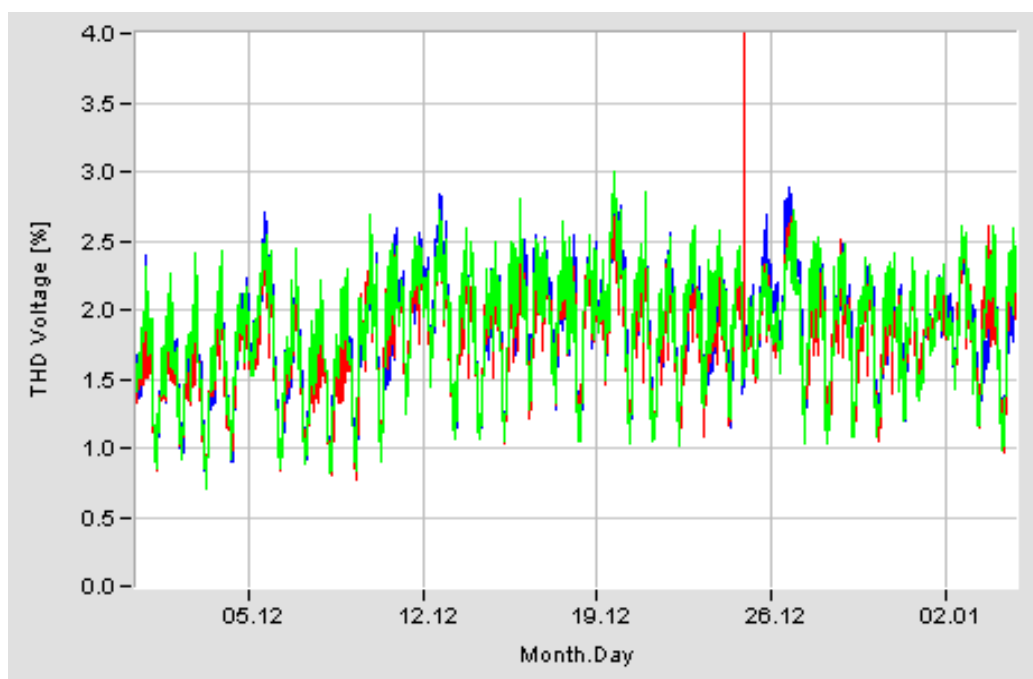


Figura 179 - DHTV das tensões secundárias no período.

A distorção total média da tensão sofre um aumento de 1,7% para 2,2%.

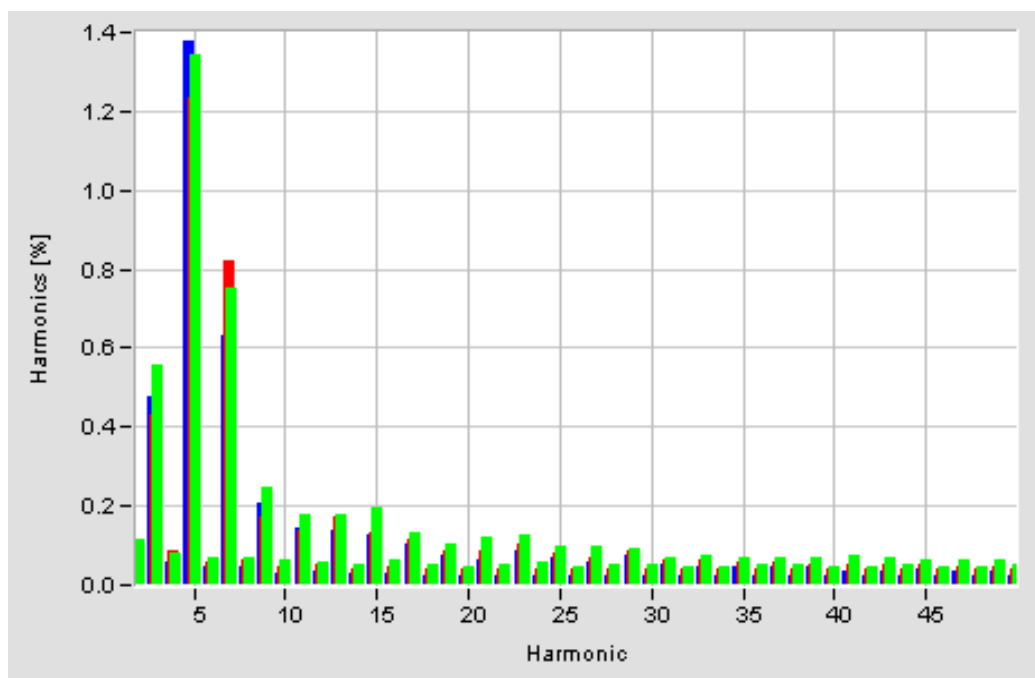


Figura 180 - Espectro das tensões secundárias sem compensação.

