

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MITIGAÇÃO DE PROBLEMA DE RESSONÂNCIA HARMÔNICA
DE BANCO DE CAPACITORES INSTALADOS NA REDE DE
DISTRIBUIÇÃO**

Gislaine Midori Minamizaki

Itajubá, Dezembro de 2011

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

Gislaine Midori Minamizaki

**MITIGAÇÃO DE PROBLEMA DE RESSONÂNCIA HARMÔNICA
DE BANCO DE CAPACITORES INSTALADOS NA REDE DE
DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia da Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Luiz Eduardo Borges da Silva

Co-orientador: Se Un Ahn

Dezembro de 2011

Itajubá - MG

Dedico este trabalho aos meus pais, por todo o amor e dedicação, por terem sido peça fundamental para que eu tenha me tornado a pessoa que sou hoje.

E a Deus que sempre me abençoa, me protege e me dá forças e coragem para alcançar meus sonhos.

AGRADECIMENTOS

A Deus pelas oportunidades que me foram dadas, e por ter me dado forças e sabedoria, iluminando meu caminho para que pudesse concluir mais uma etapa da minha vida;

Aos meus pais Renato e Misano, sem os quais não estaria aqui, e por terem me dado condições para me tornar a profissional e o ser humano que sou, meu agradecimento pela dedicação e por acreditarem em mim;

Aos meus irmãos Susy, Carol e Patrick que desde pequena me ensinaram muitas coisas, em especial à minha irmã Susy a quem considero uma segunda mãe;

A Rodrigo Yuji pelo incentivo a terminar de escrever essa dissertação;

Ao meu co-orientador, engenheiro Se Un Ahn, doutor em engenharia elétrica pela Escola Politécnica da USP, pelo direcionamento técnico, motivação e paciência, meu agradecimento por insistir a escrever esse trabalho e pelos sábios conselhos;

Ao professor Germano Lambert Torres, pela orientação e por proporcionar nossas aulas nas dependências da CPFL;

Ao meu orientador, professor Luiz Eduardo Borges da Silva, pelo ensinamento e dedicação dispensados no auxílio a concretizar essa dissertação;

Ao engenheiro Ricardo Torrezan pela participação ativa neste trabalho, através das análises das medições em Monte Alto que proporcionaram também a defesa do seu mestrado na UNESP - Bauru;

Aos meus colegas da CPFL que me permitiram acessar às medições e relatórios de qualidade de energia elétrica e pela disseminação do conhecimento;

Por fim, gostaria de agradecer aos meus amigos e familiares pelo carinho, a todos que contribuíram direta ou indiretamente para que esse trabalho fosse realizado meu eterno AGRADECIMENTO.

RESUMO

Apesar dos benefícios oferecidos pela instalação de bancos de capacitores ao longo da rede, a ressonância harmônica também deve ser considerada já que os problemas relacionados aos harmônicos têm crescido nos sistemas de média tensão devido ao aumento de novas cargas não-lineares conectadas na rede e, somada com a distorção de tensão causada pela ressonância harmônica, os limites estabelecidos pela ANEEL podem ser excedidos.

Com base neste problema, o objeto de estudo desse trabalho é o caso de uma rede de distribuição da CPFL Paulista que atende cargas perturbadoras.

Durante a semana, os níveis de distorção harmônica de tensão estavam dentro dos limites permitidos. Porém nos finais de semana, quando a maioria das cargas não-lineares estava desligada, os limites eram excedidos.

Para entender este fenômeno, cinco medições foram instaladas em pontos estratégicos da rede de distribuição nos quais os bancos de capacitores foram desligados um de cada vez, com uma semana de defasagem.

Após análises de medição e operação dos bancos de capacitores, foi possível concluir que este alimentador apresentava características de ressonância harmônica com os bancos de capacitores.

Este trabalho propõe três diferentes abordagens para solucionar o problema de distorção harmônica nesta rede utilizando o ATP Draw como ferramenta de simulação.

Como análise final, foram realizadas análises dos transitórios causados pela energização de bancos de capacitores próximos (*back to back*) e da possibilidade de realizar as operações com chaves tiristorizadas sincronizadas.

Palavras-chave: Ressonância Harmônica, Fornos de Indução, Frequência Natural; Fator de Potência; Bancos de Capacitores Realocáveis; Distorção Harmônica de Tensão; Back to back.

ABSTRACT

Although those benefits of installing capacitor banks in feeders are incontestable, the engineers should consider the harmonic resonance effects and the possibility of this resonance to increase the voltage distortion to levels above of the acceptable limits. In fact, the problems related to harmonics are spreading on MV systems due to the increasing quantity of disturbing loads and together with voltage distortion amplified by the resonance in capacitor banks the limits established by the regulatory agency can be exceeded. This work presents one case under survey at CPFL Paulista, where a feeder supplies several non-linear loads in two main plants and three capacitor banks.

On weekdays, the harmonic voltage distortion levels were lower than the limits, but on the weekends, the limits were exceeded, when most of non-linear loads were disconnected.

To understand behavior and describe this power system, five metering points were strategically installed for thirty days and during in which the capacitor banks were switched off, one by one, each week.

After measuring and capacitor banks operation analysis, it was possible to conclude that the feeder has resonance conditions with the capacitor banks.

This work also presents three different approaches for solving the harmonic resonance problems, using the ATPDraw as a tool of simulation.

