

ANÁLISE DE MEDIDAS OPERATIVAS PARA CONTROLE DE HARMÔNICOS
NA REDE ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO

Robson de Matos Fernandes

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM
ENGENHARIA ELÉTRICA.

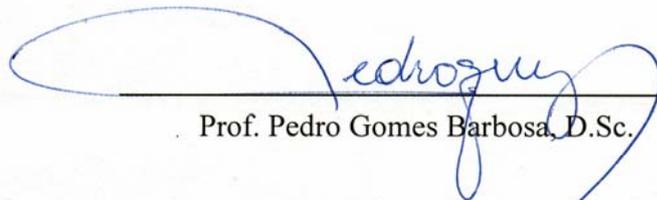
Aprovada por:



Prof. Antônio Carlos Ferreira, Ph.D.



Prof. Sandoval Carneiro Jr., Ph.D.



Prof. Pedro Gomes Barbosa, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

JUNHO DE 2007

FERNANDES, ROBSON DE MATOS

Análise de medidas operativas para controle de harmônicos na rede elétrica: um estudo de caso [Rio de Janeiro] 2007

XVI, 143 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc., Engenharia Elétrica, 2007)

Dissertação – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1. Elo de Corrente Contínua
2. Harmônicos
3. Sobrecarga harmônica
4. Filtros de Harmônicos

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

DEDICATÓRIA

A DEUS pela vida,
A meus PAIS pelos ensinamentos e pelas oportunidades,
A minha ESPOSA pelo carinho, apoio e dedicação,
A meu FILHO pela alegria e estímulo.

Muito Obrigado,
Robson de Matos Fernandes

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer em primeiro lugar a DEUS, pela vida e oportunidades.

Agradeço a meus pais que apesar de toda a dificuldade, conseguiram empenhar-se ao máximo na minha educação e de meu irmão, para sermos homens honestos e dignos, orientando-nos a sempre seguir adiante e continuar buscando o aperfeiçoamento contínuo. Estes estímulos estão presentes até hoje em minha vida e motivaram a conclusão deste trabalho.

Agradeço a minha esposa que compartilhou comigo as minhas dúvidas e aflições, sendo companheira e compreensiva às minhas ausências.

Agradeço a meu filho que apesar de ainda não compreender muito bem o mundo que se mostra a ele como novidade, me estimulou com sua alegria e carinho.

Agradeço aos meus professores orientadores Alquindar Pedroso e Antônio Carlos Ferreira, profissionais dedicados que me auxiliaram nesta jornada.

Agradeço ao corpo técnico de Furnas que me auxiliou nos meus questionamentos e levantamento de dados, que permitiram a conclusão deste trabalho. Agradeço em especial ao Engenheiro Nilo José Pereira Macedo, que me auxiliou na obtenção de dados e entendimento do programa HVDC para cálculo dos harmônicos gerados pelo Elo de Corrente Contínua e ao Engenheiro Antônio Carlos Barbosa Martins, por sua paciência e auxílio tanto na parte técnica a respeito dos filtros de harmônicos quanto na parte pessoal, na troca de experiências profissionais e acadêmicas.

A todos, meu muito obrigado.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/URJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ANÁLISE DE MEDIDAS OPERATIVAS PARA CONTROLE DE HARMÔNICOS NA REDE ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO

Robson de Matos Fernandes

Junho/2007

Orientador: Antônio Carlos Ferreira

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho procura contribuir com análises decorrentes da operação com elevado carregamento harmônico nos ramos de dupla sintonia de 3° e 5° harmônicos bancos de filtros ZRC e ZRN da Subestação de Ibiúna, no município de São Roque, no estado de São Paulo. Esta estação foi utilizada como estudo de caso, pelas características de ocorrência de elevado carregamento harmônico. A metodologia aqui proposta poderá ser aplicada a outras redes elétricas.

É efetuada a simulação computacional através do programa HarmZs visando efetuar a reprodução dos fenômenos visualizados na operação em tempo real e quantificadas a eficácia das medidas mitigatórias propostas para reduzir ou eliminar as ‘sobrecargas’ harmônicas nestes bancos.

Também é apresentado e discutido detalhes da legislação do setor elétrico que rege os impactos referentes a carregamento harmônico no Sistema Interligado Nacional e tecida comentários sobre as ações de desligamento de linhas de transmissão para controle harmônico na região de interesse e sua relação de vantagens e desvantagens, com impacto direto para o agente de transmissão.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M. Sc.)

ANALISYS OF OPERATIVE PROCEDURES FOR CONTROL OF
HARMONICS IN ELECTRIC NETWORK: A CASE STUDY

Robson de Matos Fernandes

June/2007

Advisor: Antônio Carlos Ferreira

Department: Electric Engineering

This work seeks to contribute with operating analysis with elevated harmonic loading in the branches of double tuning of 3rd and 5th harmonic filters banks, namely ZRC and ZRN, located at Ibiúna Substation, São Roque city São Paulo state- Brazil.

It is performed the computational simulation through the program HarmZs in order to reproduce the phenomena visualized in real time operation and to quantify the efficacy of the measures proposed for reduce or eliminate the harmonic 'overloads' in these banks.

Also it is presented and discusses details of the electric sector legislation that governs the impacts regarding harmonic loading in the National Interconnected System, and comments about the actions of turn-off of transmission lines for harmonic control in the region of interest and the relation of advantages and disadvantages, with straight impact for the transmission agent.

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	IX
--------------------------	-----------

ÍNDICE DE TABELAS	XIV
--------------------------	------------

ABREVIATURAS E SÍMBOLOS UTILIZADOS	XV
---	-----------

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	1
--------------------------------	----------

1.1 - OBJETIVO	4
1.2 - ASPECTOS MOTIVADORES	6
1.3 - ESTRUTURA DO TRABALHO	7

CAPÍTULO 2 - HARMÔNICOS	8
--------------------------------	----------

2.1 - GERAÇÃO DE HARMÔNICOS E SEUS EFEITOS	8
2.2 - LEGISLAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO APLICADO A HARMÔNICOS	23
2.3 - HARMÔNICOS NA SE IBIÚNA	34
2.4 - GERAÇÃO DE HARMÔNICOS NO ELO CC	35
2.5 - CARREGAMENTO HARMÔNICO E NOVOS FILTROS NA SE IBIÚNA	45
2.5.1 - CAMPANHA DE MEDIÇÃO DE 2003	47
2.5.2 - CAMPANHA DE MEDIÇÃO DE 2006	55

CAPÍTULO 3 - SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL	61
---	-----------

3.1 - CÁLCULO DAS INJEÇÕES HARMÔNICAS DO ELO CC	61
3.2 - CÁLCULOS DE OUTRAS FONTES HARMÔNICAS	62
3.3 - SIMULAÇÃO NO HARMZS	65
3.3.1 - ANÁLISE PARA A CARGA LEVE	74
3.3.2 - ANÁLISE PARA A CARGA MÉDIA	79
3.3.3 - ANÁLISE PARA A CARGA PESADA	84
3.3.4 - DESLIGAMENTO DE OUTRAS LINHAS DA REGIÃO	89
3.3.5 - INFLUÊNCIA DO CENÁRIO ENERGÉTICO NO FLUXO HARMÔNICO	92
3.3.6 - OUTRAS ANÁLISES INVESTIGATIVAS	99

<u>CAPÍTULO 4 - ASPECTOS OPERATIVOS</u>	105
4.1 - SUPERVISÃO DAS SOBRECARGAS HARMÔNICAS NA SE IBIÚNA	105
4.2 - IMPACTO DAS PRINCIPAIS MEDIDAS CORRETIVAS PARA CONTROLE DE CARREGAMENTO HARMÔNICO NOS BANCOS ZRC E ZRN	111
4.3 - OUTROS EXEMPLOS DE PROBLEMAS SISTÊMICOS RELACIONADOS A CIRCULAÇÃO DE HARMÔNICOS	126
4.3.1 - QUEIMA DO RESISTOR DE SINTONIA DO BANCO ZRF DA SE IBIÚNA	126
4.3.2 - PERTURBAÇÃO COM ILHAMENTO NA REGIÃO CENTRO-OESTE EM 19/07/2006	127
<u>CAPÍTULO 5 - CONCLUSÕES E SUGESTÕES</u>	130
<u>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</u>	139
<u>ANEXO</u>	142

INDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1 - Diagrama Geográfico da Localização da Ilha de Gotland.....</i>	<i>1</i>
<i>Figura 2 – Principais distorções da forma de onda de tensão classificadas pela EN 50160</i>	<i>2</i>
<i>Figura 3 - Diagrama Simplificado da Transmissão de Itaipu-50 Hz até a SE Ibiúna</i>	<i>5</i>
<i>Figura 4 - Aspecto Harmônico típico de um computador pessoal (PC)</i>	<i>9</i>
<i>Figura 5 - Aspecto harmônico típico de uma lâmpada fluorescente.....</i>	<i>9</i>
<i>Figura 6 – Medição de harmônicos gerados em unidades consumidoras residenciais efetuada pela Universidade Federal do Pará, na rede metropolitana de distribuição de energia de Belém (PA) – a) renda baixa, b) renda média e c) renda alta.....</i>	<i>9</i>
<i>Figura 7 : (a) - Corrente de magnetização do transformador. (b) - Espectro harmônico associado ao mesmo.....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 8 - Torque total e individual (para $h = 1, 5$ e 7) de um motor de indução.....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 9 - Espectro da corrente de fase de um motor de indução de 50 Hz, sem a componente fundamental, durante a partida do mesmo (corrente de partida da ordem de 130 A).....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 10 - Espectro da tensão de fase-neutro de um motor de indução de 50 Hz, sem a componente fundamental, durante a partida do mesmo (tensão de alimentação de 127 V)</i>	<i>13</i>
<i>Figura 11 - Espectro de Tensão de um forno a arco, demonstrando a existência de harmônicas e interharmônicas.....</i>	<i>13</i>
<i>Figura 12 - Esquema típico de retificador</i>	<i>14</i>
<i>Figura 13 - Esquema típico de um variador de velocidade</i>	<i>14</i>
<i>Figura 14 - Circulação de corrente de neutro devido à alimentação de carga não-linear</i>	<i>15</i>
<i>Figura 15 – Diminuição da capacidade (ampacidade) de um cabo em função da proporção do conteúdo harmônico de 3ª ordem</i>	<i>16</i>
<i>Figura 16 - Impedância do Sistema atenuada pela natureza da carga em ressonância paralela..</i>	<i>18</i>
<i>Figura 17 - Distorção da forma de onda de tensão propagada no circuito devido a presença de carga não-linear.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 18 - Exemplo de forma de onda com distorção harmônica de tensão, gerando múltiplas passagens pelo zero.....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 19 - Curvas de suportabilidade de equipamentos: (a) - CBEMA, (b) - ITIC e (c) – IEEE..</i>	<i>21</i>
<i>Figura 20 - Comparativo entre medições com medidor convencional e "true rms"</i>	<i>22</i>
<i>Figura 21 - Diagramação da ponte de 12 pulsos (12 válvulas tiristorizadas) e do transformador conversor nas SE's Foz do Iguaçu e Ibiúna.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 22 - Forma de onda da corrente no transformador conversor com $\mu = \gamma = 0^\circ$.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 23 – Formas de onda: a) da tensão (fase-fase e fase-neutro), b) dos períodos de condução de corrente pelas válvulas e c) da corrente da fase A para a semi-ponte de 6 pulsos ligada em estrela. d) a seqüência numérica equivale a ordem de disparo das válvulas.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 24 - Exemplo de formas de onda para $\mu = \gamma = 15^\circ$: a) corrente nas válvulas, b) corrente nas fases, c) Tensão fase neutro das fases A, B e C, d) Tensões CC positiva e negativa, e) Tensão na válvula 2 (referente a figura 16d), f) tensão CC entre os pólos.....</i>	<i>40</i>

Figura 25 - a) Espectro de Correntes Harmônicas para diferentes modos de controle (legenda: I - faixa de harmônicos, (.) - Média Harmônica); b) Fatores K_{hi} (DHT_I) e K_{hv} (DHT_V) para harmônicos de Corrente e Tensão para diferentes modos de controle	42
Figura 26 - Variação do valor médio do conteúdo harmônico de tensão e corrente pelo efeito da variação da reatância de comutação	43
Figura 27 - Gráfico de resposta de frequência da barra de 345 kV da SE Ibiúna na carga média, considerando o caso base de Outubro/2006.	45
Figura 28 - Medição do DHT_T na barra de 345 kV da SE Ibiúna (Valor rms percentual na base fase-neutro – 199,19 kV) no período de 09/02/2003 a 16/04/2003	48
Figura 29 - Medição da DHI_T (3º Harmônico) na barra de 345 kV da SE Ibiúna(Valor rms percentual na base fase-neutro – 199,19 kV) no período de 09/02/2003 a 16/04/2003	48
Figura 30 - Medição da DHI_T (5º Harmônico) na barra de 345 kV da SE Ibiúna(Valor rms percentual na base fase-neutro – 199,19 kV) no período de 09/02/2003 a 16/04/2003	48
Figura 31 - Evolução de carregamento harmônico nos bancos de filtros ZRC e ZRN da SE Ibiúna	52
Figura 32 - Região de entrada dos consumidores livres na Rede Básica conforme tabela 3 e novos empreendimentos de transmissão.....	54
Figura 33 - Impedância do barramento de 345 kV da SE Ibiúna com 2 filtros (ZRC e ZRN - vermelho) e com 4 filtros (ZRC, ZRN, ZRI e ZRJ - azul).....	55
Figura 34 - Nível de harmônicos na SE Interlagos durante a campanha de medição da copa do Mundo de 2006 no dia do Jogo Brasil x Japão (22/06/2006 às 16h).....	56
Figura 35 - Pontos de Medição (BR), pela CTEEP, das componentes de 5º harmônico durante a Copa do Mundo de 2006	57
Figura 36 - Valores médios da componente de 5º harmônico na SE Interlagos durante a campanha de medição (legenda igual a da figura 34)	58
Figura 37 - Valores médios da componente de 5º harmônico na SE Xavantes durante a campanha de medição.....	58
Figura 38 - Manobras de abertura da LI 345 kV Interlagos / Ibiúna circuito 2 durante o dia 22/06/2006 (referente à figura 34).....	59
Figura 39 - Diagramação do fluxo de componente de 5º harmônico durante a campanha de medição da Copa do Mundo de 2006 (as cores das correntes são referenciadas às figuras 36 e 37)	60
Figura 40 - Valores de Corrente Harmônica eficaz nos bancos ZRC e ZRN em carga leve	67
Figura 41 - Distorção harmônica individual de tensão para os casos de carga leve na SE Ibiúna 345 kV.....	68
Figura 42 - Valores de Corrente Harmônica eficaz nos bancos ZRC e ZRN em carga média. Elo CC com 4449,2 WM em Outubro de 2005 e 3883,7 MW em Outubro de 2006.....	68
Figura 43 - Distorção harmônica individual de tensão para os casos de carga média na SE Ibiúna 345 kV.....	69

<i>Figura 44 - Valores de Corrente Harmônica nos bancos ZRC e ZRN em carga pesada. Elo CC com 4449,2 WM em Outubro de 2005 e 3883,7 MW em Outubro de 2006.</i>	69
<i>Figura 45 - Distorção harmônica individual de tensão para os casos de carga pesada na SE Ibiúna 345 kV</i>	70
<i>Figura 46 – Gráficos comparativos dos períodos de carga pesada, leve e mínima com as injeções externas de fontes harmônicas já ajustadas</i>	73
<i>Figura 47 - Distorção harmônica individual de tensão para os casos de carga leve, média e pesada na SE Ibiúna 345 kV, após a injeção de fontes harmônicas externas</i>	73
<i>Figura 48 – Valores das contribuições harmônicas, para a SE Ibiúna, das Linhas de 345 kV conectadas à ela, no período de carga leve</i>	74
<i>Figura 49 - Ângulos das injeções de correntes harmônicas para a SE Ibiúna 345 kV referenciadas à figura 48</i>	75
<i>Figura 50 - Valores das contribuições harmônicas, para a SE Ibiúna, das Linhas de 500 kV conectadas à ela, no período de carga leve</i>	75
<i>Figura 51 - Ângulos das injeções de correntes harmônicas para a SE Ibiúna 500 kV referenciadas à figura 50.</i>	76
<i>Figura 52 - Configuração de fluxo harmônico analisado para o período de carga leve</i>	76
<i>Figura 53 - Influência, no carregamento harmônico do banco ZRC, para o desligamento de cada uma das linhas de transmissão da SE Ibiúna 345 kV no período de carga leve</i>	77
<i>Figura 54 - Influência, no carregamento harmônico do banco ZRC, para o desligamento de cada uma das linhas de transmissão da SE Ibiúna 500 kV no período de carga leve</i>	78
<i>Figura 55 - Valores das contribuições harmônicas, para a SE Ibiúna, das linhas de 345 kV conectadas à ela, no período de carga média</i>	79
<i>Figura 56 - Ângulos das injeções de correntes harmônicas para a SE Ibiúna 345 kV referenciadas à figura 55</i>	80
<i>Figura 57 - Valores das contribuições harmônicas, para a SE Ibiúna, das Linhas de 500 kV conectadas à ela, no período de carga média</i>	80
<i>Figura 58 - Ângulos das injeções de correntes harmônicas para a SE Ibiúna 500 kV referenciadas à figura 57</i>	81
<i>Figura 59 - Configuração de fluxo harmônico analisado para o período de carga média</i>	81
<i>Figura 60 - Influência, no carregamento harmônico do banco ZRC, para o desligamento de cada uma das linhas de transmissão da SE Ibiúna 345 kV no período de carga média</i>	82
<i>Figura 61 - Influência, no carregamento harmônico do banco ZRC, para o desligamento de cada uma das linhas de transmissão da SE Ibiúna 500 kV no período de carga média</i>	83
<i>Figura 62 - Valores das contribuições harmônicas, para a SE Ibiúna, das Linhas de 345 kV conectadas à ela, no período de carga pesada</i>	84
<i>Figura 63 - Ângulos das injeções de correntes harmônicas para a SE Ibiúna 345 kV referenciadas à figura 62</i>	85
<i>Figura 64 - Valores das contribuições harmônicas, para a SE Ibiúna, das Linhas de 500 kV conectadas à ela, no período de carga pesada</i>	85

<i>Figura 65 - Ângulos das injeções de correntes harmônicas para a SE Ibiúna 500 kV referenciadas à figura 64</i>	<i>86</i>
<i>Figura 66 - Configuração de fluxo harmônico analisado para o período de carga pesada</i>	<i>86</i>
<i>Figura 67 - Influência, no carregamento harmônico do banco ZRC, para o desligamento de cada uma das linhas de transmissão da SE Ibiúna 345 kV no período de carga pesada</i>	<i>87</i>
<i>Figura 68 - Influência, no carregamento harmônico do banco ZRC, para o desligamento de cada uma das linhas de transmissão da SE Ibiúna 500 kV no período de carga pesada</i>	<i>88</i>
<i>Figura 69 – Influência de outras linhas de 345 kV na circunvizinhança da SE Ibiúna no período de carga leve</i>	<i>89</i>
<i>Figura 70 – Influência de outras linhas de 345 kV na circunvizinhança da SE Ibiúna no período de carga média.....</i>	<i>90</i>
<i>Figura 71 – Influência de outras linhas de 345 kV na circunvizinhança da SE Ibiúna no período de carga pesada</i>	<i>90</i>
<i>Figura 72 – Influência da manobra de abertura da LI 500 kV Ibiúna / Bateias circuito 1 no carregamento harmônico do banco ZRC para o cenário Sul Exportador (Outubro/2005 carga leve).....</i>	<i>92</i>
<i>Figura 73 – Ângulos das correntes harmônicas pela LI Ibiúna / Bateias com injeção de 5° harmônico na SE Bateias em 0° e 180°.....</i>	<i>93</i>
<i>Figura 74 – Ângulos das correntes harmônicas pela LT Campinas / Ibiúna com injeção de 5° harmônico na SE Bateias em 0° e 180° Setor de 345 kV da SE Ibiúna.....</i>	<i>94</i>
<i>Figura 75 - Ângulos das correntes harmônicas pela LT Ibiúna / Tijuco Preto com injeção de 5° harmônico nas SE's Bandeirantes e Milton Fornasaro em 0° e 180°.....</i>	<i>94</i>
<i>Figura 76 - Ângulos das correntes harmônicas pela LT Guarulhos / Ibiúna com injeção de 5° harmônico nas SE's Bandeirantes e Milton Fornasaro em 0° e 180°.....</i>	<i>95</i>
<i>Figura 77 - Ângulos das correntes harmônicas pela LI Interlagos / Ibiúna com injeção de 5° harmônico nas SE's Bandeirantes e Milton Fornasaro em 0° e 180°.....</i>	<i>95</i>
<i>Figura 78 – Influência da manobra de abertura da LI 500 kV Ibiúna / Bateias para a injeção de corrente na SE Bateias em 0° e 180°</i>	<i>96</i>
<i>Figura 79 - Influência no carregamento harmônico do banco ZRC para os desligamentos das linhas da SE Ibiúna</i>	<i>97</i>
<i>Figura 80 - Configuração de fluxo harmônico para o período de carga leve com ângulo da fonte de injeção harmônica na SE Ibiúna em 0°.....</i>	<i>98</i>
<i>Figura 81 – Análise comparativa do carregamento harmônico do banco ZRC com e sem a presença da compensação série do circuito 1 da LI 500 kV Ibiúna / Bateias.....</i>	<i>99</i>
<i>Figura 82 – DHI_v nas SE's de 345 kV da região circunvizinha da SE Ibiúna.....</i>	<i>100</i>
<i>Figura 83 – Influência no carregamento harmônico do banco ZRC para a entrada de bancos de capacitores shunt na SE Ibiúna (BC IN) e SE Tijuco Preto (BC TP).....</i>	<i>102</i>
<i>Figura 84 - Gráfico mensal do número de ocorrência de sobrecargas harmônicas no ano de 2006</i>	<i>107</i>
<i>Figura 85 - Gráfico mensal da duração de Sobrecarga harmônica no ano de 2006.....</i>	<i>107</i>

<i>Figura 86 – Representação do ramo de 3° de 5° harmônico dos bancos de filtros ZRC e ZRN com a localização das placas de aquisição da proteção de sobrecarga harmônica</i>	<i>108</i>
<i>Figura 87 - Diagramação da conversão do valor de corrente nos bancos de filtros, pela placa P3, em milivolts para o Sistema de Supervisão e Controle</i>	<i>109</i>
<i>Figura 88 - Vista do Sistema de Supervisão e Controle com a tela que reporta os valores de mV dos bancos ZRC e ZRN e valores de corrente dos bancos ZRI e ZRJ, do dia 26/02/2007</i>	<i>110</i>
<i>Figura 89 - Elevação de carregamento harmônico (azul e verde) dos bancos ZRC e ZRN quando do fechamento do circuito 2 (rosa) da LI 500 kV Ibiúna / Bateias para o cenário Sudeste Exportador.</i>	<i>112</i>
<i>Figura 90 - Elevação de carregamento harmônico (rosa e verde) dos bancos ZRC e ZRN quando da abertura do circuito 2 (laranja) da LI 500 kV Ibiúna / Bateias para o cenário Sul Exportador.</i>	<i>113</i>
<i>Figura 91 - Número de Manobras de linhas de transmissão no ano de 2006 (somente abertura) para sanar as "sobrecargas harmônicas" nos bancos de filtros ZRC e ZRN.....</i>	<i>115</i>
<i>Figura 92 - Diagrama Operacional da Região de São Paulo com a área de monitoração da inequação para a abertura das Linhas Interlagos / Ibiúna.....</i>	<i>117</i>
<i>Figura 93 – Curva de manutenção dos pólos dos disjuntores AREVA GL-314, GL-317D e GL-318 (número de interrupções versus corrente interrompida em kA) – [24].....</i>	<i>123</i>
<i>Figura 94 – Período de manutenção recomendada pelo fabricante AREVA para os disjuntores GL-314, GL-317D e GL-318 – [24]</i>	<i>124</i>
<i>Figura 95 – Nova sintonia do banco ZRF após queima do resistor da fase B.....</i>	<i>127</i>
<i>Figura 96 – Diagrama esquemático da perturbação na área Brasília no dia 19/07/2006 às 10h58min.....</i>	<i>129</i>
<i>Figura 97 – Carregamento dos bancos ZRC e ZRN em sobrecarga harmônica com carregamento em 21,750%.....</i>	<i>133</i>
<i>Figura 98 – Carregamento nos 4 bancos de filtros com a mesma injeção harmônica anterior ...</i>	<i>133</i>
<i>Figura 99 – Carregamento harmônico nos bancos de filtros com elevação da injeção de 60% na SE Bateias e 70% nas SE's Bandeirantes e Milton Fornasaro</i>	<i>134</i>
<i>Figura 100 – Crescimento de consumo da energia elétrica, na projeção 2006-2015, do plano Decenal do Ministério de Minas e Energia para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste Interligados.</i>	<i>135</i>
<i>Figura 101 – Diagrama da região circunvizinha à SE Ibiúna após a entrada da LT 345 kV Anhanguera / Guarulhos circuito 1 e 2</i>	<i>136</i>

INDICE DE TABELAS

<i>Tabela 1 - Comparativo de geração de corrente harmônica dos principais equipamentos residenciais e comerciais</i>	10
<i>Tabela 2 - Valores de DHT_T da IEEE</i>	33
<i>Tabela 3 - Principais empreendimentos e alterações topológicas ocorridas no SIN entre Agosto de 2002 e Dezembro de 2006</i>	53
<i>Tabela 4 - Valores de Injeções de Correntes harmônicas utilizadas para simulação no HarmZs</i>	65
<i>Tabela 5 - Valores eficazes de corrente pelos bancos ZRC e ZRN e distorção harmônica total no barramento de 345 kV da SE Ibiúna</i>	70
<i>Tabela 6 - Valores Mensurados de carregamento harmônico nos bancos ZRC e ZRN</i>	72
<i>Tabela 7 – Ângulos das linhas conectadas a SE Ibiúna para a carga leve</i>	76
<i>Tabela 8 – Influência no carregamento harmônico do banco ZRC para o desligamento de linhas de transmissão da SE Ibiúna 345 kV na carga leve</i>	77
<i>Tabela 9 – Influência no carregamento harmônico do banco ZRC para o desligamento de linhas de transmissão da SE Ibiúna 500 kV na carga leve</i>	78
<i>Tabela 10 – Ângulos das linhas conectadas à SE Ibiúna para a carga média</i>	81
<i>Tabela 11 – Influência no carregamento harmônico do banco ZRC para o desligamento de linhas de transmissão da SE Ibiúna 345 kV na carga média</i>	82
<i>Tabela 12 – Influência no carregamento harmônico do banco ZRC para o desligamento de linhas de transmissão da SE Ibiúna 500 kV na carga média</i>	83
<i>Tabela 13 – Ângulos das linhas conectadas à SE Ibiúna para a carga pesada</i>	86
<i>Tabela 14 – Influência no carregamento harmônico do banco ZRC para o desligamento de linhas de transmissão da SE Ibiúna 345 kV na carga pesada</i>	87
<i>Tabela 15 – Influência no carregamento harmônico do banco ZRC para o desligamento de linhas de transmissão da SE Ibiúna 500 kV na carga pesada</i>	88
<i>Tabela 16 – Influência dos desligamentos das linhas de 345 kV na circunvizinhança da SE Ibiúna para cada período de carga</i>	91
<i>Tabela 17 – Sentido do fluxo de potência fundamental e de 5º harmônico na LI 500 kV Ibiúna / Bateias em função do cenário energético</i>	96
<i>Tabela 18 – Influência do desligamento das linhas para a SE Ibiúna no cenário Sul Exportador</i>	97
<i>Tabela 19 – Ângulos das linhas conectadas à SE Ibiúna para a carga leve</i>	98
<i>Tabela 20 – Módulo das correntes (%) das linhas conectadas à SE Ibiúna para a carga leve</i>	98
<i>Tabela 21 – Valores de DHT_V para as barras da região com os bancos ZRC e ZRN em sobrecarga</i>	100
<i>Tabela 22 - Ajustes da proteção de sobrecarga harmônica dos bancos ZRC e ZRN</i>	109
<i>Tabela 23 - Discretização por dia, horário e ações mitigatórias para a sobrecarga harmônica no banco ZRF</i>	126

ABREVIATURAS E SÍMBOLOS UTILIZADOS

<i>Sigla</i>	<i>Significado</i>
α	Ângulo de disparo do tiristor operando como retificador
μ	Ângulo de comutação
γ	Ângulo de disparo do tiristor operando como inversor
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CBEMA	Computer and Business Equipment Manufacturers Association
SSC	Sistema de Supervisão e Controle
COS	Centro de Operação do Sistema – Furnas Centrais Elétricas S.A.
CNOS	Centro Nacional de Operação do Sistema - ONS
COSR-SE	Centro de Operação do Sistema Regional Sudeste - ONS
CEPEL	Centro de Pesquisas Elétricas S.A.
CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
DHI	Distorção Harmônica Individual
DHI_I	Distorção Harmônica Individual de Corrente
DHI_V	Distorção Harmônica Individual de Tensão
DHT	Distorção Harmônica Total
DHT_I	Distorção Harmônica Total de Corrente
DHT_V	Distorção Harmônica Total de Tensão
Elo CC	Elo de Corrente Contínua de Itaipu em HVDC (± 600 kV)
H	Ordem harmônica, sendo um número inteiro não-negativo. Define-se por 1 a ordem fundamental e 0 a componente em corrente contínua. Também denotado por h^o harmônico
HP	High Pass (Passa – Alta)
HVDC	High Voltage Direct Current – Corrente Contínua em Alta Tensão
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ITIC	Information Technology Industry Council
LI	Linha de Interligação (interliga duas estações de agentes distintos)
LT	Linha de Transmissão (interliga duas estações do mesmo agente)
MOP	Mensagem Operativa emitida pelo ONS

<i>Sigla</i>	<i>Significado</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
rms	Root Mean Square
SCR	Silicon Controlled Rectifier – Retificador Controlado de Silício
SE	Subestação
SIN	Sistema Interligado Nacional
I_1	Valor <i>rms</i> da corrente na frequência fundamental – 60 Hz
I_h	Valor rms do <i>h-ésimo</i> harmônico de corrente
V_{d0}	Valor da tensão CC a vazio do conversor
V_h	Valor <i>rms</i> do <i>h-ésimo</i> harmônico de tensão
V_1	Valor <i>rms</i> da tensão na frequência fundamental – 60 Hz
V_{dh}	Valor do <i>h-ésimo</i> harmônica de tensão CC
p.u.	Valor expresso em por unidade, em relação a um valor base
UHE	Usina Hidroelétrica

Capítulo 1 - Introdução

Elos ou “links” de corrente contínua em alta tensão (HVDC) já são utilizados em Sistemas de Potência no mundo. O primeiro sistema foi instalado em 1954, sendo utilizado para interligar a ilha de Gotland com o continente Sueco [1], de acordo com a *figura 1*.



Figura 1 - Diagrama Geográfico da Localização da Ilha de Gotland

Após o advento das válvulas conversoras a tiristor (SCR), tais sistemas mostraram-se mais atraentes sob ponto de vista econômico, passando a serem competitivos comercialmente com os sistemas clássicos de transmissão em corrente alternada, notadamente para distâncias superiores a 600 km.

O projeto de um Elo de Corrente Contínua envolve vários aspectos técnicos importantes para a engenharia de Sistemas de Potência. Tais preocupações absorvem os engenheiros envolvidos no empreendimento, desde o projeto da planta, do sistema de controle de disparo das válvulas até o suporte de reativo necessário ao processo de retificação e inversão e o sistema de filtragem dos harmônicos gerados pelo sistema.

A geração de harmônicos atualmente é objeto de estudos dentro da área de *Qualidade de Energia* [2], em face da importância que a “matéria-prima” energia elétrica tem atualmente no contexto da sociedade humana. Assim sendo, a garantia de

entrega de uma energia com qualidade envolve diversos aspectos visando sua adequabilidade aos padrões estabelecidos em normas regulamentadoras, vindo a salvaguardar os equipamentos elétricos, ao nível de geração, transmissão, subtransmissão e distribuição até a chegada ao consumidor final, de possíveis danos. Atualmente, devido ao avanço tecnológico obtido pelo homem, temos equipamentos cada vez mais sensíveis à qualidade de energia, decorrentes do uso cada vez maior de componentes microprocessados. Em contrapartida, tais equipamentos são cada vez mais controláveis, criando-se uma vasta gama de cargas não-lineares, sendo possíveis fontes harmônicas para o sistema elétrico, tanto em nível local como em nível sistêmico.

Dentro do quesito de qualidade de energia, cumpre salientar que a presença de espectro harmônico na forma de onda da tensão é apenas uma das classificações estabelecidas [3]. A *figura 2* a seguir apresenta alguns destes fenômenos, que não ocorrem, necessariamente, em conjunto ou em seqüência.

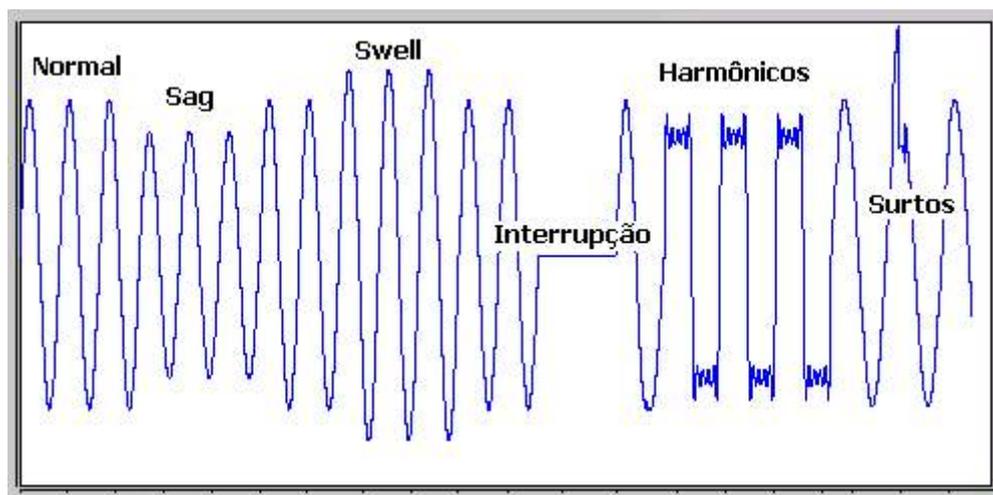


Figura 2 – Principais distorções da forma de onda de tensão classificadas pela EN 50160
(fonte: www.engcomp.com.br)

As definições segundo norma [3] são:

- **Regime Normal:** Tensão nominal para a qual o sistema é designado ou identificado e para o qual, certas características de operação são referenciadas.

- **“Sag”**: Queda de tensão de curta duração. É caracterizada por uma redução no valor eficaz da tensão, entre 0,01 e 0,9 p.u., na frequência fundamental, com duração entre 10 milisegundos e 1 minuto.
- **“Swell”**: Sobretensão de curta duração. É definida como um aumento entre 1,1 e 1,8 p.u. na tensão eficaz, na frequência fundamental, com duração entre 10 milisegundos e 1 minuto.
- **Interrupção**: Ausência completa de tensão. Pode ser classificada também como interrupção de curta duração, no caso de tensão abaixo de 0,01 p.u. por período não superior a 1 minuto.
- **Harmônico**: Componente senoidal da onda periódica tendo frequência igual a um múltiplo inteiro da frequência fundamental (no presente trabalho a frequência fundamental é 60 Hz). Caso a frequência não seja múltiplo inteiro da frequência fundamental, caracterizando uma frequência entre harmônicos esta componente é definida como *Interharmônica*.
- **Surtos**: Surtos ou Transitórios são fenômenos eletromagnéticos impulsivos (no caso de descargas atmosféricas) ou oscilatórios (no caso de chaveamentos para energização ou desenergização de equipamentos), altamente amortecidos com amplitudes elevadas, porém com duração de alguns poucos milisegundos.

Existem outras qualificações para a qualidade de energia, tais como: *flicker*, *desbalanço de tensão*, *ruído*, etc. Porém estas demais qualificações fogem ao escopo da presente proposta de trabalho, apesar de igualmente importantes. Todos os fenômenos associados à qualidade de energia elétrica são importantes, desde a geração até a distribuição ao consumidor final. Este trabalho visa explorar e tecer comentários sobre uma parte específica destes fenômenos que são os *harmônicos*.

1.1 - Objetivo

O objetivo da presente proposta de trabalho é quantificar o impacto operativo, tanto para o ONS, órgão responsável pela operação do SIN, quanto para o agente proprietário do sistema de corrente contínua, Furnas Centrais Elétricas S.A, do elevado carregamento harmônico que tem sido observado na Subestação conversora de Ibiúna, no município de São Roque, interior do estado de São Paulo – Brasil. Serão efetuadas simulações utilizando o programa HarmZs[®], do CEPEL, visando avaliar tais procedimentos em termos de simulação computacional e efetuar uma análise com o intuito de contribuir com aspectos reais (visualizados na operação em tempo real) aos estudos efetuados e proposições advindas destas análises. A metodologia proposta neste trabalho pode ser aplicada a outras redes elétricas, desde que os dados da mesma estejam disponíveis. Para esta proposta, foi utilizada a SE Ibiúna por apresentar os dados necessários para a execução do trabalho, porém a metodologia pode ser difundida. Outras metodologias também podem ser utilizadas para efetuar este estudo.

O foco da análise é a estação conversora de Ibiúna, que funciona desde sua inauguração, em meados de 1984 (1984 para o bipolo 1 e 1987 para o bipolo 2), como estação inversora compondo em conjunto com a estação retificadora de Foz do Iguaçu, de quatro linhas em ± 600 kV e dois eletrodos de terra, o sistema de Corrente Contínua de Itaipu Binacional, responsável pelo escoamento excedente da produção paraguaia daquela usina para o SIN, conforme *figura 3*.

O Elo de Corrente Contínua tornou-se necessário, devido à diferença de frequências industriais entre os dois países, visto que no Brasil a frequência é de 60 Hz, enquanto no Paraguai a frequência é de 50 Hz. Para permitir o envio da energia da parte excedente Paraguaia de Itaipu, ou seja, em 50 Hz, na época, o único modo de transmissão seria através de HVDC. Cumpre ressaltar que o intercâmbio máximo previsto para a ANDE é de 1.200 MW, sendo aproximadamente igual à geração de duas unidades geradoras. Atualmente, com o setor de 50 Hz com 10 unidades geradoras, a disponibilidade neste setor torna-se 7.000 MW (6.900 MW para o caso de carga máxima da Ande), permitindo um transporte máximo de 6.600 MW pelo Elo CC.

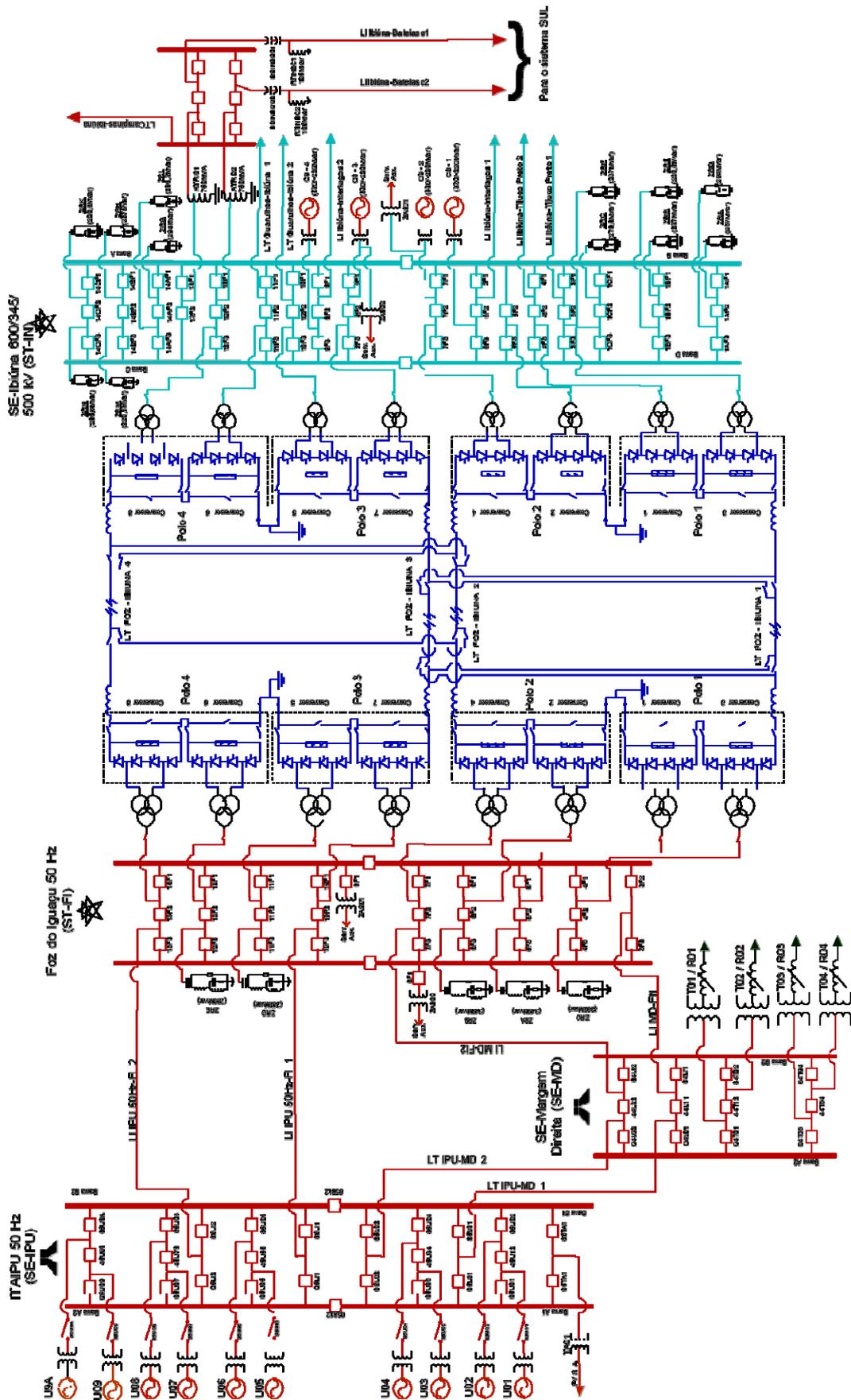


Figura 3 - Diagrama Simplificado da Transmissão de Itaipu-50 Hz até a SE Ibiúna

1.2 - Aspectos Motivadores

O principal elemento motivador para o presente trabalho é o acompanhamento quase diário, pelo autor, da operação em tempo real do sistema elétrico de Furnas Centrais Elétricas S.A. que abrange desde o Leste do Paraná até o Norte de Goiás.

Notadamente a região de interesse da presente análise é a área da Grande São Paulo, onde se encontra a estação conversora de Ibiúna e alguns dos principais recursos para as ações mitigatórias das “sobrecargas” harmônicas verificadas em tempo real nos bancos de filtros de dupla sintonia de 3º e 5º harmônicos da referida estação, denominados de banco ZRC e banco ZRN.

Tais ações mitigatórias têm causado grandes impactos na região da SE Ibiúna, devido à exposição não somente dos referidos bancos de filtros, mas de todos os equipamentos elétricos da estação a circulação de correntes harmônicas de 3ª e 5ª ordem. Tais impactos também interferem na operação eletroenergética do SIN, devido à abertura de linhas de transmissão que expõe o Sistema a uma menor confiabilidade operativa, associado à redução dos limites de transmissão, seja por critérios de segurança elétrica (estabilidade eletromecânica, colapso de tensão, etc.) ou por limitação de equipamentos.

1.3 - Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está estruturado em cinco capítulos.

O Capítulo 1 refere-se à introdução a este trabalho, contendo informações sobre o que o motivou e quais são os objetivos a serem alcançados.

O Capítulo 2 procura analisar a fenomenologia envolvendo a geração de harmônicos intrínsecos ao projeto do Elo de Corrente Contínua, motivo da existência de filtros na SE Ibiúna. É exposta a legislação do setor definida através dos Procedimentos de Rede pelo Operador Nacional do Sistema e quais as principais causas e efeitos dos harmônicos para o sistema elétrico. Discorre-se também sobre as análises já efetuadas e os motivadores da instalação de novos filtros nesta subestação, alterando seu projeto original.

O Capítulo 3 é dedicado à simulação computacional, procurando descrever a metodologia utilizada pelo autor e suas dificuldades, haja vista não haver uma base de dados consolidada para a análise harmônica no Sistema Interligado Nacional. São feitas simulações em cenários eletroenergéticos diferentes, em períodos de carga diferentes e avaliadas as medidas de abertura de linha conforme procedimentos já implantados para a operação em tempo real. Também são efetuadas investigações através de outras medidas, avaliando sua eficácia.

O Capítulo 4 apresenta alguns aspectos operativos importantes, demonstrando como os alarmes são reportados para os centros de operação envolvidos, quais os grandes impactos vivenciados com as principais medidas de desligamento de linhas de transmissão, principalmente no que tange ao agente de transmissão. Também são demonstrados outros problemas já verificados de carregamento harmônico elevado no SIN.

Finalmente o capítulo 5 apresenta as conclusões do trabalho, análises de projeção da solução implementada e sugestões para futuros trabalhos nesta área.

Capítulo 2 - Harmônicos

Conforme mencionado no Capítulo 1, a fenomenologia associada aos harmônicos de corrente e tensão será discutida em maior detalhe adiante, visando nortear o desenvolvimento deste trabalho.

2.1 - Geração de Harmônicos e seus Efeitos

Os sistemas de corrente contínua em alta tensão, possuem estações retificadoras e inversoras. O número de estações depende da filosofia do sistema, se é um elo simples (retificador + inversor) ou se é um elo multi-terminal [1]. Como característica intrínseca de tais processos há a geração de harmônicos de tensão e corrente, no lado de corrente contínua e no lado de corrente alternada, respectivamente.

Esta é uma das três principais classes de fontes de harmônico no sistema [5,6], ou seja, os grandes conversores estáticos de potência e dispositivos eletrônicos ao nível de transmissão no SIN. As outras fontes seriam: a grande quantidade de cargas não-lineares de baixa potência, notadamente presente nos consumidores residenciais e comerciais (incluindo computadores pessoais, aparelhos de TV, etc.) e uma quantidade apreciável de cargas não-lineares de grande porte com variação aleatória, contínua e de difícil previsibilidade ainda mais levando-se em conta a otimização do seu funcionamento baseado em tarifação horo-sazonal. As principais fontes de harmônicos [7], em termos de equipamentos são:

i. Cargas residenciais e comerciais

As cargas residenciais e comerciais, além de algumas de pequena monta industriais, de amplo espectro em termos de aplicabilidade como microcomputadores, lâmpadas eletrônicas, etc. são fontes harmônicas, dada sua natureza não linear entre a relação tensão e corrente.

A seguir, nas *figuras 4, 5 e 6 e tabela 1*, originadas do site do Procobre [www.procobre.com.br <acessado em 06/05/2006>], são demonstrados alguns dados de equipamentos residências e comerciais típicos e suas contribuições para a geração de harmônicos na mais ampla varredura de frequências.



Figura 4 - Aspecto Harmônico típico de um computador pessoal (PC)

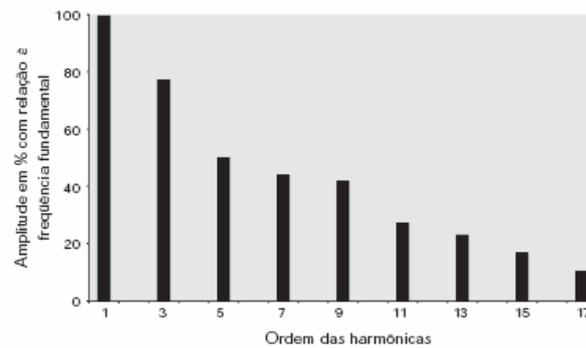


Figura 5 - Aspecto harmônico típico de uma lâmpada fluorescente

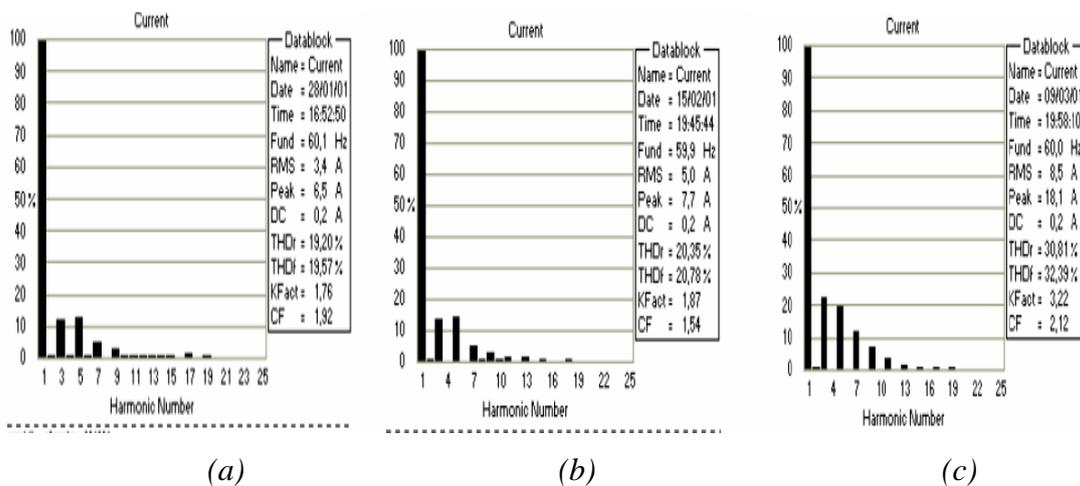


Figura 6 – Medição de harmônicos gerados em unidades consumidoras residenciais efetuada pela Universidade Federal do Pará, na rede metropolitana de distribuição de energia de Belém (PA) – a) renda baixa, b) renda média e c) renda alta.

Tabela 1 - Comparativo de geração de corrente harmônica dos principais equipamentos residenciais e comerciais

Carga	Operação	Corrente [A]			DHT ₁ [%]	DHI ₁ [%]			
		RMS	Fund.	Harm.		3 ^a	5 ^a	7 ^a	9 ^a
Aparelho de Fax	Parado	0,25	0,16	0,2	130	88	68	44	24
	Imprimindo	3,75	3,74	0,22	6	5	2	2	3
	Enviando	0,25	0,16	0,19	120	87	65	39	18
Rádio Relógio	Ligado	0,05	0,05	0,02	47	19	5	6	1
PC Pentium	Ligado	0,69	0,49	0,48	98	79	51	22	8
PC Macintosh	Ligado	1	0,6	0,8	130	90	72	50	32
PC Laptop	Ligado	0,16	0,09	0,13	140	92	78	60	40
Monitor 17"	Ligado	0,61	0,4	0,46	110	87	61	35	17
Central Telefônica	Ligado	0,12	0,11	0,04	40	34	18	7	4
Fotocopiadora	Parada	1	0,59	0,81	140	88	74	11	39
	Copiando	10,5	10,4	1,76	17	5	13	7	1
Vídeo Cassete	Ligado	0,19	0,11	0,16	150	91	77	62	47
Sistema de Vídeo de segurança	Ligado	0,93	0,6	0,71	120	86	65	42	21
Forno Microondas	Ligado	9	8,21	3,69	45	43	12	4	2,2
Refrigerador	Resfriando	4,46	4,45	0,22	5	4	2	1	0,6
Máquina de escrever elétrica	Ligada	0,11	0,1	0,03	33	30	10	7	4
Lâmpada Fluorescente eletrônica	Ligada	0,12	0,08	0,09	120	85	64	40	22
Lâmpada Fluorescente eletrônica com correção de fator de potência - PFC	Ligada	0,13	0,13	0,02	15	3,9	9,2	3,7	3,1
Lâmpada Fluorescente Magnética	Ligada	0,31	0,31	0,04	13	12	3	2	0,8
UPS (Nobreak)	Carga PC	7	4,31	5,52	130	89	71	49	27
Impressora Laser	Parada	0,26	0,16	0,21	130	90	73	52	30
	Imprimindo	0,4	0,27	0,3	110	85	61	34	10

ii. Transformadores

A saturação de transformadores resulta em correntes de excitação não-senoidais no seu núcleo, quando uma tensão senoidal acima da tensão nominal do transformador é aplicada em seus terminais. As componentes harmônicas de corrente são amplificadas substancialmente, conforme visualizado nas *figuras 7(a) e 7(b)* abaixo.