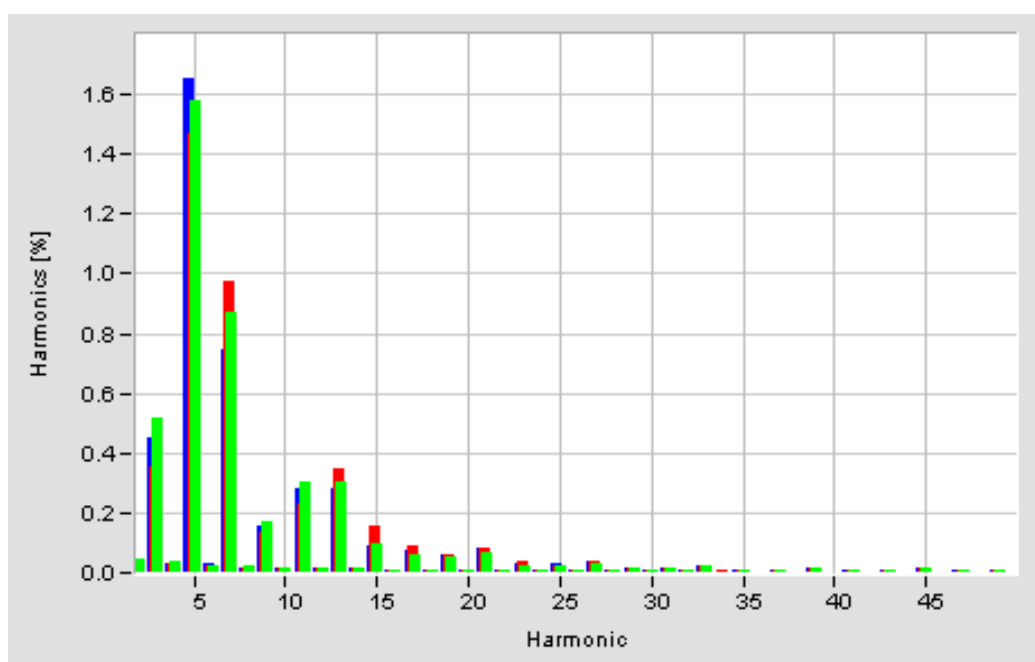


Figura 181 - Espectro das tensões com capacitores concentrados.

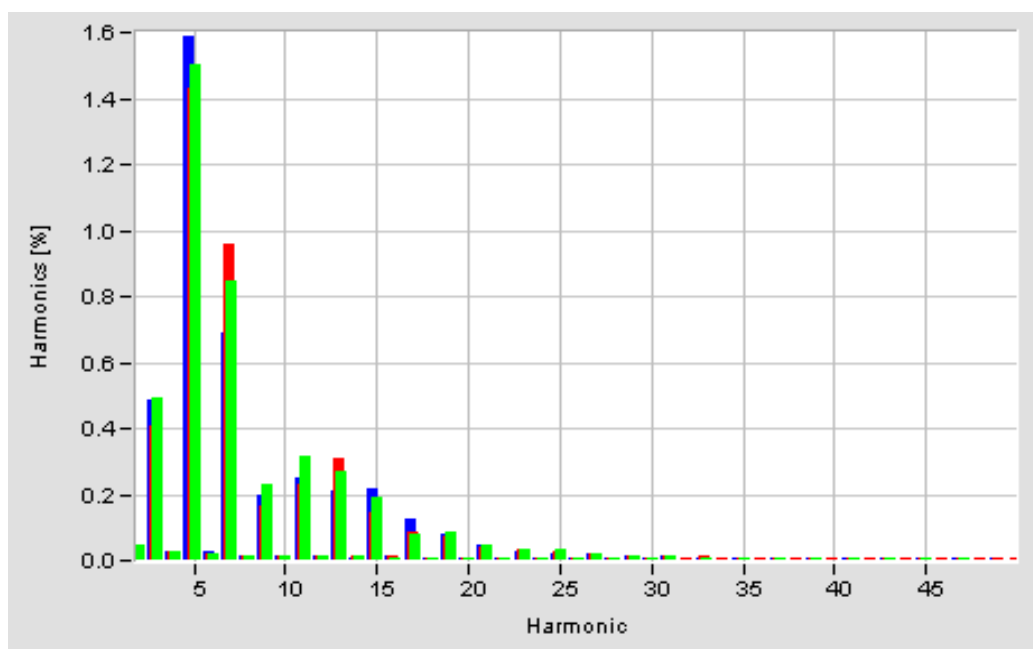


Figura 182 - Espectro das tensões com capacitores distribuídos.