The last analysis, it was studied the inrush transient caused by the capacitor banks switching nearby (back to back phenomena) and the possibility of using synchronized switches.

Keywords: Distribution Troubleshooting; Harmonic Resonance; Induction Furnace; Natural Frequency; Power Factor; Relocable Capacitor Bank.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO.....	1
CAPÍTULO 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E METODOLOGIAS DISPONÍVEIS.....	6
CAPÍTULO 3 – CONCEITOS FUNDAMENTAIS.....	15
3.1 UTILIZAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES	15
3.2 DISTORÇÃO HARMÔNICA.....	17
3.3 LIMITES ACEITÁVEIS DE DISTORÇÃO HARMÔNICA	26
3.4 RESSONÂNCIA HARMÔNICA.....	34
CAPÍTULO 4 – ESTUDO DE CASO	36
4.1 DESCRIÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM ESTUDO.....	36
4.2 ESTUDO DE AUMENTO DE CARGAS PERTURBADORAS NA REDE	43
4.3 PROCESSO DE INSTALAÇÃO DA MEDIÇÃO.....	52
4.4 ANÁLISE DE MEDIÇÕES	61
CAPÍTULO 5 – ANÁLISE DAS PROPOSTAS DE SOLUÇÕES	74
5.1 UTILIZAÇÃO DE CHAVEAMENTO PROGRAMADO DOS BANCOS DE CAPACITORES PARA SEREM DESLIGADOS AOS FINAIS DE SEMANA	74
5.2 DESSINTONIZAR OS BANCOS DE CAPACITORES EXISTENTES	74
5.3 REALOCAÇÃO DOS BANCOS DE CAPACITORES UTILIZANDO BANCOS REALOCÁVEIS	75
5.4 SIMULAÇÃO NO ATPDRAW	76
5.5 ENERGIZAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES.....	82
CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES.....	89
REFERÊNCIAS.....	91
APÊNDICE A – ARTIGO PUBLICADO NO T&D LATIN AMERICA 2010	95
APÊNDICE B – ARTIGO PUBLICADO NO CBQEE 2011.....	100

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Distorção na corrente causada por uma resistência não linear [1].	18
Figura 2: Série de Fourier representando uma forma de onda distorcida[1].	20
Figura 3: Sistema simétrico e equilibrado trifásico alimentando i_a , i_b e i_c que são correntes deformadas e não senoidais.	25
Figura 4: Mapa de localização do município de Monte Alto.	36
Figura 5: Diagrama Esquemático da subestação de Itacolomi.	37
Figura 6: Foto da subestação de Itacolomi.	38
Figura 7: Diagrama Esquemático do alimentador ITC-04.	39
Figura 8: Banco de Capacitores nº 294944 (BC-1).	41
Figura 9: Banco de Capacitores nº 294965 (BC-2).	41
Figura 10: Banco de Capacitores nº 397528 (BC-3).	42
Figura 11: Diagrama Unifilar das Instalações da fundição F_A – Configuração Atual	44
Figura 12: Diagrama Unifilar das Instalações da fundição F_A – Configuração Futura.	45
Figura 13: Gráfico de tensão de atendimento em regime permanente.	47
Figura 14: Gráfico de <i>desequilíbrio de tensão</i> .	48
Figura 15: Registros da flutuações de tensão na fundição.	49
Figura 16: Registros de Distorção de Tensão Harmônica Total – DTHT.	49
Figura 17: Comportamento das distorções de tensão em relação à potência ativa demandada pela fundição F_A .	50
Figura 18: Fornos de indução da fundição F_A .	51
Figura 19: Esquemático da localização das medições instaladas ao longo do alimentador ITC-04.	52
Figura 20: Sensores e Registrador do Marh-MT.	53
Figura 21: <i>Registrador do Power ION</i> .	55
Figura 22: Instalação dos sensores do Power ION.	56
Figura 23: Tela LCD do medidor Power ION.	56
Figura 24: Instalação do medidor Marh-MT na saída da subestação, no alimentador ITC-04.	58
Figura 25: Instalação do medidor Marh-MT no ITC-04, entre os dois primeiros bancos de capacitores BC-1 e BC-2 (Praça).	59
Figura 26: Instalação do medidor Marh-MT no ITC-04, entre a fundição F_A e F_B (Marginal).	59
Figura 27: Instalação do medidor Power ION na fundição F_A .	60
Figura 28: Instalação do medidor Power ION na fundição F_B .	60
Figura 29: Gráfico de Medição de Potência Ativa, Reativa e Fator de Potência na saída da SE Itacolomi durante a manobra dos bancos de capacitores.	61
Figura 30: Gráfico de Medição da Distorção Harmônica de Corrente e Fator de Potência na saída da SE Itacolomi durante a manobra dos bancos de capacitores.	63
Figura 31: Distribuição da distorção harmônica de tensão no dia 24/01/10.	64
Figura 32: Distribuição da distorção harmônica de corrente no dia 24/01/10.	64
Figura 33: Gráfico de distribuição de tensão na saída da SE do dia 21/01 a 18/02/10.	65
Figura 34: Gráfico de medição de potência ativa, reativa e fator de potência na praça.	66
Figura 35: Gráfico de medição da distorção harmônica de corrente e fator de potência na praça.	67
Figura 36: Gráfico de distribuição de tensão na praça do dia 08/02 a 18/02.	68
Figura 37: Gráfico da medição de potência ativa, reativa e fator de potência na marginal durante a manobra dos bancos de capacitores.	68
Figura 38: Gráfico de medição da distorção harmônica de corrente e fator de potência na marginal durante a manobra dos bancos de capacitores.	69
Figura 39: Gráfico de distribuição de tensão na marginal do dia 21/01 a 18/02.	69
Figura 40: Distribuição das componentes harmônicas de corrente medidos no PAC na fundição F_A .	70
Figura 41: Distribuição das componentes harmônicas de tensão medidos no PAC na fundição F_A .	70
Figura 42: Potência ativa da Fundição F_A em dias úteis.	71
Figura 43: Potência ativa da Fundição F_A em dias de domingo.	71
Figura 44: Distribuição das componentes harmônicas de corrente [%] medidos no PAC na fundição F_B .	72
Figura 45: Distribuição das componentes harmônicas de tensão [%] medidos no PAC na fundição F_B .	72
Figura 46: Potência ativa da Fundição F_B em dias úteis.	73
Figura 47: Potência ativa da Fundição F_B em dias de domingo.	73
Figura 48: Alimentador ITC-04 representado na ATP Draw.	76
Figura 49: Alimentador ITC-04 simulado no ATPDraw no domínio da frequência.	80