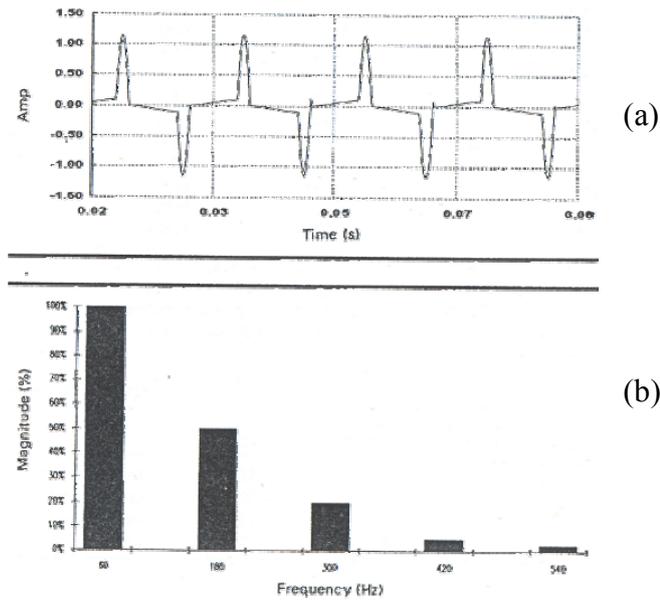


Figura 7 : (a) - Corrente de magnetização do transformador. (b) - Espectro harmônico associado ao mesmo

Caso o transformador esteja alimentando algum tipo de carga que gere componentes pares de corrente harmônica (retificadores de $\frac{1}{2}$ onda, por exemplo), tais correntes terão componente DC, aumentando os harmônicos da corrente de excitação.

Neste caso, durante a energização de transformadores alimentando este tipo de carga, usualmente resulta-se na saturação de metade da componente da onda de tensão. Assim sendo, produz-se harmônicos pares de corrente, notadamente o 2º e o 4º harmônico.

iii. Máquinas rotativas

As máquinas rotativas geram componentes de corrente harmônicas devido às variações de relutância magnética decorrente das ranhuras do estator e do rotor. Estas componentes harmônicas são chamadas de “slot frequencies”, mais significativas em máquinas de pólos salientes. Enrolamentos de amortecimento espaçados assimetricamente também podem causar geração de correntes e tensões harmônicas. Tais efeitos podem resultar em torques pulsantes devido à composição dos torques oriundos de cada harmônico presente [3], conforme visto na *figura 8*.

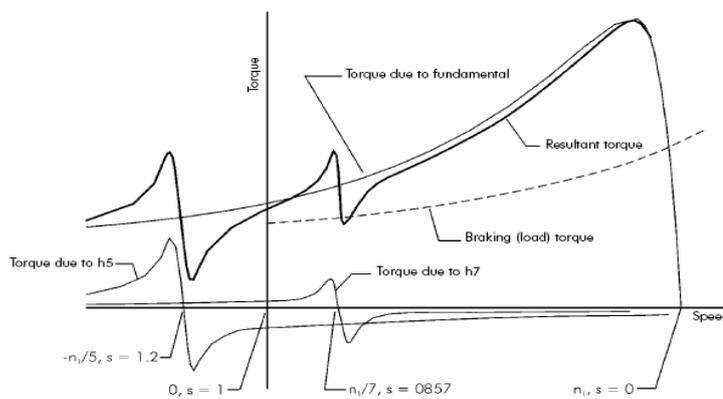


Figura 8 - Torque total e individual (para $h=1, 5$ e 7) de um motor de indução

Geralmente, para distribuição, estas contribuições não são significativas. Como exemplos [4], abaixo são mostrados os espectros de corrente (*figura 9*) e tensão (*figura 10*) de um motor de indução de frequência nominal de 50 Hz, quando a componente fundamental é eliminada, demonstrando o fornecimento de corrente e tensões harmônicas e interharmônicas.

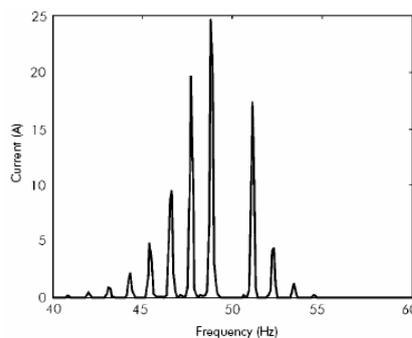


Figura 9 - Espectro da corrente de fase de um motor de indução de 50 Hz, sem a componente fundamental, durante a partida do mesmo (corrente de partida da ordem de 130 A)

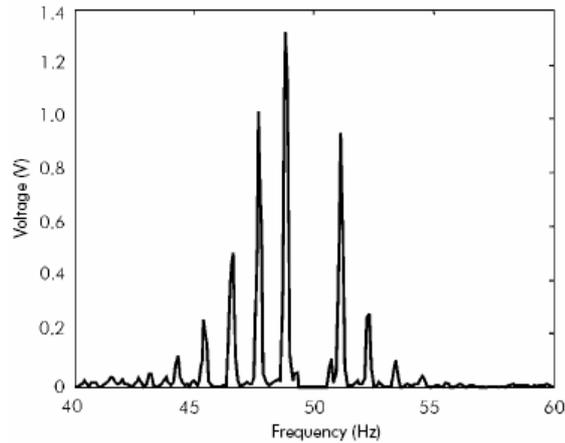


Figura 10 - Espectro da tensão de fase-neutro de um motor de indução de 50 Hz, sem a componente fundamental, durante a partida do mesmo (tensão de alimentação de 127 V)

iv. Equipamentos a Arco

Os fornos a arco e soldas a arco geram harmônicos de tensão e corrente devido à característica não-linear de corrente e tensão do arco elétrico. Os harmônicos de tensão de maior interesse, neste caso, são os de 5º e 7º harmônicos.

Medições realizadas, conforme relatado em [7], demonstram que estas tensões harmônicas produzidas são altamente variáveis, conforme *figura 11*.

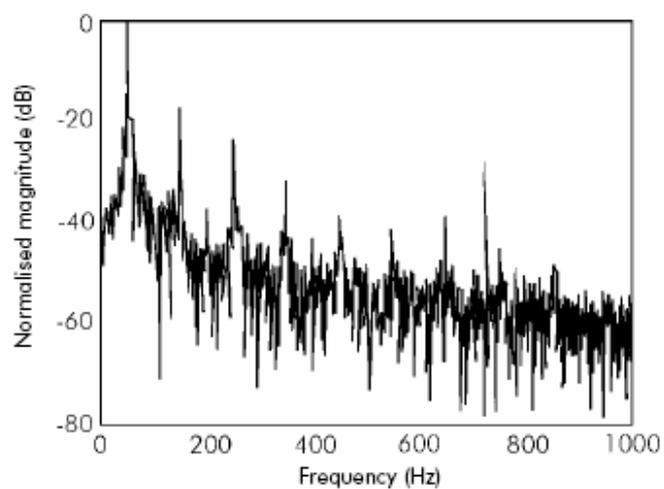


Figura 11 - Espectro de Tensão de um forno a arco, demonstrando a existência de harmônicas e interharmônicas

v. Conversores Eletrônicos de Potência e Controles Eletrônicos

Estes equipamentos produzem harmônicos pela característica intrínseca de seu funcionamento, devido à grande variação de impedância no circuito para a fonte de alimentação decorrente dos chaveamentos dos componentes eletrônicos (Tiristor, GTO, IGBT, etc.).

Equipamentos que se encontram nesta categoria incluem:

- Controlador de Tensão (circuito de potência onde um tiristor é conectado entre a rede de alimentação CA e a carga, controlando o fluxo de potência através da variação do valor eficaz da tensão CA);
- Retificadores e Inversores (conversores);
- Cicloconversores;
- Compensador Estático de Reativos (CER ou a sigla em inglês, SVC – “Static Var Compensator”);

Estes equipamentos estão em uso em uma vasta faixa de níveis de potência, na indústria, comércio e residência. Devido à queda do custo de produção destes equipamentos, associado ao aumento do nível de potência dos equipamentos eletrônicos chaveados (diodo, tiristor, transistores, etc.), o uso destes em níveis comerciais e residenciais tende a aumentar, tornando-se importantes fontes harmônicas no sistema de distribuição. Esquemas típicos de retificador trifásico (*figura 12*) e variador de velocidade (*figura 13*) são mostrados a seguir.

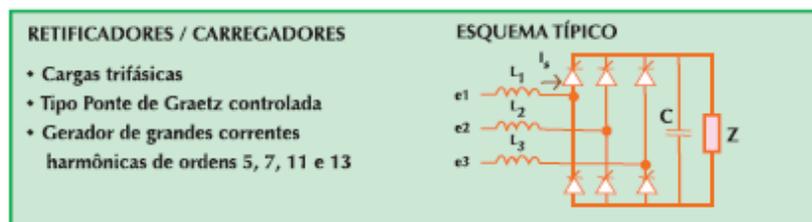


Figura 12 - Esquema típico de retificador

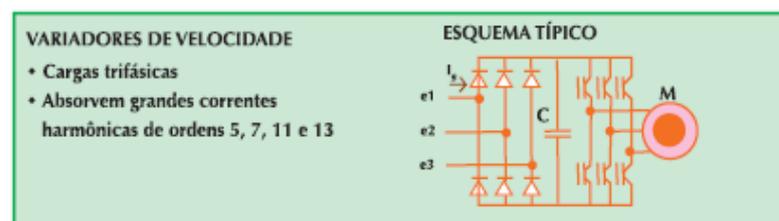


Figura 13 - Esquema típico de um variador de velocidade

Estes harmônicos são indesejáveis para o restante do sistema de corrente alternada por causarem diversos tipos de problemas, principalmente em equipamentos de comunicação ou processamento de dados. A seguir, serão explanados alguns dos principais problemas causados por correntes harmônicas ou tensões harmônicas.

i. Sobreaquecimento de condutores

O sobreaquecimento de condutores está relacionado principalmente ao aumento das perdas por efeito joule (I^2R_{AC}) nos mesmos [8], decorrente do aumento da sua resistência elétrica devido ao efeito pelicular (“skin effect” – alteração da resistência do condutor, fazendo com que esta aumente com o aumento da frequência, visto que a corrente passa a circular mais na periferia do condutor que no seu interior) e efeito de proximidade (“proximity effect” – proximidade de condutores em relação a coberturas metálicas, blindagens aterradas em ambas as extremidades, etc.).

Em condutores de neutro, pode haver o aumento de perdas devido à circulação de correntes harmônicas por este, notadamente as harmônicas múltiplas de 3ª ordem, conforme visualizado na *figura 14*, muitas vezes fazendo com que a especificação da sua seção maior que a dos condutores de fase. Na *figura 15*, vê-se a curva da [IEC 60364-5-523] referente à diminuição da capacidade de condução de um cabo em função de conteúdo harmônico de 3ª ordem.

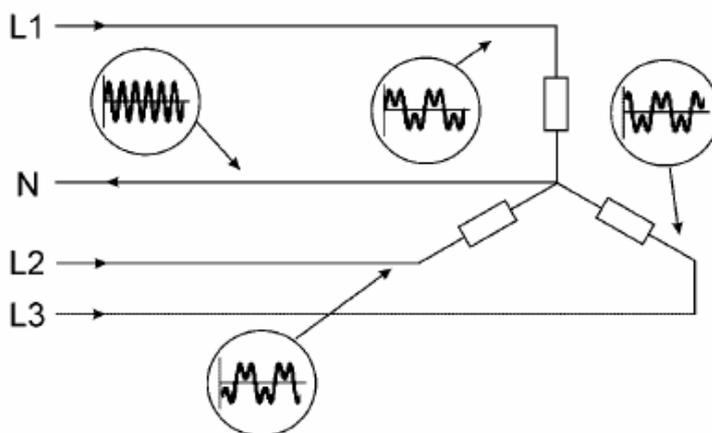


Figura 14 - Circulação de corrente de neutro devido à alimentação de carga não-linear

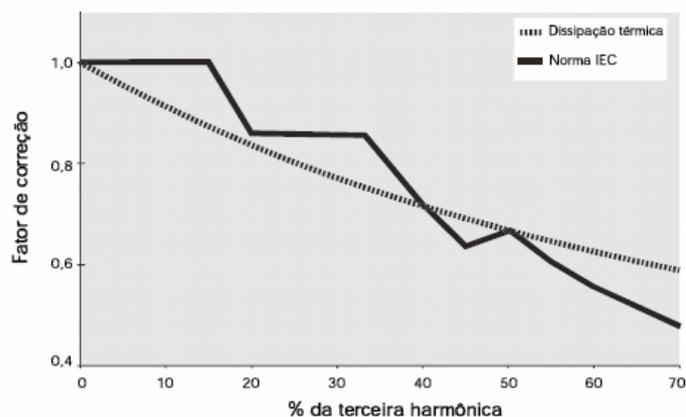


Figura 15 – Diminuição da capacidade (ampacidade) de um cabo em função da proporção do conteúdo harmônico de 3ª ordem

As distorções harmônicas de tensão causam fadiga e comprometimento do isolamento dos cabos, além de aumentar suas perdas dielétricas. No caso de barramentos, deve-se verificar também a possibilidade de ressonância mecânica.

ii. Sobreaquecimento de transformadores e reatores

Os problemas em transformadores e reatores são causados pelo aumento das perdas por correntes parasitas, pois estão relacionadas diretamente com o quadrado da frequência, além de sofrerem influência das tensões harmônicas. Além deste aumento há ainda o aumento das perdas no enrolamento dos transformadores, decorrente do aumento das perdas por efeito joule conforme relatado acima.

Outro fato agravado pela presença de correntes harmônicas é o aumento do ruído audível e vibrações, também associado ao aquecimento por correntes parasitas. As vibrações aumentam a fadiga mecânica nestes equipamentos.

Tais correntes harmônicas também aumentam a dispersão do fluxo magnético, aumentando as perdas magnéticas. As correntes com conteúdo de harmônicos pares, caracterizando a presença de componente DC, são mais agravantes para os transformadores, pois podem causar saturação do núcleo, aumentando ainda mais suas perdas e ruído, além de amplificarem todos os harmônicos de corrente de excitação.

iii. Atuação indevida de dispositivos automáticos de proteção

Os dispositivos de corrente diferencial-residual podem operar intempestivamente, devido à circulação de correntes harmônicas pelo neutro, além de serem sensíveis às correntes de fuga dos capacitores usados como filtros nas instalações elétricas.

Pode haver disparo de disjuntores, devido ao subdimensionamento decorrente da não consideração da corrente total do circuito, usando-se apenas o valor eficaz, baseado na frequência fundamental.

Relés do tipo “ripple control”, utilizados em companhias telefônicas para efetuar controle remoto centralizado, podem ser perturbados devido à presença de harmônicos de tensão cuja frequência esteja próxima às frequências utilizadas pelos relés. Ademais, tais relés podem ser influenciados pela impedância harmônica do sistema vista pelo relé [6].

Os relés podem responder de maneiras diferentes para cada tipo de forma de onda que passa por ele, inclusive para formas de onda com mesma magnitude de harmônicos, porém com diferentes ângulos de fase relativos à fundamental [8]. Os principais efeitos dos harmônicos na operação dos relés são:

- Os relés apresentam a tendência de operar lento e/ou com altos valores de pick-up do que operar rápido e/ou com baixos valores de pick-up;
- Relés estáticos de subfrequência são suscetíveis a mudanças substanciais nas suas características operativas;
- Na grande maioria dos casos, as alterações das características operativas dos relés são relativamente pequenas, sobre a moderada faixa de distorção esperada durante a operação normal;
- Para diferentes fabricantes, relés de sobretensão e sobrecorrente apresentam diferentes mudanças nas características operativas;
- Dependendo do conteúdo harmônico, em alguns casos o torque de operação dos relés é revertido;

- Relés de impedância podem apresentar ambas as características de sobrealcançe e subalcançe, dependendo da distorção;
- Os harmônicos, algumas vezes, prejudicam a rápida operação de relés diferenciais. Alguns testes demonstram que alguns relés podem apresentar-se completamente restringidos.

iv. Sobrecarga de capacitores

Um dos maiores problemas em relação aos capacitores, é o problema da ressonância. Ressonância é definida como uma amplificação da resposta do sistema de potência a uma excitação periódica quando a frequência da excitação é igual à frequência natural do sistema. É importante frisar que a ressonância pode ser série ou paralela, sendo a primeira caracterizada por baixa impedância para o fluxo de corrente harmônica e a segunda caracterizada por alta impedância para aquele fluxo. Portanto, caso o capacitor entre em ressonância com alguma indutância equivalente próxima em alguma frequência harmônica, ou próximo dela, poderão ocorrer tensões elevadas (através da amplificação das tensões harmônicas para o caso de ressonância paralela) e/ou correntes elevadas (através da elevação dos níveis de distorção harmônica na corrente que atravessa o banco para o caso de ressonância série) que causam sérios danos ao equipamento. Tais valores podem ser atenuados pelo amortecimento causado pela relação X/R de transformadores, perdas nas linhas e carga do sistema (*figura 16*), uma vez que a impedância vista pela fonte harmônica, próxima a frequência de ressonância, é função do amortecimento do circuito.

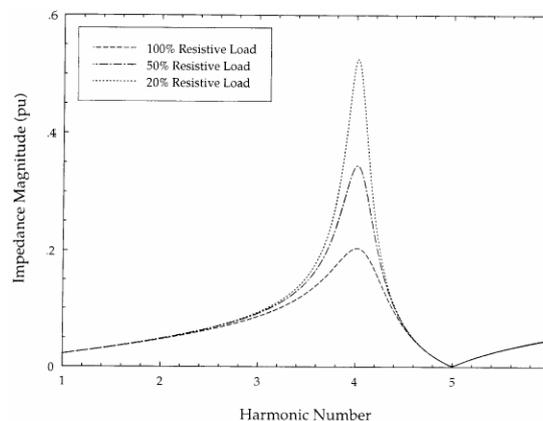


Figura 16 - Impedância do Sistema atenuada pela natureza da carga em ressonância paralela

Além disso, a reatância capacitiva reduz com o aumento da frequência, fazendo com que os bancos de capacitores tornem-se “ralos” para correntes harmônicas de ordens elevadas. Este efeito aumenta o sobreaquecimento do equipamento, danificando também o dielétrico e comprometendo sua vida útil. O dielétrico também é danificado pelas tensões harmônicas, submetendo o isolamento a tensões acima do especificado para operação contínua. As perdas no capacitor são proporcionais ao quadrado da tensão e proporcional a frequência para cada ordem harmônica sendo a perda total, portanto, o somatório das mesmas, incluindo a fundamental.

v. Distorção de tensão

Ao nível de instalações, as correntes harmônicas produzidas por cargas não-lineares, produzem tensões harmônicas ao passar pelas impedâncias do circuito, incluindo a fonte, fazendo com que tais tensões distorcidas sejam aplicadas a cargas lineares e, deste modo, passem a circular correntes harmônicas por estes equipamentos. A *figura 17* a seguir ilustra este fenômeno.

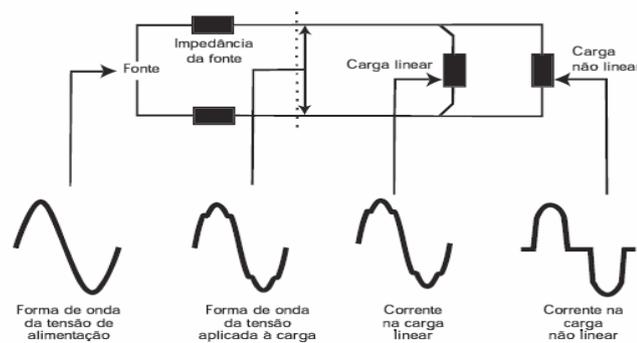


Figura 17 - Distorção da forma de onda de tensão propagada no circuito devido a presença de carga não-linear

vi. Aumento dos níveis de curto-circuito

Devido à potência harmônica ou potência não-ativa de distorção (D) contribuir para a potência aparente total, há um incremento do nível de capacidade de potência de curto-circuito no ponto de conexão da fonte harmônica. Este aumento deve ser considerado no dimensionamento dos disjuntores para, no limite, evitar a superação dos mesmos.

vii. Perdas, fadiga e danos a motores e geradores

Similar aos transformadores, os motores e geradores sofrem as mesmas perdas devido ao sobreaquecimento dos condutores, aumento de perdas por correntes parasitas, aumento de perdas na dispersão do fluxo magnético e aumento das perdas no núcleo, porém adiciona-se a estes problemas a fadiga causada pelos torques pulsantes causados pelas correntes harmônicas. As correntes harmônicas de seqüência negativa ($h=3k+2$) tendem a inverter a rotação do eixo, enquanto as correntes harmônicas de seqüência positiva ($h=3k+1$) tende a acelerar a rotação do eixo. Ambos os movimentos, além de aumentar a fadiga, também produzem maior ruído audível.

Ocorre também uma alteração da resultante do fluxo magnético no entreferro podendo causar ou aumentar o fenômeno “cogging” para motores síncronos (partida não suave, ou seja, em trancos) ou “crawling” para motores de indução (elevados valores de escorregamento, fazendo a velocidade ser baixa, como se o motor estivesse arrastando).

viii. Distúrbios na operação de circuitos eletrônicos

Um dos principais problemas causados pela distorção harmônica de corrente ou tensão, é a distorção da forma de onda, descaracterizando seu ponto de passagem pelo zero, conforme demonstra a *figura 18*. Este ponto é utilizado por vários circuitos eletrônicos, como ponto de referência para seu correto funcionamento (por exemplo: circuitos de conversores controlados a tiristores). Há na literatura [7] recomendações para a DHT_V ser menor que 10% . Para valores individuais a DHI_I deverá ser menor que 5% até o 13º harmônico, sendo reduzido até DHT_I menor que 1% para o 100º harmônico.

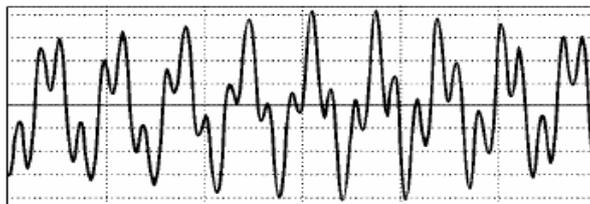


Figura 18 - Exemplo de forma de onda com distorção harmônica de tensão, gerando múltiplas passagens pelo zero

Em relação às distorções de tensões, estas acabam gerando sub e/ou sobretensões transitórias que impactam em equipamentos sensíveis e estes tipos de variações, principalmente microcomputadores (a IBM especifica $DHT_V < 5\%$). Para isto há normas internacionais que especificam as tolerâncias de tais equipamentos. Na *figura 19* são mostradas três curvas de suportabilidade que estes equipamentos devem atender, onde: CBEMA – Computer and Business Equipment Manufacturers Association (Associação dos Fabricantes de Computadores e Equipamentos para Escritório), ITIC – Information Technology Industry Council (Conselho da Indústria de Tecnologia da Informação).

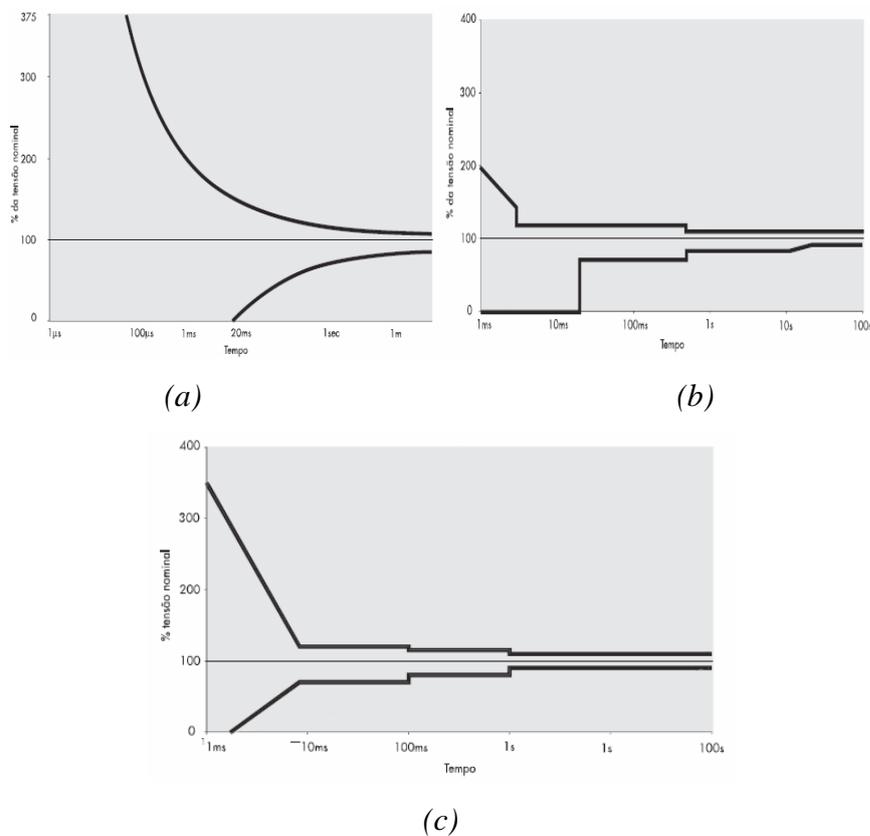


Figura 19 - Curvas de suportabilidade de equipamentos: (a) - CBEMA, (b) - ITIC e (c) – IEEE

ix. Problemas de Medição

Medição e instrumentação são afetadas por componentes harmônicas, particularmente se existirem condições de ressonância que resultem em altas tensões e correntes harmônicas no circuito. Equipamentos de disco de indução, tais como wattímetro-hora, normalmente vêm apenas a corrente fundamental.

Entretanto desequilíbrios de fase causam distorções harmônicas que geram erros de operação de tais dispositivos. Estudos demonstram [8] que pode haver erros positivos (medição para mais) ou negativos (medição para menos) na presença de distorções harmônicas, dependendo do tipo de medidor considerado e do harmônico envolvido. Geralmente, o DHT_V ou DHT_I deve ser severo (acima de 20%) para que erros significativos sejam detectados. Transformadores de instrumento de 60 Hz, usados tanto em medições quanto em proteção, não são afetados para os níveis de distorção normalmente encontrados.

Multímetros convencionais medem os valores médios e eficazes baseados na forma de onda senoidal pura. Tais medidas, com presença de distorções harmônicas, são alteradas tornando falsas as medições. Somente equipamentos do tipo “true rms”, ou seja, que efetuam a medição verdadeira do valor eficaz da forma de onda medida (independente da mesma ser senoidal, triangular, dente de serra, etc.) podem efetuar a correta leitura de valores nestes casos. A figura 20 demonstra a divergência entre a medição real (true rms) e a convencional.

Tipo de multímetro	Onda senoidal pura	Onda quadrada	Diodo retificador monofásico	Diodo retificador trifásico
				
Valor médio	Correto	10% mais alto	40% mais baixo	5-30% mais baixo
True RMS	Correto	Correto	Correto	Correto

Figura 20 - Comparativo entre medições com medidor convencional e "true rms"

x. Interferência em Telecomunicações

A presença de correntes ou tensões harmônicas no circuito associado com equipamentos de conversão de potência pode produzir campos elétricos e/ou magnéticos que podem prejudicar o desempenho satisfatório de sistemas de comunicações, telecomando, controle e supervisão, causando e propagando interferências, nos mais amplos espectros de frequência. Tais distorções são mensuradas através do Fator de Interferência de Telefonia – TIF ou o produto IT, também denominado de Distúrbio Equivalente de Corrente [16].

2.2 - Legislação do Setor Elétrico Brasileiro aplicado a harmônicos

Decorrente dos danos que podem ser causados pelas componentes harmônicas de tensão e corrente para o SIN conforme relatado anteriormente, a Legislação Brasileira estabelece, através dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema – ONS, com autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, as seguintes premissas referentes a controle de harmônicos:

Submódulo 2.1 - Introdução [9]

- Item 3.1 – Padrões de Desempenho

“O desempenho sistêmico da Rede Básica de Transmissão pode e deve ser quantificado a partir da avaliação de um conjunto de quesitos que traduzem a qualidade da operação da mesma. Entre estes quesitos estão, por exemplo, a tensão, a frequência, o nível de harmônicos etc. Para cada quesito pode-se estabelecer um ou mais indicadores que devem ser monitorados de forma a caracterizar o desempenho da Rede Básica referente a cada quesito. Entende-se por “Padrão” o valor desejado atribuído a cada indicador. Este valor pode ser um valor mínimo, máximo, médio ou mesmo uma região compreendida entre valores limites, dependendo da natureza do quesito e indicador em questão”.

- Item 3.2 – Requisitos Mínimos

“De forma a assegurar que a Rede Básica atenda aos Padrões de Desempenho estabelecidos neste módulo 2 dos Procedimentos de Rede, faz-se necessário que o desempenho de cada um de seus elementos funcionais (linhas de transmissão, elos de corrente contínua, subestações, equipamentos de compensação reativa, dispositivos FACTS etc.) seja resultante do atendimento a um conjunto de condicionantes técnicos previamente estabelecidos. Estes condicionantes técnicos, que podem ser quantificados por indicadores de natureza sistêmica, elétrica e mecânica, definem os “Requisitos Mínimos” para as instalações da Rede Básica.”

- Item 4.1 – Novas Instalações na Rede Básica

“Os padrões de desempenho estabelecidos neste módulo aplicam-se a todas as novas instalações integrantes da Rede Básica. Os requisitos técnicos mínimos se aplicam tanto para novas instalações como para novos equipamentos/sistemas a serem instalados em instalações já existentes na Rede Básica.”

- Item 4.2 – Instalações Existentes na Rede Básica

“Os requisitos mínimos estabelecidos neste módulo não se aplicam diretamente às instalações existentes na Rede Básica. O desempenho das instalações existentes será monitorado de forma a identificar a distância entre os padrões de desempenho verificados e requisitos que estão sendo estabelecidos nestes Procedimentos de Rede para as novas instalações. Uma vez identificada a necessidade de adequações destas instalações, o ONS a comunica imediatamente à ANEEL. O ONS, em conjunto com os Agentes envolvidos, empreende as ações pertinentes ao processo de definição de responsabilidade, propõe medidas corretivas e define a data de necessidade da adequação. Durante o período entre a comunicação à ANEEL da necessidade e efetivação da adequação, deverão ser acompanhadas e avaliadas as consequências para os Agentes afetados.”

- Item 5.2 – Responsabilidade da Agência Nacional de Energia Elétrica

“(a) Aprovar os padrões e estabelecer metas de padrões de desempenho da Rede Básica;

(b) Regulamentar os padrões de desempenho do sistema e fiscaliza o cumprimento dos mesmos;

(c) Compatibilizar os padrões de desempenho ao longo da cadeia geração, transmissão, distribuição e consumo, de forma assegurar a atribuição equilibrada de responsabilidades.”

- Item 5.3 - Responsabilidade do Operador Nacional do Sistema

“...(b) Tomar as medidas operativas necessárias, de acordo com os Procedimentos de Rede, para:

(1) assegurar os padrões de desempenho da rede básica;

(2) assegurar o funcionamento dos equipamentos dentro dos seus limites operativos;

(3) manter a confiabilidade do sistema dentro dos padrões estabelecidos;

...

(i) Monitorar o sistema, apura os indicadores de desempenho da Rede Básica, desenvolve ações pertinentes e define medidas corretivas de caráter sistêmico para preservar a qualidade da energia do sistema eletroenergético, conforme o estabelecido nestes Procedimentos de Rede e pela ANEEL;

(j) Propor ampliações, reforços e melhorias necessários ao adequado funcionamento da Rede Básica, de modo a assegurar a confiabilidade e a operação otimizada do sistema eletroenergético, de acordo com procedimentos e critérios definidos nos Procedimentos de Rede.”

- Item 5.4 – Responsabilidade dos Agentes de Transmissão

“...(c) Limitar a geração de harmônicos e desequilíbrios produzidos por equipamentos integrantes do sistema sob sua responsabilidade dentro dos limites estabelecidos pelos Procedimentos de Rede conforme descrito no Submódulo 2.2 - Padrões de Desempenho da Rede Básica;...”

- Item 5.5 – Responsabilidade dos Agentes de Distribuição

“...(b) Assegurar os padrões individuais de harmônicos, variações de tensão de duração, desequilíbrios e flutuações de tensão dentro dos limites estabelecidos pelos Procedimentos de Rede, conforme descrito no Submódulo 2.2 - Padrões de Desempenho da Rede Básica ;...”

- Item 5.6 – Responsabilidade dos Agentes de Geração

“...(b) Assegurar os padrões individuais de distorção harmônica, desequilíbrio, flutuação e variação de tensão dentro dos padrões estabelecidos, conforme descrito no Submódulo 2.2 - Padrões de Desempenho da Rede Básica;...”

- Item 5.7 – Responsabilidade dos Consumidores Livres

“...(b) Assegurar os padrões individuais de harmônicos, variações de tensão de duração, desequilíbrios e flutuações de tensão dentro dos limites estabelecidos,

conforme descrito no Submódulo 2.2 - Padrões de Desempenho da Rede Básica dos Procedimentos de Rede;...”

Submódulo 2.2 – Padrões de Desempenho [10]

- Item 4.2 – Princípios Básicos e Responsabilidades

“No caso de violação dos padrões globais de desempenho estabelecidos, deverão ser tomadas às providências cabíveis para a apuração de responsabilidades. Caso os motivos da violação sejam de caráter sistêmico o ONS deverá empreender ações tais como, a proposição de ampliação e reforços, adoção de medidas operativas, etc., no sentido de adequar os indicadores aos seus padrões.”

- Item 4.3 - Princípios Básicos e Responsabilidades

“Os agentes Acessantes deverão atender aos requisitos quanto aos padrões de desempenho individuais estabelecidos no submódulo 3.8 - Requisitos Mínimos para a Conexão à Rede Básica;”

- Item 4.4 - Princípios Básicos e Responsabilidades

“Entende-se por padrões de desempenho globais os valores máximos que podem ser atingidos no sistema com todas as fontes de perturbação em operação.”

- Item 4.5 - Princípios Básicos e Responsabilidades

“Entende-se por limites individuais os valores máximos de perturbação que podem ser introduzidos no sistema por um único Acessante.”

- Item 10.1 – Distorção Harmônica Total

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

- Item 10.2 – Distorção Harmônica Total

“Entende-se por Distorção de Tensão Harmônica Total (DTHT) a raiz quadrada do somatório quadrático das tensões harmônicas de ordens 2 a 50. Esse conceito procura

quantificar o conteúdo harmônico total existente em um determinado barramento da Rede Básica:

$$DTHT = \sqrt{\sum V_h^2} \text{ (em \%)} \text{ onde:}$$

$$V_h = 100 \cdot \frac{v_h}{v_1} \Rightarrow \text{tensão harmônica de ordem h em porcentagem da fundamental;}$$

$v_h \Rightarrow$ tensão harmônica de ordem h em volts;

$v_1 \Rightarrow$ tensão fundamental nominal em volts.”

- Item 10.4 – Distorção Harmônica Total

“O valor de cada indicador a ser comparado com o valor padrão será assim obtido:

(a) Determina-se o valor que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 1 dia (24 horas), ao longo de 7 (sete) dias consecutivos; (b) O valor do indicador corresponde ao maior dentre os sete valores obtidos, anteriormente, em base diária.”

Tabela 4 – Limites globais de tensão expressos em porcentagem da tensão fundamental

<i>V < 69 kV</i>				<i>V ≥ 69 kV</i>			
<i>ÍMPARES</i>		<i>PARES</i>		<i>ÍMPARES</i>		<i>PARES</i>	
<i>ORDEM</i>	<i>VALOR</i>	<i>ORDEM</i>	<i>VALOR</i>	<i>ORDEM</i>	<i>VALOR</i>	<i>ORDEM</i>	<i>VALOR</i>
3, 5, 7	5%			3, 5, 7	2%		
		2, 4, 6	2%			2, 4, 6	1%
9, 11, 13	3%			9, 11, 13	1,5%		
		≥8	1%			≥8	0,5%
15 a 25	2%			15 a 25	1%		
≥27	1%			≥27	0,5%		
DTH _T = 6%				DTH _T = 3%			

- Item 10.5 – Distorção Harmônica Total

“Na definição destes limites, deve-se levar em consideração que, para cada ordem harmônica h, a tensão harmônica resultante em qualquer ponto do sistema é obtida da combinação dos efeitos provocados por diferentes Agentes”

- Item 10.6 – Distorção Harmônica Total

“Esses limites não devem ser aplicados a fenômenos transitórios que resultem em injeção de correntes harmônicas, como ocorre na energização de transformadores.”

- Item 12.1 – Gestão dos Padrões de Desempenho da Rede Básica

“Os valores dos indicadores estabelecidos neste submódulo devem ser acompanhados na Rede Básica de maneira a verificar o seu desempenho. Caso este desempenho não esteja de acordo com os padrões estabelecidos, ações serão empreendidas de maneira a corrigir os desvios encontrados.”

- Item 12.2 – Gestão dos Padrões de Desempenho da Rede Básica

“Cabe ao ONS a gestão dos padrões de desempenho da Rede Básica, exercendo a coordenação de todas as atividades associadas à monitoração, identificação de causas e responsabilidades, no caso de violação de algum padrão de desempenho, bem como a indicação dos meios e ações que permitam tanto prevenir violações como restabelecer o adequado desempenho do sistema. Para tanto, o ONS deverá contar com a participação e colaboração dos diversos agentes que de algum modo estejam afetando ou sendo afetados pelo desempenho do sistema.”

- Item 12.5 – Gestão dos Padrões de Desempenho da Rede Básica

“A apuração dos valores dos indicadores de desempenho se dará segundo os seguintes procedimentos: campanhas de medição, monitoração e supervisão contínua.”

Submódulo 2.3 – Requisitos Mínimos [11]

- Item 5.6.1.1 – Rádio Interferência

“O valor da tensão de rádio interferência não deve exceder 2500 μ V a 1000 kHz correspondente a 1,1 vezes a tensão nominal.”

- Item 6.1.2 – Enrolamentos Terciários

“A necessidade dos enrolamentos terciários deve, mediante estudos, ser determinada pelos condicionamentos sistêmicos listados a seguir, não se limitando aos mesmos:

- (a) Instalação de suporte de reativo;
- (b) Atenuar fatores de sobretensões;
- (c) Absorção de harmônico de tensão de terceira ordem.” *Ênfase do autor*

- Item 6.4.1 – Disjuntores

“Os disjuntores devem ter tempos máximos de interrupção de 2 ciclos para tensões de 800, 550, 460 e 362 e 3 ciclos para tensões de 242 e 145 kV de 60 Hz.”

Submódulo 2.6 – Elos de Corrente Contínua [12]

- Item 3.1.1 – Abrangência

“O presente Submódulo aplica-se aos Elos de Corrente Contínua (CC) licitados, leiloados, autorizados ou lançados em mercado por qualquer outro processo após a data de publicação da homologação pela ANEEL deste Submódulo.”

- Item 4.4.2.5 – Requisitos quanto a perturbações produzidas pelo Elo CC

“Não permitir perturbações de origem harmônica, acima dos limites especificados a seguir, para qualquer condição de operação, configuração de sistemas adjacentes ou falha de seus componentes individuais. Esta condição deve ser satisfeita para a barra da conversora e para as barras vizinhas da Rede Básica quando o projeto incluir linhas de transmissão CA interligando a conversora à Rede Básica.

(a) O desempenho harmônico associado à estação conversora deverá atender aos requisitos designados no Submódulo 3.8 – Requisitos Mínimos para a Conexão à Rede Básica (item 7.6).

(b) Os filtros eventualmente necessários para satisfazer o desempenho harmônico exigido podem ser de qualquer tecnologia comprovada pelo fabricante correspondente em instalações similares, incluindo filtros convencionais em derivação ou série-paralelo, filtros de sintonia automática e filtros ativos.

(c) O desempenho harmônico requerido deve ser atendido para as condições de máxima dessintonia dos filtros, associadas às condições mais severas de geração de correntes harmônicas pelos conversores e ao lugar geométrico de impedância da rede CA no plano complexo determinado a partir de configurações normais e de contingência da rede CA ao longo da vida útil prevista da conversora.

(d) As condições de máxima dessintonia dos filtros deverão incluir:

(1) Condições ambientais nominais na região;

(2) Dessintonia inicial máxima, prevista no projeto dos componentes dos filtros, devido à tolerâncias de fabricação e erros de medição;

(3) Dessintonia devido aos desvios máximos normais de frequência da rede CA;

(4) Falha de unidades ou elementos capacitivos no mínimo igual ao número de unidades que corresponda ao limite inferior de atuação da proteção de desbalanço de tensão (TRIP), com os conversores operando com potência plena;

(5) Dessintonia devido ao envelhecimento dos componentes;

(6) Erros de controle no caso de filtros ativos e de sintonia automática.

(e) As condições mais severas de geração de correntes harmônicas, ocorrendo simultaneamente às condições de máxima dessintonia, deverão considerar:

(1) Condição mais desfavorável da variação da frequência fundamental, dentro da faixa operativa normal;

(2) Ângulo de disparo das válvulas com os erros possíveis, posição de tap de transformadores, tolerâncias de fabricação das relações de transformação, reatância de comutação e suas tolerâncias de fabricação e corrente CC dentro de valores operacionais permitidos, que resultem nas correntes harmônicas mais elevadas, para cada harmônica considerada;

(3) Inclusão das correntes harmônicas transferidas do lado oposto do Elo CC, inteiras e/ou fracionárias;

(4) Inclusão de eventuais correntes harmônicas geradas por saturação de núcleos magnéticos dentro da própria estação conversora;

(5) Deverão ser incluídos os desbalanços adicionais produzidos pelo restante dos equipamentos da estação conversora.

(f) Este desempenho harmônico deverá ser demonstrado pelo Agente/Acessante através de estudos de desempenho harmônico bem como durante os testes de comissionamento, por meio de medições nos barramentos da conversora e das subestações de conexão à Rede básica, se for o caso, utilizando métodos e equipamentos de medição autorizados pelo ONS. Observa-se que as medições não podem substituir os cálculos de desempenho harmônico, pois neste último caso estão consideradas situações futuras de resposta das redes CA que não serão encontradas durante as medições.

(g) Não permitir que as linhas CC e linhas de eletrodo induzam em linhas CA da Rede Básica, correntes harmônicas que produzam distorções harmônicas superiores às exigidas no item 7.6 do Submódulo 3.8 – Requisitos Mínimos para a Conexão à Rede Básica, nem interferências em linhas telefônicas acima dos limites das normas correspondentes.”

- Item 4.5.3 – Capacidade de Sobrecarga

“Considerando que a operação em sobrecarga contínua ou de curta duração implica em geração de correntes harmônicas maiores que as normais, bem como em maior consumo de reativos, deverá ser informado o nível de degradação das distorções harmônicas nestas condições, assim como o reativo adicional que será suprido pela compensação reativa da conversora e/ou pelo sistema de CA, cuja tensão deverá ser indicada durante a sobrecarga.”

- Item 4.9.1 – Requisitos de Potência Reativa

“A estação conversora deverá ser equipada com equipamentos de compensação reativa necessários à sua operação da condição de bloqueio até a plena carga, mantendo nas condições operativas previstas nos requisitos de desempenho, principalmente níveis de harmônicos, níveis de tensão das barras CA dentro dos limites indicados pelo Submódulo 2.2 – Padrões de Desempenho da Rede Básica e fator de potência unitário na barra CA da conversora, desde que seja demonstrado que este fator de potência será aceitável, caso contrário o Agente/Acessante deverá considerar compensação reativa adicional de acordo com as necessidades de reativos da rede para permitir a operação prevista da conversora. Adicionalmente, deverá ser observado que quando houver combinações de máquinas rotativas e elementos capacitivos, a potência destes últimos poderá ficar limitada também pela possibilidade de auto-excitação das máquinas, em especial durante rejeição de carga.”

Submódulo 3.8 – Requisitos Mínimos [13]

- Item 7.6.1 – Distorção Harmônica

“Os Acessantes devem assegurar que a operação de seus equipamentos, quando existirem cargas não lineares, bem como outros efeitos dentro de suas instalações, incluindo ressonâncias, não causem distorções harmônicas no ponto de conexão acima dos limites individuais, apresentados na Tabela 6.

7.6.1.1 A distorção de tensão harmônica é o indicador para a avaliação do desempenho individual.

7.6.1.2 Entende-se por Distorção de Tensão Harmônica Total (D) a raiz quadrada do somatório quadrático das tensões harmônicas normalizadas de ordens 2 a 50. Esse

conceito procura quantificar o teor de poluição harmônica total existente em um determinado ponto do sistema e é expresso pela fórmula:

$$DTHT = \sqrt{\sum V_h^2} \text{ (em \%)} \text{ onde:}$$

$$V_h = 100 \cdot \frac{v_h}{v_1} \Rightarrow \text{tensão harmônica de ordem h em porcentagem da fundamental;}$$

$v_h \Rightarrow$ tensão harmônica de ordem h em volts;

$v_1 \Rightarrow$ tensão fundamental nominal em volts”

- Item 7.6.2 – Distorção Harmônica

“Os limites individuais de tensões harmônicas de ordens 2 a 50 bem como o limite para a Distorção de Tensão Harmônica Total (D) são apresentados na Tabela 6.

7.6.2.1 Entende-se por limites individuais os máximos valores que podem ser atingidos no ponto de conexão em virtude da contribuição de um Acessante, segundo um critério de apuração.

Tabela 6 – Limites individuais expressos em porcentagem da tensão fundamental

<i>13,8 kV ≤ V < 69 kV</i>				<i>V ≥ 69 kV</i>			
<i>ÍMPARES</i>		<i>PARES</i>		<i>ÍMPARES</i>		<i>PARES</i>	
<i>ORDEM</i>	<i>VALOR</i>	<i>ORDEM</i>	<i>VALOR</i>	<i>ORDEM</i>	<i>VALOR</i>	<i>ORDEM</i>	<i>VALOR</i>
3 a 25	1,5%			3 a 25	0,6%		
		todos	0,6%			todos	0,3%
≥27	0,7%			≥27	0,4%		
D (distorção harmônica total) = 3%				DTHT = 3%			

- Item 7.6.3 – Distorção Harmônica

“No caso em que determinadas ordens de tensão harmônica e/ou a distorção harmônica total variem de forma intermitente e repetitiva, os limites especificados poderão ser ultrapassados momentaneamente, sendo permitido atingir até o dobro, desde que a duração cumulativa acima dos limites contínuos estabelecidos não ultrapasse 5% do período de monitoração.”

- Item 7.6.5 – Distorção Harmônica

“O indicador Distorção de Tensão Harmônica associado aos limites estabelecidos neste item, como forma de limitar os efeitos individuais provocados por Acessantes que disponham em suas instalações de cargas não lineares, está sendo avaliado no âmbito do

Grupo de Trabalho Especial de Qualidade da Energia Elétrica do ONS. O resultado de tal avaliação poderá levar à adoção de limites associados com a injeção de corrente harmônica na Rede Básica em uma próxima revisão deste submódulo.”

- Item 8.5.1 – Interferência Harmônica

“A operação da interligação não deverá ocasionar, no ponto de conexão com a Rede Básica, distorção da forma de onda de tensão que excedam os limites especificados neste submódulo.”

Conforme explanado, pode ser observado que há na legislação pertinente do setor, regida pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, os requisitos para limitação da distorção harmônica nas instalações do Sistema. De acordo com a referência [8] os padrões individuais Brasileiros são mais restritivos que os do IEEE, porém os valores globais são mais abertos, conforme visto na *tabela 2* abaixo, se comparada com as *tabelas 4 e 6* dos Procedimentos de Rede:

Tabela 2 - Valores de DHT_T da IEEE

Tensão da Barra no ponto de conexão comum	Distorção Individual de Tensão (%) ^[1]	DHT (%) ^{[1][2][3]}
69 kV e abaixo	3,0	5,0
69,001 kV até 161 kV	1,5	2,5
161,001 kV e acima	1,0	1,5

^[1] Os valores estão em percentagem do valor da fundamental (60 Hz);

^[2] Os valores estão definidos para os piores casos da operação normal (carga pesada), com duração em torno de 1 hora. Para curtos períodos, durante partidas ou operações fora do usual, os limites podem chegar a 50% acima dos informados na tabela;

^[3] Sistemas de Alta tensão podem ter valores de DHT acima de 2% onde a causa é por haver terminais de HVDC

2.3 - Harmônicos na SE Ibiúna

A SE Ibiúna é um dos terminais do Elo CC responsável, conforme dito no capítulo anterior, pelo escoamento da geração excedente da parte paraguaia da UHE Itaipu Binacional. Este Elo DC foi necessário devido à diferença de frequências existente entre os dois países. Deste modo, foi concebido o Elo CC em ± 600 kV, composto por 8 conversores, 2 linhas em + 600 kV e 2 linhas em - 600 kV, além de dois eletrodos de terra em 25 kV.

A SE Ibiúna é composta dos seguintes equipamentos principais – parte CA:

1. Setor de 500 kV
 - ✓ 1 LT 500 kV Campinas / Ibiúna;
 - ✓ 2 bancos de autotransformadores (500 / 345 kV) de 750 MVA;
 - ✓ 2 LT 500 kV Ibiúna / Bateias;
2. Setor de 345 kV
 - ✓ 8 conversores de 783 MW (para temperatura ambiente acima de 30°C) atuando na função de inversores;
 - ✓ 4 compensadores síncronos (-200 / +300 Mvar);
 - ✓ 2 LT 345 kV Guarulhos / Ibiúna;
 - ✓ 2 LT 345 kV Interlagos / Ibiúna;
 - ✓ 2 LT 345 kV Ibiúna / Tijuco Preto;
 - ✓ 2 LT + 600 kV Foz do Iguaçu / Ibiúna;
 - ✓ 2 LT - 600 kV Foz do Iguaçu / Ibiúna;
 - ✓ 2 Eletrodos de Terra de 25 kV;
 - ✓ 3.188,5 Mvar em bancos de filtros HP, 13°, 11°, 5° e 3° e banco de capacitores shunt.

Maiores detalhes da estação poderão ser verificados no anexo.

O processo de retificação e inversão nas estações conversoras causa a geração de harmônicos de corrente e de tensão. Os harmônicos de corrente são gerados no lado de corrente alternada e os harmônicos de tensão são gerados no lado de corrente contínua.

2.4 - Geração de Harmônicos no Elo CC

No caso específico do Elo de Corrente Contínua da UHE Itaipu o seu sistema, conforme visto na *figura 3*, é composto de 8 conversores de 12 pulsos, através de transformadores conversores de duplo secundário, como pode ser observado em detalhe na *figura 21*.