Predominam as harmônicas de ordem 5ª e 7ª. As principais mudanças observadas: tais harmônicas aumentam da ordem de 2%. As harmônicas de ordem superior a 23ª são praticamente eliminadas pelos capacitores nos dois casos. No entanto, no caso concentrado parece haver um efeito de ressonância na faixa entre a 11ª e 13ª harmônicas. O aumento é mais pronunciado no caso de capacitores concentrados e mais diluído no caso distribuído. Isto está de acordo com o esperado, pois a ressonância é mais crítica (sintonizada) no concentrado.

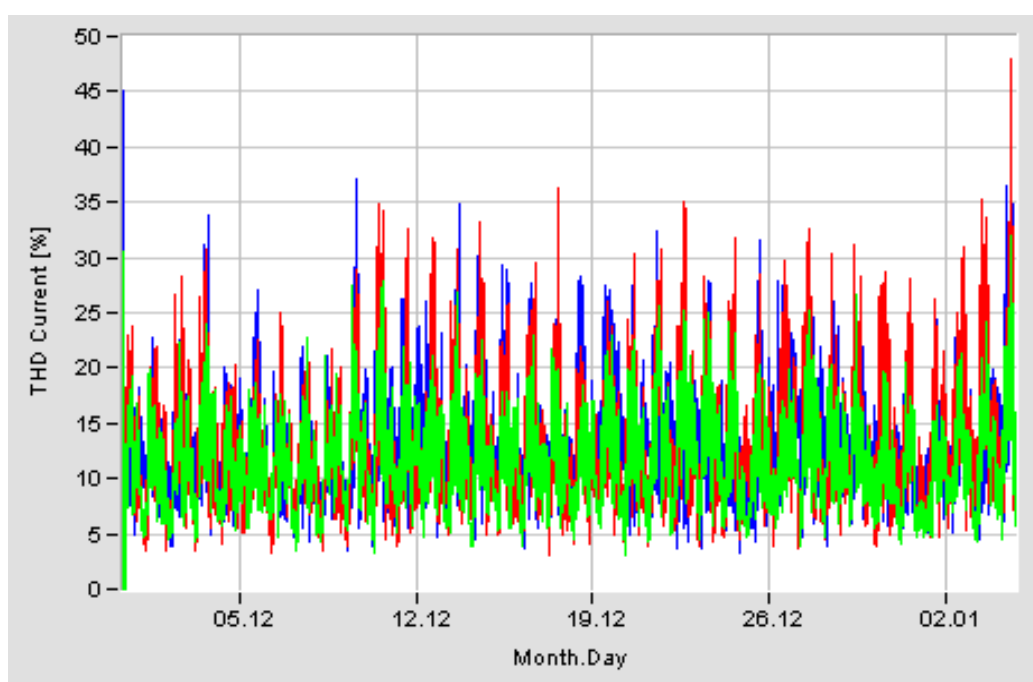


Figura 183 - DHT das correntes no período todo.

A distorção da corrente também mostra aumento após a instalação de capacitores. De um valor médio inicial de 12% sobe para 14%.