Figura 50: Simulação no domínio da frequência da rede ITC-04 com as manobras realizadas nos bancos de capacitores	80
Figura 51: Gráficos da frequência natural, utilizando banco de capacitores realocáveis e alternativas para reconfiguração do alimentador ITC-04.....	81
Figura 52: Operação de BCs original: Operação do BC-1 no tempo 0,25s, BC-2 no tempo 0,5s; e BC-3 em 0,75s.	82
Figura 53: BC-3 no mesmo ponto da BC-1, a corrente de Inrush atinge 8000 amperes.....	83
Figura 54: Corrente na fonte, não altera com operação de BCs.	84
Figura 55: BC-3 localizada à 483 m do BC-1.	85
Figura 56: Corrente de Inrush no BC-1, com a operação do BC-3 distante 483 metros.....	85
Figura 57: Diagrama unifilar da rede de distribuição e bancos de capacitores considerados para estimação de corrente de inrush.....	86
Figura 58: Simulação tradicional da corrente de inrush, para dois bancos distantes 483 metros.	86
Figura 59: Nova frequência natural do alimentador, com BC instalado no ponto 483 m distante. Em verde a frequência natural do alimentador, visto da barra do cliente com carga perturbadora.	87
Figura 60: Operação das chaves sincronizadas, as corrente de Inrush, ficam próximos a corrente nominais dos bancos.....	88

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Variação da relação entre a resistência CA e CC com a variação da frequência.	21
Tabela 2: Limites globais inferiores de tensão em porcentagem da tensão fundamental [8].....	27
Tabela 3: Limites individuais em porcentagem da tensão fundamental [8].....	27
Tabela 4: Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão.	29
Tabela 5: Valores de referência globais das distorções harmônicas totais.	29
Tabela 6: Limites de distorção harmônica de tensão do IEEE Std. 519-1992, p. 85 [3].	30
Tabela 7: Níveis de compatibilidade para componentes harmônicos individuais de tensão nas redes de baixa e média tensão (percentual da componente fundamental) reproduzidos do IEC 61000-3-6 [4].	31
Tabela 8: Padrão para a distorção de tensão harmônica total (DTHT) para as redes primárias de distribuição [21]	32
Tabela 9: Limites Máximos de Distorção Harmônica em Sistemas de Distribuição.....	33
Tabela 10: Valores das Correntes de Curto Circuito na Subestação Itacolomi	38
Tabela 11: Valores das Impedâncias na Subestação Itacolomi	38
Tabela 12: Valores das Correntes de Curto Circuito no PAC da fundição F _A	45
Tabela 13: Valores das Impedâncias no PAC da fundição F _A	45
Tabela 14: Distorção harmônica de tensão e corrente por período das fases A, B e C.....	63
Tabela 15: Impedância interna da fonte simulada ITC-04.....	77
Tabela 16: Parâmetros elétricos dos cabos do alimentador ITC-04.....	77
Tabela 17: Parâmetros do forno de indução da fundição F _B	78

ÍNDICE DE EQUAÇÕES

Equação 1: Distorção Harmônica Individual.....	19
Equação 2: Distorção Harmônica Total.....	24
Equação 3: Frequência de Ressonância.....	34
Equação 4: Exemplo do cálculo de 900 [kVAr] para 12,5358[μF].	79
Equação 5: Simulação no domínio da frequência.....	79

GLOSSÁRIO

- **ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (brasileira)**
- **Carga Potencialmente Perturbadora**

Carga instalada em unidade consumidora que utiliza processo interno cujas características intrínsecas potencialmente afetem de alguma maneira as grandezas elétricas relativas ao fornecimento da energia, normalmente caracterizadas pela frequência, tensão e corrente alternada em seus valores padronizados de amplitude e intensidade (baseadas em uma onda senoidal pura), com as respectivas variabilidades permitidas, quer seja no ponto de conexão (também denominado ponto de acoplamento comum), ou na própria rede, e capaz de provocar a inadequação do fornecimento às demais unidades consumidoras.