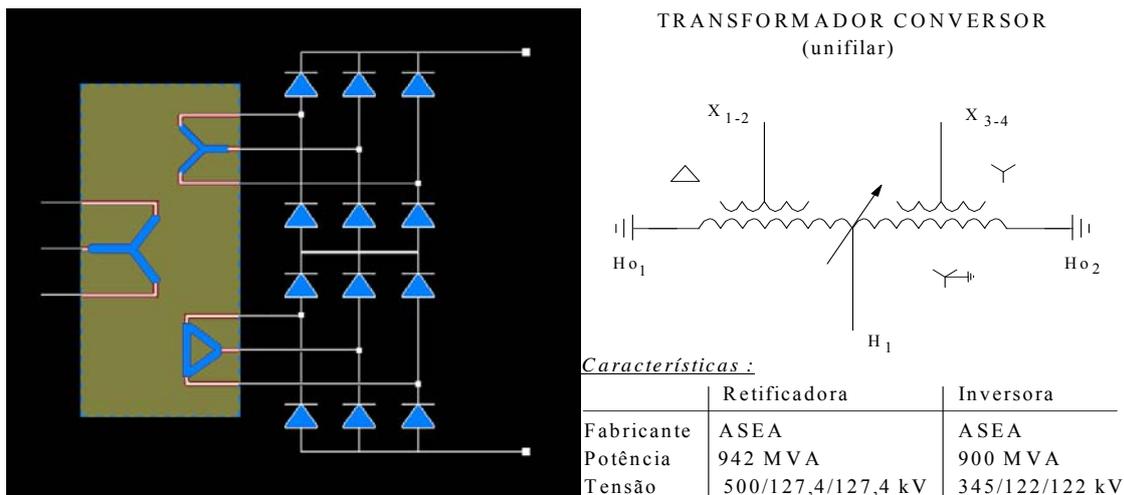


Figura 21 - Diagramação da ponte de 12 pulsos (12 válvulas tiristorizadas) e do transformador conversor nas SE's Foz do Iguaçu e Ibiúna

Como característica do processo de inversão, para o sistema CA, que é o enfoque deste trabalho, a forma de onda da corrente no conversor é função de alguns parâmetros como o ângulo de comutação, ângulo de disparo e tipo de controle. Considerando $\mu = \gamma = 0^\circ$, as formas de onda, para uma determinada potência do Elo CC no enrolamento primário do transformador conversor, através da composição das curvas dos dois secundários (corrente no secundário ligado em delta e no secundário ligado em estrela) serão as demonstradas conforme as *figuras 22 e 23* a seguir.

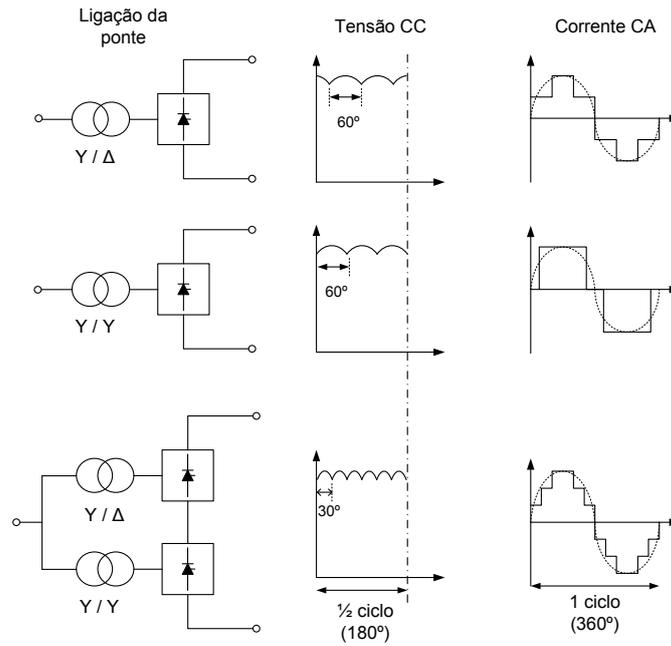


Figura 22 - Forma de onda da corrente no transformador conversor com $\mu = \gamma = 0^\circ$

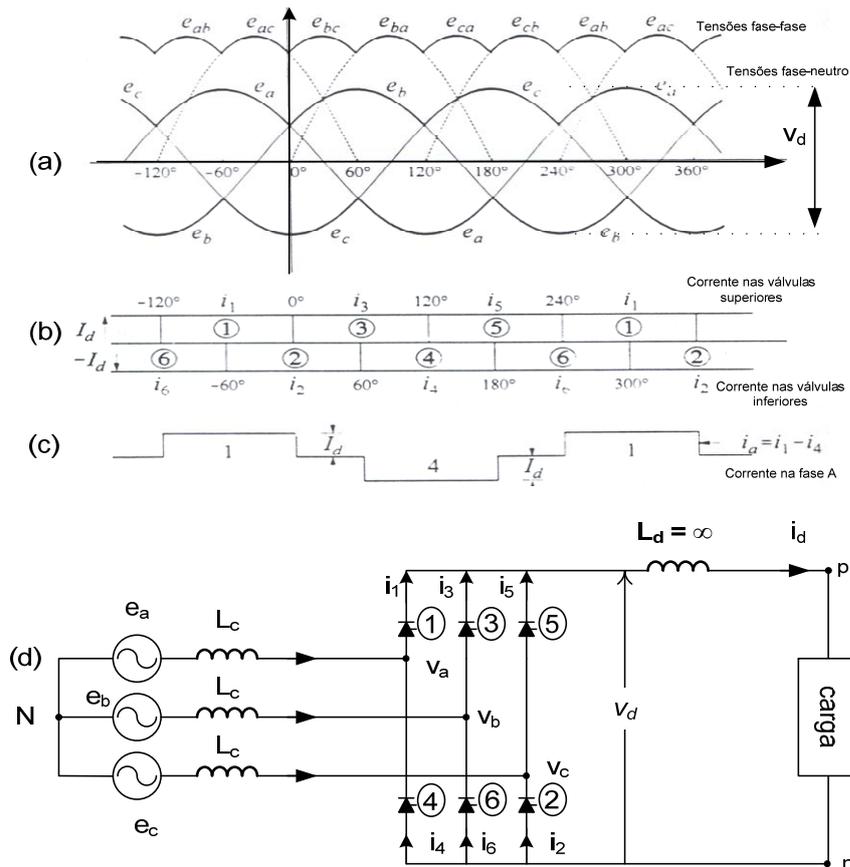


Figura 23 – Formas de onda: a) da tensão (fase-fase e fase-neutro), b) dos períodos de condução de corrente pelas válvulas e c) da corrente da fase A para a semi-ponte de 6 pulsos ligada em estrela. d) a seqüência numérica equivale a ordem de disparo das válvulas

Conforme pode ser visto, apesar da onda não ser senoidal, a mesma é periódica, podendo ser decomposta, conforme definido por Fourier (FOURIER, 1822), em um somatório infinito de ondas senoidais. Sua representação matemática é dada por:

$$F(t) = F_0 + \sum_{h=1}^{\infty} \left[F_{r_h} \times \cos\left(\frac{2\pi h}{T}t\right) + F_{i_h} \times \sin\left(\frac{2\pi h}{T}t\right) \right] \quad (1)$$

$$F_h \angle \phi_h = F_{r_h} + jF_{i_h} \quad (2)$$

sendo:

$F(t)$	Função temporal cujo período é T .
F_0	Componente contínua (harmônico de ordem 0 ou DC) definida por: $\frac{1}{T} \int_{-T/2}^{T/2} F(t) dt$
F_{r_h}	Componente real do h -ésimo harmônico definida como: $\frac{2}{T} \int_{-T/2}^{T/2} F(t) \cos\left(\frac{2\pi h}{T}t\right) dt$
F_{i_h}	Componente imaginária do h -ésimo harmônico definida como: $\frac{2}{T} \int_{-T/2}^{T/2} F(t) \sin\left(\frac{2\pi h}{T}t\right) dt$
F_h	Módulo do h -ésimo harmônico definida como: $\sqrt{F_{r_h}^2 + F_{i_h}^2}$
ϕ_h	Ângulo do h -ésimo harmônico definida como: $\arctan\left(\frac{F_{i_h}}{F_{r_h}}\right)$

Para o caso do Elo CC de Itaipu com 12 pulsos, a decomposição em série de Fourier seria dada pela equação 3:

$$i_a = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d \times \left[\cos(\omega t) - \frac{1}{11} \cos(11 \cdot \omega t) + \frac{1}{13} \cos(13 \cdot \omega t) - \frac{1}{23} \cos(23 \cdot \omega t) + \frac{1}{25} \cos(25 \cdot \omega t) + \dots \right] \quad (3)$$

onde:

i_a	Corrente da fase A (lado CA).
I_d	Valor da corrente contínua em cada válvula (conjunto de 96 tiristores)
ω	Frequência Angular fundamental sendo: $\frac{2\pi}{T}$

Assim, a ponte de 12 pulsos possui harmônicos da seguinte ordem: 1ª (fundamental), 11ª, 13ª, 23ª, 25ª, 35ª, 37ª, 47ª, 49ª, etc. A lei de formação dos **harmônicos característicos**, ou seja, aqueles gerados intrinsecamente ao processo de inversão, considerando a forma de onda como mostrada na *figura 22*, é definida pela *equação 4*:

$$\begin{cases} h = pk \pm 1 & \rightarrow \text{lado CA} \\ h = pk & \rightarrow \text{lado CC} \end{cases} \quad (4)$$

donde:

k	Qualquer valor inteiro não-negativo $\{0, 1, 2, 3, 4, \dots\}$
p	Número de pulsos da ponte retificadora ou inversora

Para o caso de 12 pulsos, a lei de formação dos harmônicos para o lado de interesse (corrente alternada), similar ao visto na *equação 3*, é definida pela *equação 5*:

$$h = 12k \pm 1$$

$$k = 0, 1, 2, 3, 4, \dots \Rightarrow h = \left\{ \underbrace{1}_{60\text{Hz}}, 11, 13, 23, 25, 35, 37, 47, 49, \dots \right\} \quad (5)$$

Conforme definido em [8], o grau de deformação da forma de onda periódica, sob condições de regime permanente, da tensão ou corrente é definido como Distorção Harmônica Total de Corrente ou Tensão. A definição matemática das mesmas é dada conforme *equação 6* abaixo:

$$DHT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} (F_h)^2}}{F_1} \Rightarrow \begin{cases} DHT_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} (I_h)^2}}{I_1} \\ DHT_T = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} (V_h)^2}}{V_1} \end{cases} \quad (6)$$

Há também a definição de distorção harmônica individual [15], ou seja, a distorção causada na forma de onda apenas pelo h -ésimo harmônico, conforme *equação 7*. Esta distorção também é definida como Fator de Distorção Harmônica – FDT.

$$DHI = \frac{|F_h|}{|F_1|} \Rightarrow \begin{cases} DHI_I = \frac{|I_h|}{|I_1|} \\ DHI_V = \frac{|V_h|}{|V_1|} \end{cases} \quad (7)$$

Obs.: A referência [8] considera que o máximo harmônico significativo é o 50º, conforme apresentado na *equação 6*. Há autores [6 e 16] que consideram a expressão matemática completa desta equação, ou seja, com o limite superior do somatório igual a infinito (∞), para compatibilizar com a própria definição da série de Fourier. Há ainda outro [15] que deixa ao usuário a definição do valor superior do somatório ($h_{máx}$ ou n) como a ordem máxima desejada para a análise em foco.

Muitas vezes, o valor disponível para a medição das grandezas de interesse (tensão e corrente), está disponível apenas em valor eficaz (através de medidores apropriados). Abaixo é fornecida a relação entre o valor eficaz (*rms*) e o valor de distorção harmônica total, conforme abaixo.

$$F_{RMS} = \sqrt{F_0 + \frac{F_1^2}{2} \times [1 + DHT^2]} \Rightarrow \begin{cases} I_{RMS} = \sqrt{I_0 + \frac{I_1^2}{2} \times [1 + DHT_I^2]} \\ V_{RMS} = \sqrt{V_0 + \frac{V_1^2}{2} \times [1 + DHT_V^2]} \end{cases} \quad (8)$$

sendo:

I_0 Componente DC da onda periódica de corrente – $I(t)$

V_0 Componente DC da onda periódica de Tensão – $V(t)$

Se considerarmos valores não nulos de μ e γ , as formas de onda são sensivelmente alteradas, em função da defasagem da corrente devido à indutância do circuito (ângulo μ) e do disparo do inversor (ângulo γ). A seguir podemos ver as formas de ondas alteradas se considerarmos tais ângulos não nulos, conforme *figura 24*.

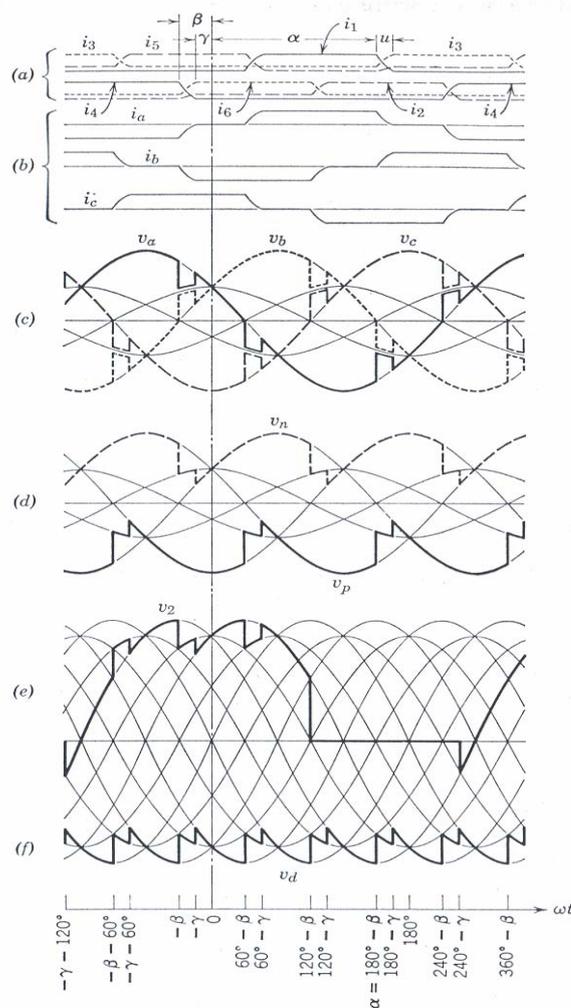


Figura 24 - Exemplo de formas de onda para $\mu = \gamma = 15^\circ$: a) corrente nas válvulas, b) corrente nas fases, c) Tensão fase neutro das fases A, B e C, d) Tensões CC positiva e negativa, e) Tensão na válvula 2 (referente a figura 16d), f) tensão CC entre os pólos

A consideração destes ângulos, aumenta o número de harmônicos gerados. Os discordantes com a *equação 5*, são definidos como ***harmônicos não-característicos***. Estes também surgem principalmente por atrasos ou avanços no disparo da válvula, causando uma redução ou aumento do ângulo de disparo do inversor (γ). Estes atrasos são causados pelo desbalanço de tensões trifásicas do SIN, causando o espaçamento não uniforme da passagem pelo zero destas tensões (que são os pontos de partida do sistema de controle para a determinação do espaçamento temporal que corresponderá ao espaçamento angular de disparo dos tiristores). As variações de ângulo de disparo do seu valor normal são citadas [16] como de 1° a 2° .

Como premissa geral para os harmônicos característicos, é adotado que o valor eficaz da corrente do *h*-ésimo harmônico é dado por:

$$I_{h_0} \leq \frac{I_{1_0}}{h} \quad (9)$$

Onde:

I_{h_0}	Valor eficaz da corrente alternada do <i>h</i> -ésimo harmônico sem ângulo de comutação ($\mu=0^\circ$).
I_{1_0}	Valor eficaz da corrente alternada fundamental sem ângulo de comutação ($\mu=0^\circ$).

Para os harmônicos não-característicos gerados por erro na ignição dos ângulos, se considerarmos uma hipótese de que as válvulas ímpares (referente à *figura 23d*) possuam um atraso no ângulo de disparo do inversor no valor de ε° e as válvulas pares um avanço no ângulo de disparo do inversor no mesmo valor ε° , a forma de onda da corrente alternada consistiria em pulsos alternados positivos e negativos, com 120° de duração, porém o intervalo entre os pulsos positivos e negativos seria de $2\varepsilon^\circ$. Para pequenos valores de ε , como é o caso, o decréscimo no módulo dos harmônicos ímpares é insignificante, porém para os harmônicos pares (excetuando-se o de 6ª ordem e seus múltiplos – $6h$) a relação entre estes e a fundamental passaria a ser a dada na *equação 10*:

$$\frac{I_h}{I_1} = \frac{2 \sin(h\varepsilon)}{2h \cos(\varepsilon)} \leq \varepsilon \quad (10)$$

De acordo com o exposto acima, considerando o valor de $\varepsilon = 1^\circ = 0,0174$ rad, a relação para o 2º ou 4º harmônico, por exemplo, seria de 1,74% da corrente fundamental. Este valor é bem inferior ao que seria gerado pela *equação 9* (50% e 25%, respectivamente), devido à diferença entre o harmônico ser característico ou não-característico.

É possível que altos valores de ganho associado a pequenas constantes de tempo, no controle de corrente do Elo CC possam também causar assimetria no disparo das

válvulas. Em virtude deste processo, harmônicos triplos ($3k$) são produzidos na tensão contínua e harmônicos da ordem ($3k+1$) são produzidos na corrente alternada. Estes harmônicos são não-característicos para valores ímpares de k (*pois geram harmônicos pares no lado CA e harmônicos ímpares no lado CC*).

Os inversores normalmente operam no modo de controle CEA (Controle de Ângulo de Extinção Constante - inversor), fazendo com as tensões trifásicas desbalanceadas possam novamente causar a desigualdade no tempo de disparo. O controle CEA não tem realimentação assim, como regra geral, os inversores em modo de controle CEA produzem harmônicos não-característicos em menor quantidade que o retificador em controle CC (Controle de Corrente Constante).

A seguir, na *figura 25*, são reproduzidos os gráficos da referência [17] no qual pode ser verificada a influência da geração de harmônicos *versus* os vários tipos de modo de controle, a saber: CEA (definido acima) ou CIA (Controle de Ângulo de Ignição Constante – retificador), CC(definido acima), CPF (Controle de Fator de Potência Constante), CP (Controle de Potência Constante)

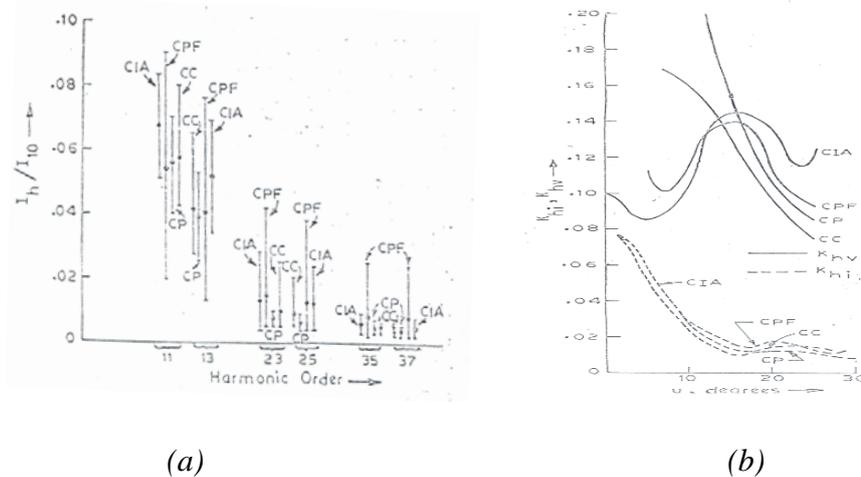


Figura 25 - a) Espectro de Correntes Harmônicas para diferentes modos de controle (legenda: I - faixa de harmônicos, (.) - Média Harmônica); b) Fatores K_{hi} (DHT_I) e K_{hv} (DHT_V) para harmônicos de Corrente e Tensão para diferentes modos de controle

A reatância de comutação (reatância fictícia que procura exprimir a similaridade entre o efeito físico do indutor na corrente alternada com o retardo oriundo da

comutação entre as válvulas, conforme visto na *figura 24a*) altera também o nível do conteúdo harmônico [17], demonstrado na *figura 26* abaixo.

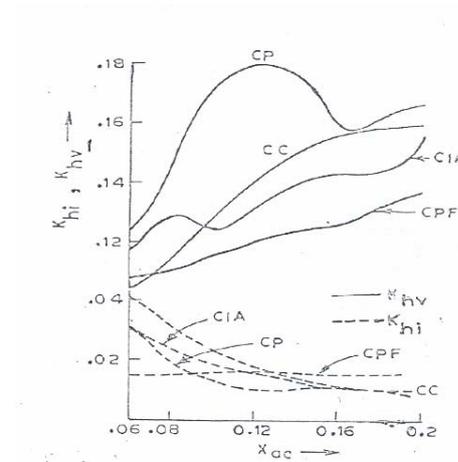


Figura 26 - Variação do valor médio do conteúdo harmônico de tensão e corrente pelo efeito da variação da reatância de comutação

Devido a esta geração intrínseca de harmônicos no processo de inversão, conforme relatado acima, associado às assimetrias que geram harmônicos não-característicos (notadamente o 3° e o 5°) a SE Ibiúna foi projetada com a instalação de bancos de filtros passivos de 3° e 5°, 11° e 13° e HP do lado CA, conforme verificado abaixo:

- ✓ Banco de Filtros ZRA – HP – 237 Mvar
- ✓ Banco de Filtros ZRB – HP – 237 Mvar
- ✓ Banco de Filtros ZRC – 3° / 5° / 11° / 13° – 279,8 Mvar
- ✓ Banco de Filtros ZRE – 11° / 13° – 220,8 Mvar
- ✓ Banco de Filtros ZRF – HP – 237 Mvar
- ✓ Banco de Filtros ZRH – HP – 237 Mvar
- ✓ Banco de Filtros ZRK – 11° / 13° – 220,8 Mvar
- ✓ Banco de Filtros ZRL – HP – 296,3 Mvar
- ✓ Banco de Filtros ZRM – 11° / 13° – 220,8 Mvar
- ✓ Banco de Filtros ZRN – 3° / 5° / HP – 296 Mvar → Total: **2.482,5 Mvar**

Obs.: A nomenclatura do banco segue a especificação do fabricante ABB.

Os bancos HP são sintonizados para frequências acima da 23°. Os bancos ZRD e ZRG são bancos de capacitores shunt de 294 Mvar cada um.

Todos os bancos de filtros da SE Ibiúna foram projetados de forma a atender as seguintes especificações de desempenho, quando ligados de acordo com a configuração estabelecida para o valor de potência *versus* número de máquinas em Itaipu-50 Hz *versus* número de conversores em operação:

- Distorção Harmônica Individual da Tensão CA (DHI_T) < 1%;
- Distorção de Tensão Harmônica Total (DHT_T) < 4%.
- Fator de Desequilíbrio de Tensão (K) \leq 0.5%. Exprime a relação entre as componentes de seqüência negativa (V_2) e seqüência positiva (V_1) da tensão, expresso em termos percentuais da componente de seqüência positiva:

$$K = \frac{V_2}{V_1} \times 100 \quad (11)$$

No dimensionamento dos filtros CA para a determinação das harmônicas não-características foram adotados os seguintes limites de tolerância:

- Diferença de reatância entre enrolamentos dos transformadores conversores com o mesmo tipo de conexão: 1 %
- Diferença de reatância entre enrolamentos dos transformadores conversores com tipo de conexão diferentes: 2 %
- Assimetria nos instantes de disparo: 3,35 μ s, correspondente a 0,06°;
- Desequilíbrio no sistema CA: componente de seqüência negativa igual a 0,5 % do valor da seqüência positiva.

Para atender aos requisitos gerais de filtragem da subestação Ibiúna, o projeto considerou a presença de um banco de filtros de dupla sintonia em 3° e 5° harmônicos conectado ao sistema. As principais razões foram:

- Auxiliar a atender aos requisitos de desempenho (DHT_T , TIF e IT) para as pequenas correntes não-características de 3° e 5° harmônicos geradas pelos conversores HVDC,
- Participar no balanço de potência reativa (59 Mvar por banco de 3°/5° harmônicos),

- Reduzir picos de sobretensões harmônicas durante eliminação de faltas trifásicas no inversor, que foram observados em estudos do projeto.

2.5 - Carregamento Harmônico e novos filtros na SE Ibiúna

A SE Ibiúna, pela sua característica de terminal inversor de um Elo CC, conforme visto anteriormente, tem um nível elevado de filtragem harmônica, conferindo ao seu barramento de 345 kV um baixo valor de impedância para determinadas frequências (definidas em projeto) de acordo com o demonstrado na *figura 27*. Esta figura foi obtida para uma configuração de Outubro de 2006, carga média, através do programa HarmZs. Nota-se a ênfase nas frequências abaixo de 1500 Hz, devido ao fato das frequências de interesse serem as de 180 Hz (3º harmônico), 300 Hz (5º harmônico), 660 Hz (11º harmônico), 720 Hz (13º harmônico) e as superiores a 1.380 Hz (23º harmônico) devido aos filtros de 3º, 5º, 11º, 13º e HP.

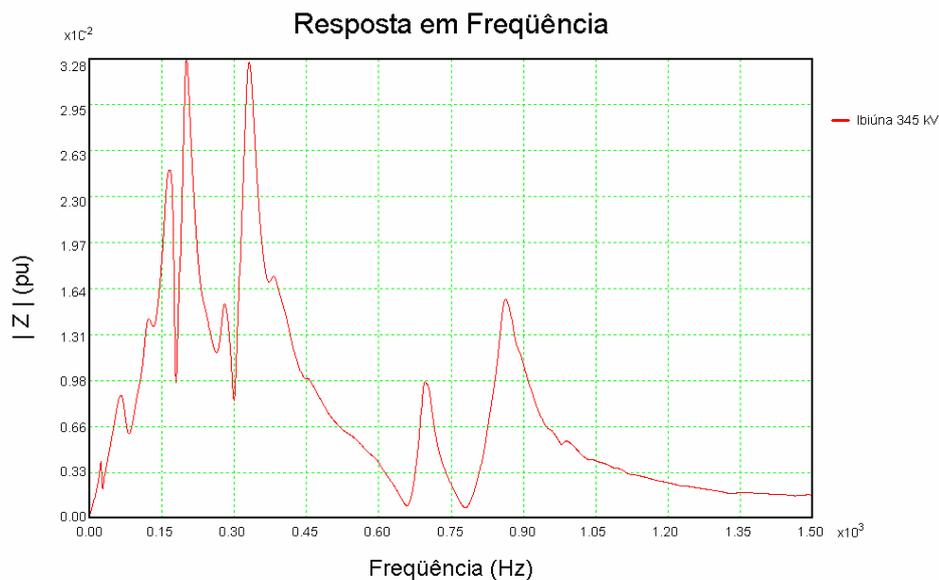


Figura 27 - Gráfico de resposta de frequência da barra de 345 kV da SE Ibiúna na carga média, considerando o caso base de Outubro/2006.

Assim, devido a não se possuir nenhuma outra estação com recursos desta monta e nem deste nível de tensão, no Brasil, a SE Ibiúna torna-se um grande sorvedouro de correntes harmônicas de outras partes do Sistema, além do Elo CC conforme projeto original.

Neste projeto, a empresa ABB (Asea Brown Boveri) estabeleceu que 2 bancos de filtros de 3º e 5º harmônico – ZRC e ZRN deveriam ser instalados na SE conversora de Ibiúna, sendo que apenas 1 deles seria necessário para o Elo CC, atendendo as especificações conforme relatado anteriormente, enquanto o outro seria uma reserva “fria”, para ser utilizado para prover a subestação de flexibilidade operativa, ou seja, manutenções programadas ou desligamentos intempestivos.

De acordo com o projeto, o Elo CC tem várias condições de operação, tais como número mínimo de compensadores síncronos e número mínimo de filtros. Assim, o Elo CC deverá operar com, no mínimo, 1 filtro de dupla sintonia de 3º e 5º harmônico ligado. Caso não haja nenhum filtro desta sintonia disponível o Elo CC somente poderá operar com, no máximo, 2 conversores na sua potência mínima, qual seja, 80 MW, totalizando um fluxo máximo transmitido pelo Elo CC de 160 MW.

Em virtude da elevação gradual, ao longo dos anos, do carregamento de 3º e 5º harmônico na região de SP, notadamente o 5º harmônico, desde meados de 1991 iniciou-se a operação com os dois bancos de filtros ZRC e ZRN, permanentemente ligados. Esta operação por si já se encontrava em desacordo com a premissa do projeto.

O projeto de cada banco de filtros foi baseado na premissa do banco absorver 100% das correntes de 3º e 5º harmônico do Elo CC e mais 10% das correntes oriundas do sistema interligado. Com a operação contínua dos dois bancos e ocorrência de carregamentos próximos à corrente nominal do banco, é fácil verificar que a injeção harmônica na SE Ibiúna é maior pela parte Sistêmica do que pelo Elo CC.

Desde 1998, segundo o relatório do GCOI (Grupo Coordenador da Operação Interligada – Grupo de estudos organizado pela Eletrobrás, anterior ao ONS), já se conhecia a elevação de carregamento harmônico nos filtros ZRC e ZRN, e uma de suas conclusões foi: “os níveis de harmônicos existentes na SE Ibiúna 345 kV, que são superiores aos esperados, são causados pelo excesso de harmônicos presentes no sistema de corrente alternada, sendo sua causa, provavelmente, associada às cargas industriais na região” [18 e 19].

Assim, foi confirmado conforme praxe já executada, após as medições efetuadas, que a abertura de um dos circuitos da LT 345 kV Interlagos / Ibiúna aliviaria este carregamento, sendo estabelecida como a medida mitigatória na época. Porém esta solução era paliativa, necessitando de maior quantidade de dados para efetuar uma análise mais aprofundada do problema.

2.5.1 - *Campanha de Medição de 2003*

Considerando a situação de elevado carregamento harmônico para os bancos de filtros de 3° e 5° harmônicos da SE Ibiúna, em meados de 2003, iniciou-se a primeira grande campanha de medições harmônicas na circunvizinhança da SE Ibiúna para determinar o fluxo de harmônico para a estação coordenada pelo ONS [18 e 19]. Já haviam sido feitas outras medições, porém de menor abrangência. Um dos fatos motivadores a realização das mesmas foram ocorrências registradas nos relatórios de operação dos Centros de Operação de Furnas e ONS informando casos em que, devido ao desligamento total do Elo CC, atendendo a manutenção programada, não se conseguia ligar os bancos de filtros de 3° e 5° harmônicos. Isto ocorria, haja vista que os mesmos desligavam automaticamente após terem sido ligados, decorrente da atuação da proteção de sobrecarga harmônica. Os mesmos somente puderam ser ligados após abertura de linhas da SE Ibiúna.

Estas medições reportaram o que já se pressupunha, ou seja, a grande contribuição sistêmica para os bancos ZRC e ZRN e a incidência maior de componente de 5° harmônico do que a de 3° harmônico. Algumas destas medições podem ser observadas nas *figuras 28, 29 e 30* a seguir.

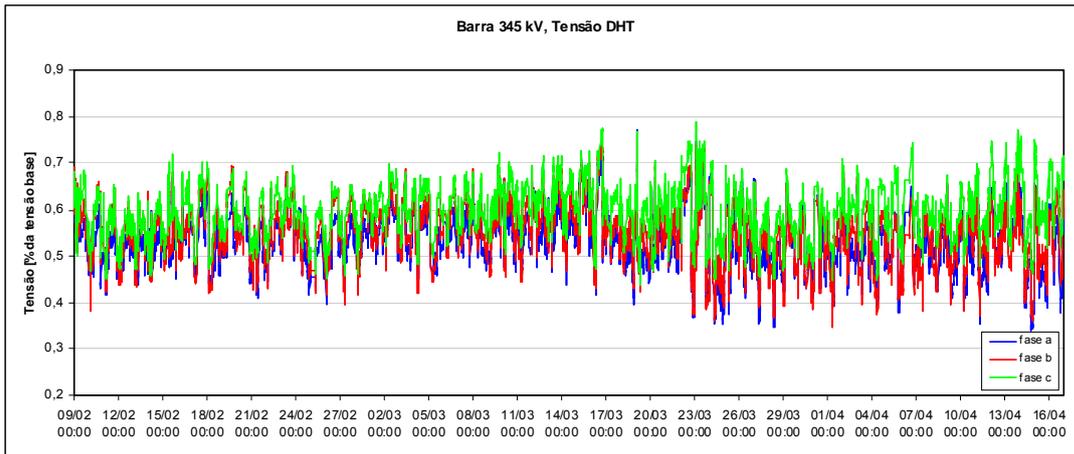


Figura 28 - Medição do DHT_T na barra de 345 kV da SE Ibiúna (Valor *rms* percentual na base fase-neutro – 199,19 kV) no período de 09/02/2003 a 16/04/2003

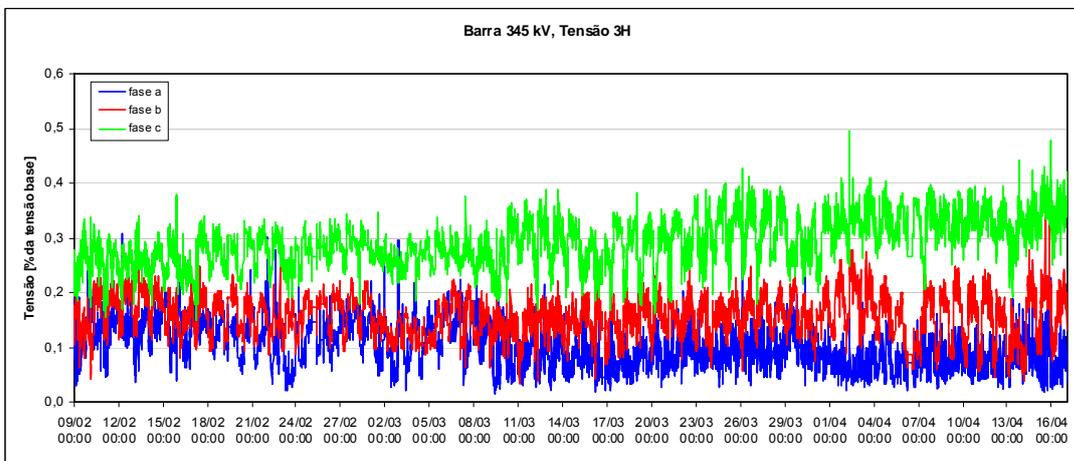


Figura 29 - Medição da DHI_T (3º Harmônico) na barra de 345 kV da SE Ibiúna (Valor *rms* percentual na base fase-neutro – 199,19 kV) no período de 09/02/2003 a 16/04/2003

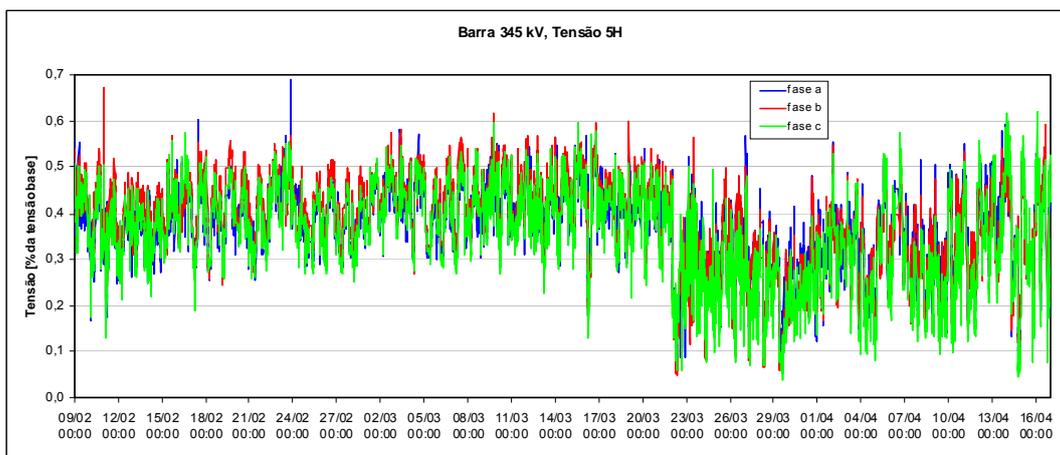


Figura 30 - Medição da DHI_T (5º Harmônico) na barra de 345 kV da SE Ibiúna (Valor *rms* percentual na base fase-neutro – 199,19 kV) no período de 09/02/2003 a 16/04/2003

Foram também efetuadas medições nas correntes das linhas da estação, correntes nos bancos de filtros, avaliação das manobras de abertura e fechamento destas linhas e avaliação das manobras de controle de tensão. Após apuração e análise dos dados, as principais conclusões do relatório foram:

1. “Não foram identificadas quaisquer violações dos índices de limite de distorção harmônica total ou individual de tensão apresentados no Submódulo 2.2 – “Padrões de Desempenho da Rede Básica” dos Procedimentos de Rede do ONS.
2. O índice de distorção de tensão associado ao 3º harmônico mostrou-se mais elevado na fase C do que nas outras fases, porém com valores inferiores aos encontrados para a componente de 5º harmônico, que é preponderante e se apresenta de forma equilibrada entre as fases.
3. A entrada em operação da LT 500 kV Ibiúna – Bateias determinou uma pequena diminuição no perfil do índice de 5º harmônico medido na tensão da SE Ibiúna 345 kV, refletindo-se também no Índice de Distorção Total de Tensão. Entretanto, essa diminuição exerce pouca influência nas correntes dos ramos de sintonia dupla de 3º e 5º harmônicos dos filtros ZRC e ZRN.
4. Não se verificou alteração sensível da distorção harmônica de tensão ou da corrente nos ramos de sintonia dupla de 3º e 5º harmônicos dos filtros ZRC e ZRN pelo fato de se operar o Sistema de Corrente Contínua com potência mínima ou no modo de alto consumo de reativo (HMC - High Mvar Consumption). Observou-se um pequeno aumento transitório dos índices de harmônicos durante as manobras de rampeamento (elevação ou redução) de potência do Elo de Corrente Contínua (Elo CC).
5. A manobra de banco de filtros de outras sintonias não levou a grande modificação no comportamento da corrente dos ramos de 3º e 5º harmônicos dos filtros ZRC e ZRN.
6. O desligamento de filtros de mesma sintonia provocou elevação sensível dos índices de distorção harmônica de tensão para 180 e 300 Hz. A corrente eficaz no ramo de filtro remanescente se elevou em até 5%, em consequência do aumento da sua distorção harmônica.
7. A abertura de um circuito da LT 345 kV Ibiúna – Guarulhos não mostrou variação sensível do módulo da corrente eficaz no filtro monitorando. Observou-se a elevação dos índices de distorção harmônica da tensão e da corrente nos ramos de 3º e 5º harmônicos dos filtros ZRC e ZRN. O desligamento do segundo circuito provocou redução dos índices de distorção harmônica, refletindo em uma menor corrente nos ramos destes filtros.

8. A abertura de um circuito da LT 345 kV Ibiúna – Tijuco Preto provocou a diminuição do índice de 5° harmônico, com pouco reflexo sobre a Distorção Total de Tensão. Este desempenho se refletiu em uma diminuição de até 2% na corrente eficaz nos ramos de 3° e 5° harmônicos dos filtros ZRC e ZRN, causada pela redução da ordem de 10% da componente de 5ª ordem. A componente de 3° harmônico foi pouco afetada por esta manobra. O desligamento do segundo circuito causou impactos semelhantes ao do primeiro circuito, cujos efeitos são cumulativos.
9. O desligamento de um circuito da LT 345 kV Interlagos – Ibiúna, em condição de carregamento mais elevado nos ramos de 3° e 5° harmônicos dos filtros ZRC e ZRN, provocou uma redução bastante sensível na corrente destes ramos, normalmente na faixa de 2 a 6% do seu valor nominal, e apresentou reflexos diretos na tensão. Observaram-se variações de até 30% do valor prévio do índice de 5° harmônico da tensão, positivas ou negativas conforme a manobra de fechamento ou abertura do circuito desta LT.
10. O módulo da corrente eficaz nos ramos de 3° e 5° harmônicos dos filtros ZRC e ZRN e a sua componente harmônica são influenciados pelo valor da tensão em Ibiúna 345 kV. Valores mais elevados de tensão correspondem a maiores valores de corrente e de índices de distorção harmônica. A sensibilidade da variação do módulo da corrente é aproximadamente linear com a variação da tensão, enquanto que a distorção harmônica pode responder com taxas até 300% mais elevadas.
11. Não foi possível ainda chegar a uma conclusão sobre o comportamento dos harmônicos de corrente nas linhas, de maneira a identificar as possíveis fontes de harmônicos, a partir das informações disponíveis.”

Esta última conclusão denota dois importantes pontos:

1. A necessidade de continuar a efetuar medições mais abrangentes na região visando identificar o mais precisamente possível as principais fontes harmônicas na área de interesse.
2. Necessidade de formulação de base de dados do SIN adequada, para a simulação computacional de estudos harmônicos.

A primeira conclusão se baseia inclusive em trabalhos anteriores [21] em medidas efetuadas em 2000, devido a uma ocorrência em Novembro de 1999, quando houve os

desligamentos dos bancos de filtros de 3° e 5° da SE Foz do Iguaçu (estação retificadora) e, apesar de nenhuma proteção identificar qualquer problema de sobrecarga harmônica, foi verificada a queima de reatores de sintonia de alguns filtros, necessitando do desligamento manual dos mesmos. No trabalho apresentado os autores efetuaram um tratamento estatístico nos dados disponibilizados pelas medições visando tentar reproduzir o nível harmônico que causaria tais danos, através de análise estatística com a utilização do programa ATP. A segunda conclusão se baseia na dificuldade deste autor para gerar os arquivos utilizados nas simulações computacionais discriminadas no capítulo a seguir.

As medidas implementadas a partir das medições de 2003 geraram as seguintes premissas básicas (MOP 171/2003), quando de atuação do alarme de “sobrecarga” harmônica nos bancos de filtros ZRN e ZRC:

- ✓ Redução da potência do Elo CC programada para, no máximo, 5.200 MW e FSE (fluxo de potência ativa para a região sudeste) em 6.000 MW;
- ✓ Abrir um circuito da LI 345 kV Interlagos / Ibiúna desde que atendida a seguinte “inequação”:

$\text{Fluxo na Transformação 440/230 kV na SE Cabreúva} + \text{Fluxo na Transformação 440 / 345 kV na SE Embu-Guaçu} + \sum \text{Fluxo nos circuitos 1 e 2 da LI 345 kV Interlagos / Ibiúna} + \sum \text{Fluxo nos circuitos 1 e 2 da LI 345 kV Baixada Santista / Tijuco Preto} < 4.200 \text{ MW}$
--

- ✓ Caso a inequação não esteja atendida, deverá ser desligado um dos circuitos da LT 500 kV Ibiúna / Bateias e reduzida a potência do Elo CC para, no máximo, 5.100 MW;
- ✓ Caso um dos circuitos de uma das linhas já se encontre desligado e necessite ser aberto o circuito da outra linha, o Elo CC deverá ser limitado a, no máximo, 5.000 MW.

Diante deste quadro, foi autorizado pela ANEEL, após parecer técnico favorável do ONS, à FURNAS, que efetuasse a abertura de processo licitatório para aquisição de dois novos bancos de filtros de dupla sintonia (3°/5° harmônico).

Devido à Lei 8.666 de 21/06/1993, que rege a licitação em órgãos públicos, acarretando a demora de aquisição dos mesmos, foi estabelecido que o projeto dos novos bancos, denominados ZRI e ZRJ, seria igual aos dos bancos ZRC e ZRN. Isto agilizaria a aquisição dos mesmos, visto que a etapa de projeto e especificação já teria sido ultrapassada, devendo-se partir para a etapa de confecção e distribuição do edital de licitação com a especificação requerida para efetuar a aquisição dos equipamentos.

Em virtude de uma série de contratemplos, os bancos ZRI e ZRJ somente foram disponibilizados em novembro de 2006. Por causa dos requisitos do ONS e ANEEL, os mesmos ainda não se encontram liberados para a operação comercial, aguardando-se algumas medições que definam qual a melhor combinação dos mesmos, face ao fato dos quatro não serem rigorosamente iguais, ou seja, os dois novos bancos apresentam melhor sintonia para o 3º e 5º harmônico, que os dois antigos.

De acordo com o exposto, a aquisição dos bancos era uma solução importante, devido à elevação do carregamento harmônico na SE ao longo dos anos, conforme pode ser visualizado na *figura 31* onde se verifica a evolução do número de “sobrecargas” harmônicas na SE Ibiúna.

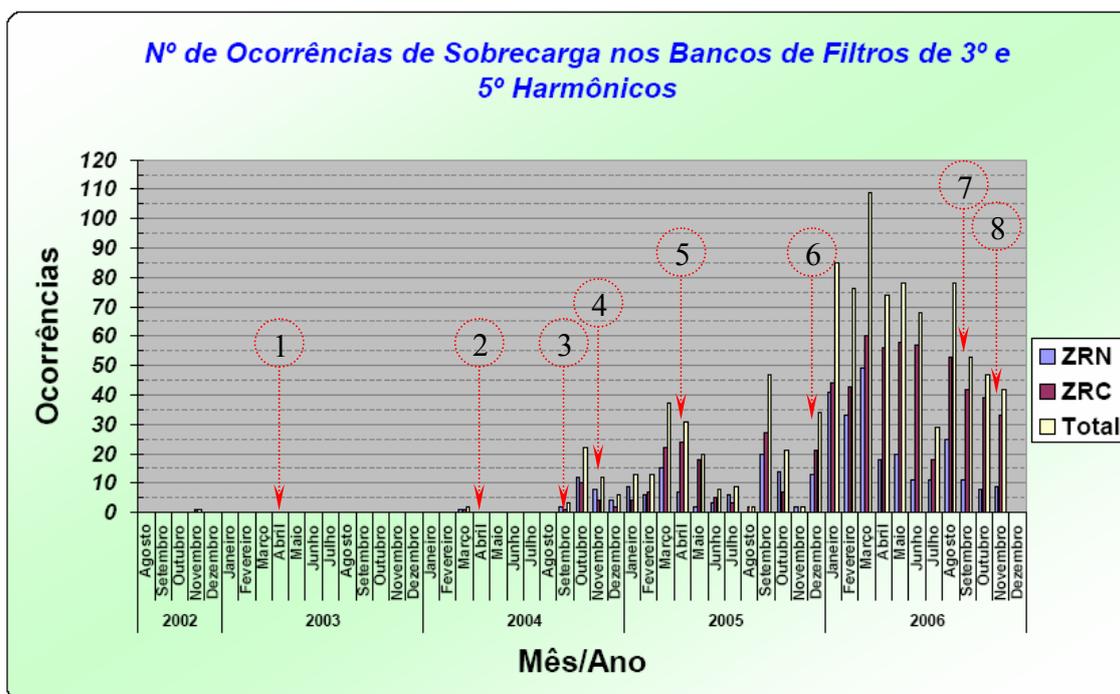


Figura 31 - Evolução de carregamento harmônico nos bancos de filtros ZRC e ZRN da SE Ibiúna

Em relação ao gráfico vale destacar os seguintes aspectos:

1. O mesmo inicia-se em Agosto de 2002, pois é o início da utilização do aplicativo computacional RDO (Relatório Diário da Operação) utilizado nas salas de controle de Furnas Centrais Elétricas S.A., que foi a base dos dados utilizados para a confecção da tabela;
2. As principais obras e alterações topológicas, na região de interesse, neste período foram os da *tabela 3*, onde os números no gráfico correspondem às referências da tabela.

Tabela 3 - Principais empreendimentos e alterações topológicas ocorridas no SIN entre Agosto de 2002 e Dezembro de 2006

<i>Ref.</i>	<i>Mês/Ano</i>	<i>Empreendimento</i>
1	04/2003	Liberada para a operação comercial os dois circuitos da LI 500 kV Ibiúna / Bateias
2	04/2004	Liberada para a operação comercial a interligação em 500 kV Norte / Sul circuito 2 (atual interligação Norte / Sudeste – Centro-Oeste)
3	07/2004	Liberada para a operação comercial a LI 345 kV Baixada Santista / Tijuco Preto circuito 3
4	11/2004	Conexão na Rede Básica do consumidor livre Carbocloro em 230 kV (Indústria Química)
4	11/2004	Liberada para a operação comercial a LT Cachoeira Paulista / Tijuco Preto circuito 2
5	04/2005	Conexão na Rede Básica do consumidor livre Gerdau em 440 kV (Siderúrgica)
6	12/2005	A Gerdau é ampliada, passando a consumir 40 MW
7	09/2006	Conexão na Rede Básica do agente CBA (Companhia Brasileira de Alumínio) em 440 kV (Siderúrgica)
8	11/2006	Instalados os novos bancos de filtros ZRI e ZRJ

A *figura 32* demonstra as conexões na região próxima a SE Ibiúna, principalmente dos agentes livres.

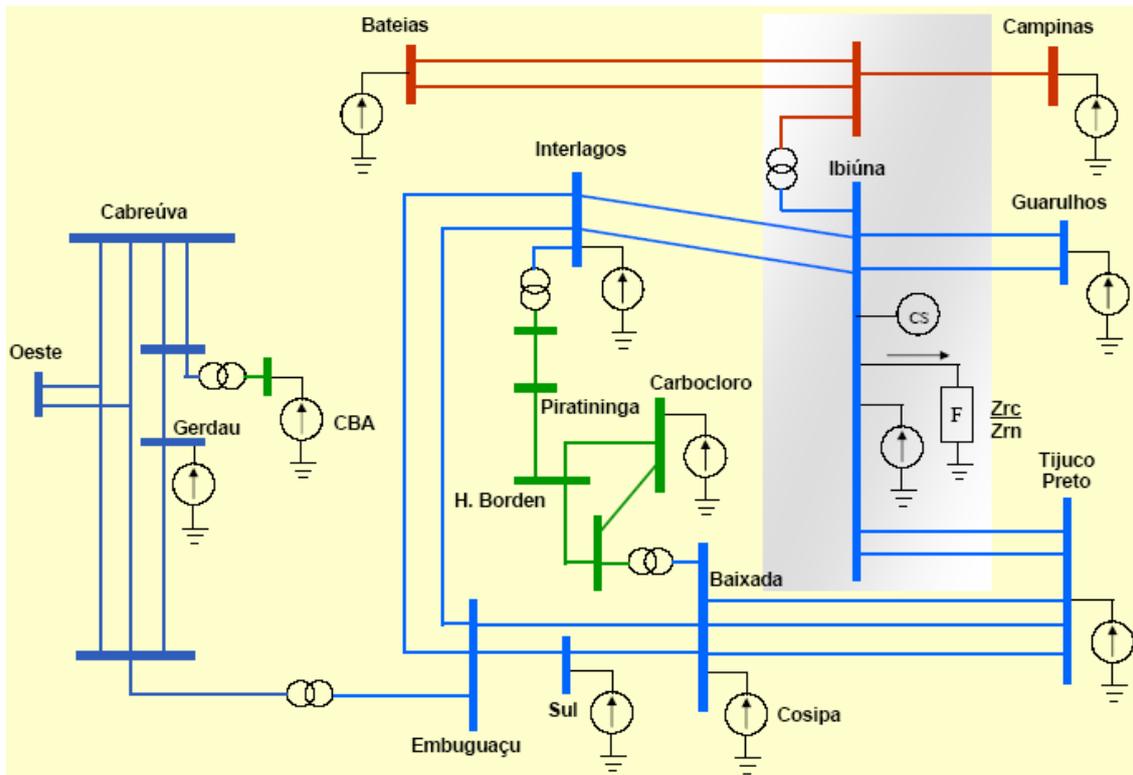


Figura 32 - Região de entrada dos consumidores livres na Rede Básica conforme tabela 3 e novos empreendimentos de transmissão

Após a entrada em operação dos filtros, como era esperado, a impedância do barramento de 345 kV da SE Ibiúna foi alterada, conforme demonstrado na simulação do programa HarmZs através da *figura 33*.