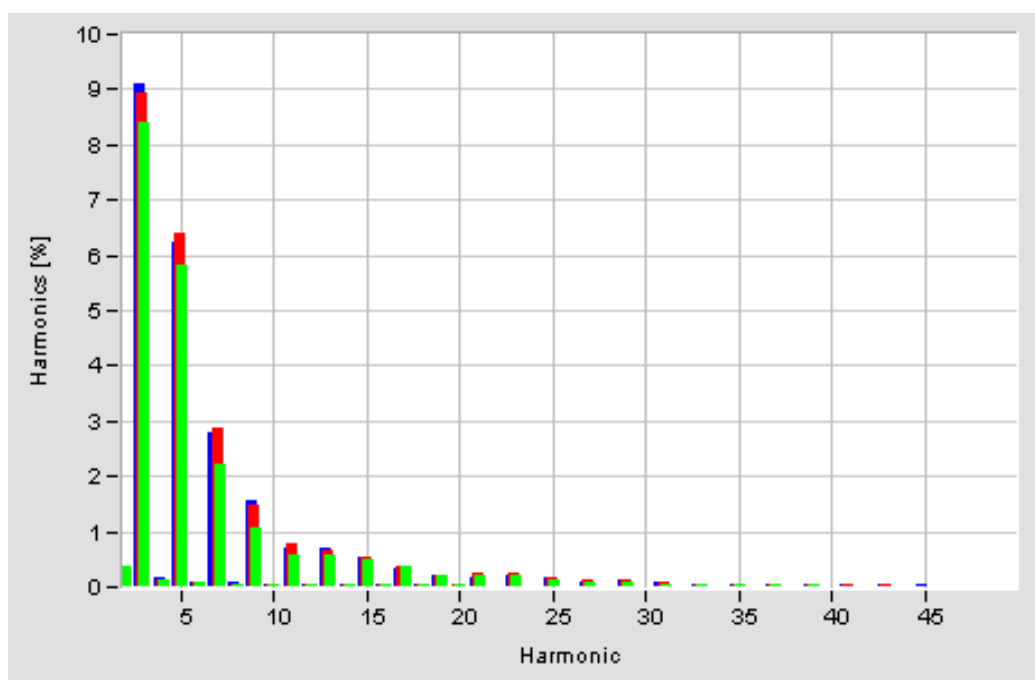


Figura 184 - Espectro das correntes secundárias sem compensação.

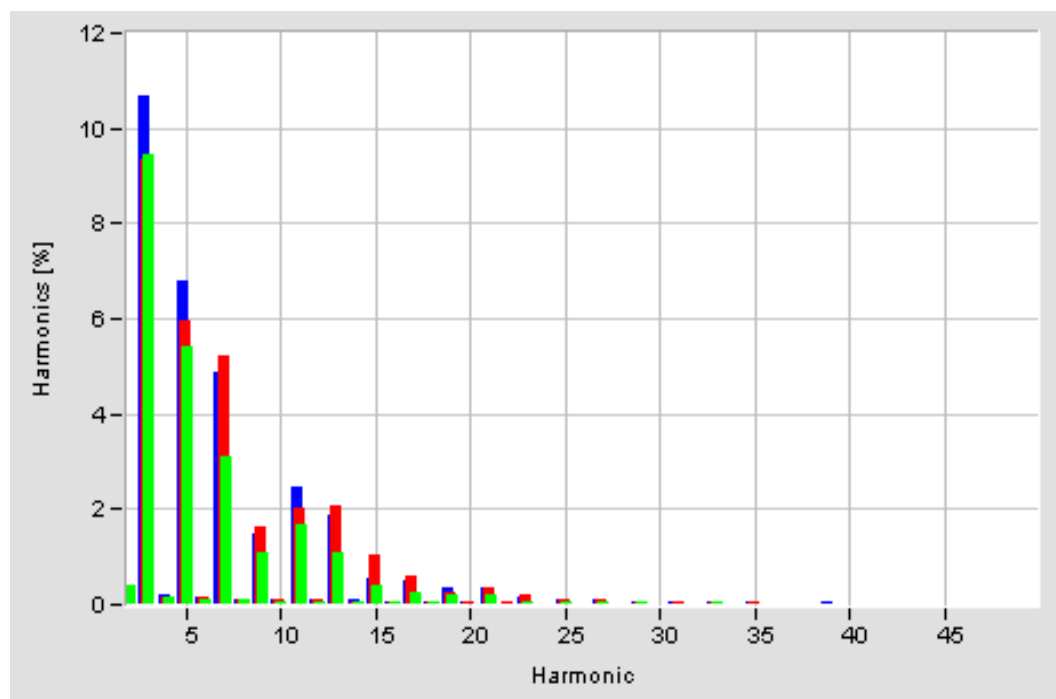


Figura 185 - Espectro das correntes com capacitores concentrados.