As cargas potencialmente perturbadoras necessitam de um adequado tratamento em termos de projeto, instalação e operação, uma vez que podem se constituir numa das causas de perturbação do sistema elétrico e da perda da qualidade do fornecimento.

- **Componente Fundamental**

Componente cuja frequência é a frequência fundamental.

- **Consumidor**

Pessoa, empresa, companhia ou organização que opera uma instalação conectada a um sistema de suprimento.

- **CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz.**

- **Distorção Harmônica**

O indicador para avaliar o desempenho quanto a harmônicos, em regime permanente, no ponto de conexão do acessante, corresponde à distorção de tensão harmônica.

- **Distorção Harmônica Total**

Entende-se por distorção de tensão harmônica total (DTHT) a raiz quadrada do somatório quadrático de todas as componentes harmônicas. Esse conceito quantifica o conteúdo harmônico total existente em um determinado ponto da rede elétrica da Concessionária.

- **Frequência Fundamental**

Frequência obtida da transformada de Fourier no domínio do tempo, no qual todas as frequências são referenciadas. Neste trabalho a frequência fundamental é a mesma do sistema de suprimento, ou seja, 60 [Hz].

- **Frequência Harmônica**

Frequência múltipla inteira da frequência fundamental. A razão entre a frequência harmônica e a frequência fundamental é a ordem harmônica.

- **Frequência Inter-harmônica**

Qualquer frequência que não é uma múltipla inteira da frequência fundamental.

- **ITC – Itacolomi (Subestação da CPFL)**

- **MARH-MT**

Equipamento Medidor e Registrador Eletrônico de grandezas em tempo-real para sistemas elétricos monofásicos, bifásicos e trifásicos em média tensão destinado à instalação junto às unidades consumidoras ou distribuidoras de energia elétrica fabricado pela RMS.

- **ONS – Operador Nacional do Sistema**

Órgão responsável pela coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN

- **PAC – Ponto de Acoplamento Comum**

Ponto no sistema de suprimento, no qual é eletricamente mais próximo da instalação interessada, onde outras instalações estão ou poderiam estar conectadas. O PAC é um ponto localizado a montante da instalação considerada.

- **Power ION**

Medidor de qualidade de energia, produzido pelo fabricante Schneider Electric sua medição possui precisão que atende os requisitos das normas IEC 61000-4-30 [5] também possui as funcionalidades de análises de qualidade de energia.

- **Qualidade do Fornecimento de Energia**

Desempenho do sistema elétrico em termos de continuidade do serviço e conformidade na forma de onda da tensão, incluindo os efeitos de flutuação de tensão, desequilíbrio, distorção harmônica, cintilação luminosa e variação de tensão de curta duração.

- **RISE – Relatório de Impacto no Sistema Elétrico**

Relatório exigido pela CPFL que deve ser elaborado por qualquer acessante com cargas potencialmente perturbadoras demonstrando quais serão os impactos

causados no ponto de conexão pelas cargas previstas no processo produtivo, qualquer que seja o regime operativo utilizado, bem como demonstrando quais serão as medidas de compensação adotadas para prevenir o surgimento de perturbações no sistema da CPFL.

O RISE deve conter um conjunto de resultados da operação em regime da instalação do acessante simulando a inexistência de qualquer medida compensatória, apresentando a magnitude e extensão da perturbação que ocorreria no ponto de conexão com a CPFL. Deve conter um segundo conjunto de resultados da operação em regime simulando, agora, a introdução dos dispositivos e equipamentos de compensação.

- **SIN - Sistema Interligado Nacional**

- **Sistema de Suprimento**

É o conjunto de todas as linhas, transformadores e equipamentos que operam em diversas tensões que compõe o sistema de distribuição e transmissão de energia elétrica nos quais as instalações dos consumidores está conectada.

- **TC - Transformador de Corrente**

- **TP - Transformador de Potencial**

- **TR ou TRAFO – Transformador**

- **VTCD – Variação de Tensão de Curta Duração**

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

Capacitores são fontes de energia reativa. Um dos objetivos de sua aplicação em sistemas de potência é a compensação de energias reativas produzidas por cargas indutivas ou reatâncias de linhas, trazendo benefícios como a adequação dos níveis de tensão, a redução das perdas técnicas na rede de distribuição, além da correção do fator de potência de forma a se evitar o pagamento de multa, da liberação de maiores capacidades para o sistema elétrico e do aumento da vida útil das linhas e equipamentos.

Durante o planejamento de instalação de bancos de capacitores em uma determinada rede, geralmente são calculados os benefícios econômicos e técnicos provenientes dessa instalação, porém as análises dos efeitos da ressonância harmônica geralmente não são realizadas. Por outro lado, o aumento expressivo de novas cargas não-lineares conectadas na rede e, somada com a distorção de tensão causada pela ressonância harmônica, os limites estabelecidos pela ANEEL podem ser excedidos.

Com base neste problema, o objeto de estudo desse trabalho é o caso da rede de distribuição da subestação Itacolomi (ITC) da distribuidora de energia elétrica CPFL Paulista no município de Monte Alto (SP), a 350 quilômetros da capital paulista.

O alimentador de 13,8 [kV] ITC-04 da subestação Itacolomi atende cargas perturbadoras compostas principalmente por fornos de indução destinados à fundição e três bancos de capacitores distribuídos ao longo do alimentador.