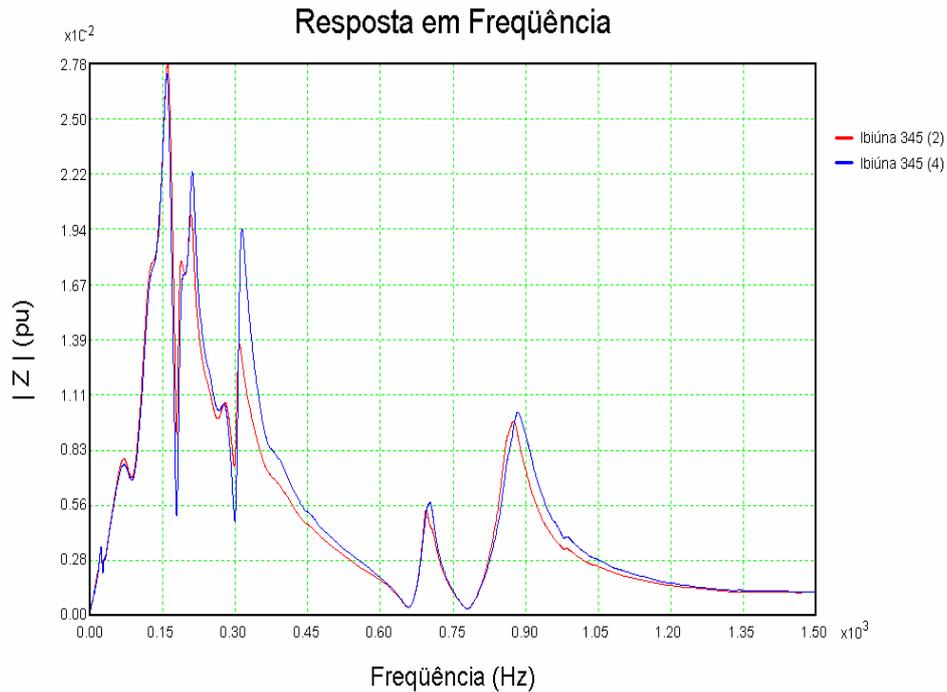


Figura 33 - Impedância do barramento de 345 kV da SE Ibiúna com 2 filtros (ZRC e ZRN - vermelho) e com 4 filtros (ZRC, ZRN, ZRI e ZRJ - azul)

2.5.2 - Campanha de Medição de 2006

Antes da entrada em operação dos novos filtros, devido à constante atuação dos alarmes de sobrecarga harmônica (praticamente diário, na média, conforme números mensais demonstrados na *figura 31*), foi efetuada nova campanha de medição para a Copa do Mundo de 2006. Esta reunião foi motivada pela preocupação com o aumento de nível de 5º harmônico na região da grande São Paulo (nas proximidades da SE Ibiúna), decorrente do elevado número de televisores ligados associado a uma baixa demanda durante os jogos da Seleção Brasileira. Para isso, foram instalados por FURNAS e CTEEP equipamentos de medição de qualidade de energia para, novamente, efetuar um mapeamento dos possíveis focos de correntes harmônicas para SE Ibiúna.

Na *figura 34* a seguir, como exemplo desta preocupação, consta o gráfico da medição de 5º harmônico na SE Interlagos durante o jogo do Brasil da copa do Mundo de 2006 ocorrido no dia 22/06/2006 às 16h (Brasil x Japão).

SE INTERLAGOS - CTEEP

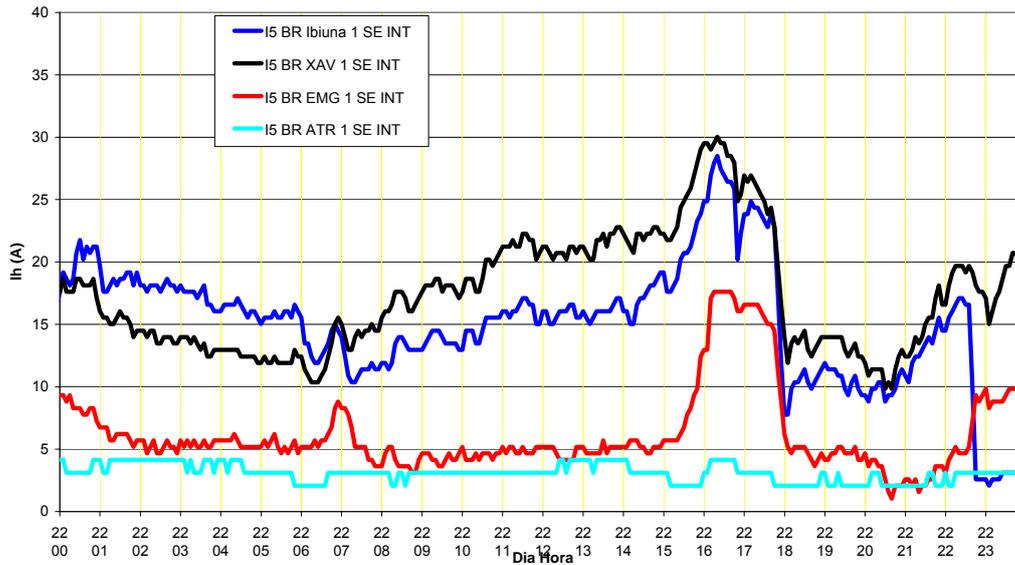


Figura 34 - Nível de harmônicos na SE Interlagos durante a campanha de medição da copa do Mundo de 2006 no dia do Jogo Brasil x Japão (22/06/2006 às 16h)

Onde:

<i>I5 BR Ibiúna 1 SE INT</i>	Componente de 5º harmônico da corrente no circuito 1 da LI 345 kV Interlagos / Ibiúna medido na SE Interlagos;
<i>I5 BR XAV 1 SE INT</i>	Componente de 5º harmônico da corrente no circuito 1 da LT 345 kV Interlagos / Xavantes medido na SE Interlagos;
<i>I5 BR EMG 1 SE INT</i>	Componente de 5º harmônico da corrente no circuito 1 da LT 345 kV Interlagos / Embu-Guaçu medido na SE Interlagos;
<i>I5 BR ATR 1 SE INT</i>	Componente de 5º harmônico da corrente no banco de autotransformadores nº. 1 de 345 kV/230 kV – 500 MVA medido na SE Interlagos.

Com o intuito de apresentar as possíveis fontes de harmônico serão reproduzidos nas *figuras 35, 36 e 37* os gráficos, apenas da CTEEP, haja vista que a medição na SE Ibiúna apenas demonstra o problema, que já é amplamente conhecido, e não suas possíveis fontes.

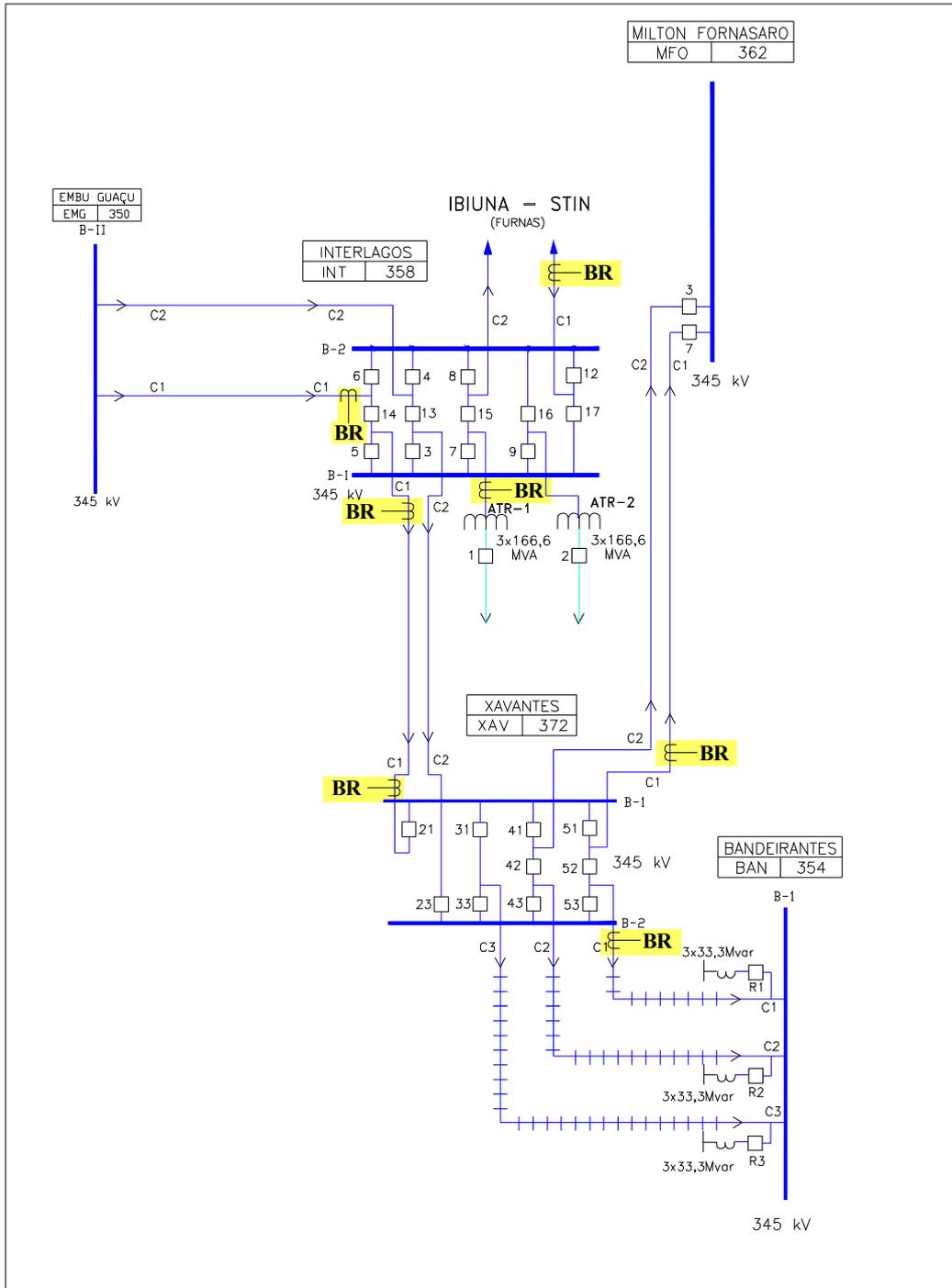


Figura 35 - Pontos de Medição (BR), pela CTEEP, das componentes de 5º harmônico durante a Copa do Mundo de 2006

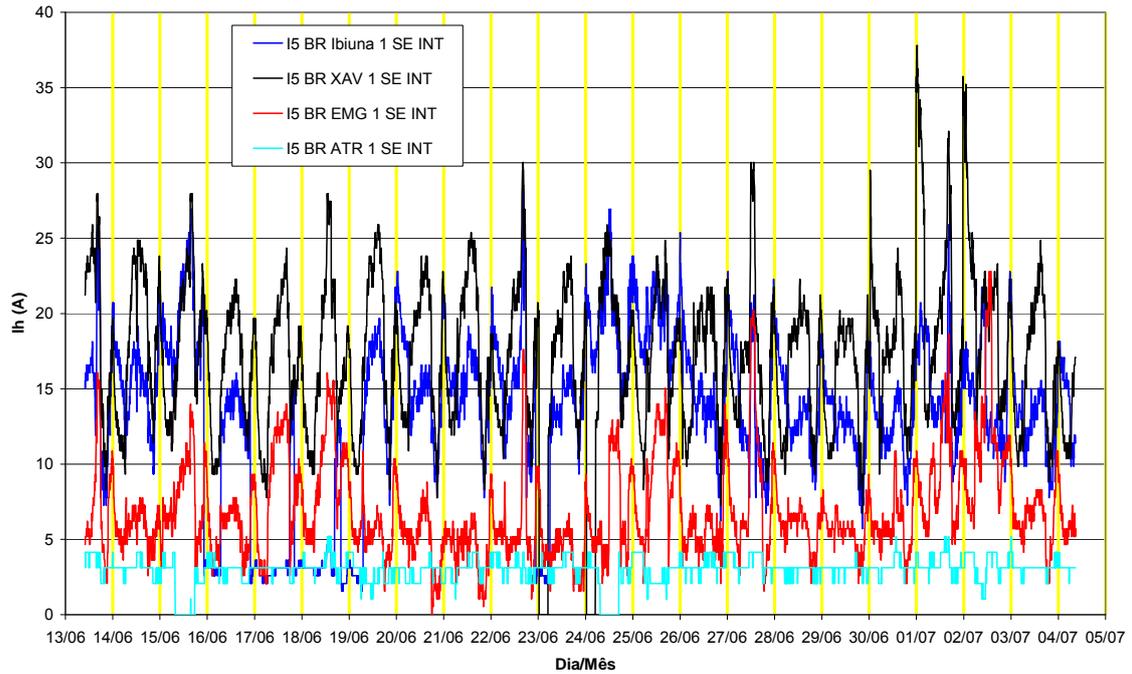


Figura 36 - Valores médios da componente de 5º harmônico na SE Interlagos durante a campanha de medição (legenda igual a da figura 34)

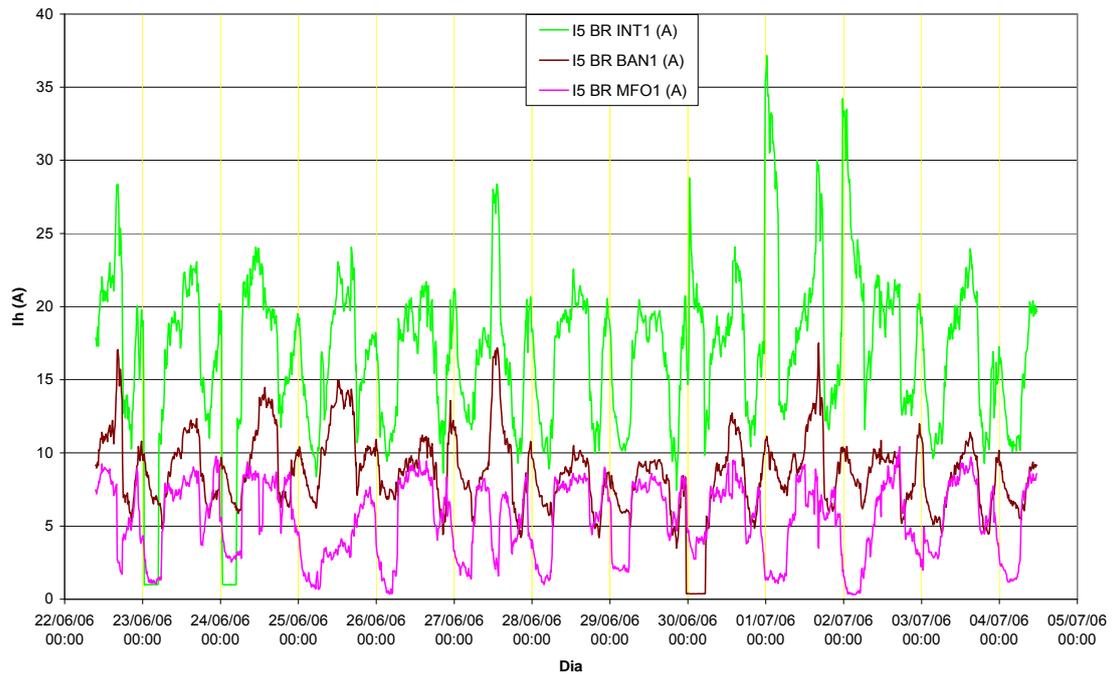


Figura 37 - Valores médios da componente de 5º harmônico na SE Xavantes durante a campanha de medição

Onde:

<i>I5 BR INT 1</i>	Componente de 5º harmônico da corrente no circuito 1 da LT 345 kV Interlagos / Xavantes medido na SE Xavantes;
<i>I5 BR BAN 1</i>	Componente de 5º harmônico da corrente no circuito 1 da LT 345 kV Bandeirantes / Xavantes medido na SE Xavantes;
<i>I5 BR MFO 1</i>	Componente de 5º harmônico da corrente no circuito 1 da LT 345 kV Milton Fornasaro / Xavantes medido na SE Xavantes.

De posse destes valores, foram efetuadas varreduras associadas com as manobras de abertura de linhas para controle de carregamento harmônico, obtendo-se dados como os da *figura 38*.

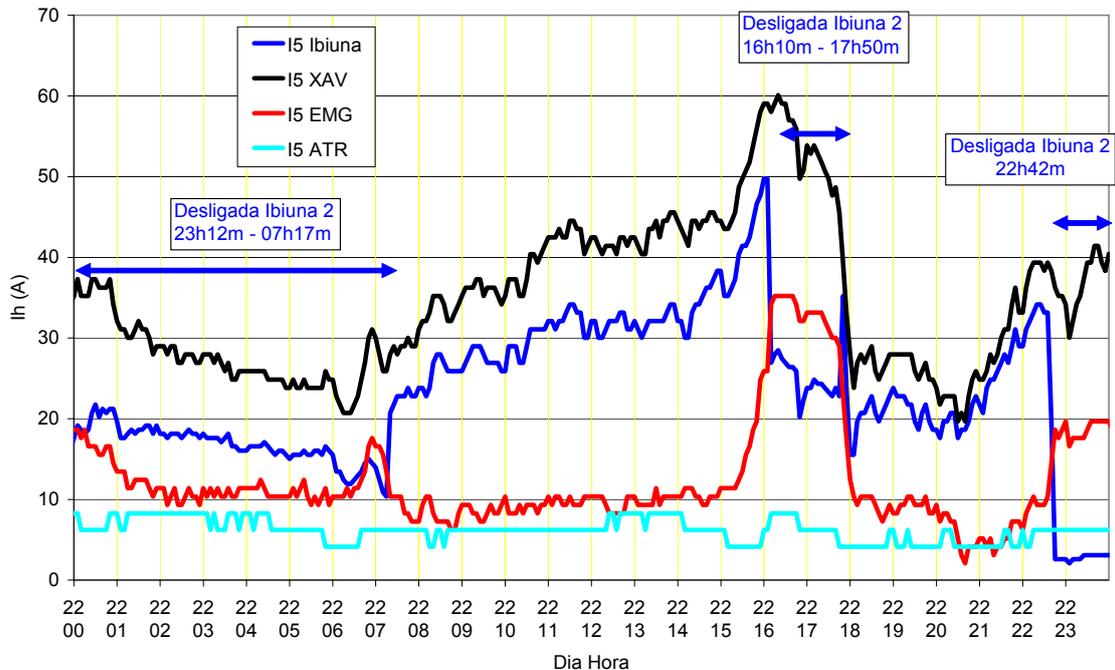


Figura 38 - Manobras de abertura da LI 345 kV Interlagos / Ibiúna circuito 2 durante o dia 22/06/2006 (referente à *figura 34*)

Após análise dos dados, foi obtida uma configuração do fluxo da componente de 5º harmônico para a SE Ibiúna, definindo-se as cargas da SE Bandeirantes como a principal fonte de componente de 5º harmônico para a SE Ibiúna (dentro do cenário energético avaliado, ou seja, Sudeste exportador e de acordo com os pontos de medição disponíveis). A *figura 39* a seguir ilustra esta configuração.

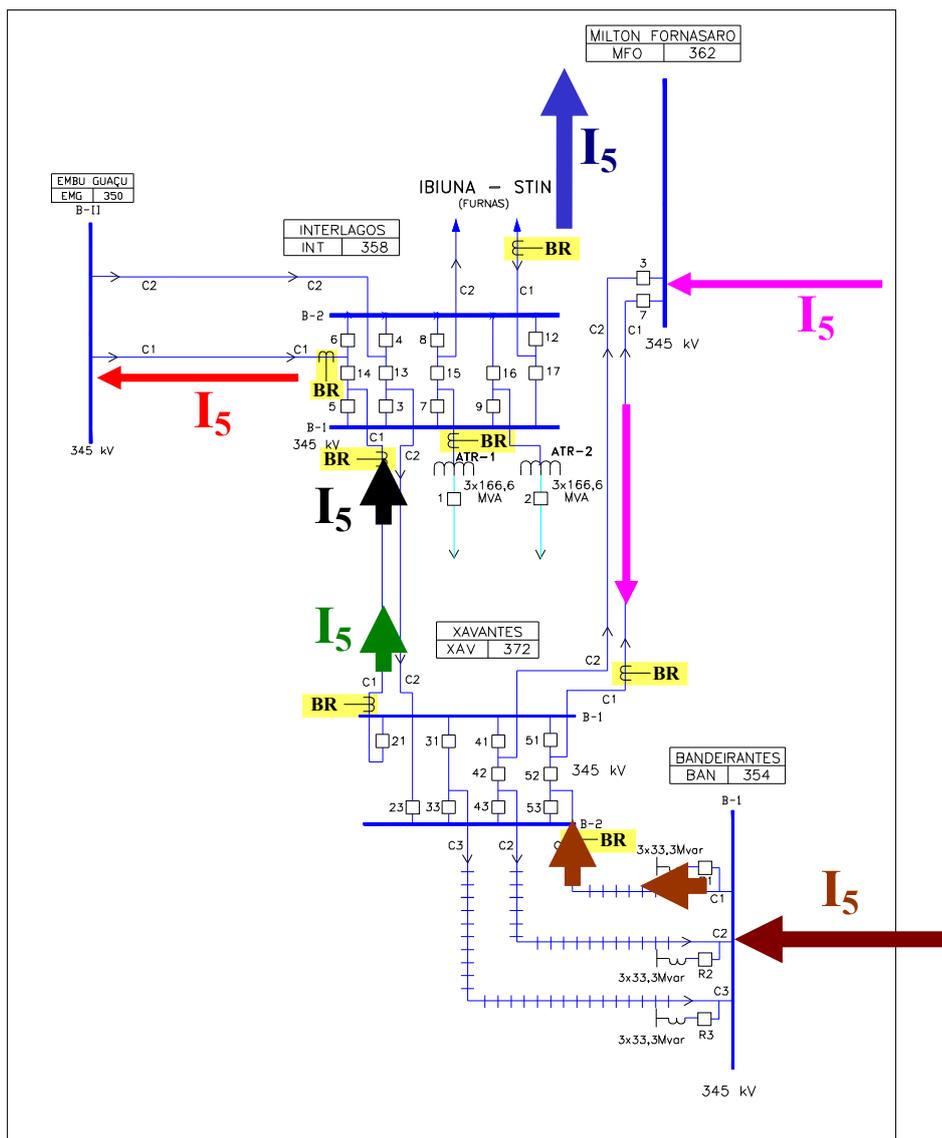


Figura 39 - Diagramação do fluxo de componente de 5º harmônico durante a campanha de medição da Copa do Mundo de 2006 (as cores das correntes são referenciadas às figuras 36 e 37)

Tal qual o relatório da campanha de medição de 2003, o relatório não é conclusivo, pois não foi efetuada medição além destas fronteiras. Assim, foi atribuído à SE Bandeirantes, a injeção de componente de 5º harmônico de corrente, como a principal contribuição para o carregamento dos bancos ZRC e ZRN. Esta informação pode não ser totalmente verdadeira, haja vista as conexões à montante da estação.

Capítulo 3 - Simulação Computacional

Um dos objetivos do presente trabalho foi investigar a possibilidade de reprodução computacional dos efeitos das manobras utilizadas para reduzir o carregamento de 3° e 5° harmônico na SE Ibiúna. Tal proposta foi difícil de ser implementada face ao fato de não se possuir uma base de dados consolidada, tal qual como ocorre com a análise dinâmica, regime permanente ou curto-circuito. Assim optou-se por utilizar a ferramenta HarmZs[®] devido a sua integrabilidade com os demais programas do CEPEL, sendo capaz de ler dos arquivos consolidados do ANATEM e ANAREDE e assim compor a rede elétrica para a análise harmônica através do sistema de injeção de correntes harmônicas [22], possibilitando a utilização da rede elétrica para a simulação harmônica de todo o sistema elétrico brasileiro (SIN), o que não seria possível através de outros programas como o ATP ou o proposto em [6], haja vista não possuírem a modelagem de todos o sistema, necessário à simulação.

De posse dos casos-base já disponibilizados e consolidados pelo ONS [disponível em http://www.ons.org.br/operacao/regime_permanente.aspx para regime permanente - ANAREDE e http://www.ons.org.br/avaliacao_condicao/casos_eletromecanicos.aspx para regime transitório - ANATEM], era necessária a definição do valor e localização das fontes harmônicas. A seguir será detalhada a metodologia utilizada para efetuar os cálculos no HarmZs.

3.1 - Cálculo das injeções harmônicas do Elo CC

A primeira fonte harmônica para a simulação era o próprio Elo CC. Os valores de carregamento harmônico, advindos do Elo CC, foram obtidos através de outro programa do CEPEL denominado HVDC[®]. Este programa é utilizado para cálculo de harmônicos gerados por Elos de Corrente Contínua (ELO CC), Compensadores Estáticos (CE) ou Reatores Controlados a Tiristor (RCT).

Neste trabalho, o programa foi utilizado para o cálculo dos harmônicos, após a entrada dos dados típicos do Elo de Corrente Contínua de Itaipu (considerando os

valores especificados dos bancos de filtros conforme relatado à *página 44*) e da conversora, conforme os requisitos do programa [23], a saber:

- ✓ Parâmetros do Sistema CA
- ✓ Parâmetros de Operação da Conversora
- ✓ Quedas de Tensão no Conversor
- ✓ Tolerâncias nos Transformadores
- ✓ Tolerâncias nos Instantes de Disparo
- ✓ Tratamento Estatístico

De posse destes dados, os mesmos são lançados nas guias do programa e é solicitado o cálculo das componentes harmônicas e fundamental de corrente (para o lado AC, que são de interesse para a análise nos bancos ZRC e ZRN em 345 kV).

O aplicativo HVDC pode efetuar cálculos de contribuição harmônica de outros componentes do sistema, conforme dito, porém sua determinação seria mais trabalhosa no quesito de obtenção dos dados dos compensadores estáticos do sistema, reatores controlados a tiristor e Elos de Corrente Contínua (tais como a ALUMAR e a conversora de GARABI). Por isso, somente a geração harmônica, em CA, para o Elo CC foi calculada.

Deste modo, estes valores, em p.u. (na base de 345 kV e 100 MVA), foram utilizados como entrada de dados para a especificação das fontes harmônicas para o programa HarmZs.

3.2 - Cálculos de outras fontes harmônicas

A determinação das demais fontes harmônicas é um trabalho difícil e complexo, dada a sua natureza incerta, desbalanceada e aleatória. Esta dificuldade em determinar-se os valores e localização é maior que a das cargas na frequência fundamental, de acordo com o descrito no *Capítulo 1*, que hoje já são bem conhecidas e disponíveis pelo ONS.

Naquele capítulo, foi visto que há várias fontes harmônicas espalhadas no sistema e sua determinação depende do conhecimento claro e consolidado de sua localização e influência, permitindo a determinação de sua sensibilidade. Outro fato que aumenta a dificuldade de sua determinação é o ponto de operação analisado. Durante a operação em tempo real são efetuados chaveamento de componentes elétricos do Sistema de Potência, para adequar o sistema aos níveis de qualidade requeridos face à variação aleatória da carga, tais como variação de LTCs (load tap change – comutação de tap em carga), chaveamento de reatores e capacitores, partida e parada de unidades geradoras, manobras de linhas de transmissão para manutenção programa, controle de carregamento, tensão ou afins. Estas variações alteram o ponto de ressonância do sistema e conseqüentemente haverá ampliações e atenuações de determinadas componentes harmônicas de tensão ou corrente ou ambas.

Assim sendo, a proposta efetuada pelo autor foi a utilização dos dados das medições de 2003 e 2006, conforme demonstrado no *capítulo 2*.

De posse destas medições, foi estipulada a inserção de fontes harmônicas externas nos seguintes pontos:

1. SE 500 kV Bateias (COPEL);
2. SE 345 kV Milton Fornasaro (CTEEP);
3. SE 345 kV Bandeirantes (CTEEP)

A escolha se baseou nas informações finais da Campanha de Medição para a Copa do Mundo de 2006 conforme demonstrado na *figura 39* e no fato de que na Campanha de Medição de 2003 haverem sido feitas medições na LI 500 kV Ibiúna / Bateias. Por exclusão, foi atribuído ao terminal da SE Bateias a fonte de harmônicos representativa da região Sul do País para o Elo CC.

Não houve cálculo dos valores de injeções harmônicas destas fontes, sendo efetuado um ajustamento ao período de carga considerado (pesada, média ou leve) e sua conversão em p.u. na base em 345 kV dos dados medidos diretamente.

Os valores da campanha de medição de 2006 foram apenas os de 5º harmônico, dada sua relação intrínseca com os televisores domésticos e a natureza da carga associada ao evento da Copa do Mundo de 2006. Devido ao autor não ter tido acesso diretamente aos dados da CTEEP, somente aos gráficos disponibilizados em apresentação, foi feita a medição dos valores utilizados por inspeção visual e ajustamentos para atingirem-se os valores médios de carregamentos visualizados em tempo real.

Foram utilizados como base de inspeção os dias 22/06/2006 (quarta-feira), 27/06/2006 (quinta-feira) e 01/07/2006 (sábado), por apresentarem uma melhor qualidade de dados (sem falhas). Os valores coletados foram feitos fora do período do jogo, visando efetuar uma representação mais aproximada possível dos dias normais.

Foram estipulados valores médios para os períodos de carga de cada dia e efetuada a média aritmética simples dos valores dos três dias, compondo-se os valores a serem utilizados, em p.u. na base de 345 kV, como fontes de 5º harmônico no programa HarmZs.

Para a SE Bateias, a campanha de medição de 2003 efetuou medidas de 3º e 5º harmônicos. Como estas medições foram efetuadas com grande defasagem temporal das medições da Copa do Mundo de 2006, foram realizados ajustes de modo que os valores obtidos nas leituras de 2003 reproduzissem os valores médios obtidos em tempo real de carregamento nos bancos ZRC e ZRN.

Isto posto na *tabela 4* constam os valores, em p.u., que serão utilizados como fontes de 3º e/ou 5º harmônico no HarmZs.

Tabela 4 - Valores de Injeções de Correntes harmônicas utilizadas para simulação no HarmZs

<i>Fontes de correntes harmônicas para o HarmZs (p.u.)</i>						
<i>Número Barra</i>	<i>5º Harmônico</i>			<i>3º Harmônico</i>		
	<i>Pesada</i>	<i>Média</i>	<i>Leve</i>	<i>Pesada</i>	<i>Média</i>	<i>Leve</i>
495 Milton Fornasaro	6,3739E-02	8,3658E-02	4,1829E-02	-	-	-
492 Bandeirantes	1,1652E-01	2,0615E-01	1,5237E-01	-	-	-
895 Bateias	6,1704E-01	6,1704E-01	3,4554E-01	3,8971E-01	3,8971E-01	7,7942E-03

3.3 - Simulação no HarmZs

De posse dos dados do HVDC para o Elo CC e dos dados da tabela 4 do item anterior, pode-se iniciar a simulação computacional do carregamento harmônico nos bancos de filtros ZRC e ZRN e, posteriormente, os novos bancos ZRI e ZRJ.

O programa HarmZs utiliza a composição dos dados dos outros aplicativos do CEPEL, ANAREDE e ANATEM, para compor a rede para simulação harmônica. A interface para a criação dos casos base é efetuada pelo próprio programa, através da opção “abrir SAVECASE”.

Foram escolhidos os cenários de Outubro de 2005 e Outubro de 2006 para efetuar a simulação computacional, pois em Outubro de 2005 o cenário eletroenergético da região Sul do País era exportadora de energia para a região Sudeste, enquanto que em Outubro de 2006 a situação era oposta, ou seja, importadora da região Sudeste. Vale ressaltar que no ano de 2006, devido à situação energética desfavorável da região Sul (face aos baixos índices de acumulação nas usinas desta), não houve sua caracterização como exportadora de energia e os meses foram os mesmos visando preservar as características sazonais.

Devido ao fato da LI 500 kV Ibiúna / Bateias ser uma interligação energética, ou seja, com fluxos reversíveis, a utilização de dois cenários torna-se importante para avaliar estas duas situações. As demais linhas utilizadas para controle de carregamento harmônico (LT 345 kV Ibiúna / Tijuco Preto e LI 345 kV Interlagos / Ibiúna) possuem fluxo em sentido único (saindo da SE Ibiúna), por se caracterizarem como sorvedouros (cargas).

Assim, usando-se os casos base, já consolidados, disponibilizados pelo ONS, de Outubro de 2005 e 2006, foram gerados os casos base para o programa HarmZs. Durante o processo de conversão, todos os casos foram selecionados para terem seus parâmetros corrigidos pela frequência, de modo a efetuar a simulação o mais real possível.

O programa HarmZs possui dois modos de modelagem: Sistemas Descritores ou Matriz de Admitância – $Y(s)$ [22]. Para a proposta do presente trabalho, foi efetuada a execução pela Matriz de Admitância, por apresentar a possibilidade dos parâmetros dependentes da frequência serem modelados mais facilmente e as matrizes do sistema terem as dimensões iguais ao número de barras do sistema, minimizando o esforço computacional. Já a utilização da modelagem por sistemas descritores tem a vantagem de permitir o cálculo de todos os pólos, zeros e resíduos, simultaneamente, do sistema, utilizado para análise modal, que não é a proposta do presente trabalho.

Portanto, após a configuração do caso, através da importação dos dados do ANAREDE e ANATEM e a inserção das injeções harmônicas, foi iniciada a simulação, efetuando-se a execução dos cálculos de resposta de frequência, distorções harmônicas e correntes de penetração.

Para o período de carga leve, de Outubro de 2005 e 2006, considerando apenas o Elo de corrente contínua como fonte harmônica, temos os carregamentos harmônicos totais nos ramos de 3º e 5º harmônicos dos bancos ZRC e ZRN, conforme *figura 40*:

Correntes de Penetração

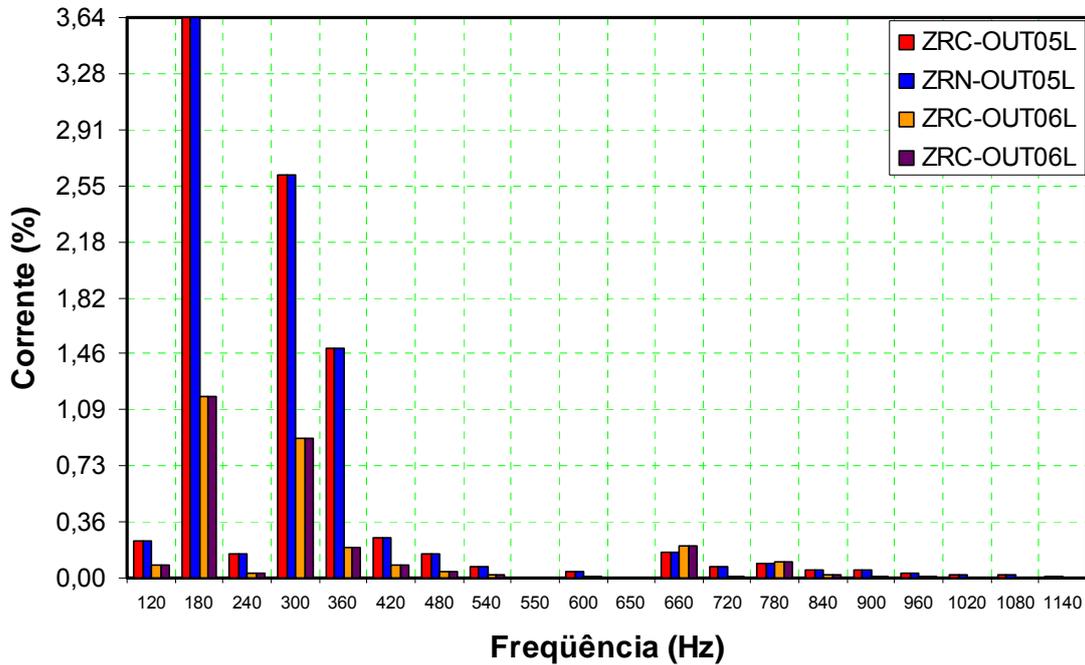


Figura 40 - Valores de Corrente Harmônica eficaz nos bancos ZRC e ZRN em carga leve

Em relação à *figura 40*, os valores referenciais do Elo CC em Outubro de 2005 e Outubro de 2006 eram 1957 MW e 2937,2 MW, respectivamente. O valor eficaz de corrente harmônica (somatório vetorial das correntes harmônicas do espectro de interesse – neste caso até o 50º harmônico – com a exceção da fundamental: $\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{m\acute{a}x}} I_h^2}$) calculada pelo programa para Outubro de 2005 foi 2,841%. Para Outubro de 2006 o valor foi de 0,913%. Pela figura, percebe-se que a componente de 3º harmônico (180 Hz) é bem maior que a de 5º harmônico (300 Hz). O ajuste da proteção de sobrecarga harmônica é de 36,1 A (0,21572 p.u.), sendo o alarme atuado em 30,68 A (0,18333 p.u.). Como pode ser visto, os valores estão bem abaixo destes ajustes. A seguir, na *figura 41*, pode ser visto as distorções harmônicas individuais de tensão, sendo a distorção total (DHT_V) para a barra de Ibiúna 345 kV igual a 0,67735% e 0,35150% para os casos de Outubro de 2005 e Outubro de 2006, respectivamente. É importante frisar que a seqüência da legenda da figura é a ordem que as mesmas aparecem na figura, da esquerda para a direita.

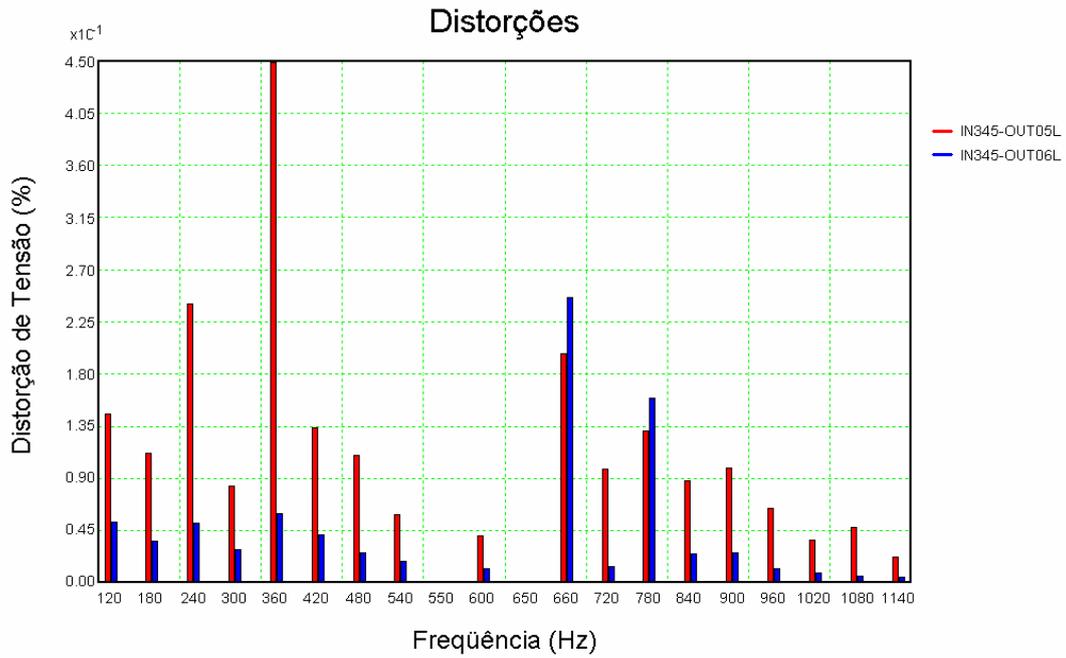


Figura 41 - Distorção harmônica individual de tensão para os casos de carga leve na SE Ibiúna 345 kV

Nas *figuras 42 a 45* são apresentados os resultados referentes os casos de carga média e pesada, somente para o ZRC, pois a modelagem de cada ramo de dupla sintonia dos bancos ZRC e ZRN é igual.

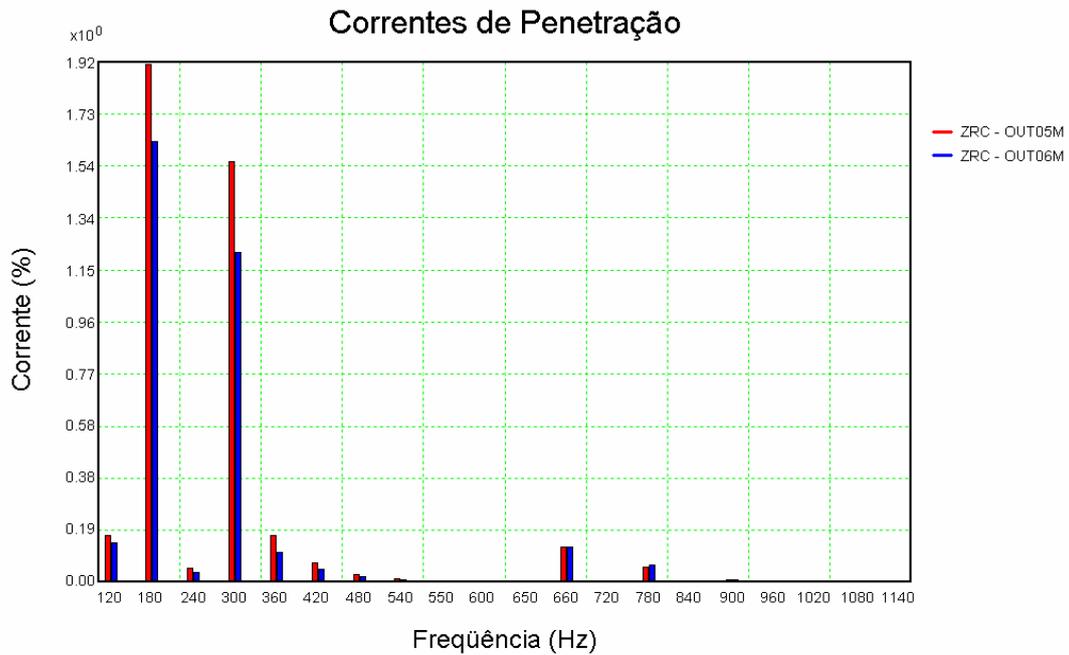


Figura 42 - Valores de Corrente Harmônica eficaz nos bancos ZRC e ZRN em carga média. Elo CC com 4449,2 WM em Outubro de 2005 e 3883,7 MW em Outubro de 2006

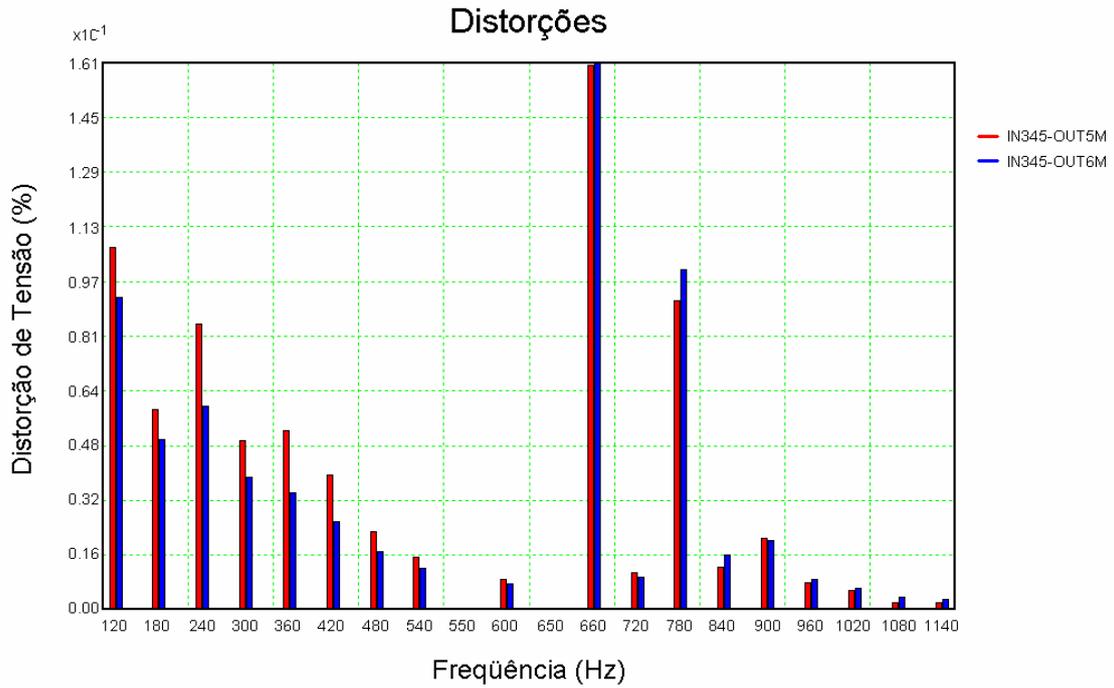


Figura 43 - Distorção harmônica individual de tensão para os casos de carga média na SE Ibiúna 345 kV

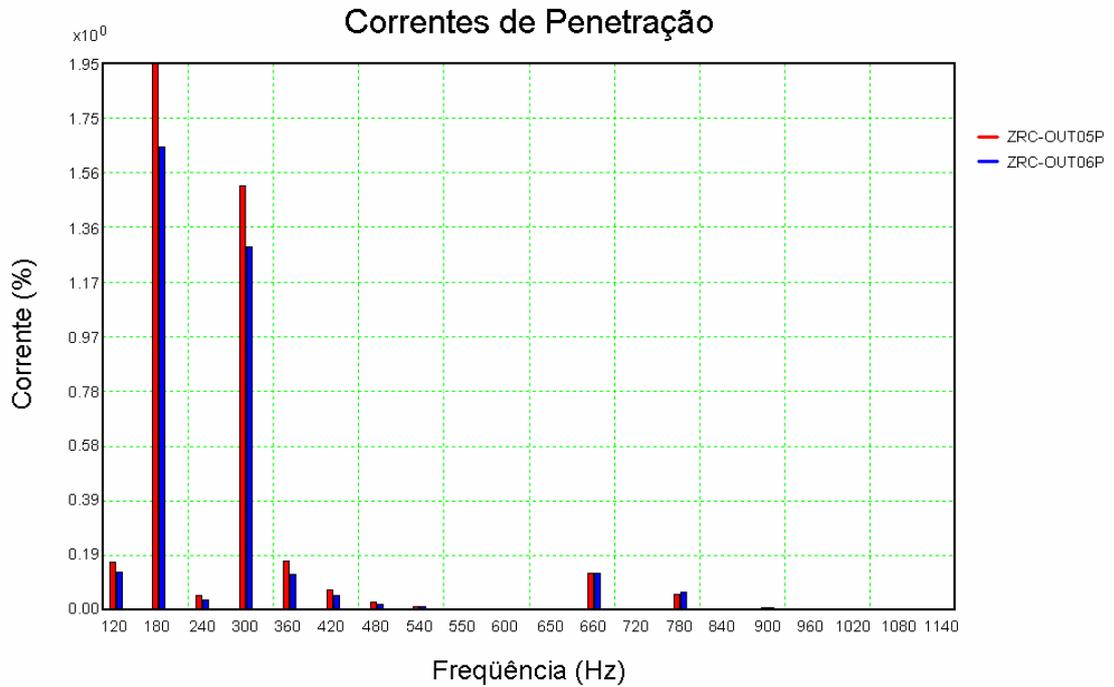


Figura 44 - Valores de Corrente Harmônica nos bancos ZRC e ZRN em carga pesada. Elo CC com 4449,2 WM em Outubro de 2005 e 3883,7 MW em Outubro de 2006.

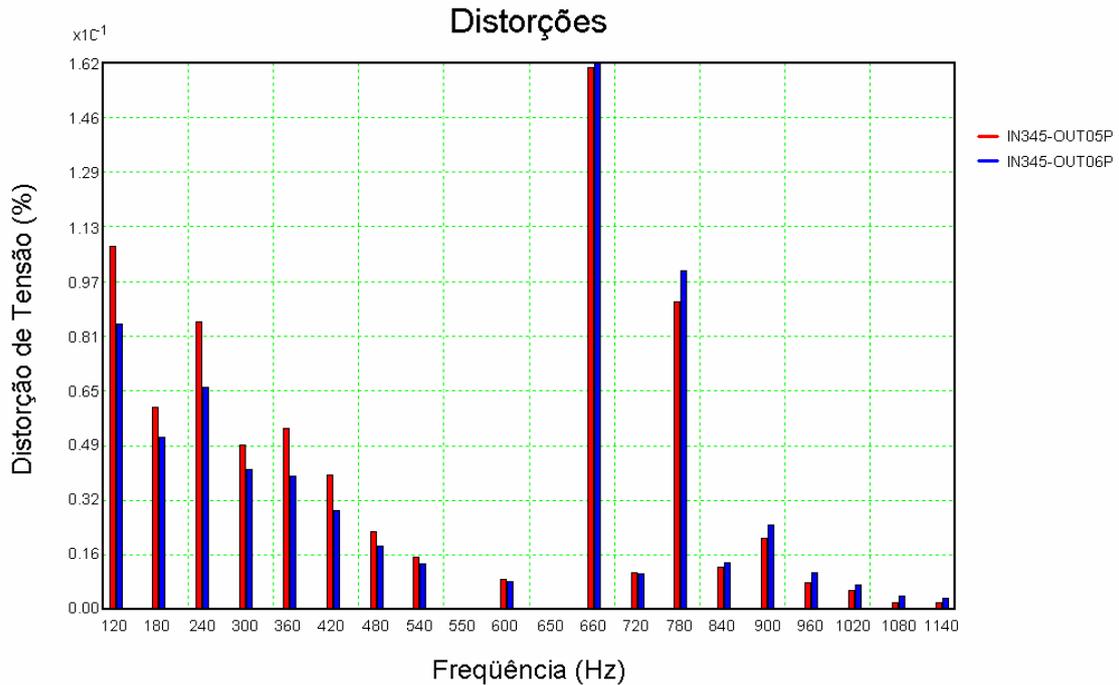


Figura 45 - Distorção harmônica individual de tensão para os casos de carga pesada na SE Ibiúna 345 kV

Os valores eficazes das correntes harmônicas nos bancos de filtros ZRC e ZRN e de distorção harmônica total de tensão no barramento de 345 kV da SE Ibiúna, são os apresentados na *tabela 5* abaixo:

Tabela 5 - Valores eficazes de corrente pelos bancos ZRC e ZRN e distorção harmônica total no barramento de 345 kV da SE Ibiúna

Caso	Valor de corrente harmônica eficaz (%)	DHT _v (%)
OUT05L	2,841	0,67735
OUT06L	0,913	0,35150
OUT05M	1,486	0,27773
OUT06M	1,227	0,25970
OUT05P	1,484	0,27852
OUT06P	1,263	0,25864

Obs.: A última letra dos casos representa o período de carga: L-Leve, M-Média e P-Pesada.

Os valores especificados dos Procedimentos de Rede para distorção harmônica total de tensão (DHT_V), conforme visto no Capítulo 1, são de 3% e de DHI_V de 2% (para 3°, 5° e 7°). Pelo IEEE [8] o DHT_V deverá ser no máximo 1,5 % e DHI_V de no máximo 1%. Pelo critério de projeto dos bancos de filtros o DHT_V deverá ser menor que 4% e o DHI_V menor que 1%, conforme *página 44 no Capítulo 2*.

Pelos valores conclui-se que o Elo CC atende plenamente aos requisitos de projeto, de modo a sua contribuição não causar carregamentos acima do especificado para os bancos ZRC e ZRN. A bem da verdade, estes carregamentos estão abaixo dos ajustes de proteção (21,572%) e alarme (18,333%).

Para a inclusão das injeções de fontes harmônicas externas, nas SEs Milton Fornasaro, Bateias e Bandeirantes, nas simulações de Outubro de 2006, por serem as medições referentes a estes casos-base, foram efetuados ajustes comparativos com o verificado na operação em tempo real. Estes valores podem ser observados na *tabela 6*.

Tabela 6 - Valores Mensurados de carregamento harmônico nos bancos ZRC e ZRN

VALORES MÉDIOS MENSURADOS NOS BANCOS ZRC e ZRN						
Outubro de 2006		3º Harmônico		5º Harmônico		
		ZRC	ZRN	ZRC	ZRN	
04 Quarta-Feira	Pesada	12 A	10,5 A	13 A	13 A	
	Média	11,5 A	10,5 A	14 A	17 A	
	Leve	7 A	6 A	17 A	17 A	
18 Quarta-Feira	Pesada	12 A	10 A	8 A	8 A	
	Média	12 A	10 A	21 A	21 A	
	Leve	8,5 A	6,5 A	27 A	26 A	
31 Terça-Feira	Pesada	10,5 A	8,5 A	14 A	14 A	
	Média	11 A	9 A	17 A	17 A	
	Leve	6 A	5,5 A	22 A	22 A	
Média	Ampéres	Pesada	11,50	9,67	11,67	11,67
		Média	11,50	9,83	17,33	18,33
		Leve	7,17	6,00	22,00	21,67
	p.u.	Pesada	6,872E-02	5,776E-02	6,971E-02	6,971E-02
		Média	6,872E-02	5,876E-02	1,036E-01	1,095E-01
		Leve	4,282E-02	3,585E-02	1,315E-01	1,295E-01

De posse destes valores, foi efetuado o ajuste das injeções harmônicas para que o resultado simulado se aproximasse das médias acima. Os dias escolhidos foram dias de meio de semana com boa qualidade de dados.