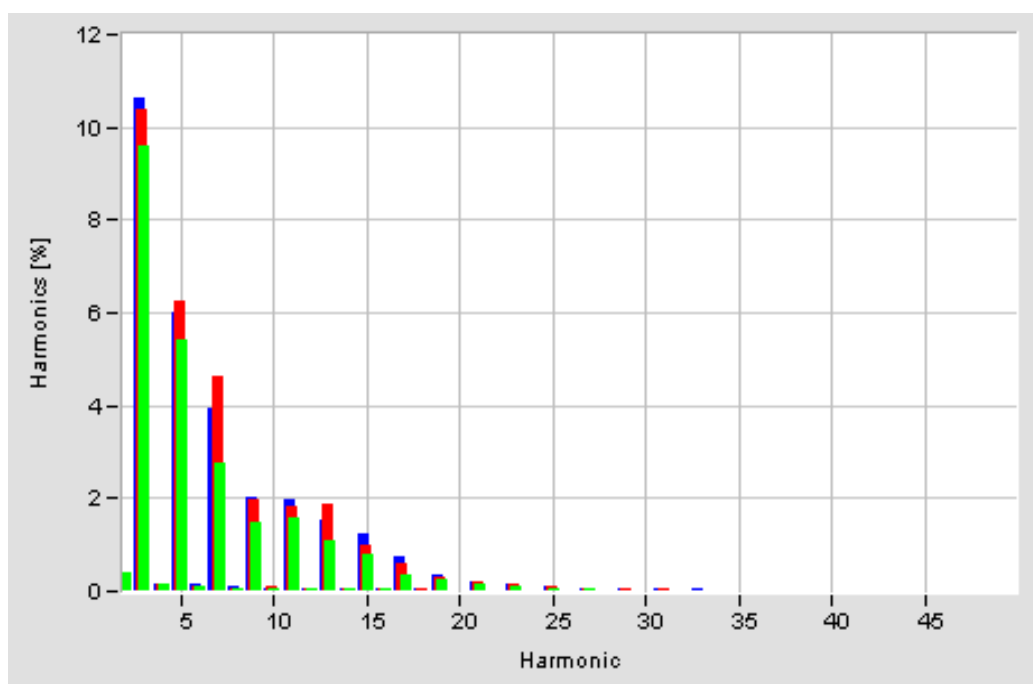


Figura 186 - Espectro das correntes com capacitores distribuídos.

Enquanto que a 3ª harmônica aumenta da ordem de 1%, a 5ª quase não é afetada. Já a 7ª aumenta de 2% e a 11ª e 13ª, por conta do efeito de ressonância, mais que dobram de valor. O efeito é mais pronunciado no caso de capacitores concentrados.

Aproveitando os resultados, são efetuadas comparações entre as simulações e medições com capacitores distribuídos. Resgatando os principais resultados, obtidos anteriormente por simulação, pode-se compará-los com os valores medidos em condições semelhantes.

- **Tensão secundária média máxima (fase A):**

Sem compensação:

Medido 128,5

Simulado 128,9

Com compensação:

Medido 129,0

Simulado 129,5

Dado que as tensões medidas apresentam ampla faixa de variação ao longo de 24hs, fica difícil encontrar valores representativos das condições simuladas. Os valores médios máximos medidos apresentam-se 0,4% menores que os valores obtidos por simulação. Nessas condições de incertezas essa diferença pode ser considerada desprezível.

- **Potências totais supridas pelo transformador**

As potências secundárias totais medidas, são mostradas na Figura 187:

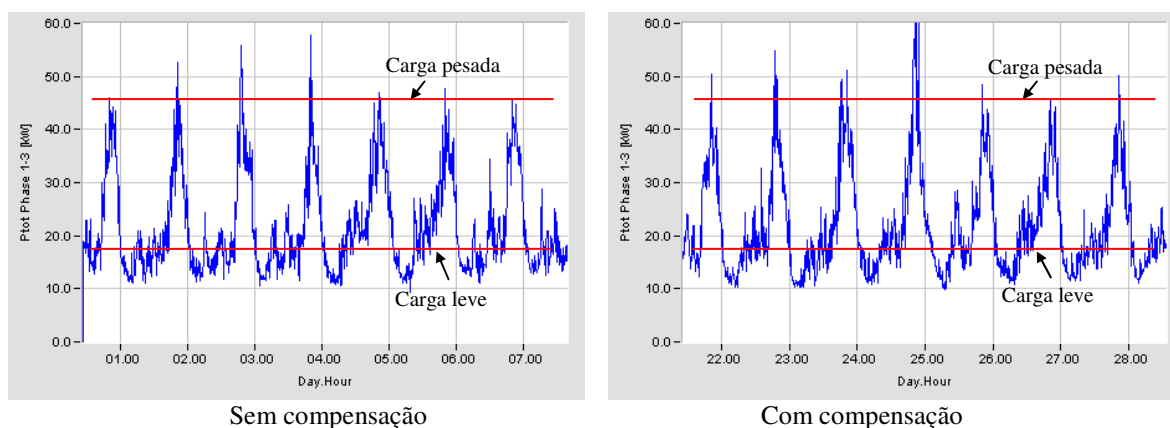


Figura 187 - Potência ativa total medida.

As linhas horizontais na figura indicam os valores que haviam sido utilizados na simulação para representar carga pesada e leve:

- Carga pesada: assumida sem compensação 45,22kW resultante com compensação 45,65kW
- Carga leve: assumida sem compensação 15,82kW resultante com compensação 15,97kW

As medições (realizadas posteriormente às simulações) mostram que foram escolhidos valores bastante representativos das duas condições operativas.

- **Conteúdo harmônico**

Conforme fora previsto pelas simulações poderia haver ressonância em torno da 13^a harmônica. Essa situação foi de fato observada durante as medições, com maior intensidade no caso da compensação concentrada. Os níveis das correntes dessas harmônicas não chegam a preocupar, mas a constatação serve para validar os modelos de simulação.