Neste alimentador, um dos clientes atendidos é uma empresa de fundição que solicitou aumento de carga para conexão de mais um forno de indução de 300 [kW] destinado à fundição. O forno seria conectado através de um transformador de dois enrolamentos de 350 [kVA] em 13,8/0,38 [kV].

Um dos requisitos da CPFL para conexão de cargas potencialmente perturbadoras na rede é a elaboração de um relatório de impacto no sistema elétrico (RISE). Para elaboração do RISE foi tomado como base os resultados obtidos nas medições no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) do cliente, considerando a representação detalhada do alimentador ITC-04 assim como as outras cargas perturbadoras conectadas nesse sistema.

Os Procedimentos de Distribuição – PRODIST são normas que disciplinam o relacionamento entre as distribuidoras de energia elétrica e demais agentes (unidades consumidoras e centrais geradores) conectados aos sistemas de distribuição, que incluem redes e linhas em tensão inferior a 230 [kV]. No módulo 8, sobre Qualidade da Energia Elétrica, item 8.1 sobre Qualidade do Produto, a ANEEL define valores de referência máximos a serem obedecidos pela distribuidora de energia elétrica para Distorção harmônica individual de tensão de ordem h ou $DITH\%$ e, para Distorção harmônica total de tensão ou $DTT\%$. O índice de distorção harmônica individual de tensão para uma rede de distribuição de 13,8 [kV], para harmônicos de ordem 5 é de no máximo 6% e de ordem 3, é de no máximo 5%. O índice de distorção harmônica total de tensão para uma rede de distribuição de 13,8 [kV] é de no máximo 8%.

Já a orientação técnica interna da CPFL, que define critérios para autorização da entrada de novas cargas potencialmente perturbadoras na rede de distribuição da CPFL, define que o limite para de distorção harmônica total de tensão, medido em regime permanente no ponto de conexão do acessante deve ser menor ou igual a 5%.

Das análises das medições no PAC, foi identificado que durante a semana, os níveis de distorção harmônica de tensão estavam dentro dos limites permitidos, porém, de forma atípica, nos finais de semana os limites estabelecidos pela CPFL eram excedidos. O comportamento típico esperado era uma redução nos níveis de distorção harmônica nos finais de semana, pois a maioria das cargas não-lineares estava desligada. Aos domingos, com o forno da fundição totalmente fora de operação, conclui-se que as distorções elevadas encontradas no sistema não possuem correlação com os fornos de indução instalados no cliente. Este resultado preliminar representava fortes indícios que o fenômeno de ressonância harmônica estava ocorrendo nesta rede de distribuição.

Adicionalmente, pelas regras existentes na distribuidora independente das distorções harmônicas ocorrerem nos finais de semana, o fato dos limites serem excedidos já seria determinante para a não autorização da entrada do novo forno de indução do consumidor. Não foi previsto em norma que poderiam ocorrer distorções harmônicas elevadas sem correlação com as cargas perturbadoras, é, portanto, um fenômeno que merece atenção especial, já que as regras existentes podem inviabilizar a conexão de um consumidor.

Para entender este fenômeno, cinco medições foram instaladas em pontos estratégicos da rede de distribuição por aproximadamente trinta dias nos quais os

bancos de capacitores foram desligados um de cada vez com uma defasagem de uma semana entre eles. Esta primeira medida teve o objetivo da comprovação dos indícios da amplificação da distorção por proximidade da frequência de ressonância harmônica da rede com os bancos de capacitores.

As análises das medições e testes com os bancos de capacitores instalados na rede de distribuição mostraram que um dos três bancos de capacitores causava intensificação do índice de distorção harmônica de corrente e elevação dos níveis de distorção de tensão. Além disso, foi possível observar que quando os fornos de indução estavam ligados, a distorção de tensão era menor, ao contrário do que era esperado como efeito das cargas não-lineares. Pelas análises dos resultados, foi possível concluir que as distorções harmônicas dessa rede estavam sendo amplificadas provavelmente por harmônicas próximas da frequência de ressonância da rede.

A solução deste problema poderia ser muito simples removendo os bancos de capacitores na rede, porém durante a medição foi verificado que ao se retirar os bancos de capacitores, o fator de potência da rede fica abaixo do limite estabelecido pela ANEEL. Segundo a regulamentação vigente, no PRODIST, módulo 8, item 3 sobre Fator de Potência, para tensão inferior a 230 [kV], o fator de potência deve estar compreendido entre 0,92 e 1,00 indutivo ou 1,00 e 0,92 capacitivo. Com a retirada dos bancos de capacitores o fator de potência na saída da subestação ficaria próximo dos 0,90 indutivo e, portanto, a distribuidora estaria sujeita a multas, além disso, provocaria maior queda de tensão e maiores perdas técnicas.

A solução deste problema também poderia ser realizada através da eliminação da distorção harmônica, o que dependeria da instalação de filtros onerosos.

O desacoplamento da frequência de ressonância com a frequência de distorção harmônica é a mais barata visto que não implica na aquisição de equipamentos caros como os filtros, portanto este trabalho foi direcionado para soluções de desacoplamento.