Os valores médios estão abaixo dos valores para a atuação do alarmes, se aproximando deste na carga leve. Assim, os valores de injeções inseridas visam reproduzir estes valores medianos, face ao fato da análise das medidas corretivas implementadas serem indiferentes para a presença ou não de alarme de “sobrecarga harmônica”.

Nas *figuras 46 e 47* são vistos os gráficos dos períodos de carga leve, média e pesada, gerados pelo HarmZs comparando os valores obtidos no banco ZRC (apenas este, conforme explanado anteriormente).

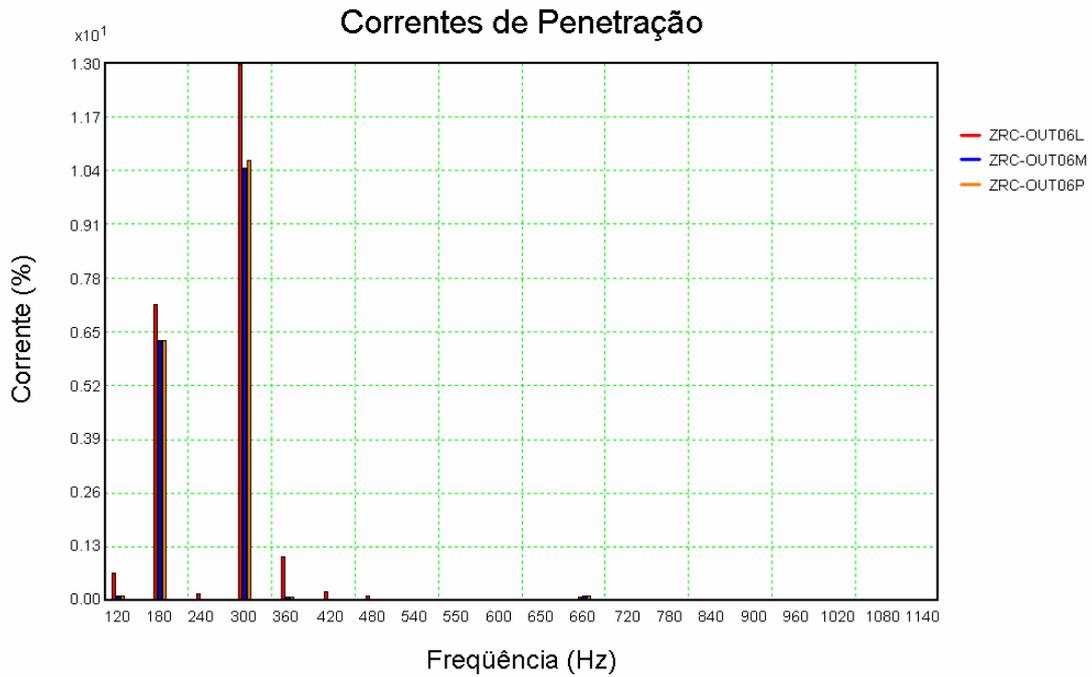


Figura 46 – Gráficos comparativos dos períodos de carga pesada, leve e mínima com as injeções externas de fontes harmônicas já ajustadas

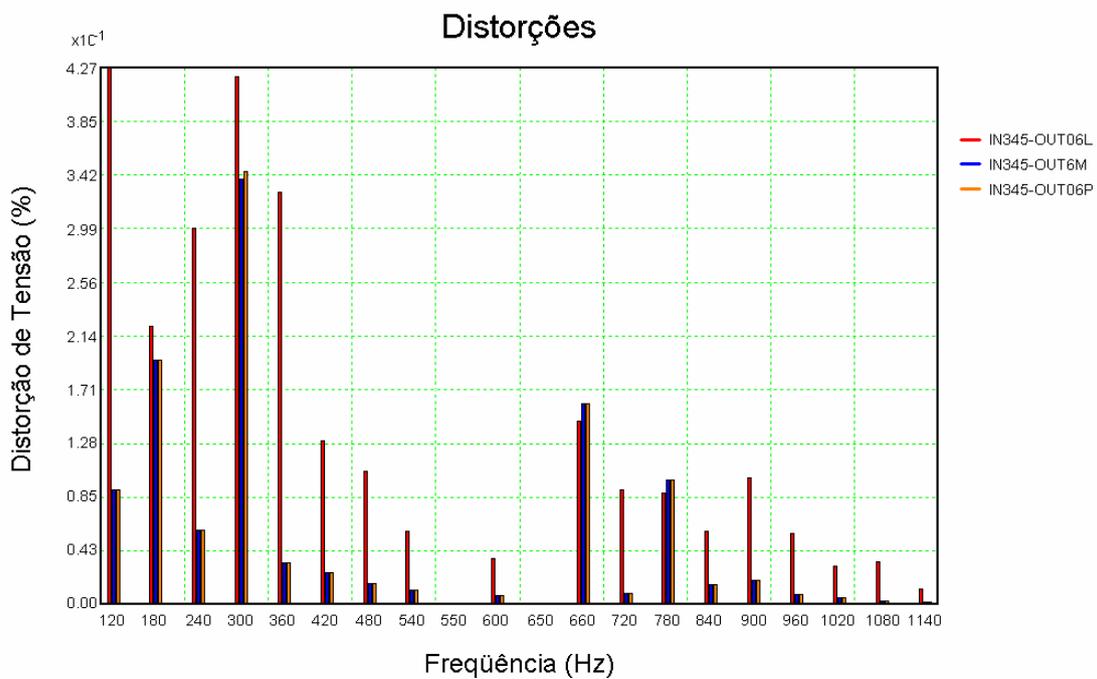


Figura 47 - Distorção harmônica individual de tensão para os casos de carga leve, média e pesada na SE Ibiúna 345 kV, após a injeção de fontes harmônicas externas

Comparando-se com os valores da *tabela 6* observa-se que os cálculos estão bem próximos aos medidos em tempo real. As distorções harmônicas totais de tensão, para os períodos de carga leve, média e pesada foram 0,84265%, 0,46553% e 0,46970%, respectivamente. Verifica-se que os requisitos dos procedimentos de rede continuam sendo atendidos, tanto globais, quanto individualmente.

A medida mitigatória para sanar a “sobrecarga harmônica”, conforme dito na MOP 171/2003, além de redução da potência do Elo CC, foi a abertura das linhas, a partir da SE Ibiúna, para as SEs Interlagos, Bateias e Tijuco Preto. A seguir serão efetuadas as análises destas manobras no carregamento harmônico dos bancos ZRC e ZRN e as injeções para a SE Ibiúna pelas linhas de transmissão de 345 kV e 500 kV.

3.3.1 - Análise para a carga leve

Os gráficos das *figuras 48 e 49* a seguir mostram as contribuições harmônicas (modulo e fase) vindas das SE's Interlagos, Guarulhos e Tijuco Preto para a SE Ibiúna, no período de carga leve. As linhas serão identificadas pelas seguintes siglas para o setor de 345: LT IN/TP 1 (LT Ibiúna / Tijuco Preto circuito 1), LI IG/IN 1 (LI Interlagos / Ibiúna 1) e LT GA/IN 1 (LT Guarulhos / Ibiúna circuito 1).

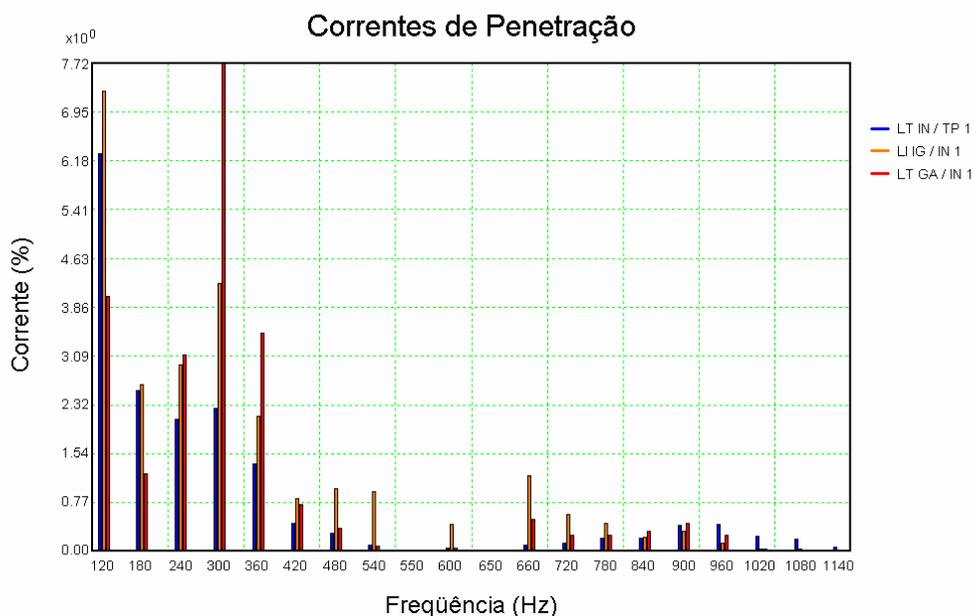


Figura 48 – Valores das contribuições harmônicas, para a SE Ibiúna, das Linhas de 345 kV conectadas à ela, no período de carga leve

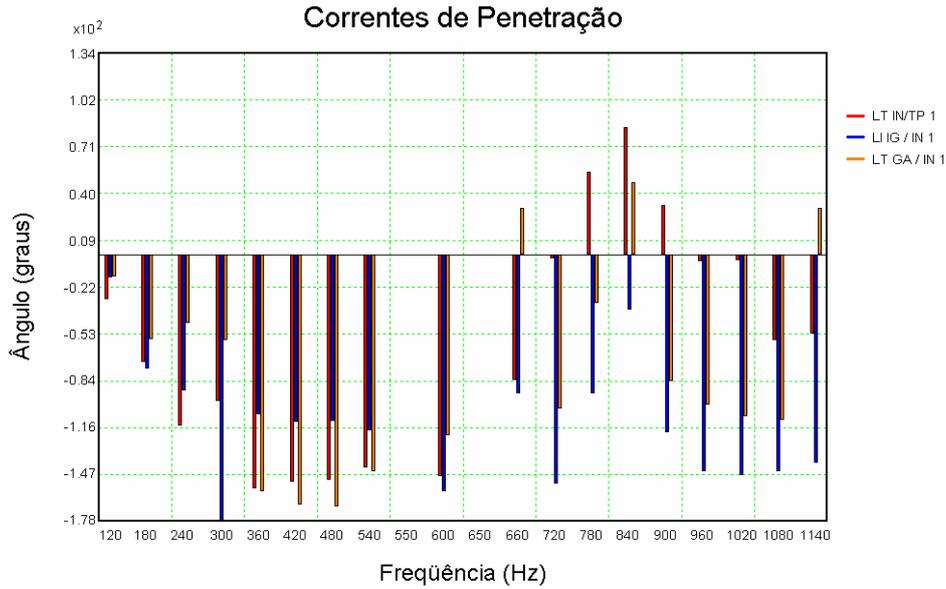


Figura 49 - Ângulos das injeções de correntes harmônicas para a SE Ibiúna 345 kV referenciadas à *figura 48*

Os gráficos gerados são sempre a partir dos terminais da SE Ibiúna. Se o ângulo da corrente harmônica (θ_h) for $0^\circ < \theta_h < 90^\circ$ ou $270^\circ < \theta_h < 360^\circ$ (*parte real da corrente positiva*), a corrente estará saindo da SE Ibiúna em direção à estação adjacente, caso o ângulo esteja entre $90^\circ < \theta_h < 270^\circ$ (*parte real da corrente negativa*) o fluxo será oposto. A mesma análise, nas *figuras 50 e 51*, é efetuada para o setor de 500 kV, onde as siglas são: LI IN/BC 1 (LI Ibiúna / Bateias circuito 1) e LT CA/IN (LT Campinas / Ibiúna)

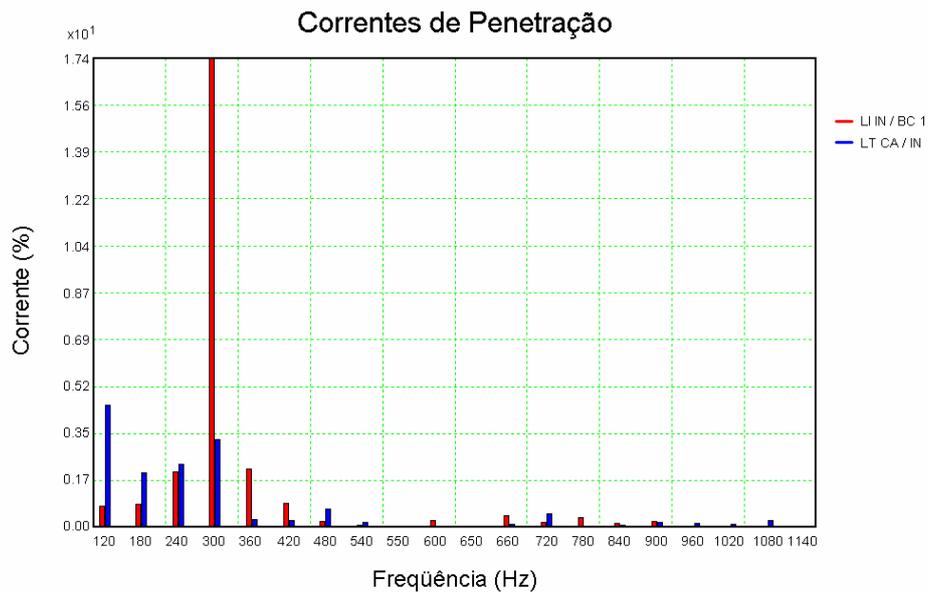


Figura 50 - Valores das contribuições harmônicas, para a SE Ibiúna, das Linhas de 500 kV conectadas à ela, no período de carga leve

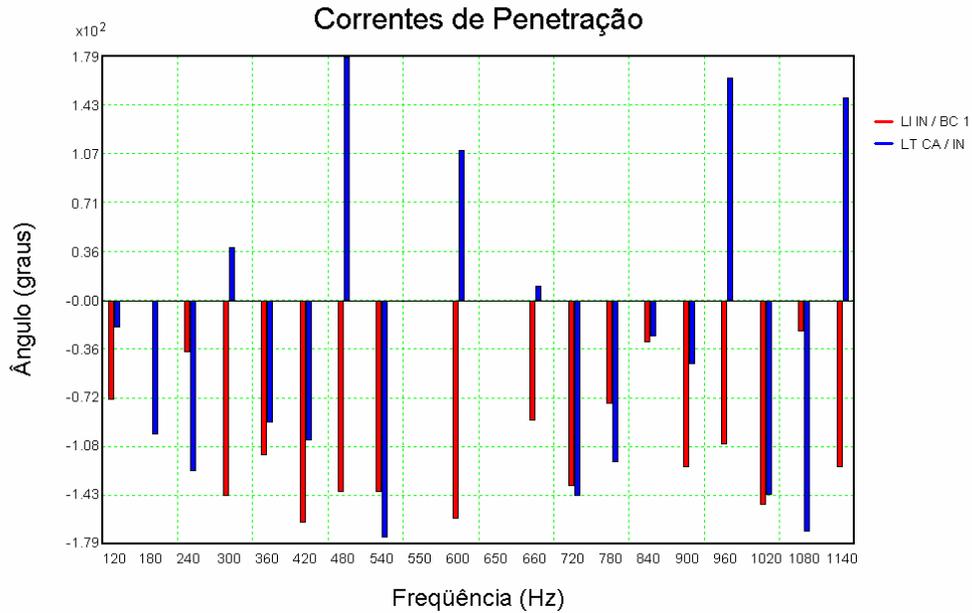


Figura 51 - Ângulos das injeções de correntes harmônicas para a SE Ibiúna 500 kV referenciadas à figura 50.

Os ângulos obtidos para as linhas (considerando-se sempre o terminal na SE Ibiúna) são os mostrados na *tabela 7* abaixo.

Tabela 7 – Ângulos das linhas conectadas a SE Ibiúna para a carga leve

<i>Harmônico</i>	<i>LT IN/TP 1</i>	<i>LT CA/IN</i>	<i>LI IN/BC 1</i>	<i>LT GA/IN 1</i>	<i>LI IG/IN 1</i>
3°	-71,415°	-98,2082°	0,1817°	-56,2284°	-76,0134°
5°	-97,3465°	39,4518°	-143,5801°	-56,9707°	-177,8995°

A diagramação, *figura 52*, do fluxo de 3° e 5° harmônicos para a SE Ibiúna seria:

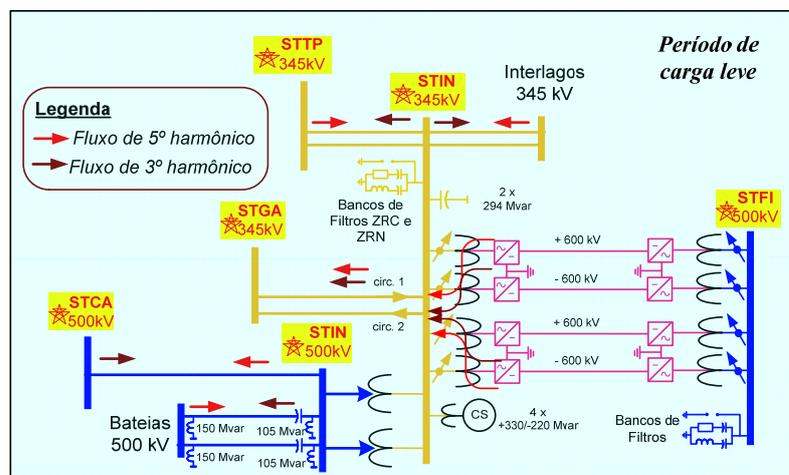


Figura 52 - Configuração de fluxo harmônico analisado para o período de carga leve

Na *figura 53*, é mostrada a influência, no carregamento do banco ZRC, do desligamento de cada uma das linhas de 345 kV da SE Ibiúna.

Correntes de Penetração

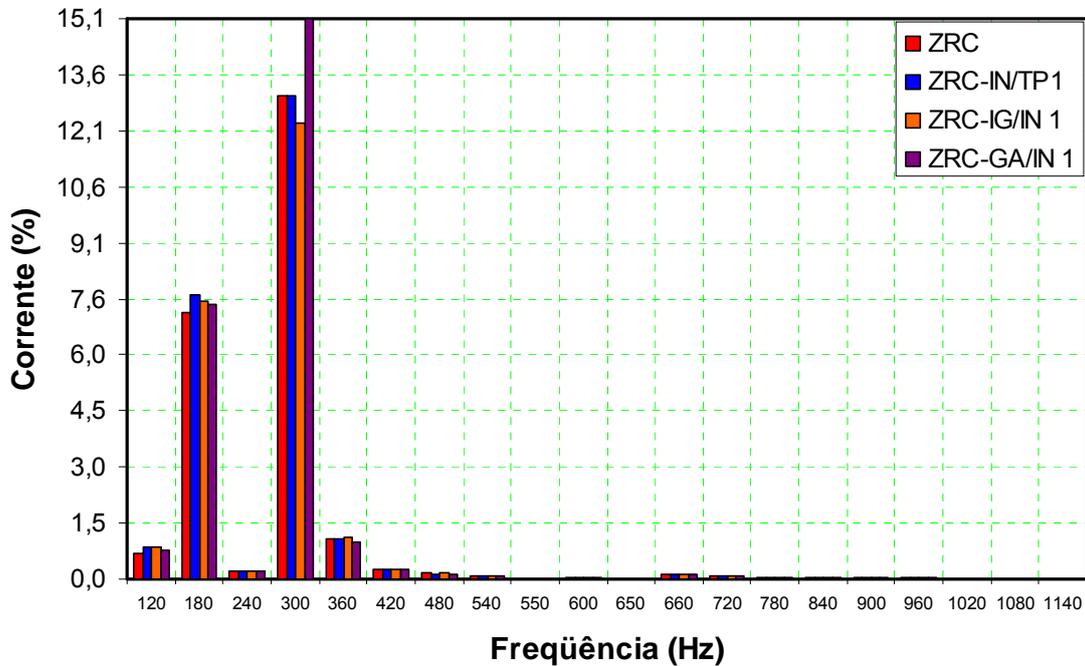


Figura 53 - Influência, no carregamento harmônico do banco ZRC, para o desligamento de cada uma das linhas de transmissão da SE Ibiúna 345 kV no período de carga leve

Pelo gráfico da *figura 53*, podemos concluir o disposto na *tabela 8* a seguir.

Tabela 8 – Influência no carregamento harmônico do banco ZRC para o desligamento de linhas de transmissão da SE Ibiúna 345 kV na carga leve

<i>Linha Desligada</i>	<i>Influência</i>		<i>Corrente harmônica eficaz</i>
	<i>3º harmônico</i>	<i>5º harmônico</i>	
Nenhuma	-	-	8,914%
LT IN / TP 1	umenta	indiferente	9,069%
LI IG / IN 1	umenta	reduz	8,641%
LT GA / IN 1	umenta	umenta	10,087%

Para as linhas de 500 kV, a análise é similar, conforme é apresentado na *figura 54*.

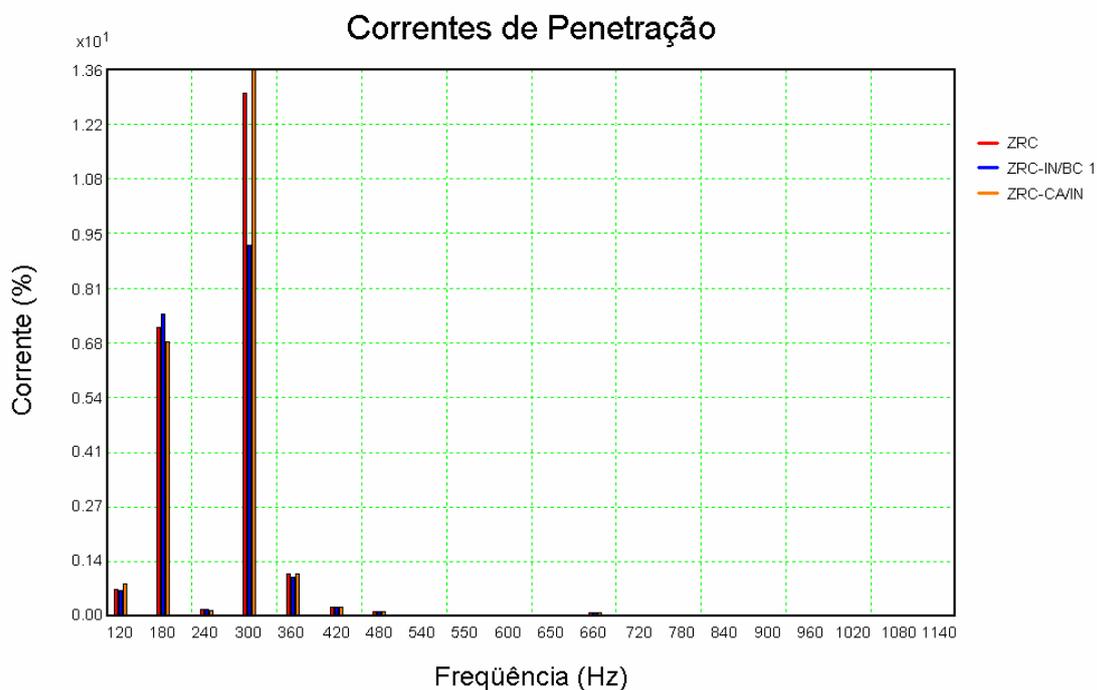


Figura 54 - Influência, no carregamento harmônico do banco ZRC, para o desligamento de cada uma das linhas de transmissão da SE Ibiúna 500 kV no período de carga leve

De posse dos valores obtidos pelo programa, obtém-se a *tabela 9*.

Tabela 9 – Influência no carregamento harmônico do banco ZRC para o desligamento de linhas de transmissão da SE Ibiúna 500 kV na carga leve

<i>Linha Desligada</i>	<i>Influência</i>		<i>Corrente harmônica eficaz</i>
	<i>3° harmônico</i>	<i>5° harmônico</i>	
Nenhuma	-	-	8,914%
LI IN / BC 1	umenta	reduz	7,155%
LT CA / IN	reduz	umenta	9,111%

Com base nos valores de corrente eficaz harmônica nos bancos demonstrados nas *tabelas 8 e 9*, para a redução do seu carregamento harmônico para o período de carga leve, devem ser desligadas as seguintes linhas, em ordem decrescente de eficácia:

1. LI 500 kV Ibiúna / Bateias circuito 1 ou circuito 2;
2. LT 345 kV Interlagos / Ibiúna circuito 1 ou circuito 2.

3.3.2 - *Análise para a carga média*

O fluxo harmônico das SE's Tijuco Preto, Interlagos e Guarulhos (setor de 345 kV), na carga média, para a SE Ibiúna é visto nas *figuras 55 (módulo) e 56 (fase)* a seguir:

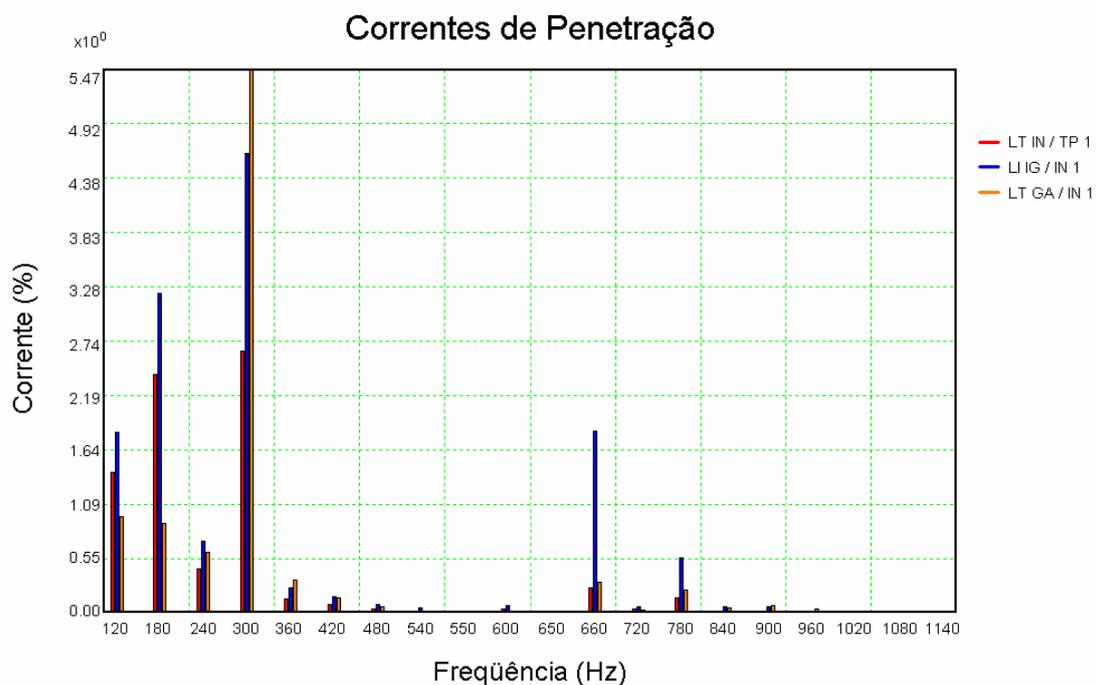


Figura 55 - Valores das contribuições harmônicas, para a SE Ibiúna, das linhas de 345 kV conectadas à ela, no período de carga média

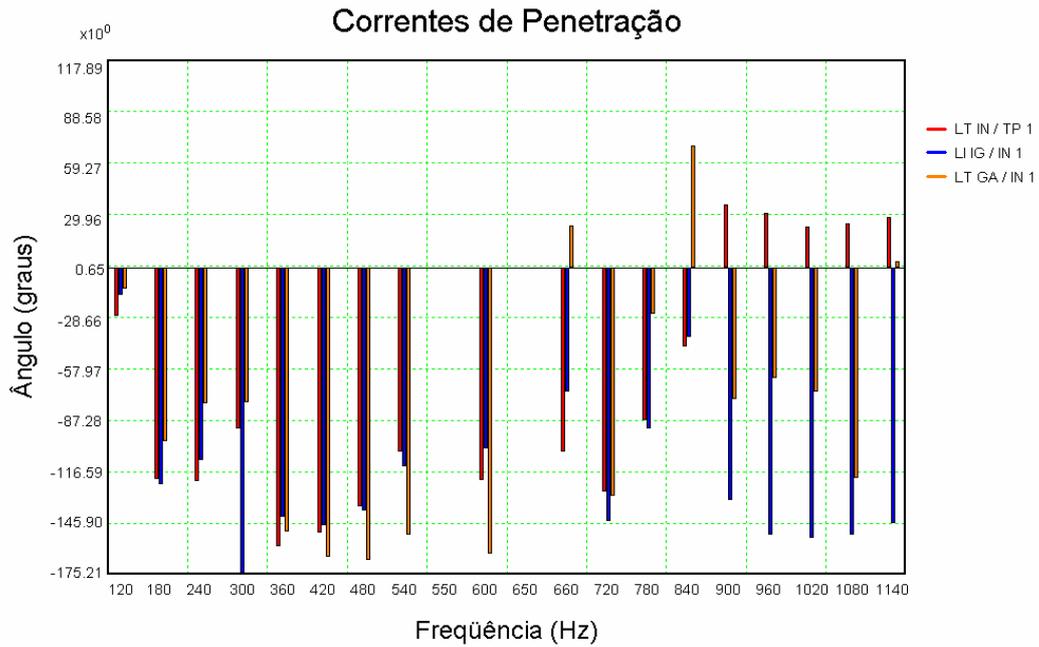


Figura 56 - Ângulos das injeções de correntes harmônicas para a SE Ibiúna 345 kV referenciadas à figura 55

Já para o setor de 500 kV (SE's Ibiúna e Campinas), o fluxo se comporta da conforme figuras 57 (módulo) e 58 (fase):

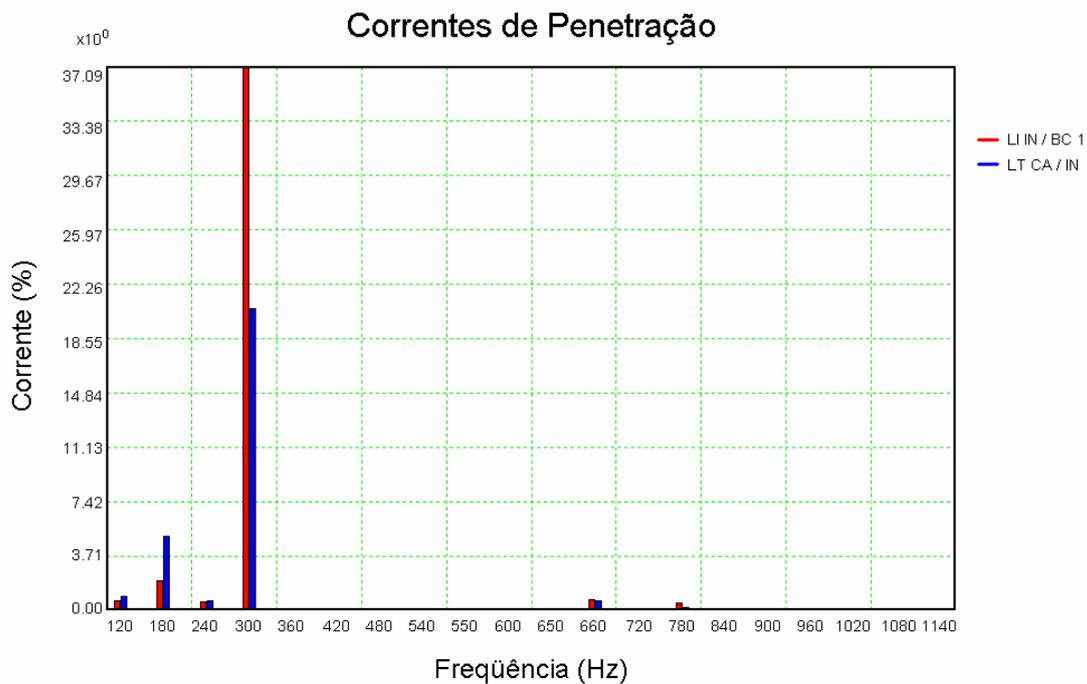


Figura 57 - Valores das contribuições harmônicas, para a SE Ibiúna, das Linhas de 500 kV conectadas à ela, no período de carga média

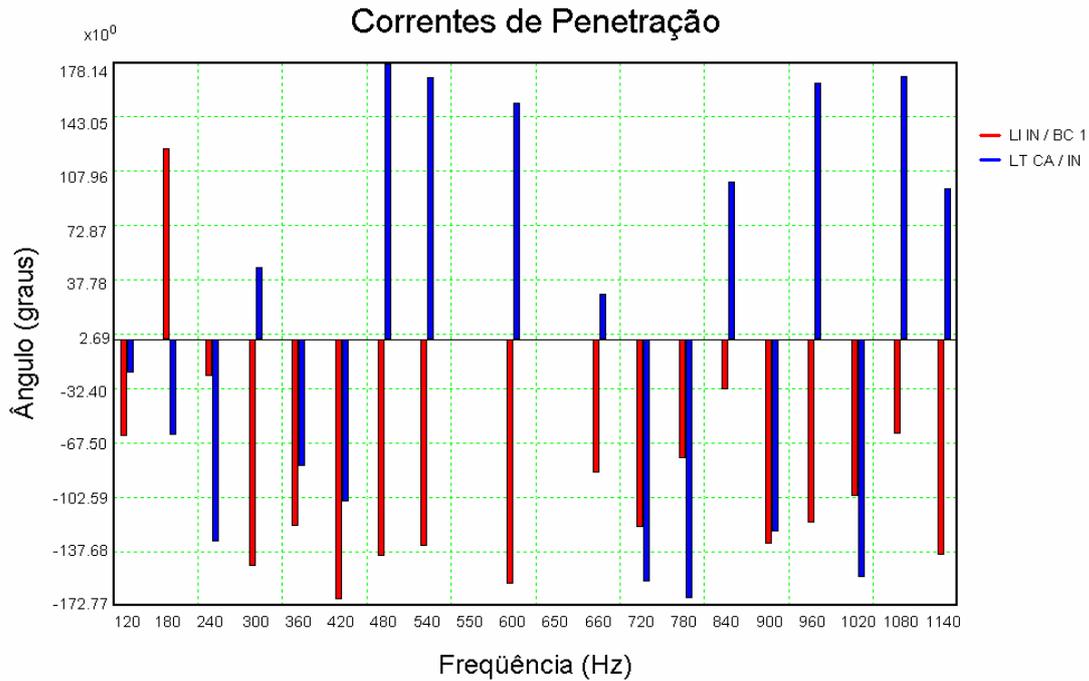


Figura 58 - Ângulos das injeções de correntes harmônicas para a SE Ibiúna 500 kV referenciadas à figura 57

Os ângulos calculados estão apresentados na tabela 10.

Tabela 10 – Ângulos das linhas conectadas à SE Ibiúna para a carga média

Harmônico	LT IN / TP 1	LT CA / IN	LI IN / BC 1	LT GA / IN 1	LI IG / IN 1
3°	-120,8883°	-61,7997°	124,1286°	-99,2271°	-123,8998°
5°	-91,7304°	47,1912°	-147,0970°	-76,9361°	-175,2099°

A configuração do fluxo harmônico é a mostrada na figura 59:

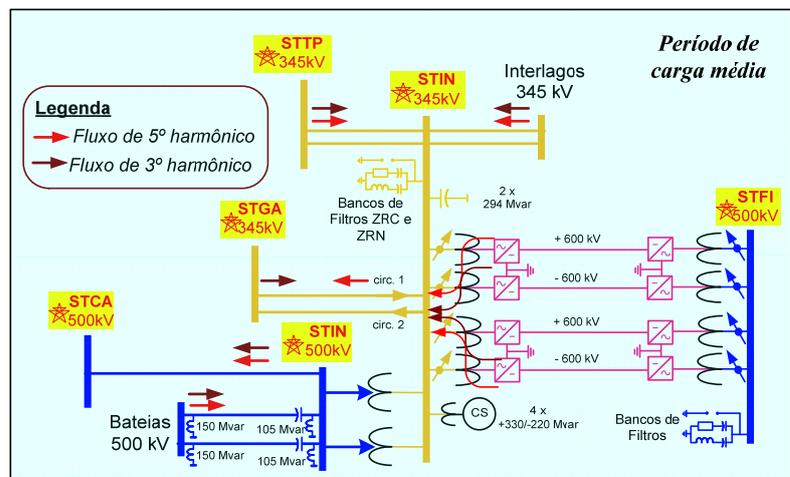


Figura 59 - Configuração de fluxo harmônico analisado para o período de carga média

Para este caso, o desligamento das linhas de 345 kV produz o efeito no banco ZRC, apresentado na *figura 60*:

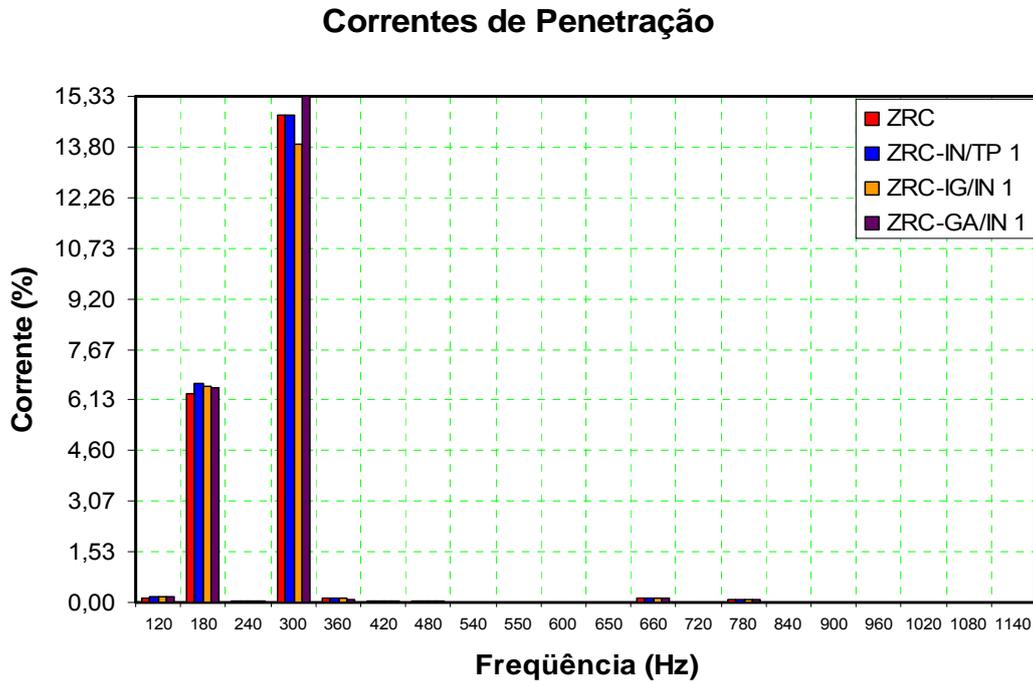


Figura 60 - Influência, no carregamento harmônico do banco ZRC, para o desligamento de cada uma das linhas de transmissão da SE Ibiúna 345 kV no período de carga média

A *tabela 11* apresenta os resultados das correntes eficazes harmônicas obtidas na simulação para a carga média e setor de 345 kV da SE Ibiúna.

Tabela 11 – Influência no carregamento harmônico do banco ZRC para o desligamento de linhas de transmissão da SE Ibiúna 345 kV na carga média

<i>Linha Desligada</i>	<i>Influência</i>		<i>Corrente harmônica eficaz</i>
	<i>3º harmônico</i>	<i>5º harmônico</i>	
Nenhuma	-	-	9,592%
LT IN / TP 1	umenta	Indiferente	9,666%
LI IG / IN 1	umenta	reduz	9,165%
LT GA / IN 1	umenta	umenta	9,958%

De modo similar para o setor de 500 kV é obtido o gráfico da *figura 61*.

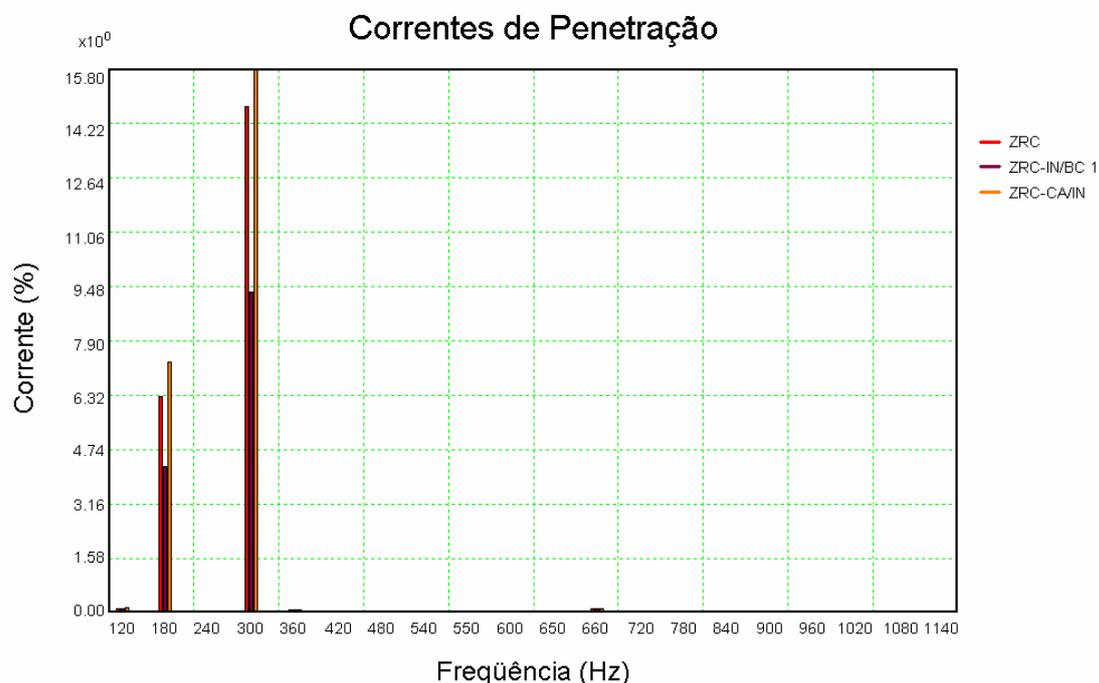


Figura 61 - Influência, no carregamento harmônico do banco ZRC, para o desligamento de cada uma das linhas de transmissão da SE Ibiúna 500 kV no período de carga média

A *tabela 12* apresenta as influências dos desligamentos das linhas de transmissão do setor de 500 kV da SE Ibiúna no carregamento do banco ZRC.

Tabela 12 – Influência no carregamento harmônico do banco ZRC para o desligamento de linhas de transmissão da SE Ibiúna 500 kV na carga média

<i>Linha Desligada</i>	<i>Influência</i>		<i>Corrente harmônica eficaz</i>
	<i>3° harmônico</i>	<i>5° harmônico</i>	
Nenhuma	-	-	9,592%
LI IN / BC 1	reduz	reduz	6,151%
LT CA / IN	aumenta	aumenta	10,411%

Com base nos valores de corrente eficaz harmônica nos bancos demonstrados nas *tabelas 11 e 12*, para a redução do seu carregamento harmônico para o período de carga média, devem ser desligadas as seguintes linhas, em ordem decrescente de eficácia:

1. LI 500 kV Ibiúna / Bateias circuito 1 ou circuito 2;
2. LT 345 kV Interlagos / Ibiúna circuito 1 ou circuito 2.

3.3.3 - *Análise para a carga pesada*

A injeção de correntes harmônicas das SE's Tijuco Preto, Interlagos e Guarulhos (setor de 345 kV), na carga pesada, para a SE Ibiúna é visto nas *figuras 62 (módulo) e 63 (fase)* a seguir:

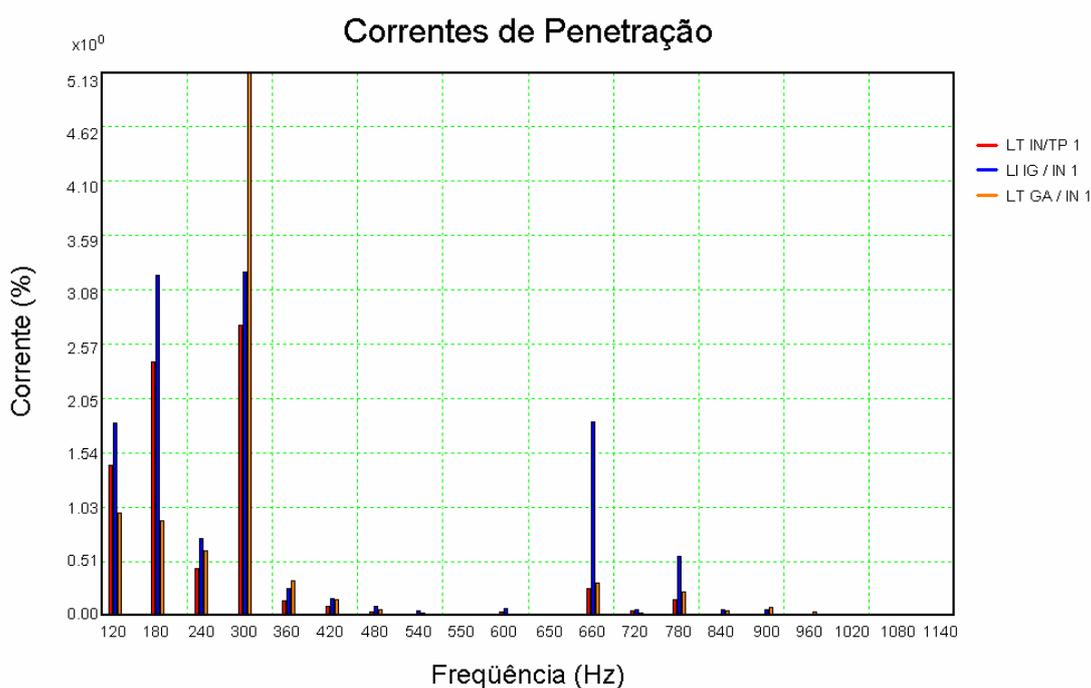


Figura 62 - Valores das contribuições harmônicas, para a SE Ibiúna, das Linhas de 345 kV conectadas à ela, no período de carga pesada

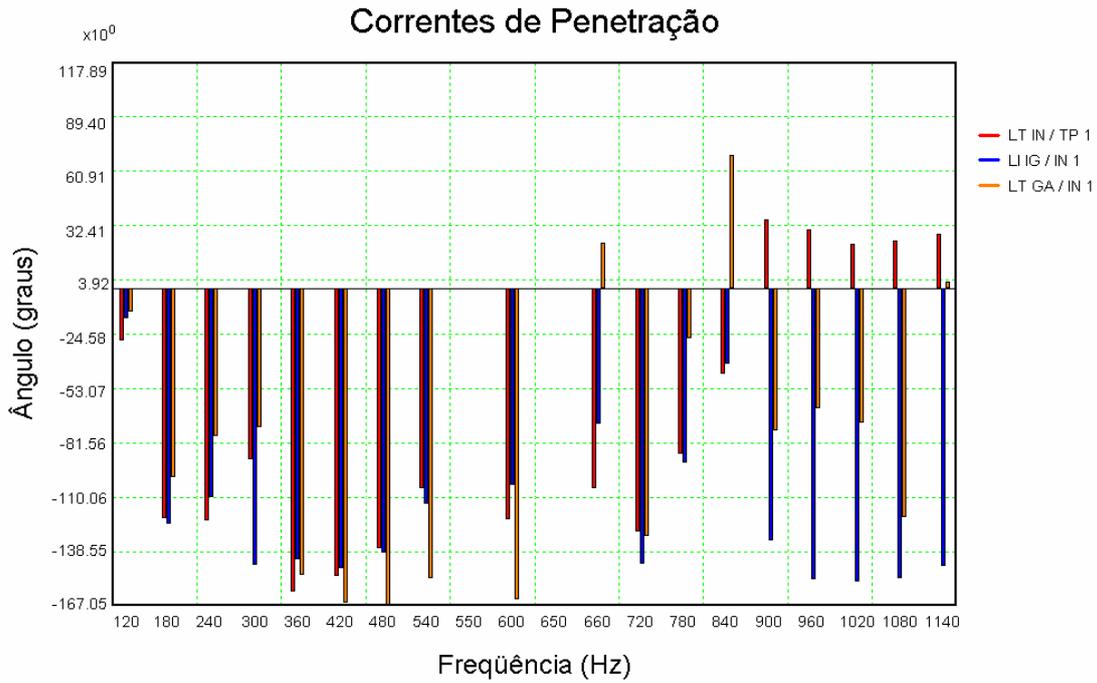


Figura 63 - Ângulos das injeções de correntes harmônicas para a SE Ibiúna 345 kV referenciadas à *figura 62*

Já para o setor de 500 kV (SE's Ibiúna e Campinas), as injeções harmônicas são as das *figuras 64 (módulo)* e *65 (fase)*:

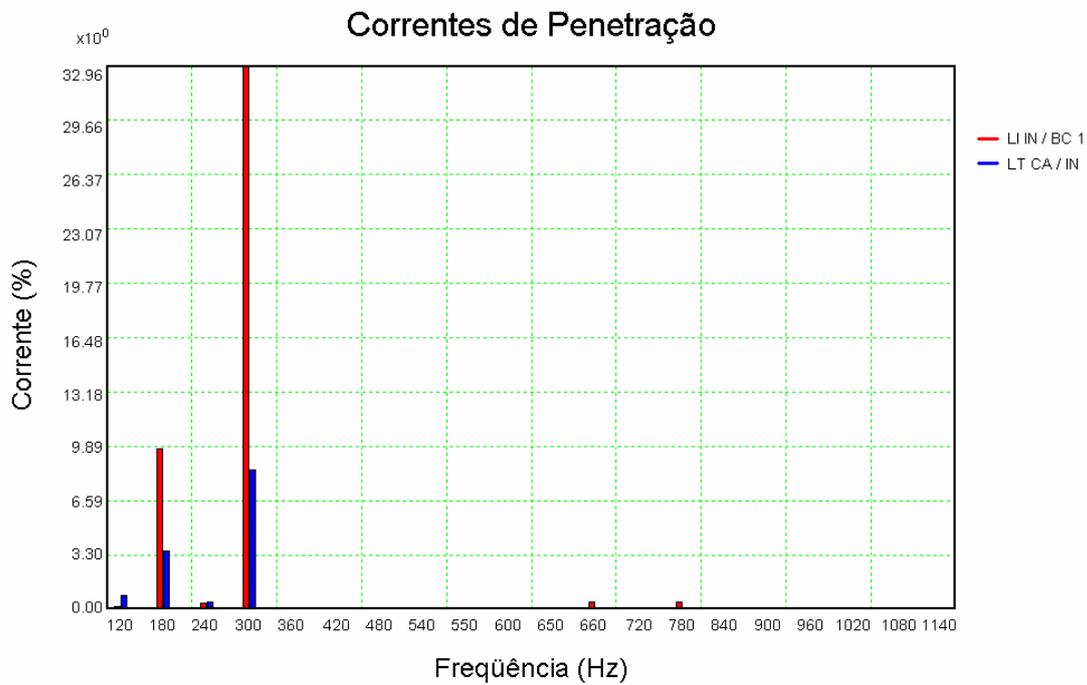


Figura 64 - Valores das contribuições harmônicas, para a SE Ibiúna, das Linhas de 500 kV conectadas à ela, no período de carga pesada

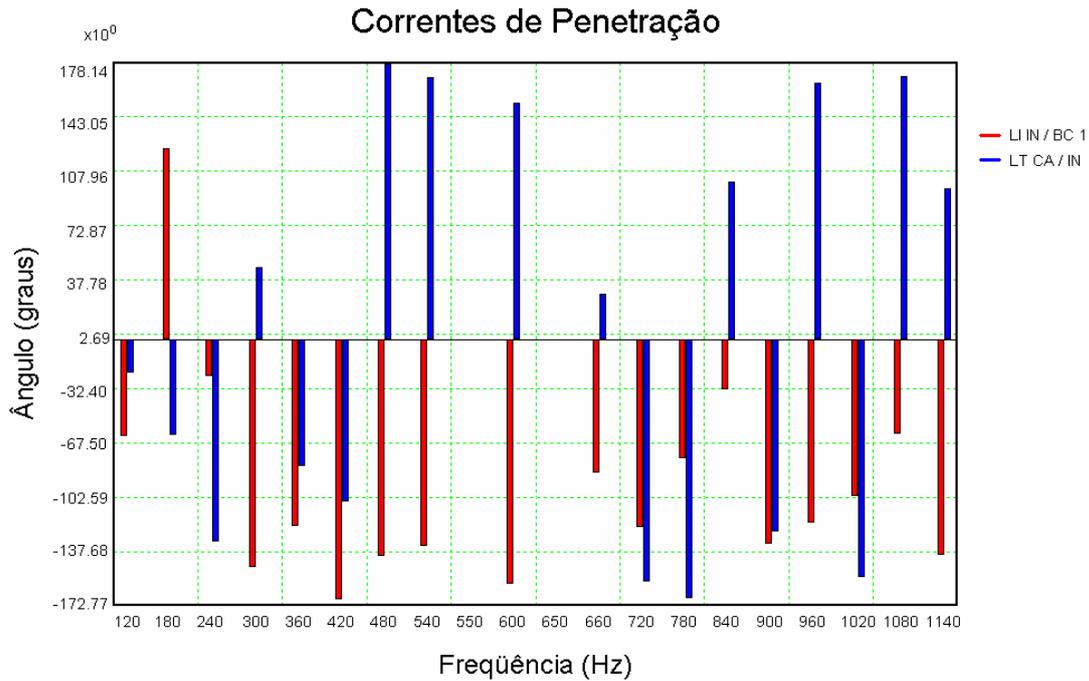


Figura 65 – Ângulos das injeções de correntes harmônicas para a SE Ibiúna 500 kV referenciadas à figura 64

Os ângulos obtidos pela simulação computacional são mostrados na tabela 13.