5.14 - Conclusões gerais referentes à rede RIC-03350

As principais conclusões, obtidas com os ensaios realizados com a rede RIC-3350, estão sintetizadas a seguir:

- a) Trata-se de uma rede secundária radial, alimentada através de um transformador de 45 kVA, 60Hz, primário 13,8kV, conectado em Δ e secundário 220/127V, em Y aterrado;
- b) As cargas são predominantemente domiciliares de consumidores caracterizáveis como de baixa renda, apresentando picos de cargas de alto fator de potência (acima de 0,93) a partir das 19h00min, que chegam a sobrecarregar o transformador em 150%. No período diurno, o consumo ativo diminui para carregamento de 30%, reduzindo o fator de potência médio para 0,86;
- c) Existem pontos de concentração de cargas (nós 03, 12 e 18) onde se pode assumir que as cargas não-lineares domésticas típicas (conversores CA-CC com capacitor na saída) estão conectadas para fins de simulação;
- d) Os níveis de distorção harmônica das tensões e correntes secundárias, medidas em dez/03 acusaram valores nas faixas entre 1,0% e 2,6% (média de 2%) nas tensões e entre 5% e 25% (média de 11%) nas correntes. Predominava a 5h. (2,0%) na tensão e a 3h. (8,5%) nas correntes. Esses níveis podem ser considerados normais em termos de redes secundárias;
- e) Os ensaios com essa rede visaram avaliar os benefícios e problemas que a compensação reativa convencional, através da instalação de bancos de capacitores na rede secundária, poderia trazer a esse tipo de rede sobrecarregada e apresentando níveis aceitáveis de harmônicas de ordens baixas (3h, 5h e 7h);
- f) Entre as possíveis alternativas de compensação reativa, estudou-se as seguintes: Capacitores em Y aterrado, distribuídos entre as 9 cargas mais significativas; Capacitores concentrados, junto ao transformador, na conexão Y aterrada; Capacitores em Δ , distribuídos entre as 9 cargas mais significativas; E capacitores concentrados, junto ao transformador, na conexão Δ ;

g) Com base nos resultados das simulações e em considerações sobre os custos envolvidos, decidiu-se pela implementação prática dos seguintes casos: 1) capacitores concentrados próximo ao transformador na conexão Delta; 2) capacitores concentrados próximo ao transformador na conexão Y aterrado.

h) Apesar de não serem as opções com menores perdas globais, essas opções (compensação através de banco único próximo ao transformador) seriam viáveis pelo aumento do FP global, redução de perdas no transformador, pelo aumento do nível das tensões secundárias e conseqüente aumento de consumo ativo nas cargas;

i) Faltava confirmar se a distorção harmônica das tensões não provocaria a circulação de correntes harmônicas excessivas através do banco capacitivo. Os estudos de ressonâncias mostraram que haveria um aumento aceitável, tanto na distorção média da tensão (de 2% para 3%) como de corrente (de 11% para 17%). As medições finais mostraram que os valores reais foram realmente como esperados.

j) Os testes com capacitores em Y aterrado buscavam verificar se essa configuração reduziria a circulação, através do transformador, de correntes de seqüência zero (desequilíbrio das cargas e harmônicas múltiplas de 3). No entanto, isto não foi verificado na prática, possivelmente porque a impedância de seqüência zero do transformador já é muito baixa, sendo pouco afetada pela presença dos capacitores em paralelo. Conclui-se, portanto, que a opção pela conexão Δ dos capacitores é bem mais vantajosa, pois além de apresentar praticamente o mesmo desempenho, tem um custo bem menor, uma vez que o banco equivalente é 3 vezes menor, já que cada célula opera em 220V, e não em 127V como no caso do Y aterrado.

k) Também foram feitas simulações com capacitores monofásicos de 10 e 20 μ F, conectados entre fase e neutro, e distribuídos pela rede em função do consumo dos clientes. Esse caso procurou verificar como se comporta a rede em caso de compensação junto ao medidor de energia dos consumidores residenciais e comerciais. A principal conclusão é que o perfil de tensões resulta muito semelhante ao da compensação concentrada no secundário, e que o aumento do consumo associado a esse aumento das tensões supera em muito a redução das perdas na rede secundária, devido à compensação das correntes reativas na rede. Em todos os

casos analisados, a compensação reativa aumenta o nível de distorção das tensões (no máximo 1%) e das correntes (em até 6%).

l) A melhor opção entre compensação concentrada junto ao transformador ou distribuída junto aos consumidores passa a depender majoritariamente de uma análise de custos de implantação e operacionalização dessas alternativas, assumindo que ambas causam efeitos semelhantes no perfil das tensões e que não ocorram problemas com as possíveis ressonâncias.