Este trabalho propõe três diferentes abordagens para solucionar o problema de distorção harmônica nesta rede utilizando o ATP Draw como ferramenta de simulação. A primeira abordagem é reposicionar os bancos de capacitores utilizando a solução técnica de bancos realocáveis, cuja tecnologia, também chamada de Plug-and-Play, é produto de um projeto de pesquisa e desenvolvimento da CPFL-Piratininga, Expertise, USP e IESA. A segunda é reconfigurar o capacitor existente com potência

reativa ajustável. E finalmente, desligar os bancos de capacitores aos finais de semana utilizando controladores automáticos de banco de capacitores.

A utilização do ATP Draw permitiu criar um modelo equivalente que represente com boa aproximação as características desta rede. A precisão deste modelo foi comprovada através da comparação dos dados obtidos pela simulação com os dados reais obtidos através das medições.

Foi possível realizar uma simulação no domínio da frequência, verificando que haveria uma amplificação dos componentes harmônicos de 5ª e 7ª ordem, devido à proximidade da frequência de ressonância.

Com a rede modelada no ATP foi possível simular diferentes abordagens e fazer uma análise da eficácia de cada um através de um estudo comparativo entre elas, verificando em qual configuração as componentes harmônicas não eram amplificadas, ou apresentassem pouca amplificação nos componentes harmônicos de 5ª e 7ª ordem.

A configuração com melhor resultado para mitigação do efeito de ressonância harmônica foi a alternativa da instalação de um banco de capacitores próximo ao primeiro banco de capacitores do alimentador.

Por outro lado, a instalação de um banco de capacitores próximo a outro banco existente, provoca um outro fenômeno transitório, a elevação da corrente de *Inrush* pelo efeito *back to back* entre os bancos. Portanto, foram realizadas análises dos transitórios causados pela energização de bancos de capacitores próximos (*back to back*) e da possibilidade de realizar as operações com chaves tiristorizadas sincronizadas.

Após a comprovação deste método, os resultados deste trabalho poderão ser utilizados em outros casos na área de concessão da CPFL com características semelhantes, possibilitando que os bancos de capacitores possam ser corretamente projetados com relação ao dimensionamento, ajustes de operação e local de instalação, corrigindo-se o fator de potência da rede, reduzindo-se as perdas técnicas, e mitigando-se prejuízos.

O trabalho está dividido em seis capítulos, organizados na forma a seguir.

O Capítulo 2 faz uma revisão bibliográfica de trabalhos nas áreas de qualidade de energia elétrica associados à instalação de banco de capacitores em sistemas com cargas perturbadoras, assim como problemas relacionados à ressonância harmônica e o efeito da corrente de *inrush* devido à energização de bancos de capacitores próximos e utilização de chaves tiristorizadas.

Os conceitos fundamentais de utilização de banco de capacitores, distorção e ressonância harmônica são introduzidos no Capítulo 3, onde também se discute os limites máximos de distorção harmônica estabelecidos pela agência reguladora do setor.

O Capítulo 4 faz uma breve descrição do caso estudado neste trabalho, detalhando as características da rede, a motivação pela escolha deste alimentador, o processo de medição e análise dos resultados.

O Capítulo 5 apresenta as abordagens propostas neste trabalho para a mitigação do problema de ressonância harmônica, as simulações através do ATPDraw e o impacto com relação à corrente de *inrush* durante energização do banco de capacitores de acordo com solução encontrada apresenta.

Seguem-se discussões, conclusões e sugestões no Capítulo 6. O apêndice A há uma cópia do artigo apresentado no congresso internacional IEEE/PES T&D2010 Latin América em Novembro de 2010, este trabalho foi selecionado para publicação no site de artigos internacionais do IEEE, o XPLOER (ieeexplore.ieee.org - IEEE Xplore). No apêndice B apresenta uma cópia do artigo que foi publicado e apresentado no IX CBQEE 2011 – IX Conferência Brasileira de Qualidade de Energia Elétrica em Agosto de 2011, realizada na cidade de Cuiabá-MT. Ambos os trabalhos foram apresentados pela mestrandia Gislaine Midori Minamizaki e reforçam a defesa desta dissertação.

CAPÍTULO 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E METODOLOGIAS DISPONÍVEIS

Este capítulo descreve bibliografias encontradas sobre distorção harmônica, as principais metodologias relacionadas ao problema de instalação de banco de capacitores em sistemas de distribuição com cargas perturbadoras, assim como problemas relacionados à ressonância harmônica e o efeito da corrente de *Inrush* devido ao fenômeno de *back to back* entre os bancos de capacitores destacando trabalhos significativos da literatura na área.

No livro de R. C. Dugan, M.F. McGranaghan, S. Santoso e H. W. Beaty, “Electrical Power System Quality”, são apresentadas as principais razões pela crescente preocupação com os problemas de qualidade de energia, como a nova geração de equipamentos sensíveis à má qualidade de energia, o aumento de cargas não-lineares geradoras de harmônicos e uma rede cada vez mais interconectada, cuja combinação de fatores em maior quantidade e intensidade no longo prazo, não se sabe exatamente quais são as conseqüências. Além disso, é mostrada a preocupação com o impacto econômico nas concessionárias, seus consumidores, e fornecedores de equipamentos. Nos capítulos 5 e 6 deste livro são dedicados ao fenômeno dos harmônicos e como lidar com este problema, que foram descritos resumidamente nessa dissertação em outro capítulo.

Os benefícios da instalação de bancos de capacitores na rede são amplamente conhecidos e estudados, assim, o próximo capítulo dessa dissertação foi dedicado exclusivamente para tratar da utilização dos bancos de capacitores.