Tabela 13 – Ângulos das linhas conectadas à SE Ibiúna para a carga pesada

Harmônico	LT IN / TP 1	LT CA / IN	LI IN / BC 1	LT GA / IN 1	LI IG / IN 1
3°	-120,8883°	-61,7997°	124,1286°	-99,2271°	-123,8998°
5°	-89,7643°	46,7168°	-147,2528°	-73,3347°	-145,5677°

A configuração do fluxo harmônico torna-se a disposta na figura 66:

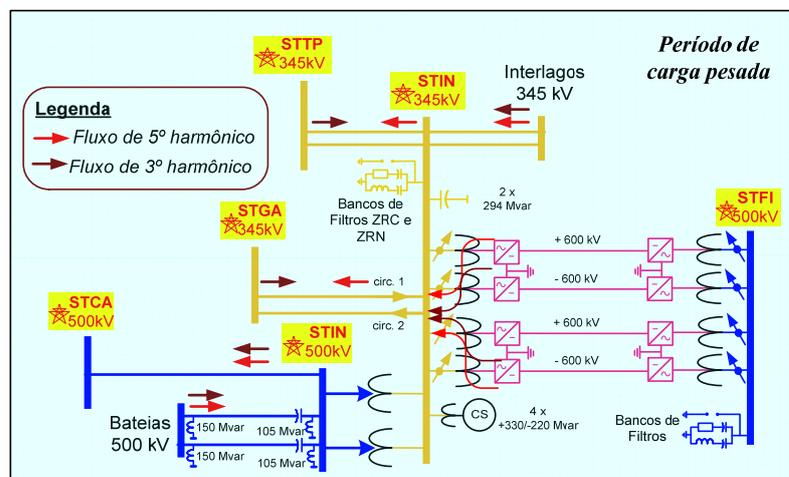


Figura 66 - Configuração de fluxo harmônico analisado para o período de carga pesada

Para este caso, o desligamento das linhas de 345 kV produz o efeito no banco ZRC conforme mostrado na *figura 67*:

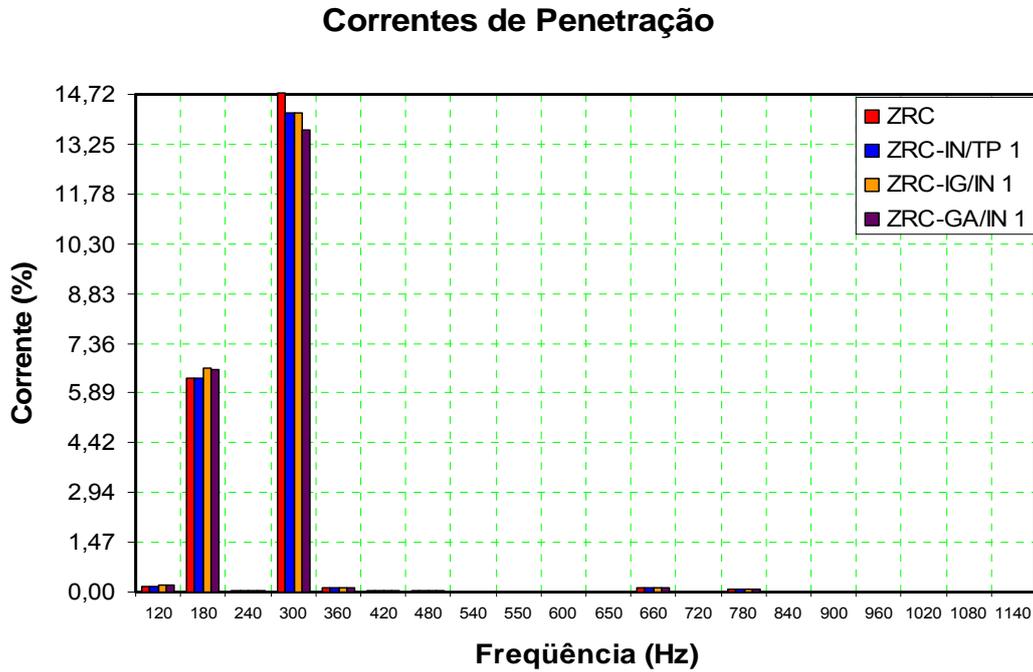


Figura 67 - Influência, no carregamento harmônico do banco ZRC, para o desligamento de cada uma das linhas de transmissão da SE Ibiúna 345 kV no período de carga pesada

A *tabela 14* mostra de forma qualitativa o comportamento no banco ZRC para as manobras de desligamento de linhas de transmissão no setor de 345 kV da SE Ibiúna.

Tabela 14 – Influência no carregamento harmônico do banco ZRC para o desligamento de linhas de transmissão da SE Ibiúna 345 kV na carga pesada

<i>Linha Desligada</i>	<i>Influência</i>		<i>Corrente harmônica eficaz</i>
	<i>3º harmônico</i>	<i>5º harmônico</i>	
Nenhuma	-	-	9,275%
LT IN / TP 1	umenta	reduz	9,340%
LI IG / IN 1	umenta	reduz	9,054%
LT GA / IN 1	umenta	umenta	9,621%

De modo similar para o setor de 500 kV é obtido o gráfico da *figura 68*.

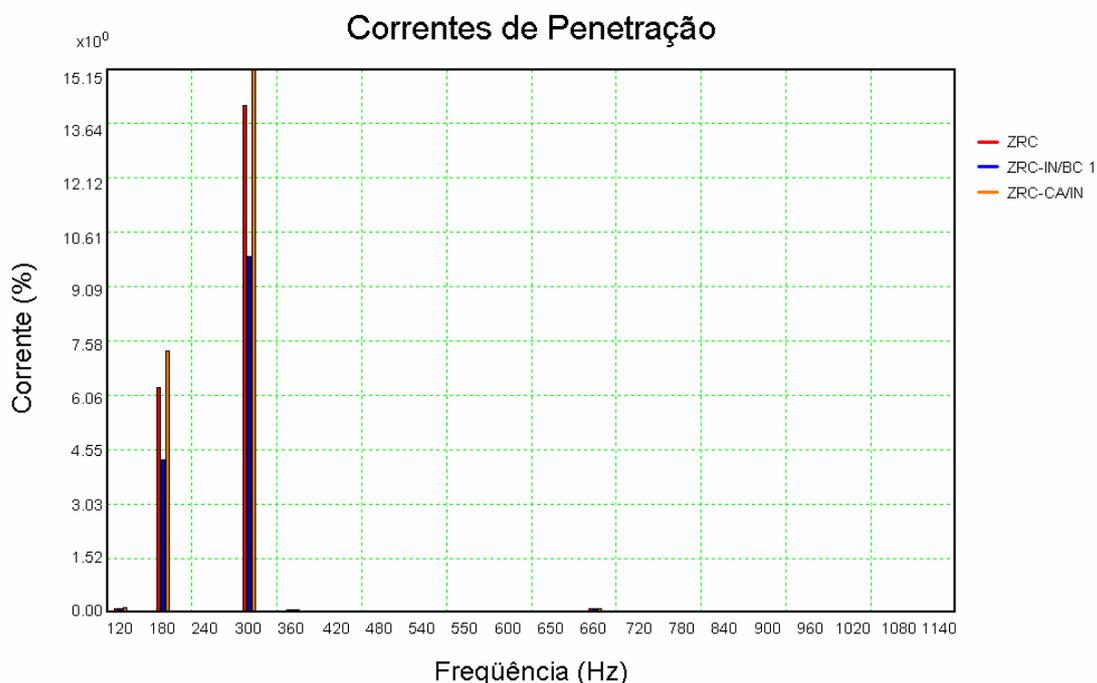


Figura 68 - Influência, no carregamento harmônico do banco ZRC, para o desligamento de cada uma das linhas de transmissão da SE Ibiúna 500 kV no período de carga pesada

A *tabela 15* resume a influência das linhas de transmissão sobre a amplitude das correntes eficazes harmônicas no banco ZRC.

Tabela 15 – Influência no carregamento harmônico do banco ZRC para o desligamento de linhas de transmissão da SE Ibiúna 500 kV na carga pesada

<i>Linha Desligada</i>	<i>Influência</i>		<i>Corrente harmônica eficaz</i>
	<i>3º harmônico</i>	<i>5º harmônico</i>	
Nenhuma	-	-	9,275%
LI IN / BC 1	reduz	reduz	6,488%
LT CA / IN	aumenta	aumenta	10,060%

Com base nos valores eficazes de corrente harmônica nos bancos demonstrados nas *tabelas 14 e 15*, para a redução do seu carregamento harmônico para o período de carga média, devem ser desligadas as seguintes linhas, em ordem decrescente de eficácia:

1. LI 500 kV Ibiúna / Bateias circuito 1 ou circuito 2;
2. LT 345 kV Interlagos / Ibiúna circuito 1 ou circuito 2.

3.3.4 - *Desligamento de outras linhas da região*

De acordo com a *figura 39*, pela campanha de medições de 2006 na circunvizinhança da SE Ibiúna, pode-se inferir, pelo fluxo de 5º harmônicos, que a abertura das linhas de 345 kV Milton Fornasaro / Xavantes (circuito 1 ou 2 – sigla XV/MF), Interlagos / Xavantes (circuito 1 ou 2 – sigla IG/XV) e Xavantes / Bandeirantes (circuito 1, 2 ou 3 – sigla XV/BA) também devam causar redução no carregamento harmônico nos bancos ZRC e ZRN. A seguir, nas *figuras 69, 70 e 71*, será demonstrada esta influência, para cada período de carga.

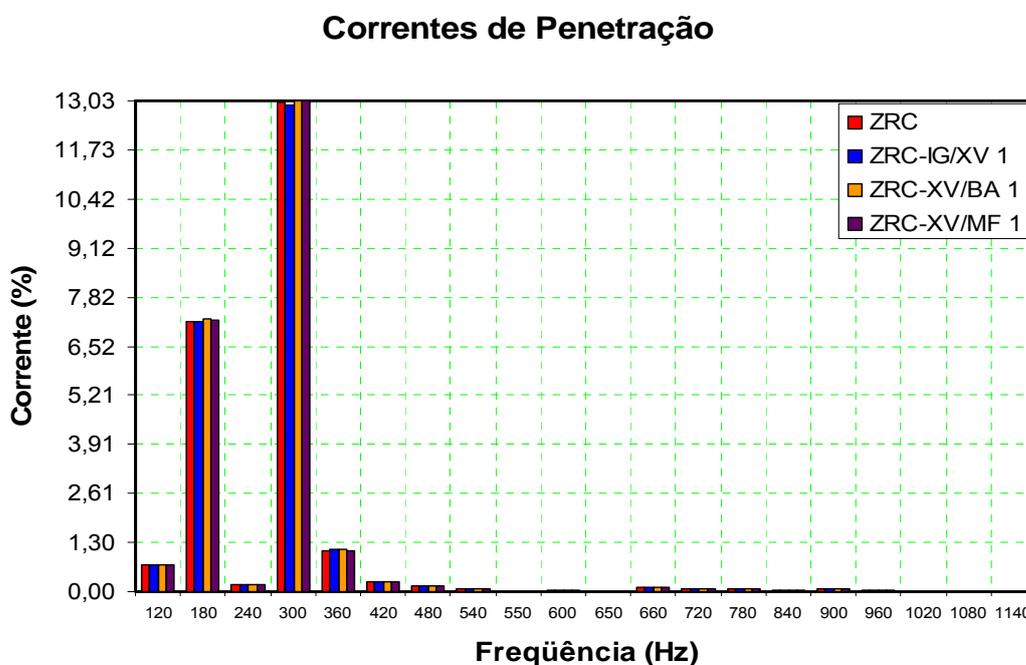


Figura 69 – Influência de outras linhas de 345 kV na circunvizinhança da SE Ibiúna no período de carga leve

Correntes de Penetração

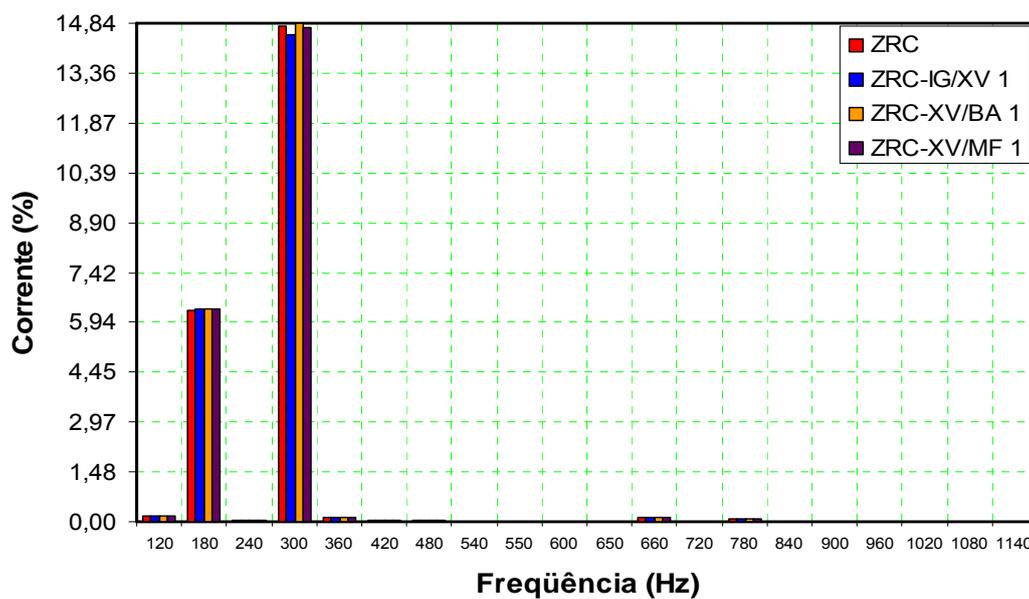


Figura 70 – Influência de outras linhas de 345 kV na circunvizinhança da SE Ibiúna no período de carga média

Correntes de Penetração

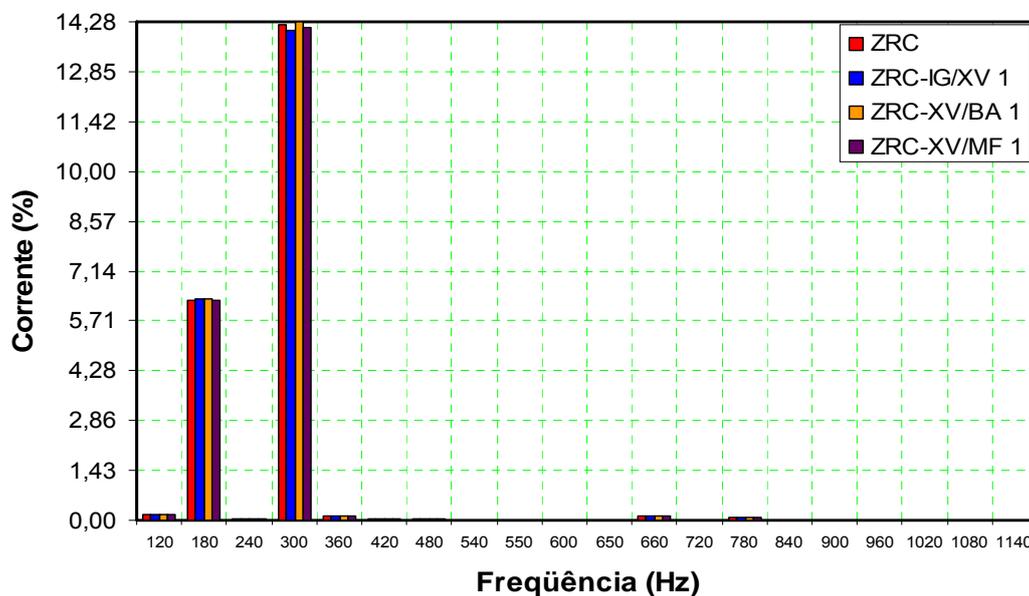


Figura 71 – Influência de outras linhas de 345 kV na circunvizinhança da SE Ibiúna no período de carga pesada

De acordo com os gráficos, pode-se verificar a influência no carregamento harmônico dos bancos ZRC e ZRN, através da corrente harmônica eficaz, conforme indicado na *tabela 16*.

Tabela 16 – Influência dos desligamentos das linhas de 345 kV na circunvizinhança da SE Ibiúna para cada período de carga

<i>Linha Desligada</i>	<i>Corrente harmônica eficaz no banco ZRC (%)</i>		
	<i>Leve</i>	<i>Média</i>	<i>Pesada</i>
Nenhuma	8,914	9,592	9,275
LT IG / XV 1	8,878	9,466	9,212
LT XV / BA 1	8,943	9,646	9,340
LT XV / MF 1	8,920	9,575	9,242

Obs.: Os valores estão na base de 345 kV e 100 MVA

Legenda:

- - Aumenta o carregamento harmônico do banco;
- - Reduz o carregamento harmônico do banco

Pela *tabela 16* acima, observa-se que a redução ou elevação do carregamento nos bancos de filtros de dupla sintonia de 3º e 5º harmônicos, ZRC e ZRN, são pequenas, não sendo estes valores significativos para compensar a manobra de linhas de transmissão, haja vista que estas manobras provocariam variações da ordem de 0,1 a 0,2% do carregamento harmônico nos referidos bancos de filtros.

Não serão explorados outras linhas ou equipamentos, devido a não correta representatividade das cargas harmônicas na região de interesse. Deste modo, sem a correta representação, principalmente, do local e valor das demais fontes, os resultados podem ser totalmente incoerentes, gerando-se conclusões errôneas para o presente estudo.

3.3.5 - *Influência do cenário energético no fluxo harmônico*

Será visto no capítulo seguinte, com base em dados colhidos em tempo real, que o sentido do fluxo de potência na frequência fundamental (60 Hz) influencia o sentido do fluxo harmônico, devido à dependência que este sentido gera no efeito da manobra de abertura de linha. Portanto, dependendo do sentido do fluxo de potência de 1º harmônico (fundamental), poderá haver redução ou elevação de carregamento harmônico nos bancos de filtros de dupla sintonia de 3º e 5º harmônico, ZRC e ZRN, quando são realizadas manobras de abertura de linhas para controle de carregamento.

As linhas do setor de 345 kV da SE Ibiúna possuem a característica de sempre escoarem a potência do Elo CC, ou seja, seu fluxo sempre é ‘saindo’ da SE Ibiúna em direção à carga na grande São Paulo. Já as linhas do setor de 500 kV podem ter seus sentidos de fluxo variados de acordo com a política energética que esteja sendo determinada, conferindo um ponto de operação no qual se tenha um fluxo da SE Ibiúna para a SE Campinas e Bateias ou qualquer outra combinação.

Assim sendo, será efetuado o desligamento da LI 500 kV Ibiúna / Bateias (*figura 72*) para avaliar sua eficácia no carregamento do banco ZRC para o caso base de Outubro/2005, carga leve, devido a este caso base ser do cenário Sul exportador.

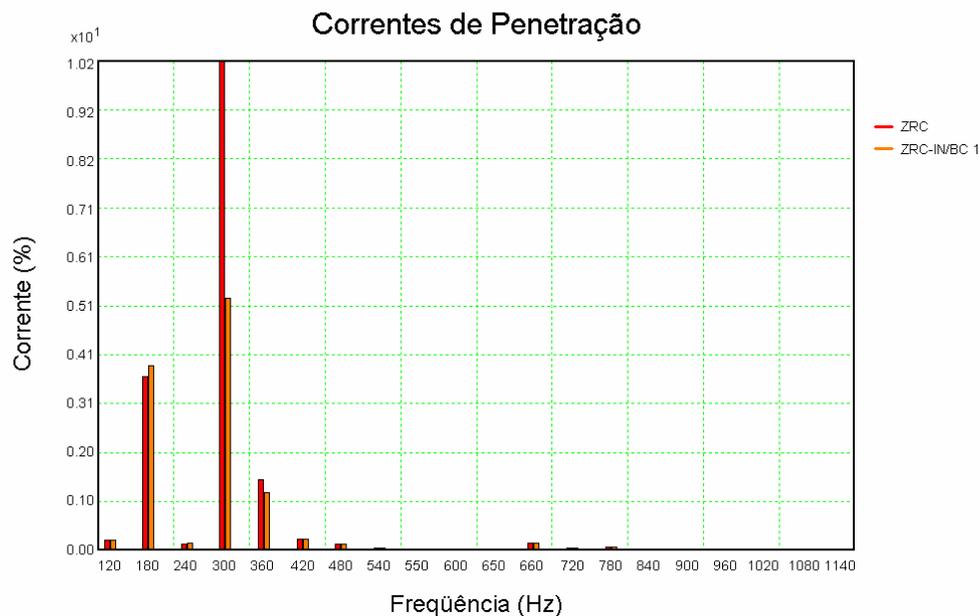


Figura 72 – Influência da manobra de abertura da LI 500 kV Ibiúna / Bateias circuito 1 no carregamento harmônico do banco ZRC para o cenário Sul Exportador (Outubro/2005 carga leve)

Na *figura 72*, a corrente eficaz harmônica sofreu variação de 6,546% para 3,991% após a abertura da linha, ou seja, tendo o mesmo efeito (redução) para o caso Sudeste Exportador (*figura 54 e tabela 9*). Deste modo, a simulação efetuada que leva em conta apenas a disposição de unidades geradoras e linhas, ou seja, a topologia da rede, e não o fluxo de potência na frequência fundamental, não reproduz o efeito visualizado na operação em tempo real, para o cenário eletroenergético Sul Exportador.

Diante disto, será efetuada a inversão do ângulo da injeção de harmônico na SE Bateias visando simular a inversão nos efeitos das manobras, como ocorre na operação em tempo real. Será efetuada a simulação apenas na carga leve, por apresentar o maior nível de carregamento harmônico e a maior incidência de alarmes de “sobrecarga harmônica”. Não será considerada a injeção de 3º harmônico neste período de carga, pois a injeção do Elo CC já é suficiente para que sejam atingidos os valores medidos em tempo real conforme mostrado na *tabela 6*.

As demais fontes serão invertidas, para avaliar se haverá inversão no sentido do fluxo harmônico pelas linhas de 345 kV e 500 kV (*figuras 73 a 77*). Esta inversão terá somente fins de análise, uma vez que sua inversão não ocorre na prática.

- Setor de 500 kV da SE Ibiúna

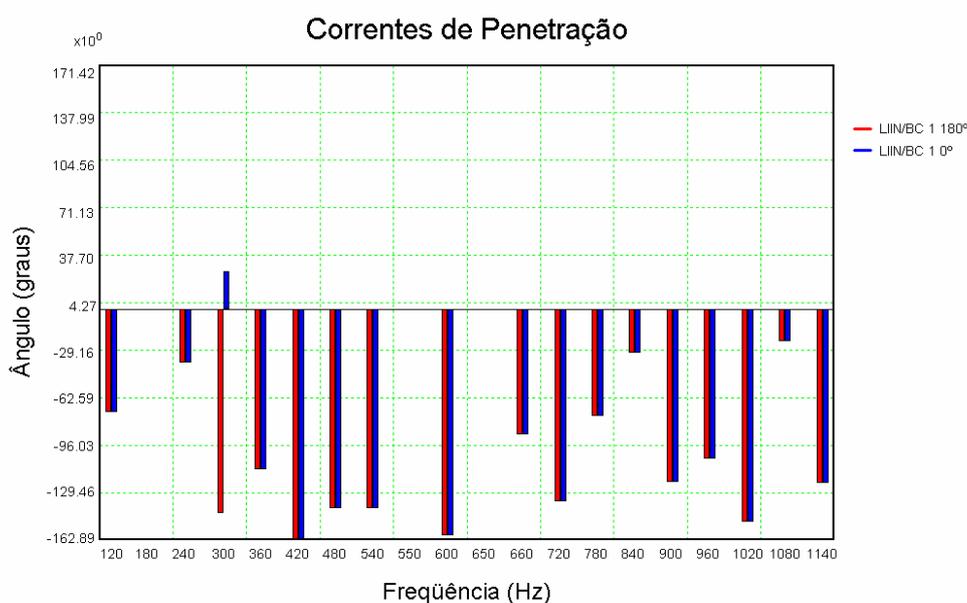


Figura 73 – Ângulos das correntes harmônicas pela LI Ibiúna / Bateias com injeção de 5º harmônico na SE Bateias em 0° e 180°

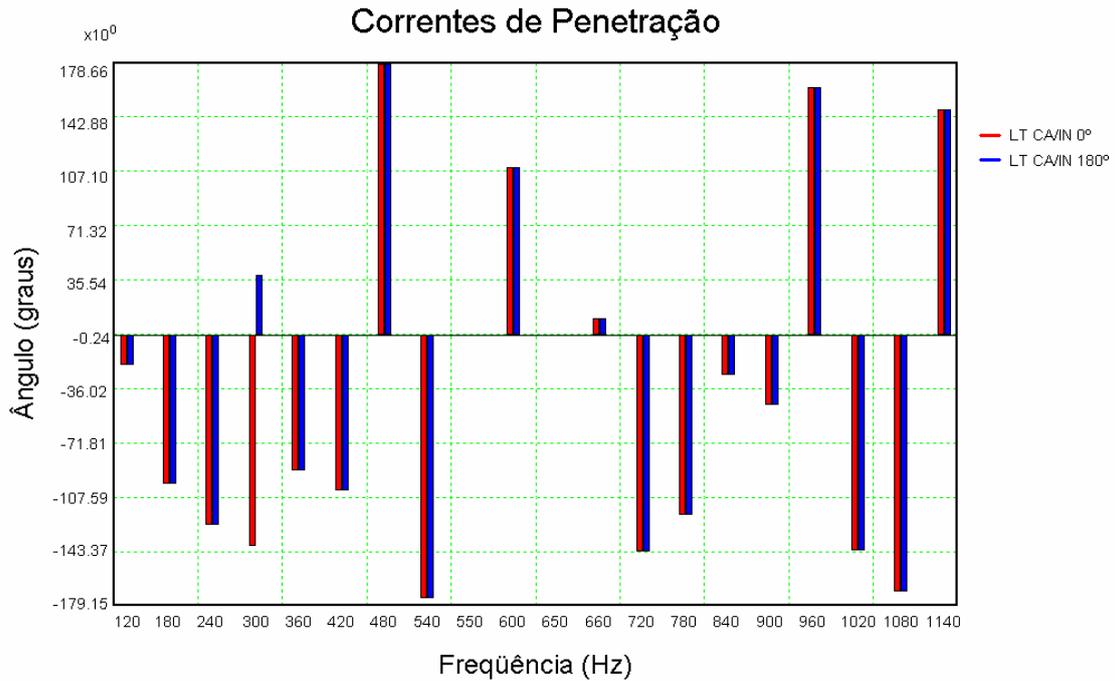


Figura 74 – Ângulos das correntes harmônicas pela LT Campinas / Ibiúna com injeção de 5° harmônico na SE Bateias em 0° e 180° Setor de 345 kV da SE Ibiúna

- Setor de 345 kV da SE Ibiúna

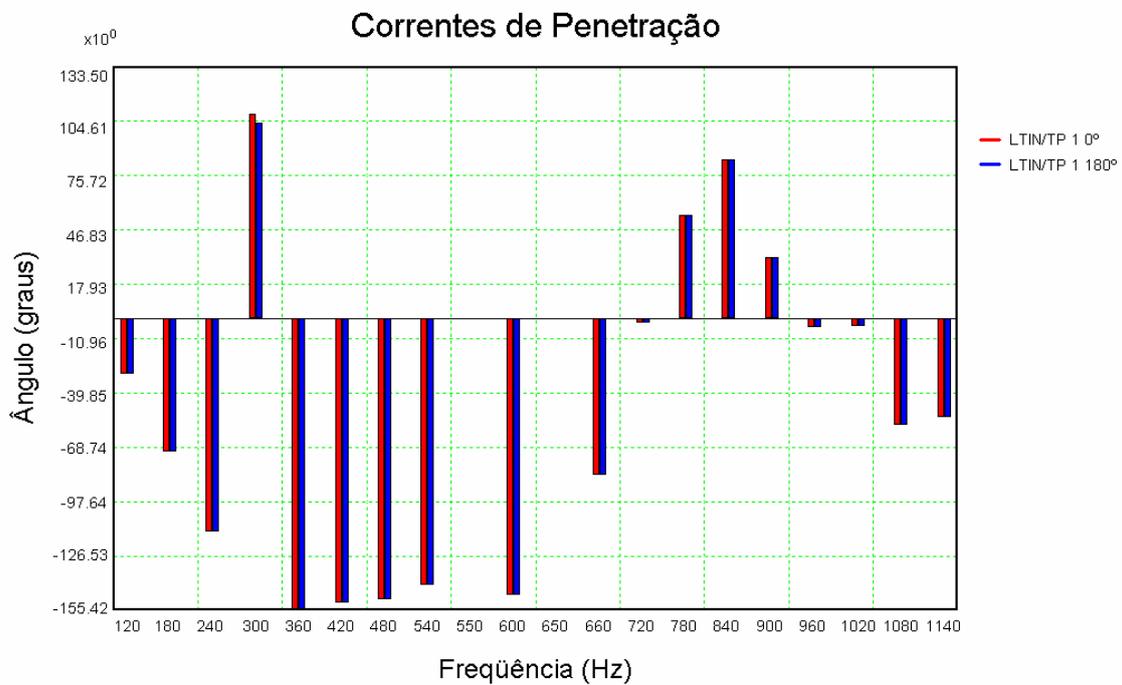


Figura 75 - Ângulos das correntes harmônicas pela LT Ibiúna / Tijuco Preto com injeção de 5° harmônico nas SE's Bandeirantes e Milton Fornasaro em 0° e 180°

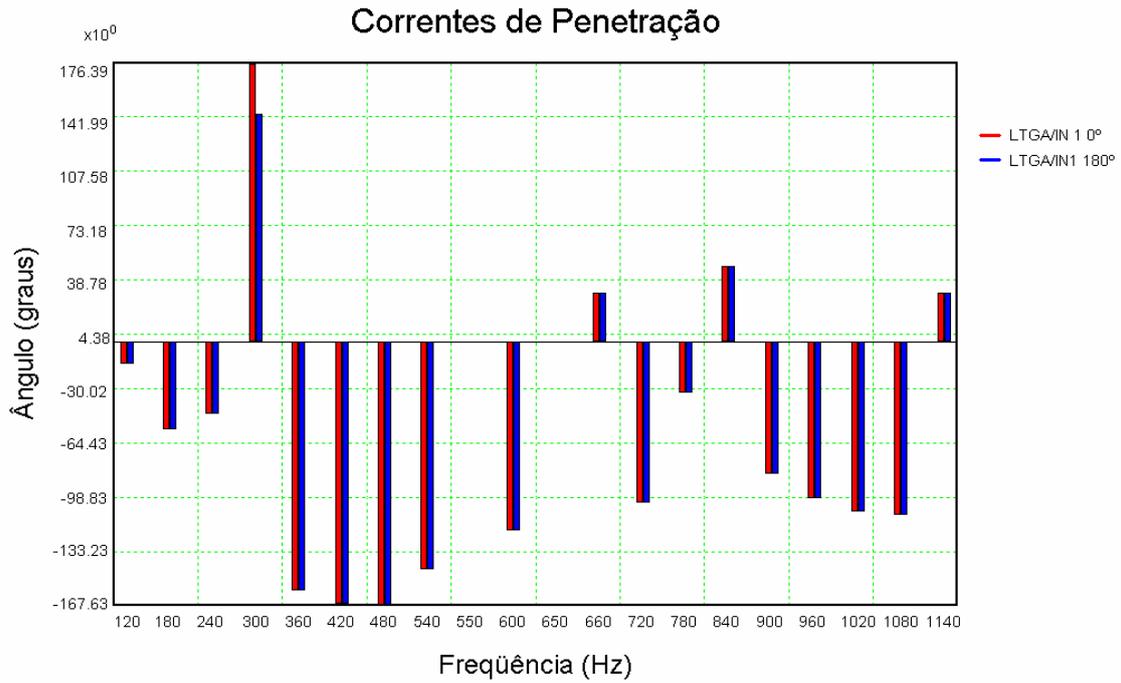


Figura 76 - Ângulos das correntes harmônicas pela LT Guarulhos / Ibiúna com injeção de 5° harmônico nas SE's Bandeirantes e Milton Fornasaro em 0° e 180

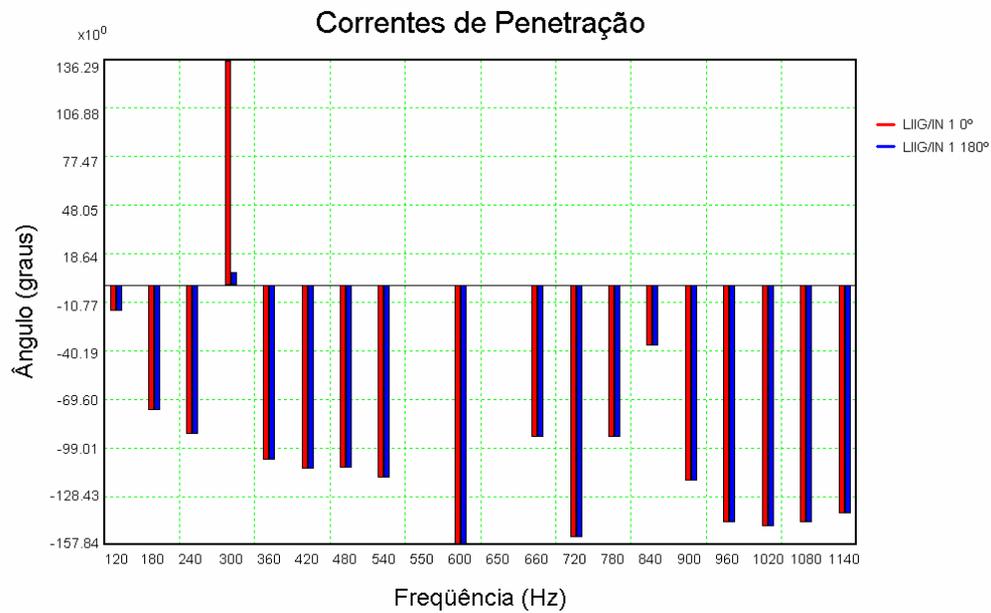


Figura 77 - Ângulos das correntes harmônicas pela LI Interlagos / Ibiúna com injeção de 5° harmônico nas SE's Bandeirantes e Milton Fornasaro em 0° e 180

Portanto, verifica-se que a inversão de sentido do fluxo harmônico ocorre nas linhas: LI 500 kV Ibiúna / Bateias, LT 500 kV Campinas / Ibiúna e LT 345 kV Interlagos / Ibiúna. Para exemplificar a inversão do efeito da manobra, será efetuada a abertura da LI 500 kV Ibiúna / Bateias com a fonte de injeção de corrente em 0° e 180° (figura 78) e avaliar seu efeito no carregamento do banco ZRC, para o período de carga leve.

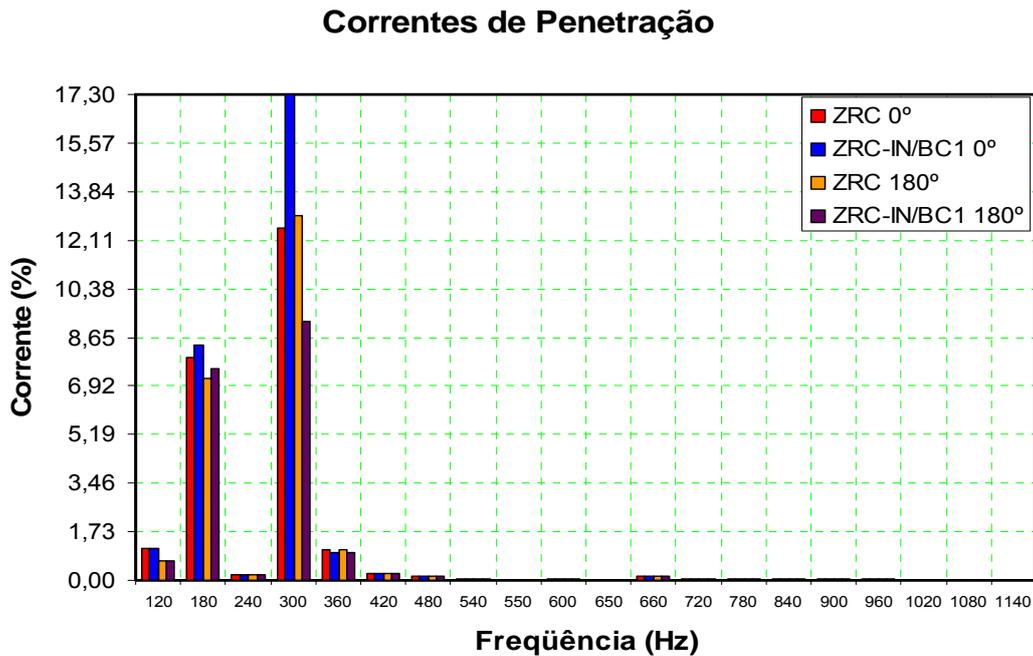


Figura 78 – Influência da manobra de abertura da LI 500 kV Ibiúna / Bateias para a injeção de corrente na SE Bateias em 0° e 180°

Diante do exposto, pode-se concluir que a inversão do sentido de fluxo de 5° harmônico está relacionada com o cenário energético, caracterizando a situação da tabela 17.

Tabela 17 – Sentido do fluxo de potência fundamental e de 5° harmônico na LI 500 kV Ibiúna / Bateias em função do cenário energético

Cenário Energético	Sentido do Fluxo de Potência na LI 500 kV Ibiúna / Bateias	
	Frequência Fundamental – 60 Hz	5° Harmônico – 300 Hz
Sul Exportador	Bateias → Ibiúna	Ibiúna → Bateias
Sudeste Exportador	Ibiúna → Bateias	Bateias → Ibiúna

Com base nesta observação, as manobras de abertura de linhas da SE Ibiúna, com a representação do ângulo da injeção de 5º harmônico da SE Bateias, não causam redução de carregamento harmônico, conforme mostrado na *figura 79* e *tabela 18*.

Correntes de Penetração

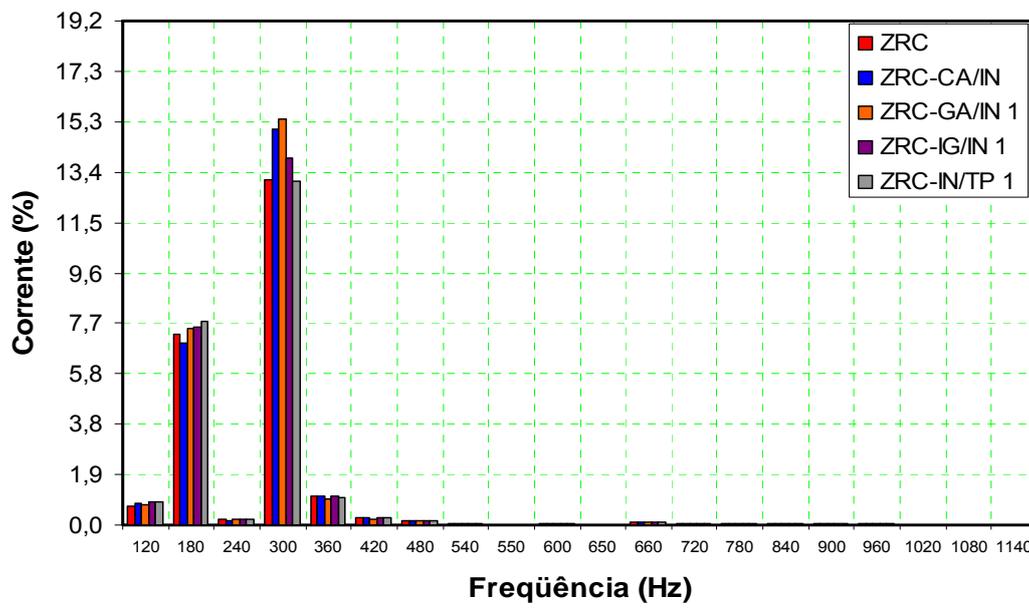


Figura 79 - Influência no carregamento harmônico do banco ZRC para os desligamentos das linhas da SE Ibiúna

Tabela 18 – Influência do desligamento das linhas para a SE Ibiúna no cenário Sul Exportador

<i>Linha Desligada</i>	<i>Influência</i>		<i>Corrente harmônica eficaz</i>
	<i>3º harmônico</i>	<i>5º harmônico</i>	
Nenhuma	-	-	8,996%
LI IN / BC 1	umenta	umenta	12,346%
LT CA / IN	reduz	umenta	9,922%
LI IG / IN 1	umenta	umenta	9,511%
LT GA / IN 1	umenta	umenta	10,292%
LT IN / TP 1	umenta	reduz	9,134%

As tabelas 19 e 20 e a figura 80 mostram os valores e os sentidos dos fluxos harmônicos calculadas pelo programa HarmZs.

Tabela 19 – Ângulos das linhas conectadas à SE Ibiúna para a carga leve

Harmônico	LT IN / TP 1	LT CA / IN	LI IN / BC 1	LT GA / IN 1	LI IG / IN 1
3°	-71,415°	-98,2082°	0,1817°	-56,2284°	-76,0134°
5°	109,2651°	-139,2621°	26,898°	176,3881°	136,292°

Tabela 20 – Módulo das correntes (%) das linhas conectadas à SE Ibiúna para a carga leve

Harmônico	LT IN / TP 1	LT CA / IN	LI IN / BC 1	LT GA / IN 1	LI IG / IN 1
3°	2,5653	2,0715	0,9135	1,4543	2,8336
5°	3,4598	13,1477	50,4799	6,068	8,8201

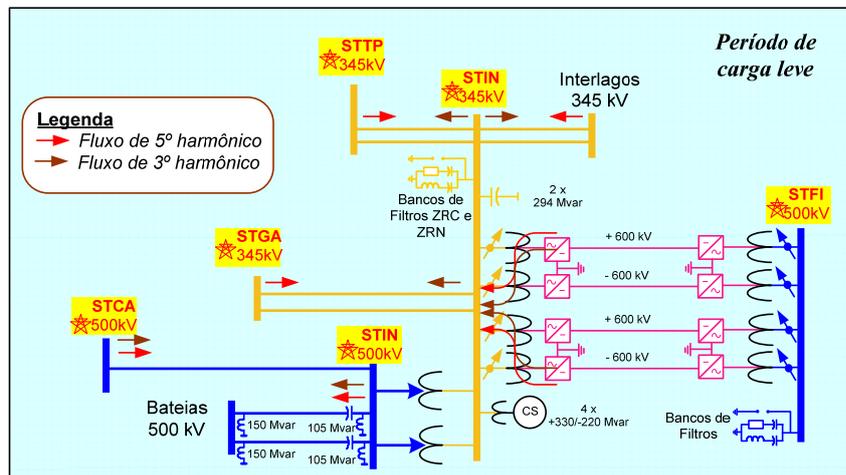


Figura 80 - Configuração de fluxo harmônico para o período de carga leve com ângulo da fonte de injeção harmônica na SE Ibiúna em 0°

Observa-se que as linhas que menos influenciam no carregamento harmônico dos bancos de dupla sintonia ZRC e ZRN, para este cenário analisado, são as LI 345 kV Interlagos / Ibiúna e LT 345 kV Ibiúna / Tijuco Preto, para o cenário eletroenergético Sul Exportador. Na prática, estas linhas é que são desligadas para este cenário, por apresentarem o melhor efeito de redução de carregamento harmônico, apesar de ser pequena sua influência. Isto denota que a simulação, para o caso Sul exportador, ficou bem próxima ao que ocorre em tempo real. As discrepâncias são oriundas do desconhecimento dos valores, ângulos e localizações das injeções harmônicas para a correta simulação.

3.3.6 - Outras Análises Investigativas

Serão exploradas outras possíveis influências no carregamento do banco de filtros ZRC e ZRN visando aumentar os subsídios, através da análise computacional, para conclusões acerca do carregamento harmônico na SE Ibiúna 345 kV.

✓ Banco série da LI 500 kV Ibiúna / Bateias

Será efetuada agora a análise da influência da compensação série das LI 500 kV Ibiúna / Bateias. A análise a seguir considera o banco de capacitores série do circuito 1 fora de operação. Esta indisponibilidade será avaliada para verificar a influência desta manobra no carregamento do banco ZRC, apenas no cenário de carga leve de 2006, devido a maior incidência destes alarmes de ‘sobrecarga’.

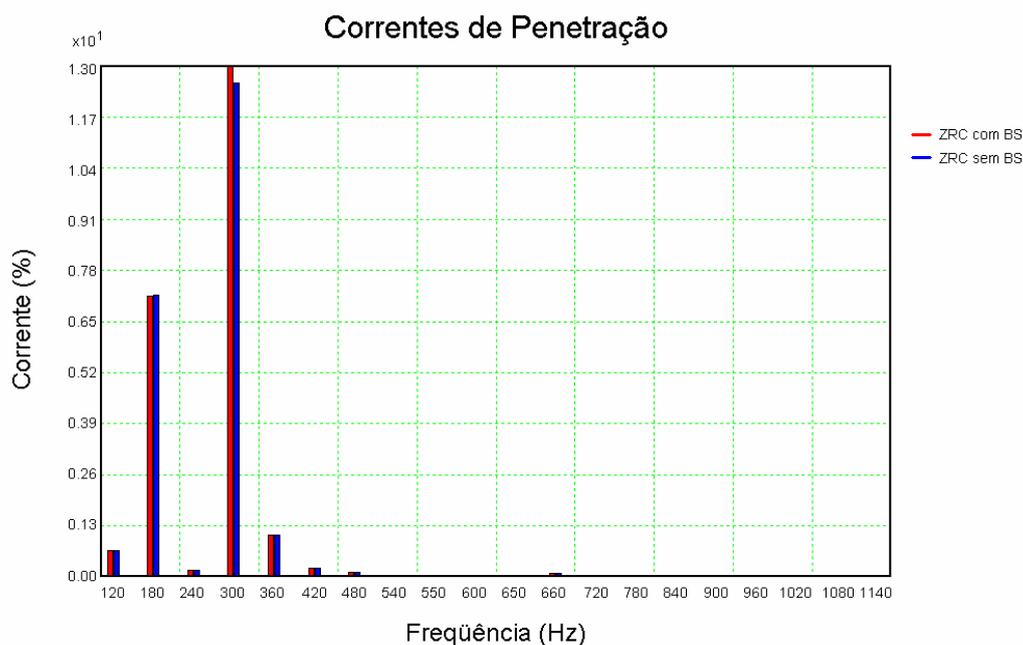


Figura 81 – Análise comparativa do carregamento harmônico do banco ZRC com e sem a presença da compensação série do circuito 1 da LI 500 kV Ibiúna / Bateias

Pode ser visto pelo gráfico da *figura 81* acima, que há influência na compensação série, apesar de pequena, pois a corrente de penetração no banco reduziu-se de 8,914% para 8,708%. Isto se deve em grande parte ao aumento da impedância da linha, pela supressão da compensação série.

- ✓ Sobrecarga harmônica nos bancos de filtros

Visando analisar o critério de máximo DHT definido pelos Procedimentos de Rede, serão elevados os valores das injeções das fontes harmônicas de modo ao carregamento do banco ZRC atingir seu nível de ‘trip’, ou seja, 36,10 A o que equivale, em p.u., a $2,15718 \times 10^{-1}$ ou 21,572%. A análise foi feita para a carga leve (figura 82 e tabela 21), atingindo-se 21,750% de carregamento nos bancos com as seguintes injeções harmônicas de corrente:

1. Milton Fornasaro 345 kV – Barra 495 – 10^{-1} p.u./ 10% (300 Hz);
2. Bandeirantes 345 kV – Barra 492 – 1,1 p.u./110% (300 Hz);
3. Bateias 500 kV – Barra 895 – 1,1 p.u./110% (300 Hz).

Correntes de Penetração

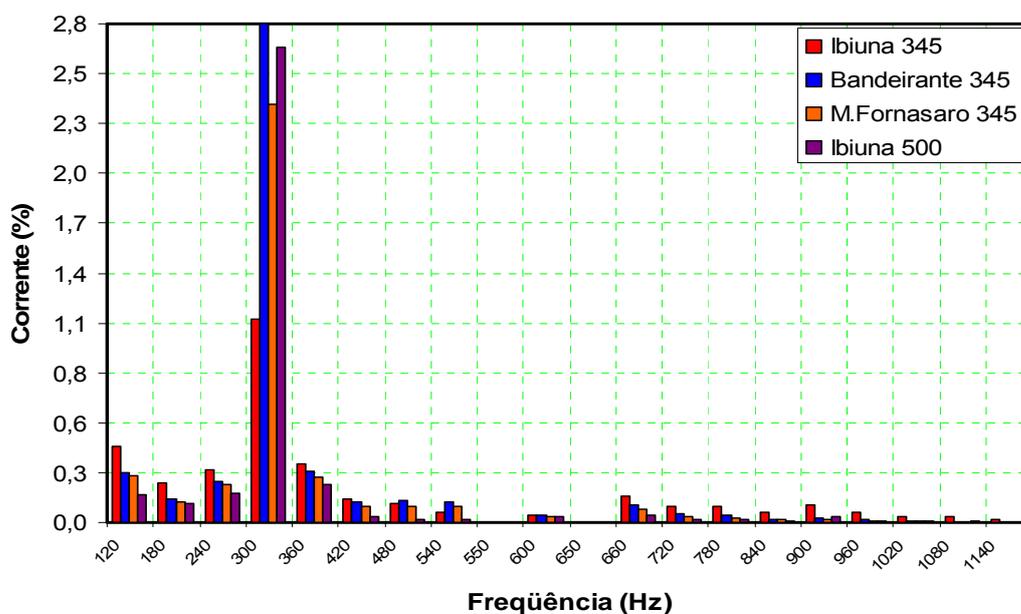


Figura 82 – DHI_V nas SE's de 345 kV da região circunvizinha da SE Ibiúna

Tabela 21 – Valores de DHT_V para as barras da região com os bancos ZRC e ZRN em sobrecarga

Barra	DHT _V (%)
Ibiúna 345 kV	1,36456
Bandeirantes 345 kV	2,87248
Milton Fornasaro 345 kV	2,41732
Bateias 500 kV	2,70539

Os valores especificados dos Procedimentos de Rede para distorção harmônica total de tensão (DHT_V), conforme visto no capítulo 1, são de 3% e de DHI_V de 2% (para 3°, 5° e 7°). Pelo IEEE o DHT_V deverá ser no máximo 1,5 % e DHI_V de no máximo 1%. Pelo critério de projeto dos bancos de filtros o DHT_V deverá ser menor que 4% e o DHI_V menor que 1%, conforme *página 44 no capítulo 2*.