Da comparação dos resultados dessas últimas medições, pode-se concluir que entre as vantagens da compensação distribuída sobre a concentrada verificam-se as seguintes:

- Necessidade de menor capacidade reativa global, pois não se compensa os reativos devidos às reatâncias série dos cabos da rede de alimentação;
- Maior eficiência na redução das perdas na rede secundária, pois se reduz a corrente pela rede desde as cargas;
- Melhoria do perfil das tensões ao longo do secundário devido à injeção local dos reativos;
- Aumento mais uniforme do consumo devido ao aumento das tensões nas cargas;
- Menor risco de ressonância para harmônicas de baixa ordem devido à “filtragem distribuída” resultante;
- Maior possibilidade de melhorar o balanceamento entre fases.

Como eventuais desvantagens pode-se destacar:

- Maior custo de instalação e eventual manutenção;
- Necessidade de acesso aos pontos de conexão dos consumidores;

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES FINAIS

O principal ponto de atenção na aplicação de Capacitores no sistema de distribuição de baixa tensão se refere às características das cargas tipo fonte de tensão, principalmente em função da forte proliferação de cargas não-lineares, envolvendo os consumidores dos segmentos comerciais e residenciais.

A maior parte das cargas não lineares domésticas e comerciais apresenta características de fontes de tensões harmônicas e não de fontes de correntes harmônicas. Essa constatação é importante para fins de modelagem das cargas não lineares e explica a baixa eficácia dos filtros passivos em derivação e do aumento do nível de distorção harmônica na presença de bancos de capacitores previstos para compensação reativa.

Conforme pode ser verificado no capítulo 4, onde se efetua uma vasta avaliação em uma rede com concentração de cargas comerciais (80%) conclui-se, que o filtro passivo em derivação, por constituir um caminho de baixa impedância para as correntes das frequências de sintonia, pode contribuir para aumentar a circulação dessas correntes em determinados trechos da rede.

A compensação do fator de deslocamento da fundamental por meio de capacitores é útil para reduzir a circulação de reativos pela rede, contribuindo para diminuir as perdas. O aumento da tensão decorrente eleva o consumo de algumas das cargas.

A presença de um caminho capacitivo facilita (amplifica) a circulação de correntes harmônicas produzidas a partir de componentes harmônicos de tensão presentes na rede ou impostas pela carga não linear. A inclusão de um indutor série com o capacitor, que resulte em uma ressonância em frequência não harmônica é uma boa alternativa para minimizar a amplificação harmônica das correntes.

Para ter sucesso na redução da distorção harmônica no secundário seria necessário:

- reduzir a distorção da tensão primária, imposta pela rede;
- evitar a circulação de correntes harmônicas das cargas através do transformador.

Para o primeiro problema, a solução passa pela eliminação das correntes causadoras da distorção na rede primária. Para o segundo problema, uma possível solução seria a utilização

de filtros dessintonizados em derivação, desde que a impedância vista através do filtro resulte menor que a impedância vista através do transformador.

No capítulo 5 é apresentada uma avaliação de um circuito com predominância residencial, tal avaliação abrange diversas soluções para correção de reativos. Entre as possíveis alternativas de compensação reativa, estudou-se as seguintes: a) capacitores em Y aterrado, distribuídos entre as 9 cargas mais significativas; b) capacitores concentrados, junto ao transformador, na conexão Y aterrado; c) capacitores em Δ , distribuídos entre as 9 cargas mais significativas e d) capacitores concentrados, junto ao transformador, na conexão Δ ;

Uma das constatações é de neste seguimento, não é interessante a aplicação de bancos automáticos, pois o reativo ao longo das 24 horas do dia sofre pouca variação.

Os testes com capacitores em Y aterrado buscavam verificar se essa configuração reduziria a circulação, através do transformador, de correntes de sequência zero (desequilíbrio das cargas e harmônicas múltiplas de 3). E pode-se verificar no capítulo 5.6, que a aplicação da ligação estrela não apresentou vantagens, como se previa (Redução dos níveis de harmônicas).

Outra constatação é de o nível de distorção harmônica total se eleva com a aplicação de Capacitores, porém, nos testes realizados permaneceram sempre dentro de limites adequados.

Observou-se pelas “medições/simulações”, apresentadas que a redução de perdas nos transformadores, quando da aplicação de capacitores, situou-se na ordem de 13% para carregamento pleno, sendo portando um benefício importante para o sistema de distribuição.