Dugan, Santoso e Beaty já apresentavam a preocupação com a alocação dos bancos de capacitores sem a devida análise, eles afirmam em seu livro que o coeficiente X/R de uma rede de distribuição é geralmente baixo e, portanto a amplificação de harmônicos pela ressonância com banco de capacitores é usualmente menor em comparação com o que se pode encontrar em instalações industriais. Dessa forma, os engenheiros de distribuição estão acostumados a alocar capacitores onde eles são necessários sem a preocupação em relação aos harmônicos. Entretanto, a distorção de tensão causada pela ressonância de um banco de capacitores pode exceder os limites estabelecidos e normalmente a solução é mudar a posição, ou a potência ou a conexão do neutro [1].

O livro de Kusko, A., Thompson, T. M. “Power Quality in Electrical Systems”, também é dedicado à qualidade de energia elétrica em sistemas de potência, com as definições de qualidade de energia, exemplos de baixa qualidade de energia elétrica como afundamentos de tensão, sobretensões, transitórios, interrupções, flutuações, distorções harmônicas, ruídos, entre outros. Com relação a harmônicos, entra na discussão sobre o aumento de cargas não-lineares que geram harmônicos e que cada vez mais os equipamentos na rede são sensíveis a estes harmônicos, levando a necessidade de encontrar soluções cada vez mais eficazes para resolver os problemas com harmônicos. O capítulo 2 do livro discute vários padrões de qualidade de energia, incluindo padrões que discutem distorções harmônicas, assim como inter-harmônicos de alta frequência causados por chaveamento nos sistemas de suprimento, inversores, entre outros. Os capítulos 4 e 5 são dedicados aos conceitos de harmônicos, séries de Fourier, espectros de formas de onda periódicas e as fontes de corrente de harmônicos [2].

Sendo unânime a questão da qualidade de energia elétrica ser uma preocupação, não há como ignorar os padrões definidos pelo IEEE com diversas publicações relevantes nesta área. Com relação à qualidade de energia elétrica, a principal referência é o IEEE Standard 519 denominado IEEE Std. 519-1992, cuja tradução do título seria “Práticas e Requerimentos Recomendados pelo IEEE para Controle de Harmônicos no Sistema Elétrico de Potência”. O padrão de 1992 é uma revisão do trabalho anterior do IEEE publicado em 1981 abrangendo controle de harmônicos.

O padrão 519 do IEEE, afirma que a qualidade de energia é de dupla responsabilidade, da supridora e do consumidor final. A supridora é responsável em produzir tensões senoidais de boa qualidade e o consumidor final tem a responsabilidade de limitar as correntes harmônicas que possam distorcer a sua fonte e afetar demais consumidores.

O padrão IEEE 519 também define limites de distorção harmônica no ponto de acoplamento comum. Assim, para redes com tensão menor que 69kV, o IEEE define que o limite máximo de distorção harmônica para um componente harmônico pode ser de até 3% e para distorção harmônica total de até 5% [3].

Outra organização de padronização, a IEC (International Electrotechnical Commission) também possui norma relacionada. O relatório técnico TR 61000-3-6, cuja tradução seria “Limites – Avaliação dos limites de emissão para conexão de

instalações perturbadoras em sistemas de média, alta e extra-alta tensão” que foi preparado pelo comitê técnico do IEC de Compatibilidade Eletromagnética. A revisão 2.0 de 2008 substitui a primeira edição de 1996. Este relatório técnico trata de qualquer instalação, seja carga ou gerador, que produzem harmônicos ou inter-harmônicos, porém aborda os limites que os sistemas elétricos são capazes de absorver distorções, sem estender a discussão de como mitigar tais distorções ou como aumentar a capacidade dos sistemas em absorver as distorções.

O relatório técnico da IEC afirma que a definição de limites de emissão de tensão ou corrente, para um equipamento individual ou de uma instalação de um consumidor deve ser baseada nos efeitos que essas emissões terão na qualidade da tensão em determinada localização, os limites dependem de alguns conceitos básicos como localização, das técnicas de medição aplicadas (duração, amostragem, estatísticas) e como são calculadas.

Dados esses conceitos, a IEC 61000-3-6 apresenta valores de referência para controle e proteção de equipamentos que estejam conectados em um determinado sistema de fornecimento com probabilidade de cobrir 95% dos sistemas. Para distorção harmônica total o valor de referência é de até 8% [4].

Para este trabalho que é um estudo de caso no Brasil, a primeira consulta é verificar o que prega a regulamentação brasileira, que é relativamente recente quando se trata de limites para distorções harmônicas. Em 29 de novembro de 2000, a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, publica a resolução normativa nº 456/2000 estabelecendo as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, introduzindo o conceito de cargas potencialmente perturbadoras na regulamentação brasileira [6], que por sua vez foi substituída pela resolução normativa nº 414/2010 [7].

Saindo do universo da distribuição de energia elétrica, para a Rede Básica, o ONS – Operador Nacional do Sistema, foi responsável por elaborar os Procedimentos de Rede. O uso dos Procedimentos de Rede em caráter provisório foi autorizado pela ANEEL através da resolução nº 420 de 31 de outubro de 2000 [9], passando por sucessivas revisões autorizadas, ainda em caráter provisório, pelas resoluções ANEEL nº 140 de 25 de março de 2002[10], nº 689 de 13 de dezembro de 2002[11], nº 791 de 24 de dezembro de 2002[12], nº 333 de 08 de julho de 2003[13], e nº 675 de 18 de dezembro de 2003[14].