Conforme demonstra a *tabela 21*, o atendimento global está dentro dos critérios dos Procedimentos de Rede e da especificação do Elo CC, porém não atendem ao especificado pelo IEEE. Já os atendimentos individuais, pelos procedimentos de rede, somente o barramento da SE Ibiúna está dentro do especificado. Pelo projeto do Elo CC e IEEE, os limites individuais estão extrapolados. É importante frisar que a consideração de toda a injeção harmônica conectada diretamente às barras da SE Milton Fornasaro, Bandeirantes e Bateias não são reais, sendo utilizadas como meio de interface entre a área medida através da campanha de medição de 2006 e o restante do sistema. Isto posto, o atendimento individual e global nestas estações, provavelmente, são menores.

O importante a salientar é que mesmo com o Elo CC sem estar na sua potência máxima (apenas 2.937,2 MW conforme o caso base de Outubro/2006 carga leve) e com os filtros ZRC e ZRN em nível de desligamento por atuação da proteção de sobrecarga harmônica, os índices de Distorção Total de Tensão - DHT_V , ainda são atendidos em certas condições, o que demonstra que esta metodologia não atende, necessariamente, aos requisitos dos equipamentos de filtragem harmônica no sistema, ainda mais se for levado em consideração que tais equipamentos, a nível sistêmico, são raros.

✓ Bancos de Capacitores da região

Os capacitores mais representativos da região, ou seja, os que apresentam as maiores influências no perfil de tensão dos barramentos da região circunvizinha a SE Ibiúna, são os bancos de capacitores da SE Tijuco Preto e da SDE Ibiúna. Os bancos da SE Tijuco Preto são de 200 Mvar cada um, de um total de 9 bancos, ou seja, 1.800 Mvar de potência reativa e os bancos de capacitores da SE Ibiúna de 294 Mvar cada um, de um total de 2 bancos, ou seja, 588 Mvar de potência reativa. Conforme referência [16],

o banco de capacitores é um filtro natural (ressonância série) sintonizado para um harmônico definido por:

$$h = \left(\frac{Q_s}{Q_c} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (12)$$

Onde:

h	Ordem do harmônico, ou seja, o h -ésimo harmônico.
Q_c	Potência Reativa do banco de capacitores série.
Q_s	Potência Reativa de Curto-Circuito no ponto de conexão do capacitor.

Para o caso em questão, os bancos da SE Tijuco Preto são de 200 Mvar e potência de curto-circuito de 27.223,5 Mvar, causando uma sintonia para um interharmônico de **11,7**. Já para os bancos da SE Ibiúna de 294 Mvar e potência de curto-circuito na SE Ibiúna de 21.792,0 Mvar a sintonia seria para o interharmônico de **8,6**. Vale ressaltar que as potências de curto-circuito foram obtidas do caso base de Dezembro de 2006 para o ANAFAS. Assim, a *figura 83*, demonstra a entrada dos bancos de capacitores e a relação com o carregamento harmônico nos bancos ZRC e ZRN.

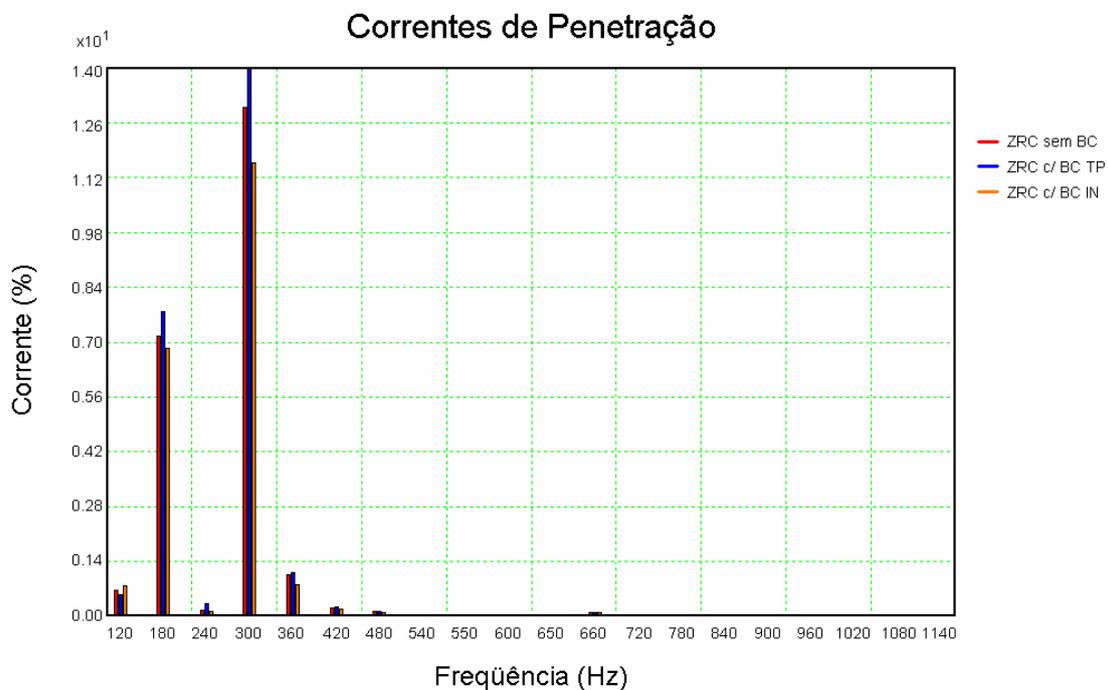


Figura 83 – Influência no carregamento harmônico do banco ZRC para a entrada de bancos de capacitores shunt na SE Ibiúna (BC IN) e SE Tijuco Preto (BC TP)

É importante frisar que foram conectados todos os bancos em cada subestação, ou seja, 588 Mvar na SE Ibiúna e 1.800 Mvar na SE Tijuco Preto. As variações de carregamento podem ser atribuídas à alteração do ponto de ressonância do sistema, com ampliações e/ou atenuações dependendo do ponto de conexão. Há também a interação entre a elevação das tensões harmônicas, pelo efeito do reativo do banco de capacitores, que eleva a corrente nos ramos paralelos, haja vista a constância da impedância paralela. Isto contribui, dependendo do caso, para a elevação do carregamento harmônico.

Existem outras medidas mitigatórias, como chaveamento de outros bancos de filtros de 11° e 13° ou HP, haja vista que os bancos ZRC e ZRN possuem também ramos de 11° /13 ° e HP, respectivamente. Porém, o objetivo computacional é a avaliação nos ramos de 3° e 5°, portanto estas simulações não serão efetuadas. A redução de tensão do barramento de 345 kV da SE Ibiúna, é efetuada com base na tensão da frequência fundamental. Assim a mesma não tem como ser simulada, devido ao programa não efetuar a interação com o fluxo de carga e grandezas elétricas na frequência fundamental com os harmônicos, apesar de o fluxo ser sensível a variações de potência reativa conforme acima. A redução do Elo CC, visa possibilitar o desligamento de conversores, reduzindo sua injeção de harmônicos.

Isto posto, podemos verificar pelas simulações os seguintes aspectos importantes:

1. A LT 500 kV Ibiúna / Bateias contribui significativamente para a injeção de 5° harmônico para a SE Ibiúna, sendo que a manobra da sua abertura, em todos os períodos de carga, é a que mais influencia no carregamento harmônico dos ramos de 3° e 5° harmônicos dos bancos de dupla sintonia ZRC e ZRN;
2. A indisponibilidade ou retira de operação dos bancos de capacitores série da LT 500 kV Ibiúna / Bateias apresenta pouca influência no carregamento harmônico dos ramos de 3° e 5° harmônicos dos bancos de dupla sintonia ZRC e ZRN;

3. A LI 345 kV Interlagos / Ibiúna também contribui para a injeção de 5º harmônico para a SE Ibiúna, em menor proporção que a anterior, sendo a segunda alternativa para minimizar o carregamento harmônico dos bancos ZRC e ZRN;
4. A manobra de abertura da LT 500 kV Ibiúna / Bateias produz efeitos positivos e negativos no carregamento harmônico dos bancos ZRC e ZRN dependendo do fluxo de potência ativa na frequência fundamental que esteja passando por ela, conforme registros em tempo real. Esta relação não tem a ver com a topologia da rede, face ao fato de que a mesma resposta foi obtida para os casos de Outubro de 2005 e 2006. Assim, infere-se a sua relação com o sentido da corrente fundamental.
5. Não foram efetuadas outras simulações de desligamentos de outros equipamentos por dois motivos principais:
 - a. O não conhecimento da localização, valores e ângulos das injeções harmônicas na região de interesse;
 - b. A não representação trifásica efetuada pelo programa, que efetua a análise monofásica somente, desprezando acoplamentos mútuos que são importantes para análises de equipamentos de manobra, devido à alteração das ressonâncias do sistema.

Capítulo 4 - Aspectos Operativos

Os aspectos operativos tratados neste trabalho referem-se à análise quantitativa tanto em nível sistêmico, para o SIN, quanto para os equipamentos da estação conversora que recebem a influência da circulação de componentes harmônicos de corrente nas suas instalações, prejudiciais aos mesmos conforme relatado no capítulo inicial. As medidas corretivas que apresentaram maior influência foram os desligamentos de linhas de transmissão, conforme simulações no Capítulo 3. Agora será analisado, sob o ponto de vista da operação, o impacto que estes desligamentos causam no sistema, além da redução do carregamento harmônico, tais como a deterioração da confiabilidade da região, limitação de transmissão e suscetibilidade a manutenções mais urgentes.

4.1 - Supervisão das Sobrecargas Harmônicas na SE Ibiúna

A sobrecarga harmônica, conforme o nome definido, não se refere propriamente a “sobrecarga”, no seu correto significado técnico, pois os bancos de filtros não estão sendo expostos a situações operativas cujas grandezas físicas associadas a eles estão acima da especificação nominal, gerando danos ao mesmo, causados por aquecimento devido ao efeito joule gerado pela passagem da corrente elétrica. Segundo o Submódulo 20.1 dos Procedimentos de Rede, sobrecarga é definido como: “Condição de operação com carregamento acima do valor nominal do equipamento. Diz-se, também, operação em sobrecarga”. Assim, as correntes harmônicas as quais estão sendo submetidos os bancos de filtros ZRC e ZRN da SE Ibiúna não caracterizam a operação destes em sobrecarga, ou seja, estão abaixo do seu valor nominal.

O problema operativo advindo da atual operação é que tais correntes estão situando-se muito próximas ao ajuste da sua proteção de sobrecarga harmônica, definido por projeto. Assim, atualmente, este ajuste refere-se a um alerta de que a corrente está em um nível de carregamento maior ou igual a 85% do nível de “trip” da proteção de sobrecarga harmônica dos referidos bancos (36,10 A)

A natureza incerta e complexa do carregamento harmônico principalmente por não ser balanceado/equilibrado, causa preocupação na operação em Tempo real quando da atuação de alarme de “sobrecarga harmônica”. Some-se a isso o fato da supervisão em tempo real nos Centros de Operação de Furnas (COS em Botafogo-RJ e CTRS em Campinas-SP) e Centros de Operação do ONS (COSR-SE em Botafogo-RJ e CNOS em Brasília-DF) serem somente da fase C por haver sido definida como a mais crítica na campanha de medições de 2003, conforme *Capítulo 2*. A ação operativa deverá ser o mais rápido possível de maneira a minimizar o carregamento dos bancos, de modo a evitar a atuação da proteção. Caso a proteção atue em apenas um dos bancos, o desligamento deste acarreta em elevação do carregamento harmônico do banco remanescente que, invariavelmente, será desligado também pela atuação da sua proteção.

De acordo com o projeto do Elo CC informado no *Capítulo 2*, o impedimento de ambos os bancos de filtros de 3º e 5º harmônico, leva a operação do Elo de Corrente Contínua a um nível de potência de 160 MW de potência total. Esta limitação, em termos práticos, significa a indisponibilidade do Elo de Corrente Contínua, pois está sendo indisponibilizada uma fonte de potência da ordem de 6.300 MW para 160 MW (redução de mais de 97% da potência nominal do Elo CC).

Abaixo, nas *figuras 84 e 85*, encontram-se os gráficos da quantidade de alarmes de sobrecarga harmônica e a duração das mesmas, por mês no ano de 2006. Este gráfico é uma estratificação da *figura 31* no ano de 2006. Vale ressaltar, conforme consta na *figura 31*, que em 26/11 houve a entrada dos novos bancos ZRI e ZRJ, causando a não atuação de alarme de “sobrecarga” harmônica a partir desta data.

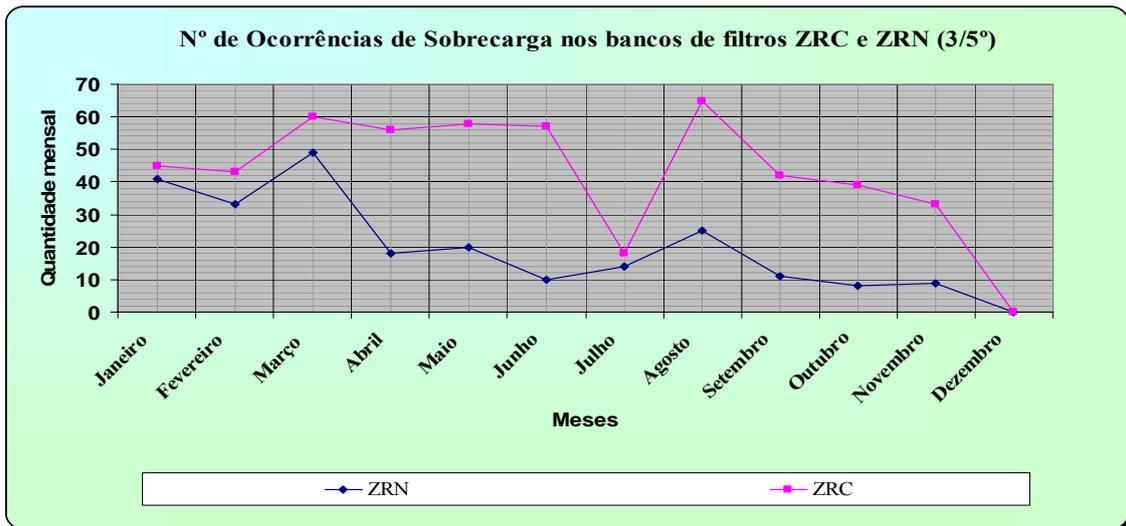


Figura 84 - Gráfico mensal do número de ocorrência de sobrecargas harmônicas no ano de 2006

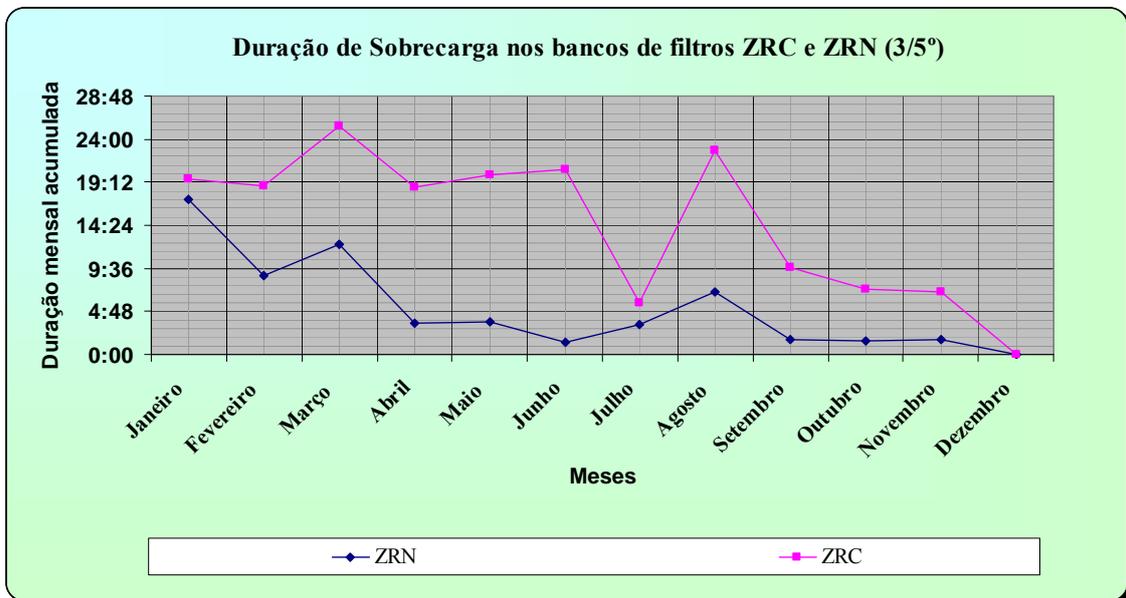


Figura 85 - Gráfico mensal da duração de Sobrecarga harmônica no ano de 2006

Estes alarmes estão disponíveis no Sistema de Supervisão e Controle dos Centros de Operação de Furnas e ONS, através do monitoramento do carregamento total dos bancos. A corrente recebida pelo relé de proteção de sobrecarga harmônica (através de uma de suas placas de medição, denominada P₃) é convertida em uma medida de tensão em *milivolts*, disponibilizada no SSC do COS, COSR-SE e CNOS. Esta grandeza, além de visualização, em tempo real, também é empregada na geração de alarmes quando o carregamento em qualquer das fases atinge 85 % do nível de “trip” do componente.

Para a operação, a supervisão do valor em *milivolts* é referente ao carregamento total, da fase C, do ramo de 3° e 5° dos bancos ZRC e ZRN. Porém o alarme de sobrecarga é para qualquer ramo ou componente (exceto o capacitor) de qualquer fase. Deste modo, a operação possui a supervisão de um ponto para nove possíveis alarmes, o que dificulta o correto acompanhamento do carregamento. Isto ocorre devido à limitação do equipamento que exerce a supervisão do Elo de Corrente Contínua (SINDAC – *Systems Integrated Network Dispatch and Control*) que não disponibiliza pontos suficientes para a supervisão plena dos bancos, através do SSC.

Portanto, mesmo não sendo caracterizada a sobrecarga nos bancos de filtros, as ações operativas mitigatórias deverão ser iniciadas o mais rápido possível. Isto se deve ao fato de que caso a fase que esteja sendo monitorada (através dos valores em *milivolts*) em tempo real aparente tendência a permanecer com valor constante ou em declínio, não há como saber ou mensurar, atualmente, a situação das demais fases e/ou componentes.

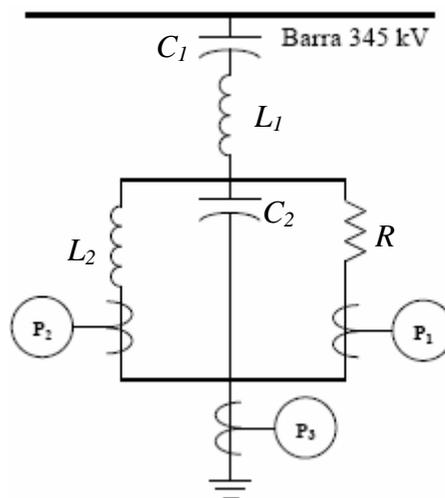


Figura 86 – Representação do ramo de 3° de 5° harmônico dos bancos de filtros ZRC e ZRN com a localização das placas de aquisição da proteção de sobrecarga harmônica

A partir da placa P_3 referenciada na *figura 86* acima, o valor de corrente é convertido conforme o diagrama da *figura 87*.

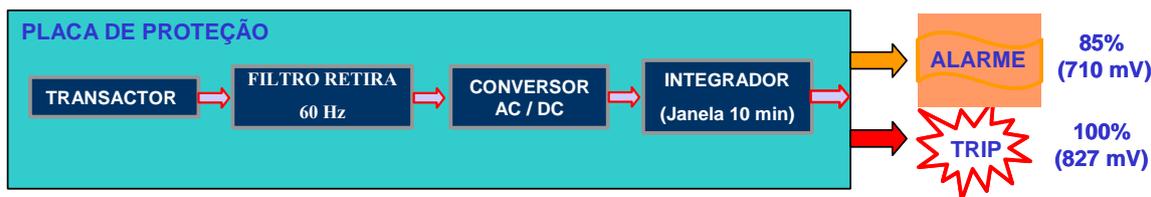


Figura 87 - Diagramação da conversão do valor de corrente nos bancos de filtros, pela placa P3, em milivolts para o Sistema de Supervisão e Controle

A corrente pelo ramo é lida pelo TC chamado TRANSACTOR. Esta corrente medida inclui as suas componentes harmônicas. O filtro passa - alta (acima de 60 Hz), retira a componente fundamental - 60 Hz da corrente eficaz, deixando apenas a corrente eficaz harmônica que é convertida em um nível DC equivalente em *milivolts* (analógico), integralizada em uma janela de 10 minutos, que entra no sistema de supervisão e controle do Elo CC (SINDAC) e daí, disponibilizado para o SSC de Furnas e do ONS.

Os valores ajustados para o desligamento dos bancos de filtros ZRC e ZRN são os mostrados na *tabela 22* a seguir.

Tabela 22 - Ajustes da proteção de sobrecarga harmônica dos bancos ZRC e ZRN

Pontos de Medição	Componentes	Ajustes para Proteção de Sobrecarga Harmônica
		Nível de “trip” (<i>corrente harmônica eficaz</i>)
P3	Reator L ₁	36,1 A
P2	Reator L ₂	63,5 A
P1	Resistor R	4,4 A

Este valor de ajuste de ‘trip’ da proteção de sobrecarga harmônica – reator L₁ é 10% acima do valor especificado como o valor máximo de carregamento harmônico para os ramos de 3º e 5º harmônicos dos bancos ZRC e ZRN – 32,8 A, visando evitar que carregamentos marginais ao limite nominal causem a atuação da proteção, conforme prática já amplamente difundida na proteção de sistemas elétricos. O alarme de 85% ocorre para um carregamento total de 30,68 A eficazes.

Os bancos antigos (ZRC e ZRN) utilizam uma filosofia de medição considerando, a corrente fundamental sempre como máxima, ou seja, não é medida essa componente. Somente é medida a corrente harmônica eficaz, devido ao filtro passa alta que retira o 60 Hz, conforme *figura 84*. Isto traz também o problema do ‘trip’ não estar, necessariamente, associado à máxima temperatura suportada pelo ramo, que é o fator limitante no final. Já nos novos bancos (ZRI e ZRJ), é realizada a medição individual para a fundamental, 3ª e 5ª harmônicas, bem como em cada reator, temperatura por fase. Portanto, sua proteção é baseada, corretamente, na temperatura dos enrolamentos dos reatores L₁ e L₂, ajustados para 95°C para alarme de urgência e 101°C para alarme de urgência com desligamento em 20 minutos do banco, conforme filosofia de proteção da empresa.

Na *figura 88* é mostrada a tela do Sistema de Supervisão e Controle do COS de Furnas, com os valores de mV para os bancos ZRC e ZRN e os valores de correntes fundamental, de 3º e 5º harmônicos para os novos bancos ZRI e ZRJ em Ampères, além da temperatura dos reatores, por fase.

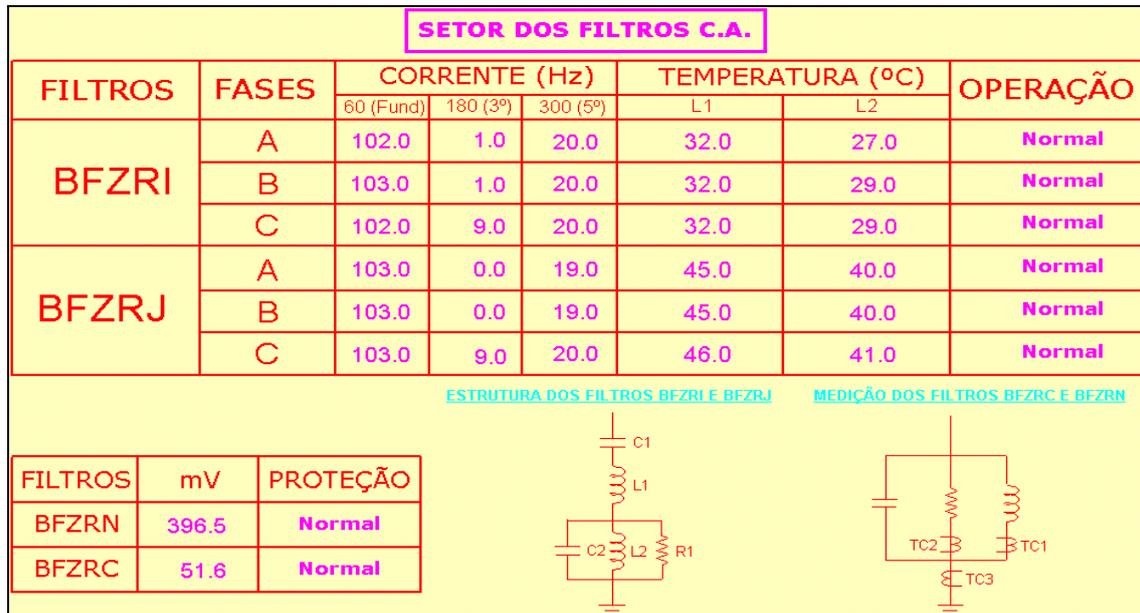


Figura 88 - Vista do Sistema de Supervisão e Controle com a tela que reporta os valores de mV dos bancos ZRC e ZRN e valores de corrente dos bancos ZRI e ZRJ, do dia 26/02/2007

4.2 - Impacto das principais medidas corretivas para controle de carregamento harmônico nos bancos ZRC e ZRN

Conforme relatado no *Capítulo 2* e verificada sua eficácia nas simulações do *Capítulo 3*, uma das principais medidas implementadas quando da análise dos dados da campanha de medição de 2003 foram àquelas definidas na MOP 171/2003. Até a entrada dos novos bancos, outras mensagens de operação (ex.: MOP 053/2005, MOP 083/2005, MOP 089/2005, etc.) tiveram que ser efetuadas, visando efetuar os ajustes devidos na correta atuação das medidas corretivas para redução do carregamento harmônico dos bancos ZRC e ZRN, em virtude da realimentação obtida através de descritivos nos relatórios de operação das manobras efetuadas na operação em tempo real. A mudança mais drástica diz respeito à abertura de um dos circuitos da LI 500 kV Ibiúna / Bateias, cuja abertura às vezes auxiliava a redução de carregamento harmônico e outras vezes, piorava. Após cuidadosa análise dos registros disponibilizados pelas empresas ao ONS, foi verificado que esta influência estava ligada diretamente ao sentido do fluxo de potência ativa na frequência fundamental. Esta conclusão também foi obtida através de simulação computacional realizada no capítulo anterior. A seguir serão demonstrados os registros de tempo real que confirmam estas situações.

A LI 500 kV Ibiúna / Bateias foi construída com fins energéticos, ou seja, visando, principalmente, aumentar a capacidade de transporte de energia excedente da região Sul do Brasil para a região Sudeste (de acordo com o perfil energético destas sub-bacias, as mesmas são, praticamente, complementares, ou seja, em situações normais, enquanto uma sub-bacia está em seca, a outra está em cheia). Deste modo o seu sentido de fluxo de potência ativa é variável dependendo de qual sub-bacia está enviando energia para a outra.

Assim, foi verificado que para o sentido de fluxo de potência ativa na frequência fundamental no sentido Ibiúna → Bateias, a abertura de um circuito para controle de harmônico produz a redução do carregamento harmônico e seu fechamento, conseqüentemente, eleva este carregamento, como pode ser visualizado na *figura 89* abaixo.

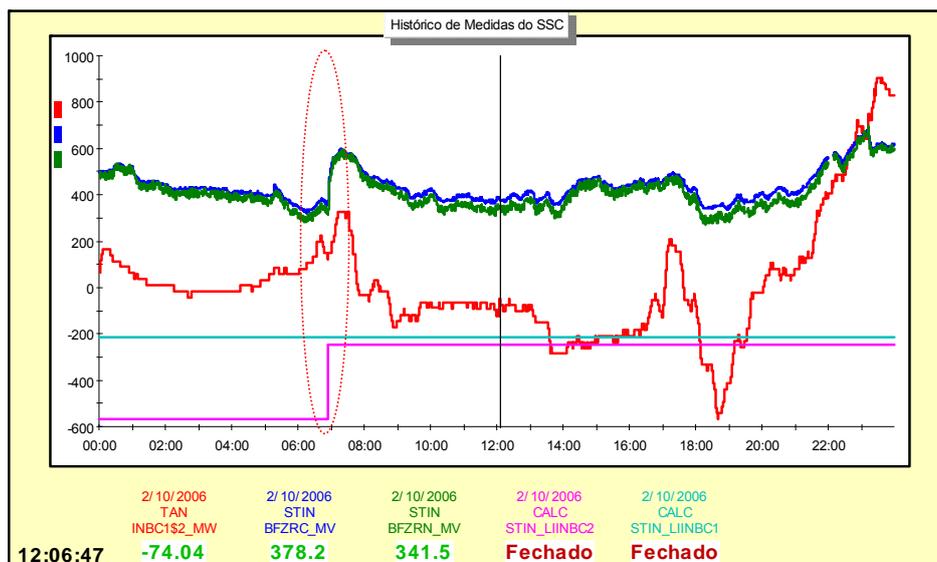


Figura 89 - Elevação de carregamento harmônico (azul e verde) dos bancos ZRC e ZRN quando do fechamento do circuito 2 (rosa) da LI 500 kV Ibiúna / Bateias para o cenário Sudeste Exportador.

Onde:

<i>TAN</i> <i>INBC1\$2_MW</i>	Valor de potência ativa, em MW, nos circuitos 1 e 2 da LI 500 kV Ibiúna / Bateias circuito 1, medido na SE Bateias (valor <u>positivo</u> , <u>saindo</u> da SE Bateias, valor <u>negativo</u> , <u>entrando</u> na SE Bateias).
<i>STIN</i> <i>BFZRC_MV</i>	Valor de carregamento harmônico no banco de filtros ZRC, em milivolts.
<i>STIN</i> <i>BFZRN_MV</i>	Valor de carregamento harmônico no banco de filtros ZRN, em milivolts.
<i>CALC</i> <i>STIN_LIINBC1</i>	Valor digital do estado operativo da LI 500 kV Ibiúna / Bateias circuito 1, qual seja, Aberto (desligada) ou Fechado (ligada).
<i>CALC</i> <i>STIN_LIINBC2</i>	Valor digital do estado operativo da LI 500 kV Ibiúna / Bateias circuito 2, qual seja, Aberto (desligada) ou Fechado (ligada).

Caso o sentido do fluxo de potência ativa na frequência fundamental esteja no sentido Bateias → Ibiúna, a abertura de um circuito para controle harmônico produz o aumento do carregamento harmônico, como mostrado na *figura 90*.

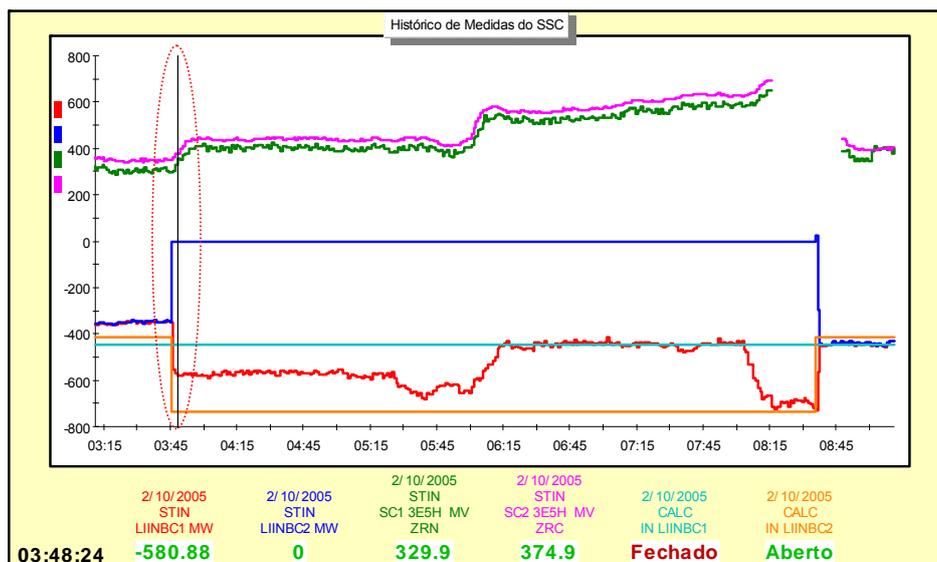


Figura 90 - Elevação de carregamento harmônico (rosa e verde) dos bancos ZRC e ZRN quando da abertura do circuito 2 (laranja) da LI 500 kV Ibiúna / Bateias para o cenário Sul Exportador.

Sendo:

<i>STIN</i> <i>LIINBC1 MW</i>	Valor de potência ativa, em MW, no circuito 1 da LI 500 kV Ibiúna / Bateias circuito 1, medido em Ibiúna (STIN) (valor <u>positivo</u> , <u>saindo</u> da SE Ibiúna, valor <u>negativo</u> , <u>entrando</u> na SE Ibiúna).
<i>STIN</i> <i>LIINBC2 MW</i>	Valor de potência ativa, em MW, no circuito 1 da LI 500 kV Ibiúna / Bateias circuito 2, medido em Ibiúna (STIN) (valor <u>positivo</u> , <u>saindo</u> da SE Ibiúna, valor <u>negativo</u> , <u>entrando</u> na SE Ibiúna).
<i>STIN</i> <i>SC1 3E5H MV</i>	Valor de carregamento harmônico no banco de filtros ZRN, em milivolts.
<i>STIN</i> <i>SC2 3E5H MV</i>	Valor de carregamento harmônico no banco de filtros ZRC, em milivolts.
<i>CALC</i> <i>IN LIINBC1</i>	Valor digital do estado operativo da LI 500 kV Ibiúna / Bateias circuito 1, qual seja, Aberta (desligada) ou Fechada (ligada).
<i>CALC</i> <i>IN LIINBC2</i>	Valor digital do estado operativo da LI 500 kV Ibiúna / Bateias circuito 2, qual seja, Aberta (desligada) ou Fechada (ligada).

Conforme mostram os registros de tempo real, foram alteradas as ações mitigatórias para reduzir o elevado carregamento harmônico na SE Ibiúna considerando estas premissas:

- ✓ Caso o cenário energético esteja no sentido Sudeste Exportador, poderá ser aberto um dos circuitos da LI 500 kV Ibiúna / Bateias;
- ✓ Caso o cenário energético esteja no sentido Sul Exportador, não deverá ser aberto um dos circuitos da LI 500 kV Ibiúna / Bateias, devendo, no seu lugar, ser aberto um dos circuitos da LT 345 kV Ibiúna / Tijuco Preto.

O principal problema causado por esta metodologia (abertura de linhas), estabelecida pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, para reduzir o carregamento harmônico nos bancos de filtros de 3º e 5º Harmônicos na SE Ibiúna (ZRC e ZRN) é a exposição dos equipamentos da empresa proprietária (Furnas Centrais Elétricas S.A.) a manobras excessivas conforme pode ser visualizado na *figura 91*.

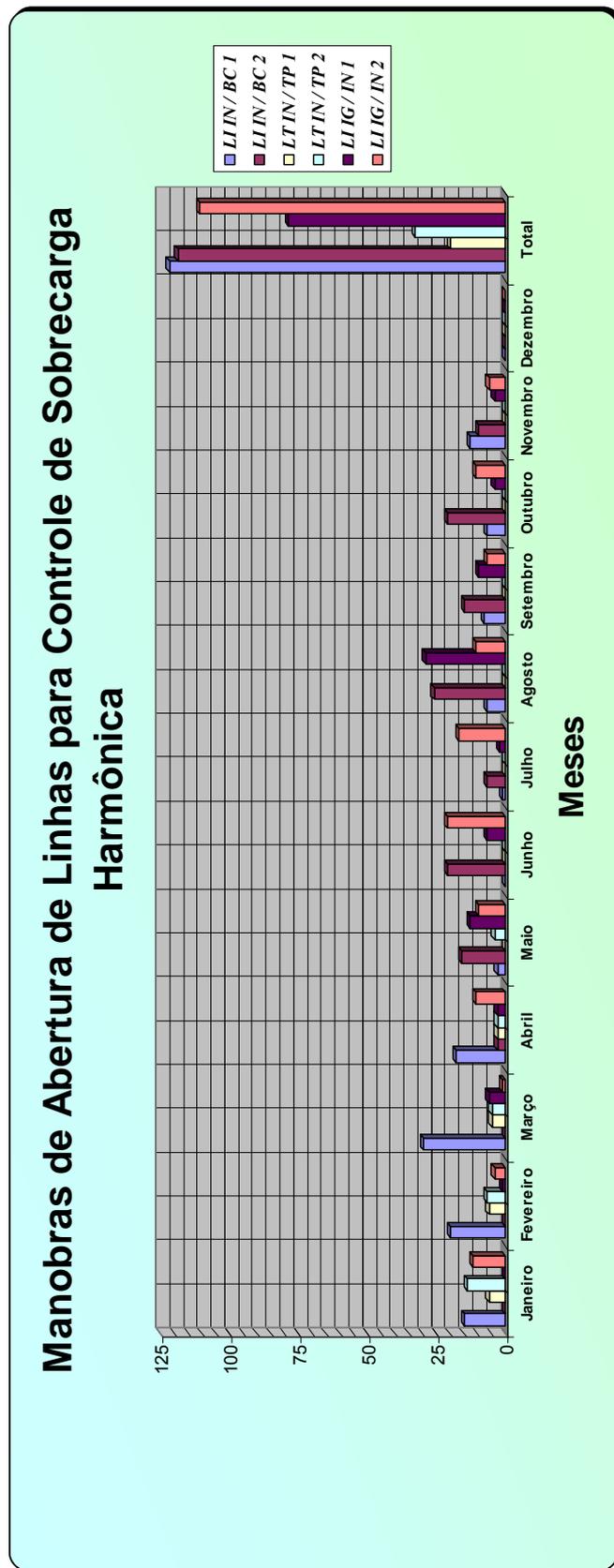


Figura 91 - Número de Manobras de linhas de transmissão no ano de 2006 (somente abertura) para sanar as "sobrecargas harmônicas" nos bancos de filtros ZRC e ZRN

De acordo com o procedimento adotado atualmente pelo ONS, a ordem de desligamentos de linhas para reduzir o carregamento harmônico nos bancos ZRC e ZRN é a seguinte: LT 345 kV Interlagos / Ibiúna circuito 1 ou 2; LT 500 kV Ibiúna / Bateias circuito 1 ou 2 (cenário Sudeste Exportador) ou LT 345 kV Ibiúna / Tijuco Preto circuito 1 ou 2 (cenário Sul Exportador). Porém para cada uma destas manobras, temos problemas de ordem sistêmica, que serão explanados a seguir.

1. Abertura da LT 345 kV Interlagos / Ibiúna circuito 1 ou 2

A abertura da linha está condicionada a seguinte inequação (conforme termo utilizado na praxe da operação em tempo real) pré-desligamento:

$$\begin{aligned}
 & \text{Fluxo na Transformação 440/230 kV na SE Cabreúva} + \text{Fluxo na Transformação 440 / 345 kV} \\
 & \text{na SE Embu-Guaçu} + \sum \text{Fluxo nos circuitos 1 e 2 da LT 345 kV Interlagos / Ibiúna} + \\
 & \sum \text{Fluxo nos circuitos 1, 2 e 3 da LT345 kV Baixada Santista / Tijuco Preto} < 5.000 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

(13)

A inequação 13 visa evitar que caso ocorra a abertura do circuito paralelo, quando o outro já estiver desligado para controle de carregamento harmônico, haja colapso de tensão na área São Paulo. Segundo estudos realizados e conforme recomendações já existentes para desligamentos destes circuitos, caso o fluxo nos pontos definidos na inequação acima esteja acima de 5.000 MW, há grande probabilidade de colapso de tensão, associado às saídas intempestivas de circuitos e cargas na região da grande São Paulo, causando colapso no sistema. Além disso, o fluxo para a região sudeste (FSE - fluxo de potência ativa nas LT's 765 kV Itaberá / Ivaiporã, medidos na SE Ivaiporã) deverá estar limitado a, no máximo, 6.000 MW.

Devido à capacidade destas linhas de transmissão ser de 2.000 A, ou 1.195 MVA, não há necessidade de preocupação de possível sobrecarga na linha adjacente, quando de desligamento, pois antes que o carregamento da linha remanescente atinja os 2.000 A, a inequação acima é violada. Deste modo, caso a inequação seja violada durante a operação em tempo real, monitorada pelo CNOS, o circuito desligado deverá ser normalizado imediatamente.

(§) O diagrama unifilar da área em questão pode ser visualizado na *figura 92* a seguir, onde os círculos denotam as parcelas da *inequação 13*.

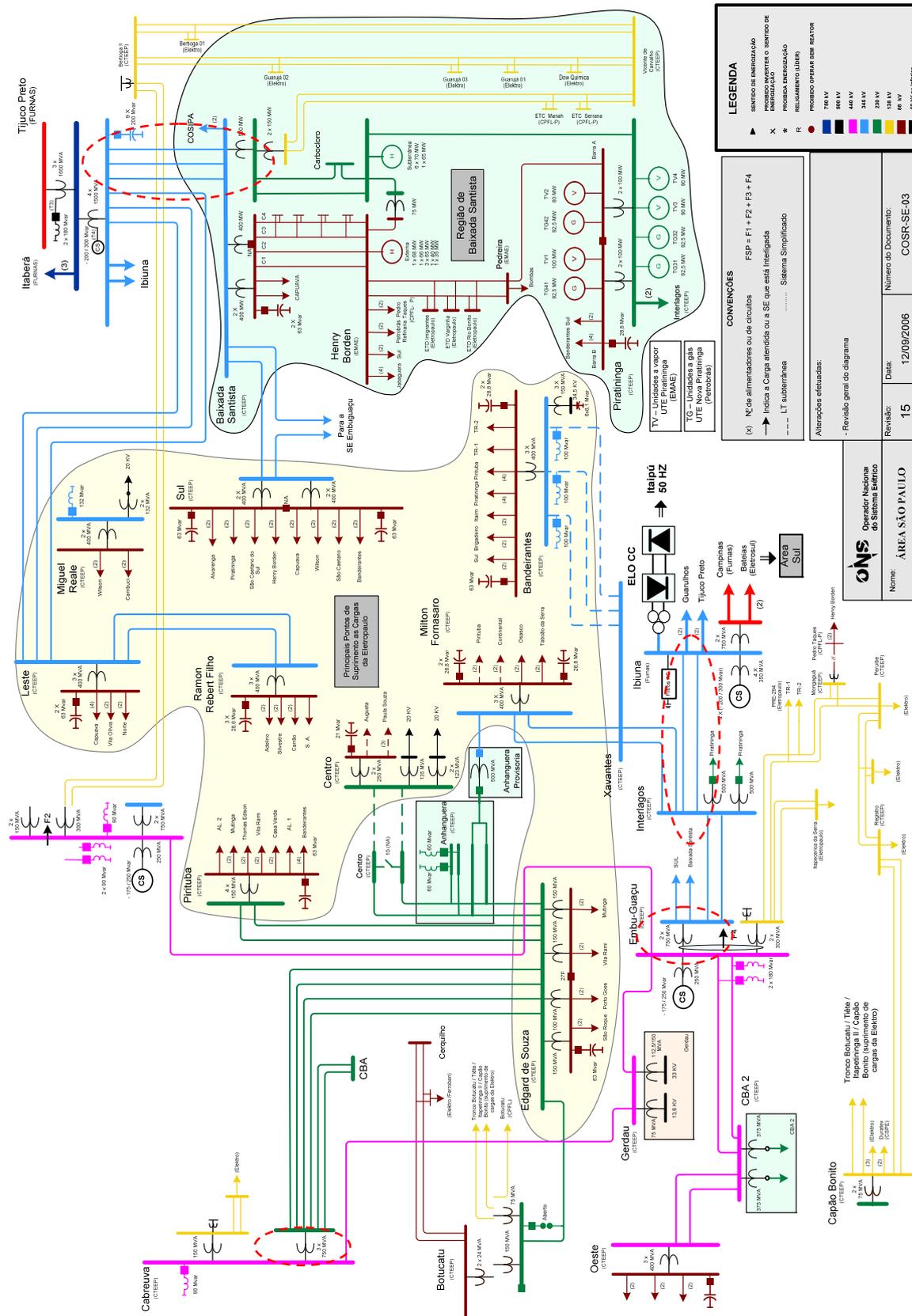


Figura 92 - Diagrama Operacional da Região de São Paulo com a área de monitoração da inequação para a abertura das Linhas Interlagos / Ibiúna

2. Abertura da LI 500kV Ibiúna / Bateias circuito 1 ou 2

A abertura desta linha está condicionada ao cenário eletroenergético do Sudeste/Centro-Oeste estar como exportador para o Sistema Sul. O Elo de Corrente Contínua deverá ser limitado em 5.100 MW (caso um circuito da LT 345 kV Interlagos / Ibiúna já esteja aberto, o Elo CC deverá estar limitado a 5.000 MW) e a corrente prévia em cada circuito deverá ser inferior a 900 A. Estes dois procedimentos visam garantir que o circuito paralelo ao desligado não entrará em sobrecarga (limite de 1.500 A por circuito devido a cabos condutores) quando da abertura do adjacente.

Além destas limitações a interligação, que pode transmitir até 1.400 MVA, também é utilizada como parâmetro para o estabelecimento dos limites dinâmicos do tronco de 765 kV da UHE Itaipu setor de 60 Hz. O fluxo nesta interligação é denominado FIBA – Fluxo Ibiúna - Bateias. Este fluxo em conjunto com outros tais como o FSE, mencionado anteriormente, e o FSUL – fluxo para o Sul medido na SE Ivaiporã (transformação 500/765 kV) compõe os limites para a transmissão de potência ativa por Itaipu 60 Hz, ou seja, a indisponibilidade de um equipamento pode alterar a transferência de energia entre as sub-bacias do Sul e do Sudeste, podendo reduzir a geração de Itaipu.

Caso um dos circuitos esteja desligado e venha a ocorrer o desligamento intempestivo do adjacente, dependendo das condições prévias (corrente igual ou superior a 800 A, geração da UHE Itaipu-60 Hz acima de 6.000 MW e/ou fluxo FSUL acima de 3.000 MW) poderá haver a atuação das lógicas 17 e/ou 18 do Esquema de Controle de Emergência – ECE do tronco de 765 kV da UHE Itaipu. A lógica 17 visa evitar sobrecarga inadmissível pela transformação 765/525 kV da SE Ivaiporã e a lógica 18 visa evitar a separação dos sistemas Sul e Sudeste por oscilação eletromecânica.

Somem-se a isso, algumas características de projeto, como o fato do banco de capacitores série da LI Ibiúna/Bateias 2 necessitar, quando desligado por um período maior que 48 horas, de alimentação externa de 220VCA para suprir a eletrônica da plataforma (contendo a fonte laser para o circuito de controle dos bancos de capacitores) e o circuito de resistência de aquecimento do painel. Portanto, quando ocorrer desligamento da LI Ibiúna/Bateias 2 e a mesma permanecer desligada por um período

maior que 48 horas, a alimentação externa de 220VCA deve ser retirada antes da normalização da linha. Isso implica em um tempo de 45 minutos para ligar a linha, caso a manobra de normalização seja realizada entre 07h30min e 16h30min (devido presença da equipe de manutenção na SE) em dias de expediente normal, e de 02h45min para quaisquer outros períodos (devido necessidade de acionamento da equipe de manutenção).

Vale ressaltar que esta linha também é utilizada como recurso para controle de tensão da malha sistêmica, sendo desligada, principalmente, no período de carga leve/mínima, com o intuito de diminuir a injeção de potência reativa para o sistema que a linha está pouco carregada (potência ativa passando pela mesma abaixo do seu SIL – “surge impedance load” - potência característica).

3. Abertura da LT 345kV Ibiúna / Tijuco Preto circuito 1 ou 2

A abertura de um dos circuitos está condicionada ao carregamento prévio total das linhas inferior a 1.400 MW, visando a não ocorrência de sobrecarga no circuito paralelo. A abertura desta linha geralmente só ocorre quando do cenário energético Sul Exportador, como medida paliativa pela impossibilidade da abertura de um dos circuitos da LT 500 kV Ibiúna / Bateias. O Valor do Elo CC deverá estar limitado a 4.600 MW, devido a estudos especiais efetuados no tronco em 345 kV, em que, dependendo do ponto de operação, um distúrbio em um circuito com o outro já desligado poderá causar falha de comutação na conversora de Ibiúna, causando problemas de transitórios eletromecânicos para o Paraguai.

Existem outros procedimentos prévios a abertura de linha que seriam:

- Conexão de filtros HP e 11°/13° disponíveis;
- Redução de tensão no setor de 345 kV da SE Ibiúna, visando à redução das correntes harmônicas nos filtros, através da atuação no ‘tap’ da transformação 500 kV / 345 kV da SE Ibiúna (bancos AT-01 e AT-02).
- Redução de potência do Elo CC, visando possibilitar o desligamento de conversores.

Porém, por experiência, os dois primeiros recursos produzem pouca influência. Já o último é um pouco mais complicado de ser efetuado, dependendo da situação de

atendimento de carga que esteja sendo efetuado no momento, causando a impossibilidade de redução de geração no momento. Esta opção volta a ser o último recurso, caso o desligamento das linhas não tenha reduzido o carregamento harmônico abaixo do valor de advertência (710 mV).

Um dos problemas em relação à metodologia de abertura de linhas é que tais manobras não são intrínsecas ao projeto dos equipamentos, incorrendo em descaracterização da sua função, estabelecida nos próprios Procedimentos de Rede do ONS [14], conforme abaixo reproduzido:

“7.323 Linha de Transmissão: Componente do sistema elétrico destinado à transmissão de energia elétrica, que interliga duas subestações.”

Deste modo, a função transmissão fica descaracterizada.

Além deste fato o gráfico da *figura 91* apresenta apenas o número de aberturas, equivalendo ao dobro de manobras nos disjuntores (abertura e fechamento). Assim, conforme demonstrado capítulo inicial, os Procedimentos de Rede também especificam o número de ciclos máximos que o disjuntor, por classe de tensão, deve abrir, sendo que este valor acaba, invariavelmente, aumentando conforme o aumento do número de operações do disjuntor. Por conseguinte, a manutenção nos equipamentos de manobras associados (notadamente disjuntores e seccionadoras) se eleva, gerando um aumento dos encargos do agente Furnas que além de ter seu filtros com carregamento elevado, circulação de correntes harmônicas acima de valor de projeto pela subestação é penalizado com a manobra excessiva em seus equipamentos.

Em relação à LT 500 kV Ibiúna / Bateias a situação também envolve outro aspecto que é a Parcela Variável – PV, ou seja, o pagamento imputado ao agente pela indisponibilidade para o Sistema da função transmissão (caso a solicitação venha do ONS, para controle de carregamento harmônico ou controle de tensão, a mesma não é contabilizada). Assim, uma vez o equipamento sendo aberto por solicitação do ONS para atendimento do Sistema, caso no retorno a linha algum dos seus equipamentos (seus disjuntores e equipamentos de manobras associados) apresente anormalidade que caracterize e indisponibilidade da linha, o Agente será penalizado a pagar um valor 15

vezes superior ao valor que seria pago caso a linha fosse desligada programadamente, através de coordenação de intervenção no equipamento junto ao ONS, conforme procedimentos vigentes. O valor da indisponibilidade programada da linha gira em torno de R\$ 1.000,00/minuto.