Pela observação de todos os experimentos realizados, constatou-se que a aplicação de capacitores na rede de baixa tensão se mostrou vantajosa, tanto na forma concentrada quanto distribuída, do ponto de vista de fator de potência. Porém, através da comparação dos resultados das medições, (Capítulo 5.13) pode-se concluir que existem algumas vantagens da compensação distribuída frente a compensação concentrada, por exemplo:

- Necessidade de menor capacidade reativa global, pois não se compensa os reativos devidos às reatâncias série dos cabos da rede de alimentação;
- Maior eficiência na redução das perdas na rede secundária, pois se reduz a corrente pela rede desde as cargas;
- Melhoria do perfil das tensões ao longo do secundário devido à injeção local dos reativos;
- Aumento mais uniforme do consumo devido ao aumento das tensões nas cargas;

- Menor risco de ressonância para harmônicas de baixa ordem devido à “filtragem distribuída” resultante;

No presente trabalho foi realizada uma contribuição de forma a apresentar uma avaliação da correção de reativos no sistema de distribuição de baixa tensão, com diversas análises de alternativas possíveis no nível de tensão BT -127 / 220 V.

A aplicação de capacitores no sistema elétrico de distribuição é rotineiramente efetuada na rede de média tensão (13,8 kV). Verificou-se no decorrer do trabalho que muitas vezes pode ser interessante tanto tecnicamente quanto economicamente a correção de reativos na rede de baixa tensão (127/220 V).

Dessa forma, uma necessidade para trabalhos futuros é de que seja realizada uma análise mais abrangente do sistema de distribuição, buscando uma otimização através da melhor topologia na aplicação de capacitores no sistema elétrico, proporcionando assim uma melhoria na qualidade do fornecimento de energia, no que se refere aos níveis de tensão, perdas elétricas e compensação de reativos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] PHIPPS, J. K.; NELSON, J. P.; SEN, P. K. Power quality and harmonic distortion on distribution systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, New York, v.30, n.2, p. 476-484, 1994.
- [2] ALMONTE, R.L. ; ASHLEY, A.W. Harmonics at the utility industrial interface: a real world example. **IEEE Transactions on Industry Applications**, New York, v.31, n.6, p. 1419-1426, 1995.
- [3] BONNER, J.A. et al. Selecting ratings for capacitors and reactors in applications involving multiple single-tuned filters. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v.10, n.1, p.547-555, 1995.
- [4] KEY, T.; LAI, J.S. Costs and benefits of harmonic current reduction for switch-mode power supplies in a commercial building. In: IEEE INDUSTRY APPLICATIONS ANNUAL MEETING, 1995, New York. **Proceedings...** New York: [s.n.], 1995. p. 1101-1108
- [5] CZARNECKI, L.S. Effect of minor harmonics on the performance of resonant harmonic filters in distribution systems. **IEE Proceedings of Electric Power Applications**, New York, v.144, n.5, p. 349-356, 1997.
- [6] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. EMC 61000-3-2: electromagnetic Compatibility. [s.l.:s.n.,2000?]
- [7] PEREIRA, O.O.; KASSICK E.V.; SUMMER, M. Harmonic distortion in a low voltage electrical system: passive filtering. In: BRAZILIAN POWER ELECTRONICS CONFERENCE, COBEP99, 5, 1999, Foz do Iguaçu. **Proceedings...** Curitiba: UFPR, 1999. p.671-677.
- [8] OLIVEIRA, A. M.; MEDEIROS JUNIOR, W. J.; MEDEIROS, A. M. M.; VALLE, A. C. M.; MENDONÇA, F. B. Energy quality x capacitor bank. In: BRAZILIAN POWER ELECTRONICS CONFERENCE, COBEP, 7, 2003, Fortaleza. **Proceedings...** Fortaleza: [s.n.], 2003. p.326-334.
- [9] MACEDO JUNIOR, J.R.; RESENDE, J. W. ; SAMESIMA, M.I. ; GOMES, D. B. Aplicação de filtros harmônicos passivos em circuitos secundários. In: CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA EM ENGENHARIA ELÉTRICA, CITENEL, 2, 2003, Salvador. **Anais...** Salvador: ANEEL, 2003. p.845-852.
- [10] PENNA, C. ; RESENDE, J. W. Análise da instalação de filtros harmônicos passivos em circuitos secundários de distribuição. In: CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA EM ENGENHARIA ELÉTRICA- CITENEL, 2, 2003, Salvador. **Anais...** Salvador: ANEEL, 2003. p.839-844.
- [11] TANAKA, T.; NISHIDA, Y.; FUNABIKI, S. A method of compensating harmonic currents generated by consumer electronic equipment using the correlation function. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v.19, n.1, p. 266- 271, 2004.

[12] DECKMANN, S.M.; POMILIO, J.A.; MERTENS, E.; DIAS, L. Uso de filtros passivos em redes de distribuição com cargas não-lineares. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 15, 2004, Gramado. **Anais...** Gramado: CBA, 2004. p.484-492.