O desligamento da linha atendendo a condição sistêmica não gera o pagamento de Parcela Variável, conforme consta nos Procedimentos de Rede, submódulo 15.3, abaixo reproduzido, *grifo meu*:

“4.2.1.3 Para efeito da apuração requerida pelo Submódulo 15.8, relativo à composição da Parcela Variável dos pagamentos mensais das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, não serão considerados:

- (a) Desligamentos devidos a CASO FORTUITO ou de FORÇA MAIOR;
- (b) Desligamentos para implantação de MODIFICAÇÕES, AMPLIAÇÕES, REFORÇOS e MELHORIAS ou novas conexões legalmente autorizadas, desde que o desligamento conste no Programa Mensal de Intervenções, respeitando as condições existentes nos respectivos CPST's;
- (c) Desligamentos que o ONS venha a solicitar por razões operativas;
- (d) Desligamentos que o ONS ou os Agentes de Transmissão venham a solicitar por motivos de segurança de terceiros, para serviços ou obras de utilidade pública;
- (e) Desligamentos, por atuação de Esquemas Especiais de Proteção, desde que, após o desligamento, a função esteja apta a ser energizada, nos termos das rotinas padrão de recomposição do sistema de acordo com os Submódulos 10.12 e 10.24 dos Procedimentos de Rede;
- (f) Desligamentos em função de evento na rede elétrica que tenham sido iniciados devido a contingências em outra função, da própria ou de qualquer outro Agente de Transmissão ou USUÁRIO, desde que, após o desligamento a função esteja apta a ser energizada, nos termos das rotinas padrão de recomposição do sistema de acordo com os Submódulos 10.12, 10.24 dos Procedimentos de Rede, excetuados os casos de atuação indevida da proteção e erros de operação do Agente de Transmissão;
- (g) Desligamentos programados já iniciados e suspensos por orientação do ONS, quando da necessidade de atendimento à segurança e à integridade do sistema;
- (h) Desligamentos que tenham sido ocasionados por ação indevida do ONS;

(i) Desligamentos ocorridos por falhas em equipamentos em decorrência da não inclusão ou modificação na Programação de intervenções da Rede de Operação por parte do ONS;

(j) Atrasos na entrada em operação de MELHORIAS em instalações da Rede Básica;

(k) Desligamentos com duração inferior ao(s) valor(es) definido(s) por regulamentação da ANEEL ou conforme estabelecido em contrato – no caso da LT 500 kV Ibiúna / Bateias este tempo é de 1 minuto”

Isto é um ponto não coberto pelo atual sistema de PV (regido pelo CPST – Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão) e deve ser revisto urgentemente para abranger estas situações, principalmente pelo fato que atualmente está sendo revisto pela ANEEL o despacho que vai autorizar a PV não apenas para os novos encargos, mas para todo o sistema. Assim, estes problemas vão incorrer também em outras linhas que são desligadas para controle de tensão da malha sistêmica.

Mesmo que haja manutenção programada, baseada nos critérios da MCC (Manutenção Centrada em Confiabilidade), toda a logística baseada em prever quando a linha deverá ser desligada para manutenção dos seus equipamentos será muito difícil, face ao fato da operação quase diária dos equipamentos de manobra, gerando desgastes nos equipamentos que não são lineares com o número de manobras, causando, algum dos problemas abaixo relacionados:

- Desalinhamento de seccionadoras (seletoras de barra, de aterramento ou isoladora de linha);
- Discrepância de pólos dos disjuntores da linha, dos bancos de capacitores série ou reatores;
- Vazamentos de gás isolante SF₆ (Hexa-fluoreto de Enxofre), causando atuação de proteção mínima de disparo ou abertura;
- Atuação indevida do GAP do Banco de Capacitores Série da linha;

Com isso, gerar-se-á, pedidos de desligamentos de urgências ou impedimentos em emergência de equipamentos, causando perda de receita para o agente Furnas decorrente de pagamento da Parcela Variável.

Por exemplo, um balizador comum [24] para o estabelecimento da periodicidade de manutenção em disjuntores é a equação de número de manobras pelo quadrado da corrente interrompida, ou seja:

$$\boxed{\sum N \times I^2 = 16.000 \text{ kA}^2} \quad (14)$$

Onde:

N	Número de operações do disjuntor
I	Corrente interrompida pelo mesmo

Na *figura 93*, que refere-se a *equação 14*, para um valor de 6kA de corrente de interrupção de curto-circuito os pólos devem sofrer revisão após 444 aberturas.

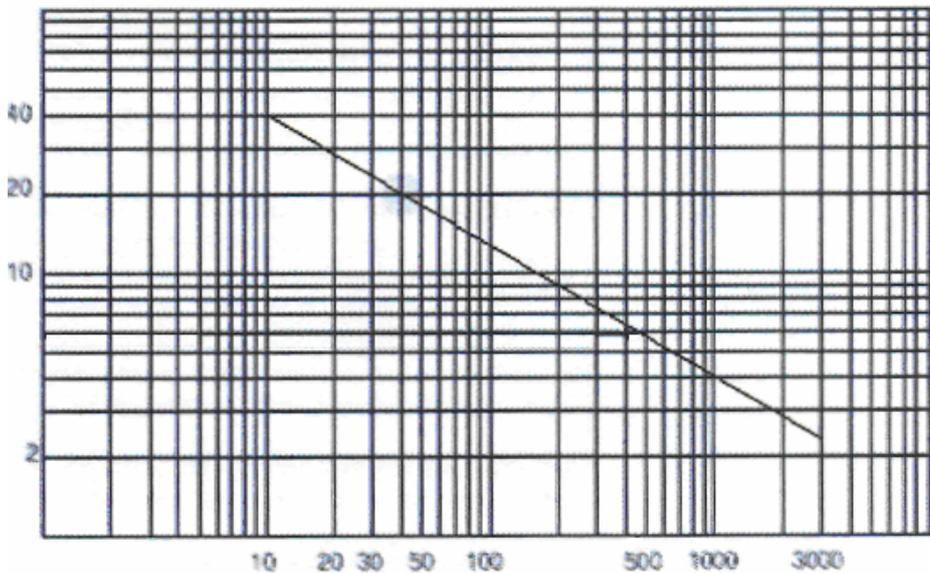


Figura 93 – Curva de manutenção dos pólos dos disjuntores AREVA GL-314, GL-317D e GL-318 (número de interrupções versus corrente interrompida em kA) – [24]

O valor de 16.000 kA^2 é o estabelecido para os disjuntores GL314 – 145 kV, GL317(D) – 362 kV e GL318 – 550 kV de fabricação da AREVA [24]. Uma análise preliminar informaria que os disjuntores da LI Ibiúna / Bateias poderiam efetuar 55

operações interrompendo um corrente de 17 kA (valor obtido por simulação no ANAFAS – Análise de Faltas, para a configuração de DEZ/2006 conforme base de dados do ONS). Para valores de corrente em regime normal de operação, definidos como a condição pré-desligamento (em torno de 900 A), o número de interrupções seria mais de 19.750 operações, valor bem superior ao verificado, porém este número soma-se às interrupções de curto-circuito gerando a diminuição do intervalo de manutenção no equipamento devido a desgaste elétrico. O que ocorrerá é que a cada 357 manobras de abertura em condições normais, equivalerá a 1 manobra em condição de curto-circuito. Vale lembrar que o desgaste mecânico é constante, independente do valor de corrente interrompido, sendo atribuído única e exclusivamente ao movimento mecânico interno do circuito de acionamento do disjuntor. Para os disjuntores da Areva acima mencionados, o ciclo de operações para revisão é de 3.000 operações. Abaixo, na *figura 94*, pode ser visualizada a programação de manutenção recomendada pelo fabricante.

VISITAS DE MANUTENÇÃO (1 a 2 vezes ao ano)					
INSPEÇÃO (a cada 5 anos)					
REVISÃO (Tempo de serviço: 20 anos)					
REVISÃO (Manobras mecânicas: 3000 ciclos)					
REVISÃO (Desgaste elétrico: vide "Limites de desgaste elétrico")					
■	■	■	■	■	Ler o contador de operações.
■	■	■			Inspeção geral: aspecto visual (corrosão, pintura, sinais de sobreaquecimento).
■	■	■	■	■	Verificar o funcionamento do sistema de aquecimento permanente. Verificar o estado dos arejadores.
■	■	■			Se o disjuntor estiver equipado com um densímetro de SF ₆ a mostrador, ou um manômetro, verificar a pressão de SF ₆ .
■					É recomendável executar pelo menos 2 ciclos CO ao ano, no caso de operação pouco freqüente , a fim de verificar o bom funcionamento do disjuntor e dos circuitos de comando e controle associados.
	■	■			Controlar os níveis de atuação do densímetro de contatos para SF ₆ . Em seguida, ajustar a pressão ao seu valor nominal.
	■	■	■		Verificar o aperto das partes não sujeitas à pressão do gás (estrutura, plataforma, armário).
	■	■	■		Verificar o aperto dos terminais de baixa tensão (* 6 meses após comissionamento).
	■	■	■		Verificar o funcionamento dos relês.
		■			Substituir as vedações da porta, dos painéis laterais e do teto.
	■	■	■	■	Medir os tempos de operação dos pólos e dos contatos auxiliares.
	■	■	■	■	Executar manobras nos ciclos recomendados, à tensão nominal.
			■	■	Substituir (ou recondicionar) as câmaras de ruptura. #

(#) Operação que só pode ser feita nas instalações do fabricante.

Figura 94 – Período de manutenção recomendada pelo fabricante AREVA para os disjuntores GL-314, GL-317D e GL-318 – [24]

Um outro fato importante é que, conforme visto no levantamento da *figura 91*, o número de manobras (somente abertura) do circuito 1 da LI 500 kV Ibiúna / Bateias está em torno de 125 manobras anuais. Esta manobra, para o disjuntor envolve, na verdade, 4 operações, ou seja:

- Abertura dos disjuntores para o desligamento da linha;
- Fechamento dos disjuntores após a abertura da seccionadora de saída de linha, visando efetuar a recomposição do vão da linha na estação – confiabilidade;
- Abertura do disjuntor para possibilitar o fechamento da seccionadora de saída de linha quando a mesma está sendo ligada novamente;
- Fechamento do disjuntor, religando a linha.

Deste modo, têm-se uma média de 500 operações do disjuntor anualmente. Como, pelo fabricante, através da *figura 94*, a revisão de manobras mecânicas estaria programada para um tempo superior a 20 anos, a média de 500 operações anuais faz com que esta manutenção seja efetuada a cada 6 anos, ou seja, antecipação de 70% do tempo previsto originalmente e contratado através de especificação técnica. Além disso, a revisão por desgaste elétrico, em (14), ocorreria acima de 3000 operações, o que não pode mais ser garantido. Deste modo, em média, o valor desta manutenção que envolve a substituição da câmara de ruptura representa algo em torno de 35% do preço de um disjuntor novo.

Acrescente-se a isso as manobras dos equipamentos mecânicos associados, principalmente as seccionadoras, que apresentam grandes quantidades de falha mecânica.

4.3 - Outros exemplos de problemas sistêmicos relacionados a circulação de harmônicos

Visando aumentar os subsídios referentes aos problemas da circulação indesejada de harmônicos no sistema, serão explanados dois casos que ocorreram, durante a confecção do trabalho, que procuram refletir a consequência dos harmônicos para o SIN.

4.3.1 - *Queima do Resistor de sintonia do banco ZRF da SE Ibiúna*

No dia 30/12/2006 ocorreram, na SE Ibiúna, alarmes de sobrecarga harmônica no banco de filtros HP (“High-Pass” – Passa-Alta) ZRF de 237 Mvar conforme discriminado na *tabela 23*:

Tabela 23 - Discretização por dia, horário e ações mitigatórias para a sobrecarga harmônica no banco ZRF

<i>Dia</i>	<i>Período de sobrecarga</i>	<i>Ação Mitigatória</i>
30/12/2006	09h38min – 09h47min	Redução programada do Elo CC
30/12/2006	10h32min – 10h40min	Desligado o banco e ligado o banco de capacitores shunt ZRD (294 Mvar)
30/12/2006	18h31min – 23h07min	Redução do Elo CC gradual
02/01/2007	07h37min – 07h45min	Desligado o banco e ligado o banco de filtros ZRL (HP – 296,4 Mvar)

No dia 02/01/2007 no período das 15h16min às 17h34min, foi efetuada inspeção e manutenção corretiva no banco de filtros, sendo encontrado e substituído um resistor da fase B que se encontrava queimado.

Na simulação efetuada pelo HarmZs, pode ser observado que a ausência do resistor no banco de filtros fez com que o filtro ZRF passe de filtro High-pass (Passa-

alta) para um filtro sintonizado entre o 24° e 25° harmônico ou, mais precisamente, em um interharmônico de 24,25° (1.455 Hz) conforme *figura 95*.

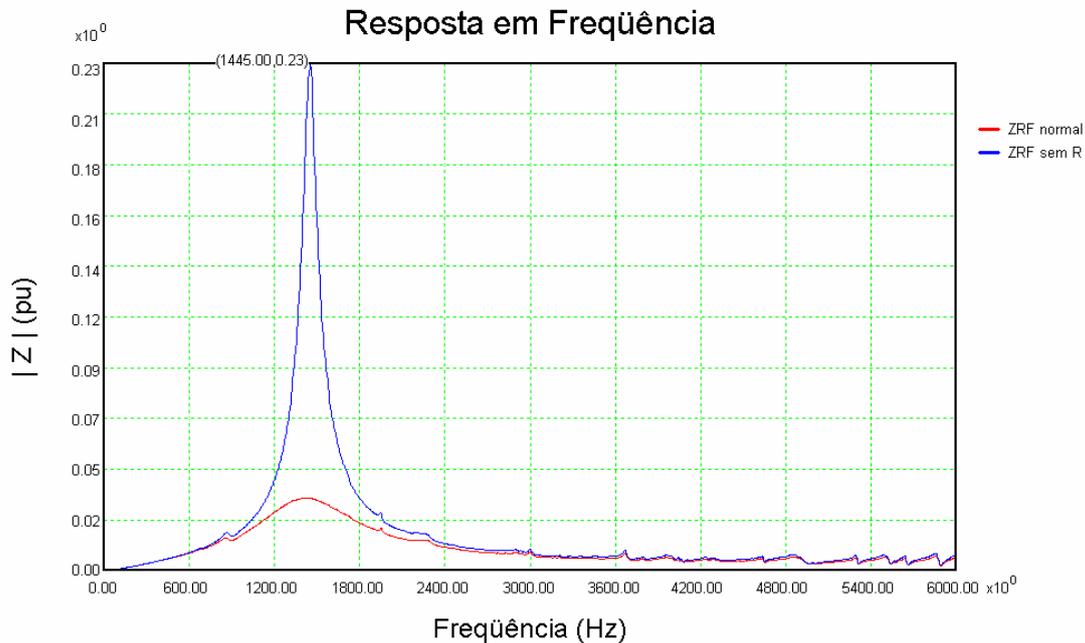


Figura 95 – Nova sintonia do banco ZRF após queima do resistor da fase B

Isto demonstra a circulação de outros harmônicos, também não característicos, que não estavam definidos no projeto. No caso em questão, em se aproximando de um harmônico par significa presença de componentes DC que afetam também a característica de transformadores de corrente, potencial e de potência devido a saturação do seu núcleo magnético.

4.3.2 - *Perturbação com ilhamento na região Centro-Oeste em 19/07/2006*

Em 19/07/2006, às 10h58min, houve perturbação na SE Samambaia (FURNAS), causando o desligamento dos seguintes equipamentos, conforme relatório do ONS [20]:

- LT's 345 kV Brasília Sul / Samambaia circuitos 1 e 2;
- LT's 345 kV Bandeirantes / Samambaia circuitos 1 e 2;
- Banco de Autotransformadores AT-01 e AT-02 (500/345/13,8 kV);
- Banco de Autotransformadores AT-04 e AT-05 (345/138/13,8 kV);

Instantes após, por oscilação, ocorreram os seguintes desligamentos:

- LT's 500 kV Serra da Mesa / Samambaia circuitos 1, 2 e 3;
- Banco de Autotransformadores AT-01 (525/230/13,8 kV) na UHE Serra da Mesa;
- LT 500 kV Serra da Mesa / Gurupi circuito 2;
- LT 230 kV Barro Alto / Niquelândia;
- Unidades Geradoras 6, 8, 9 e 12 da UHE Tucuruí, totalizando 1.290 MW;
- Unidades Geradoras 1 e 5 na UHE Lajeado, totalizando 217 MW;
- Unidade Geradora 3 com 139 MW;
- Perda de aproximadamente 327 MW de carga na região.

Após estes eventos, a região de 230 kV da UHE Serra da Mesa, UHE Cana Brava e SE Niquelândia, permaneceram ilhadas através da UHE Cana Brava com 1 unidade geradora, alimentando os consumidores Porangatu e Minaçu (138 kV da UHE Serra da Mesa), CODEMIN e CNT (230 kV da SE Niquelândia). Para efetuar o re-sincronismo da região ilhada ao SIN, devido a limitações de fechamento de paralelo nas linhas, haveria necessidade de desligamento das cargas e geração para e então promover a normalização das mesmas. Esta ação foi motivada devido à inexistência de estudos e, conseqüentemente, procedimentos para a operação ilhada da UHE Cana Brava. A redução de geração seria escalonada com a retirada de carga, de modo a minimizar os impactos aos consumidores. Porém, durante o processo de redução de geração, quando a unidade geradora 2 encontrava-se com 40 MW, houve atuação da proteção diferencial da unidade geradora. Após análise oscilográfica, foi verificado que a atuação da proteção diferencial ocorrera por elevado componente de 4º harmônico de corrente, em torno de 81,14%. Isto se deve ao fato das cargas de CODEMIN e CNT serem mineradoras eletro-intensivas, com fornos a arco-voltaico.

O diagrama esquemático da área de perturbação pode ser visualizado na *figura 96*.

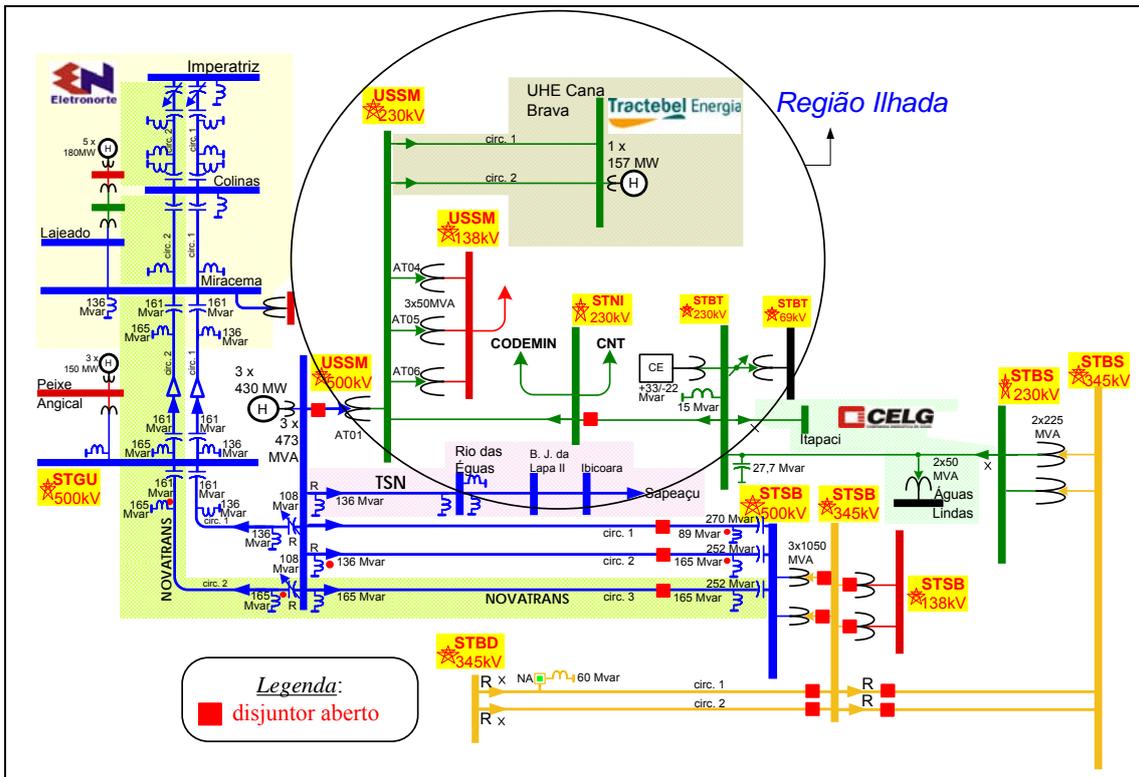


Figura 96 – Diagrama esquemático da perturbação na área Brasília no dia 19/07/2006 às 10h58min

Deste modo, pode-se ver que existem outras fontes ligadas diretamente à rede básica, que são fontes harmônicas de correntes e/ou tensão, ainda não totalmente conhecidas. O projeto das instalações sistêmicas não leva em consideração estas influências e assim fica sujeito a ocorrências inesperadas como a aqui relatada.

Capítulo 5 - Conclusões e Sugestões

O presente trabalho teve o intuito de contribuir com os aspectos operativos decorrentes de soluções de engenharia propostas para minimizar e/ou mitigar o carregamento harmônico elevado nos ramos de dupla sintonia de 3° e 5° harmônico dos bancos de filtros ZRC e ZRN na SE Ibiúna, pertencente ao tronco de transmissão em 345 kV de Furnas centrais Elétricas S.A.

A análise de tais medidas envolve aspectos, como os demonstrados nesta dissertação, que muitas vezes fogem às análises efetuadas tanto nas especificações dos equipamentos quanto na proposta de soluções para os carregamentos, tais como os impactos em equipamentos de manobras, redução de confiabilidade da região e, principalmente, a questão de Parcela Variável que atualmente impacta severamente aos Agentes de Transmissão do Brasil.

Procurou-se enfatizar também a problemática atual decorrente de poluição harmônica no sistema, fato este que hoje, no Brasil, é pouco considerado a nível sistêmico. A metodologia proposta pelos Procedimentos de Rede, através da medição e comprometimento com o DHT_V não atende plenamente as situações de exposição de equipamentos da malha de transmissão para a circulação de harmônicos. O fato dos mesmos serem desbalanceados e imprevisíveis é preocupante, principalmente os pares, pois envolvem componentes DC no sistema, que podem causar problemas desde saturação de transformadores até atuação indevida de proteções por mistura de AC com DC.

O Brasil não possui parques de filtragem harmônica sistêmicos, delegando à SE Ibiúna a responsabilidade de fazê-lo para toda a região metropolitana de São Paulo, principalmente na região nobre da cidade, próximo à região de Interlagos, aonde o poder aquisitivo e, conseqüentemente, o acesso a equipamentos eletrônicos sofisticados, controláveis e de maior potência é bem maior. Some-se a isso, a quantidade de indústrias ligadas diretamente à Rede Básica, através da abertura de mercado com a configuração de consumidores livres possibilita a propagação de harmônicos para o

sistema, que podem causar ressonâncias e amplificações em outros pontos do sistema, mesmo com o atendimento dos níveis de DHT_V local.

Ressalta-se ainda que as simulações efetuadas consideram a situação monofásica, com a mesma premissa de análise de redes em regime permanente, devido à integrabilidade dos programas ANAREDE e ANATEM, do CEPEL, com o HarmZs, permitindo a utilização dos dados consolidados do sistema, porém monofasicamente. A utilização de um programa para análise harmônica trifásica responderia melhor à situação visualizada em tempo real, tal como o programa proposto por [6]. O desenvolvimento de modelos adequados ao programa, após a consolidação dos mesmos, traria enormes benefícios para a investigação mais detalhada de tais fenômenos, inclusive considerando as possíveis interações entre harmônicos.

Um dos objetivos deste trabalho, que foi a reprodução computacional dos carregamentos harmônicos visualizados em tempo real, o que foi conseguido, após ajustes baseados nos valores medianos dos bancos ZRC e ZRN. Este modelo e a metodologia utilizada podem ser utilizadas como balizadores para efetuar estudos desta natureza. O problema principal em relação a esta metodologia é o conhecimento do valor e, principalmente, da localização das injeções harmônicas que afetarão diretamente o resultado, principalmente na análise do fluxo harmônico pelas linhas de transmissão da região de interesse. Assim, caso não haja boa representação da localização destas fontes, as definições das ações mitigatórias poderão não surtir o efeito esperado ou serem reversas.

O problema de carregamento harmônico no sistema poderia ser reduzido com o estabelecimento de leis, no âmbito do INMETRO, de especificações de atendimento de equipamentos eletrônicos, de modo a possuírem filtros próprios para eliminar os próprios harmônicos gerados evitando, desta forma, imputar ao Sistema Interligado Nacional a responsabilidade de efetuar esta filtragem. Esta lei seria extremamente complexa em se estabelecer, haja vista que alteraria projetos e layouts dos equipamentos tanto projetados e fabricados no Brasil, quanto os importados, devendo serem analisados todos os impactos financeiros advindos desta solução.

Outra solução paliativa seria o estabelecimento da *filtragem harmônica* como Serviço Ancilar [26], procurando estimular aos consumidores livres e novos empreendedores a criação de parques de filtros para minimizar a circulação harmônica na rede de transmissão, sendo ressarcidos por este serviço.

As análises efetuadas dos impactos para a operação, de abertura de linhas de transmissão, é outro ponto igualmente delicado de ser avaliado. A relação *vantagem* versus *desvantagem* deve ser muito bem verificada para fazer frente a todas as adversidades que a indisponibilidade da linha de transmissão pode causar principalmente para manutenções programadas e/ou de urgências e limitações de intercâmbios e gerações, num cenário eletroenergético, às vezes, desfavorável. Esta metodologia de abertura de linhas, atualmente, também é utilizada para o controle de tensão sistêmico e deve ser avaliada constantemente, ainda mais depois da possível instalação da Parcela Variável para todas as linhas de transmissão do sistema. O impacto financeiro nos agentes de transmissão deverá ser muito grande gerando especial atenção tanto na parte operativa quanto na parte de manutenção.

Estas medidas de desligamento de linhas foram suspensas após a entrada em operação dos novos bancos de filtros ZRI e ZRJ. Esta opção não atende plenamente a solução do problema, devido ao fato destes filtros serem passivos. A entrada em operação dos novos bancos de filtros causou a redução da impedância da barra de 345 kV da SE Ibiúna para o 3º e 5º harmônico, podendo ocorrer em um futuro próximo, a sobrecarga harmônica nos 4 bancos. A solução dada foi emergencial, visando aproveitar o mesmo projeto dos bancos anteriores até surgir-se com uma solução definitiva como, por exemplo, filtros ativos. Atualmente os novos bancos ainda estão sob avaliação, visando verificar qual melhor configuração dos bancos (quais ligados e quais desligados) para o sistema. Em princípio deverão estar em operação apenas 2 bancos de filtros. Caso ocorra alarme de ‘sobrecarga harmônica’, serão efetuadas as manobras de ligar bancos HP disponíveis e reduzir a tensão do setor de 345 kV da SE Ibiúna. Após estas medidas, se o carregamento permanecer elevado, ligar-se-á o 3º banco. Se o carregamento continuar elevado serão desligadas linhas de transmissão conforme metodologia anterior, sendo que o 4º banco deverá ser o último recurso a ser utilizado, similar à concepção original dos 2 bancos ZRC e ZRN, ou seja, com reserva ‘fria’. A seguir, nas *figuras 97 e 98*, mostra-se a situação de carregamento em

sobrecarga harmônica nos bancos ZRC e ZRN e a mesma situação com os 4 bancos, demonstrando a redução no carregamento dos mesmos. Este seria o caso extremo, com o desligamento dos bancos.

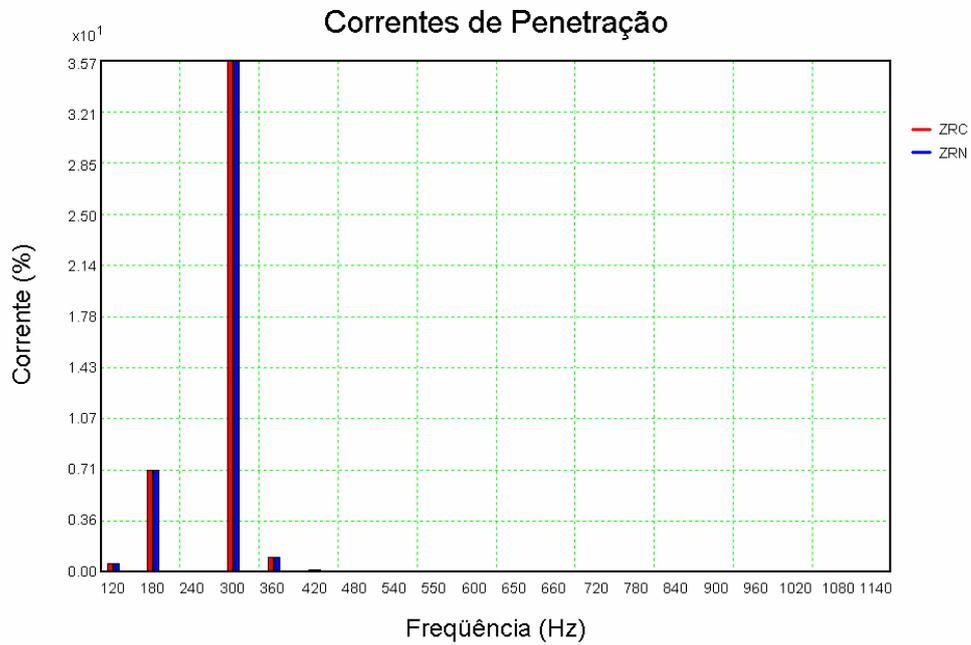


Figura 97 – Carregamento dos bancos ZRC e ZRN em sobrecarga harmônica com carregamento em 21,750%

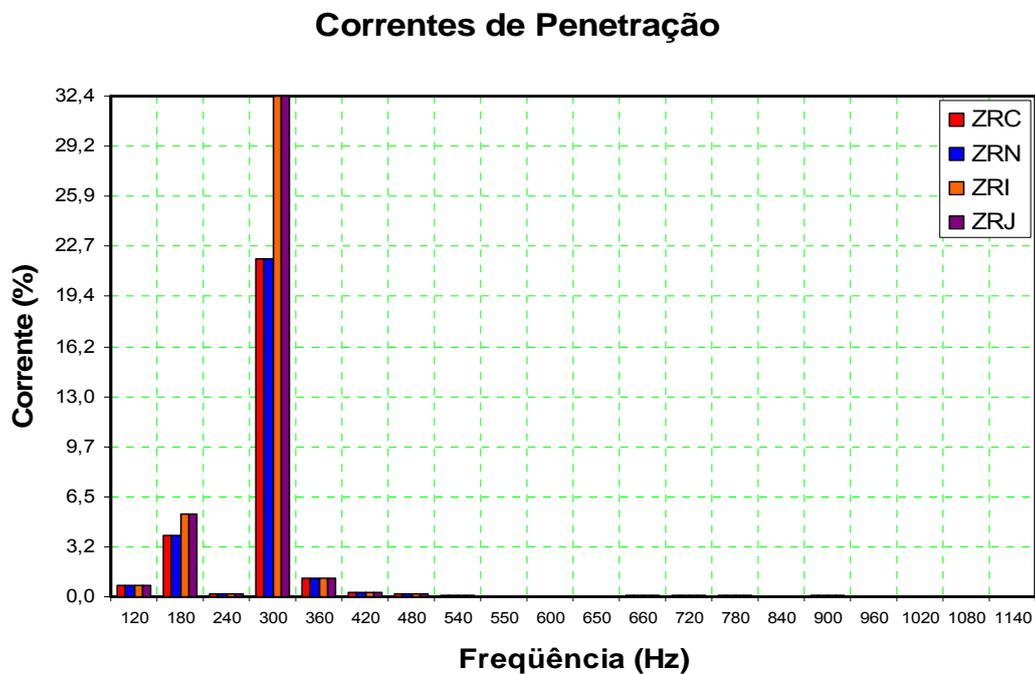


Figura 98 – Carregamento nos 4 bancos de filtros com a mesma injeção harmônica anterior

Conforme já mencionado, a proteção dos novos filtros mede o carregamento da corrente fundamental. Assim, como o HarmZs não efetua cálculos para a corrente na frequência fundamental, o valor de ajuste de trip por sobrecarga seria de 135,56 A. Desconsiderando a parcela fundamental, pelos dados de projeto ter-se-ia a corrente eficaz harmônica de 66,96 A ou 40,01%. Na avaliação anterior os filtros ZRC e ZRN estariam com o carregamento de 13,336% e os novos bancos ZRI e ZRJ com 19,645%. A diferença deve-se à melhor sintonia efetuada nos novos bancos. Como as injeções de corrente de 5º harmônico utilizadas para a sobrecarga foram de 110% para a SE Bateias e SE Bandeirante e 10% na SE Milton Fornasaro, se houver uma elevação deste carregamento para, por exemplo, 170% nas SE Bateias, 180% na SE Bandeirantes e 80% na SE Milton Fornasaro, o carregamento dos bancos passará a ser de 21,705% nos bancos antigos (ZRC e ZRN) e 32,047% nos bancos novos (ZRI e ZRJ). Deste modo, para uma elevação de carregamento de 60% na SE Bateias e 70% nas SE's Bandeirantes e Milton Fornasaro, ocorrerá novamente sobrecarga harmônica (*figura 99*), com desligamento dos bancos antigos e elevação do carregamento dos novos bancos para 46,210%, ou seja, desligamento dos 4 bancos em cascata e redução da potência do Elo CC para o mínimo de 2 conversores (160 MW).

Correntes de Penetração

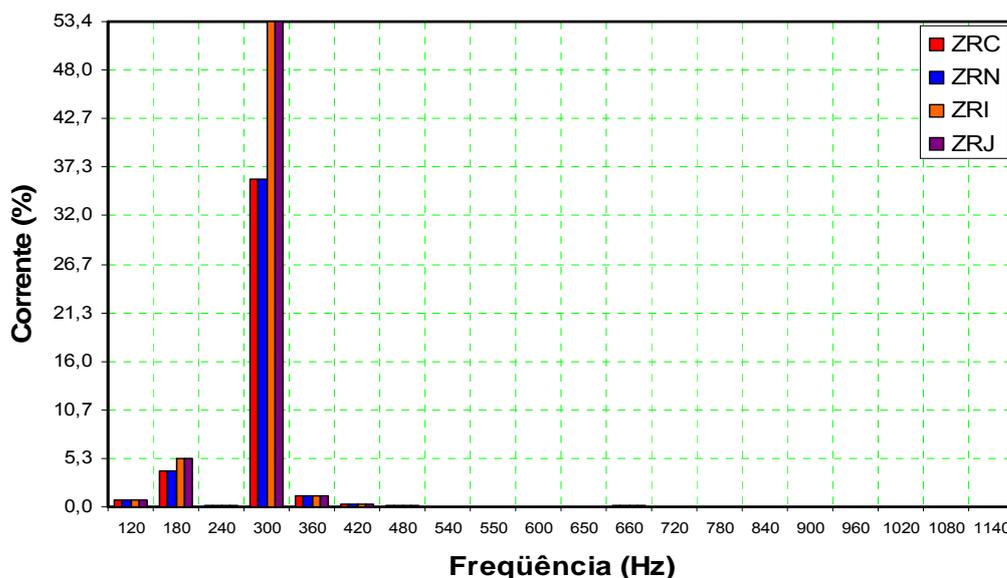


Figura 99 – Carregamento harmônico nos bancos de filtros com elevação da injeção de 60% na SE Bateias e 70% nas SE's Bandeirantes e Milton Fornasaro

É claro que esta situação é hipotética, pois conforme mencionado anteriormente, o objetivo atual é a operação com 2 bancos. Caso necessário entra-se com o 3º e o 4º como reserva fria, sendo utilizado como último recurso, após abertura das linhas pré-definidas. Portanto, a explanação anterior se baseia no fato de não haver alarme de ‘sobrecarga’ harmônica e nem procedimentos operativos definidos. Porém, a análise continua válida no que tange o crescimento de carga, demonstrando que a solução não é a melhor para o problema em foco.

Se considerarmos o crescimento da injeção harmônica linear com o crescimento do consumo da energia elétrica e este com o PIB, podemos inferir o tempo em que esta solução será efetiva. Com base no Plano Decenal de Expansão de energia Elétrica 2006 – 2015 do Ministério de Minas e Energia obtêm-se a *figura 100*.

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outras Classes	Total
2004(*)	48.680	94.978	32.066	25.643	201.367
2005	50.856	96.788	34.073	27.342	209.059
2006	53.918	100.964	36.334	28.741	219.956
2007	56.827	106.241	38.795	30.086	231.950
2008	59.848	110.859	41.393	31.476	243.575
2009	62.977	115.077	44.129	32.908	255.092
2010	66.218	119.230	47.009	34.383	266.841
2011	69.570	122.953	50.038	35.900	278.462
2012	73.211	127.772	53.430	37.511	291.923
2013	76.971	132.561	56.998	39.163	305.692
2014	80.846	137.395	60.745	40.854	319.840
2015	84.837	142.975	64.676	42.583	335.072
Período	Variação (% ao ano)				
2005-2010	5,4	4,3	6,6	4,7	5,0
2010-2015	5,1	3,7	6,6	4,4	4,7
2005-2015	5,3	4,0	6,6	4,5	4,8
Período	Estrutura de Participação (%)				
2005	24,3	46,3	16,3	13,1	100,0
2010	24,8	44,7	17,6	12,9	100,0
2015	25,3	42,7	19,3	12,7	100,0

(*) Valores verificados.
Fonte: EPE.

Figura 100 – Crescimento de consumo da energia elétrica, na projeção 2006-2015, do plano Decenal do Ministério de Minas e Energia para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste Interligados.

Utilizando-se o índice total, teríamos 4,8% de crescimento de 2005 a 2015. Como as medições foram efetuadas no ano de 2006, teríamos 9 anos até 2015. Considerando o crescimento de 80% da condição de 2 bancos em sobrecarga para os 4 bancos em sobrecarga, ao final de 9 anos a carga e, supostamente, a injeção de 5º harmônico teriam

crescido 52,49%, ou seja, sem maiores problemas. Se considerarmos esta taxa como linear, não ocorreria ‘trip’ nos 4 bancos antes de 12 anos. Esta análise, conforme dita é apenas uma hipótese, bem otimista, haja vista que após a liberação do mercado para os consumidores livres, nada impede que a entrada de novas indústrias na região, que atendam aos pré-requisitos especificados nos Procedimentos de Rede, inflijam novos carregamentos elevados nos bancos de filtros.

Durante a finalização deste trabalho, entrou em operação a LT 345 kV Guarulhos / Anhanguera, atendendo a recomendações do ONS para minimizar os impactos para a região da grande São Paulo, caso ocorra a perda dupla das LTs 345 kV Milton Fornasaro / Xavantes e Xavantes / Interlagos devido as mesmas correrem em mesma torre. Devido a entrada em operação destes circuitos, a distribuição do fluxo harmônico passa a ser alterada e assim cria-se novo caminho elétrico propício ao escoamento do fluxo de 5º harmônico proveniente das SEs Milton Fornasaro e Bandeirantes, conforme figura 101.

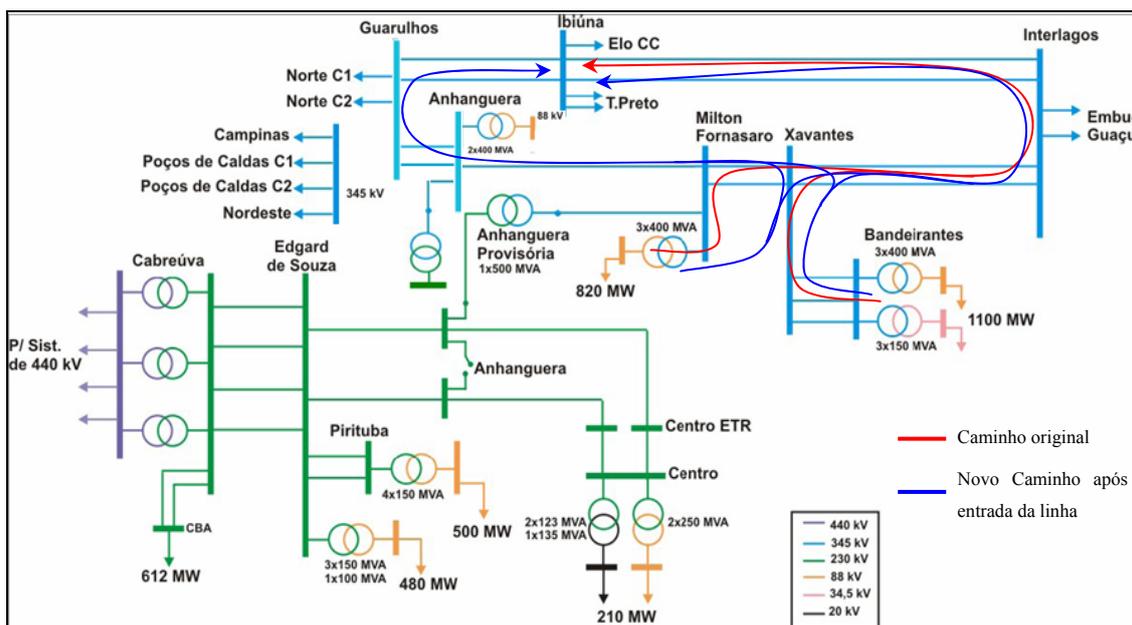


Figura 101 – Diagrama da região circunvizinha à SE Ibiúna após a entrada da LT 345 kV Anhanguera / Guarulhos circuito 1 e 2

Com isso, as manobras de abertura da LI 345 kV Interlagos / Ibiúna passam a não serem tão efetivas, haja vista a existência de linha paralela. Poderá haver também a redução de impedância entre as fontes harmônicas e a SE Ibiúna, acarretando em possível aumento de fluxo harmônico para àquela Subestação. Estas alterações de

topologia, por si, alteram a previsão otimista de 12 anos para a solução apresentada, confirmando a proposição inicial de que esta não é a melhor solução para este problema.

Somente o desenvolvimento de uma base de dados consolidada através de um fluxo de potência harmônico trifásico poderá nortear as ações mais efetivas para o projeto de uma solução definitiva para este tipo de problema, como por exemplo UPQC – “Unified Power Quality Conditioner” ou UPLC – “Universal Active Power Line Conditioner”, de acordo com [25], ou parques de filtragem harmônica para o sistema.

Por oportuno, vale ressaltar que a entrada de novos empreendimentos que utilizem a transmissão em corrente contínua, devem considerar na especificação dos seus terminais inversores e retificadores a necessidade de serem efetuadas medidas de conteúdo harmônico na região de interesse, visando quantificar o excesso de carregamento harmônico, acima do previsto em projeto para o Elo CC, de modo a não incorrer em superação dos bancos de filtros da planta. Isto causa, intrinsecamente, um aumento dos custos da instalação que, dependendo do porte, pode ser significativo. Assim a viabilidade de transmissão em corrente contínua pode acabar não sendo tão atrativa, em comparação com outras propostas como a corrente alternada, haja vista que a solução de bloquear a injeção harmônica do sistema através de utilização de filtros ativos também encarece o projeto original.

Finalizando, propõem-se como futuros trabalhos os seguintes estudos:

- Análise da interação entre harmônicos visando quantificá-las e estabelecer procedimentos que possam mitigar a sua propagação. Isto se baseia no fato da conclusão do fluxo harmônico na LI 500 kV Ibiúna / Bateias ser inversível com a inversão de sentido de fluxo de potência ativa. Baseando-se no fato do fluxo harmônico ser contínuo no tempo, se o mesmo inverte de sentido, então é possível ser anulado. Para isso, as condições de fluxo de potência ativa devem ser investigadas.
- Desenvolvimento e análise de filtros ativos para a SE Ibiúna, visando efetuar o controle do carregamento harmônico nos bancos de filtros de 3º e 5º harmônico na estação;

- Desenvolvimento de base de dados e análise sistêmica para a utilização de programa de fluxo de potência harmônico trifásico, conforme proposto em [6];
- Análise técnico-econômica dos impactos de desligamento de linhas de transmissão para os Agentes de Transmissão no novo cenário elétrico brasileiro, com instauração de Parcela Variável em todos os equipamentos. Metodologias propostas, estratégia de manutenção e otimização de alocação de recursos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] KUNDUR, P., *Power System Stability and Control*, 1st ed., New York, McGraw-Hill
- [2] PROCOBRE, *Introdução à Qualidade de Energia*, Procobre Instituto Brasileiro do Cobre, 2002
- [3] EN 50160, *Voltage Characteristic of electricity supplied by public distribution systems*, 1999
- [4] PROCOBRE, *Harmônicas: Causas e Efeitos*, Procobre Instituto Brasileiro do Cobre, 2002
- [5] ARRILLAGA, J., et al., *Power System Harmonic Analysis*, 1st ed., England, J.Wiley & Sons, 1997
- [6] VARIZ, A. M., *Cálculo do Fluxo de Harmônicas em Sistemas Trifásicos utilizando o método de injeção de correntes*, Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2006
- [7] OWEN, R. E.; MCGRANAGHAM, Mark F.; KING, J. M.; et al., *Study of distribution system surge and harmonic characteristics*. In: EPRI EL-1627 (Research Project 1024-1) Final Report - RELA001097/M, 1980
- [8] IEEE, 1993, *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*, IEE Std. 519-1992
- [9] ONS, 2002, *PADRÕES DE DESEMPENHO DA REDE BÁSICA E REQUISITOS MÍNIMOS PARA SUAS INSTALAÇÕES*, Procedimentos de Rede, Submódulo 2.1
- [10] ONS, 2002, *PADRÕES DE DESEMPENHO DA REDE BÁSICA*, Procedimentos de Rede, Submódulo 2.2

- [11] ONS, 2002, *REQUISITOS MÍNIMOS PARA SUBESTAÇÕES E EQUIPAMENTOS ASSOCIADOS*, Procedimentos de Rede, Submódulo 2.3
- [12] ONS, 2002, *ELOS DE CORRENTE CONTÍNUA*, Procedimentos de Rede, Submódulo 2.6
- [13] ONS, 2002, *REQUISITOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO À REDE BÁSICA*, Procedimentos de Rede, Submódulo 3.8
- [14] ONS, 2002, *DEFINIÇÕES E GLOSSÁRIO*, Procedimentos de Rede, Submódulo 20.1
- [15] DORF., R. C., *The Electrical Engineering Handbook*, 2nd Edition, CRC Press LLC, 2000
- [16] KIMBARK, E. W., *Direct Current Transmission*, 1st Edition, Vol. I, John Wiley & Sons, 1971
- [17] SAHU, S.; RANA, S. S.; CHATTOPADHYAY, A. K.; “Harmonics on the DC and AC Side of HVDC Converters for Various Control Modes”, *IE(l) Journal-EL* vol. 60, pp. 121-124, December 1979
- [18] ONS, 2003, *SOBRECARGA NOS FILTROS DE 3º E 5º HARMÔNICOS DA SE IBIÚNA 345 KV*, ONS RE3/088/2006
- [19] ONS, 2003, *MEDIÇÕES NA SUBESTAÇÃO DE IBIÚNA 345 KV*, ONS RE3/221/2003
- [20] ONS, 2006, *ANÁLISE DA PERTURBAÇÃO DO DIA 19/07/2006 ÀS 10H38MIN ENVOLVENDO A SUBESTAÇÃO DE SAMAMBAIA 500/345/138 KV*, ONS RE-3/212/2006
- [21] CARNEIRO Jr., S.; MAROTTI, A. C. F.; 2003, *Treatment of Measured and Calculated Harmonic Currents in Filters of the Itaipu HVDC System*,

International Conference on Power Systems Transients – IPST 2003, New Orleans, USA, 2003

- [22] *HarmZs Manual*, Versão 1.5, CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2004

- [23] *HVDC Manual*, versão 4.0, CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2000

- [24] BARREIROS, L. P., *Notas do curso de manutenção de disjuntores GL314, GL317(D) e GL318*, Areva, Itajubá – MG, 2006

- [25] Aredes, M.; Watanabe, E. H.; *Teoria de Potência Ativa e Reativa Instantânea e Aplicações – Filtros Ativos e FACTS -*, In: Proc. IEEE CBA, 1998, pp. 81-122

- [26] ANEEL, *Resolução N° 265 de 10 de Junho de 2003*. Estabelece os procedimentos para prestação de Serviços Ancilares de geração e transmissão. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003265.pdf>. Acessado em 10 de Janeiro de 2007

ANEXO

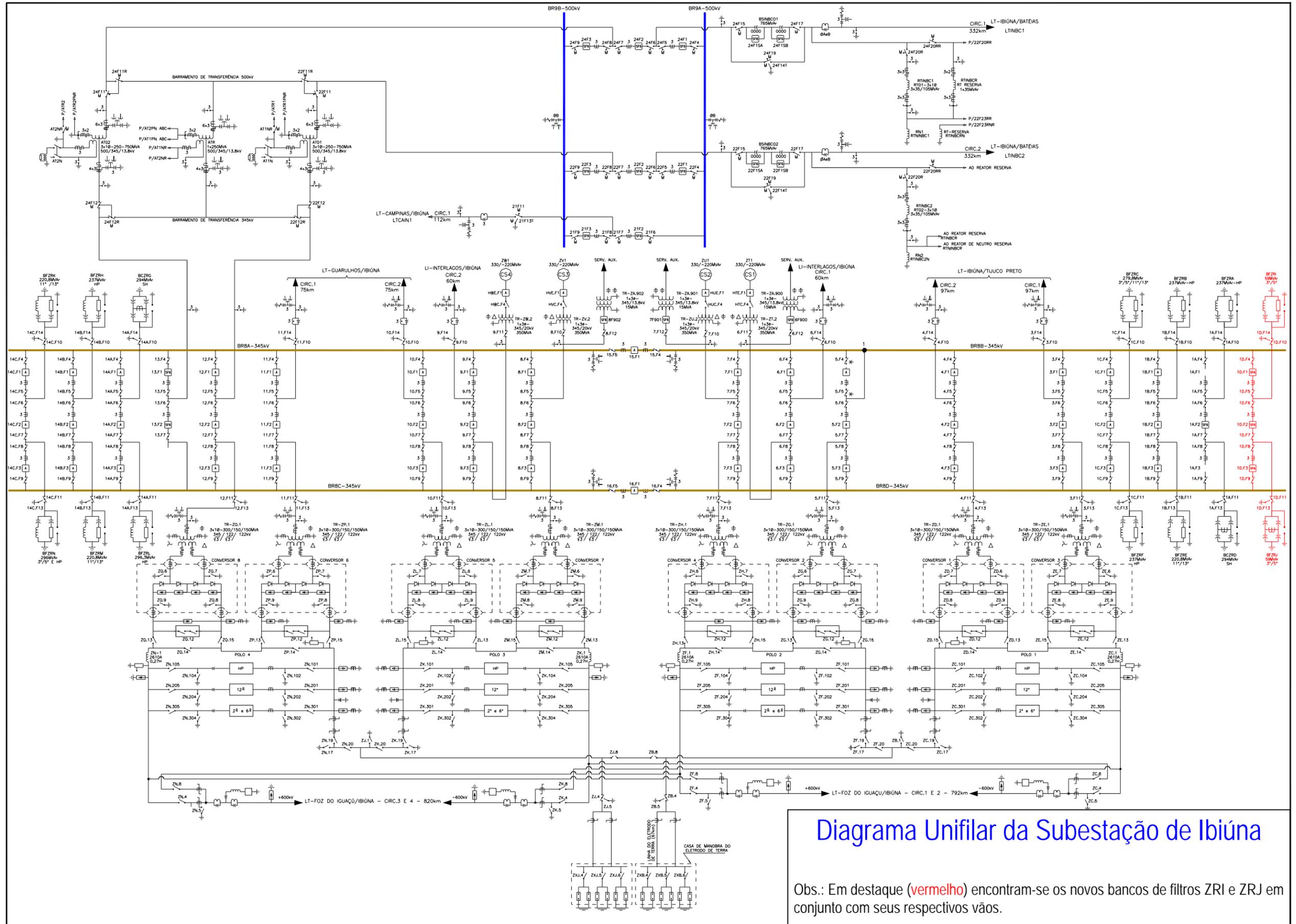


Diagrama Unifilar da Subestação de Ibiúna

Obs.: Em destaque (vermelho) encontram-se os novos bancos de filtros ZRI e ZRJ em conjunto com seus respectivos vãos.