Somente após consulta e audiência pública realizada em 2008, através da resolução normativa nº 372 da ANEEL de 28 de julho de 2009 [15], que foi

autorizado o uso dos Procedimentos de Rede em caráter definitivo, sendo publicada a versão disponível até a data presente em 05 de agosto de 2009 [8].

Os Procedimentos de Rede constituem um conjunto de regras, critérios e procedimentos técnicos, organizados em 25 módulos, que estabelecem a sistemática e os requisitos técnicos necessários para o planejamento e programação da operação, para a supervisão coordenação e controle da operação, para a administração dos serviços de transmissão de energia elétrica, para garantia do livre acesso à rede básica, bem como para proposição de ampliações e reforços da rede básica e demais instalações da transmissão. No submódulo 2.8 que trata de gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e de seus componentes, aborda os indicadores de desempenho da rede básica relacionados à qualidade da energia elétrica – QEE e os valores limites de referência, no aspecto tanto global ou sistêmico, como individual ou por agente inclusive definindo os indicadores referentes à distorção de tensão harmônica total e como os limites globais e individuais para todos os agentes do Sistema Interligado Nacional - SIN, incluindo todos os acessantes, sejam distribuidoras ou clientes livres [8].

Atualmente a regulamentação brasileira vigente quanto à qualidade da energia elétrica nas redes de distribuição está disciplinada pelo PRODIST - Procedimentos de Distribuição [16], aprovado pela Resolução nº 345/2008 [17].

O PRODIST é um conjunto de normas que disciplinam o relacionamento entre as distribuidoras de energia elétrica e demais agentes (unidades consumidoras e centrais geradores) conectados aos sistemas de distribuição, que incluem redes e linhas em tensão inferior a 230 quilovolts (kV). Já em sua primeira versão, em dezembro de 2008, no módulo 8 sobre Qualidade da Energia Elétrica, item 8.1 sobre Qualidade do Produto, a ANEEL define valores de referência máximos a serem obedecidos pela distribuidora de energia elétrica para Distorção harmônica individual de tensão de ordem h ou $DIT_h\%$ e, para Distorção harmônica total de tensão ou DTT %. Esses padrões mínimos de qualidade foram mantidos nas duas revisões em 2009 e 2010 aprovados pelas resoluções da ANEEL nº 395/2009 [18] e nº 424/2010 [19] respectivamente.

A definição de padrões mínimos de qualidade pelo agente regulador do sistema elétrico nacional demonstra a evolução da legislação brasileira dada à importância do tema, e incentiva através dos procedimentos que as distribuidoras busquem níveis mínimos de qualidade para os consumidores. Portanto, apesar dos benefícios da

instalação de bancos de capacitores, a ressonância harmônica também deve ser considerada já que os problemas relacionados aos harmônicos têm crescido nos sistemas de média tensão devido ao aumento de novas cargas não-lineares conectadas na rede e, somada com a distorção de tensão causada pela ressonância harmônica, os limites estabelecidos pela ANEEL podem ser excedidos[1].

Além dos livros e definições de padrões relevantes para área, há diversas publicações direcionadas para área de qualidade de energia, as referências deste trabalho estão focadas principalmente nas publicações direcionadas aos problemas de instalação de banco de capacitores em sistemas de distribuição com cargas perturbadoras, assim como problemas relacionados à ressonância harmônica e o efeito da corrente de *Inrush* devido ao fenômeno de *back to back* entre os bancos.

Em 2007, Mcgranaghan, M., Peele, S., Murray, D., publicaram o artigo “Solving Harmonic Resonance Problems on the Medium Voltage System” na 19th International Conference on Electricity Distribution no CIRED em Viena onde afirmavam que apesar dos limites estabelecidos pelas normas do IEEE 519 fornecerem algum controle na geração de harmônicos, ainda assim o nível de harmônicos pode ser significativo principalmente quando a rede de distribuição apresentar o fenômeno de ressonância harmônica que aumenta os níveis de corrente harmônica e distorções de tensão. Apresentou dois estudos de caso de solução de problemas de ressonância harmônica através da utilização de filtros de harmônicos [20].

Pinto, E. Bittencourt publicou em 2007 no VII CBQEE o artigo “Requisitos para Conexão de Cargas Potencialmente Perturbadoras ao Sistema Elétrico da CPFL” apresentando que a CPFL como distribuidora estava agindo proativamente criando processos normatizados internamente de uma forma prática para todo o acesso de ligações e aumentos de carga envolvendo cargas não lineares, garantindo que os impactos das perturbações permaneçam dentro de limites aceitáveis, sem prejuízo à qualidade do fornecimento da energia elétrica. [21]. A norma que este artigo trata também foi utilizada neste trabalho, o “GED 10099 – Requisitos para Conexão de Cargas Potencialmente Perturbadoras ao Sistema Elétrico da CPFL”. [37]

Segura, S., Pomilio, J. A., Silva, Luiz C. P., Deckmann, S., Aoki, A. R., Godói, A. A., Garcia, F. R., publicaram o artigo “Alocação de Capacitores em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Incluindo Análise de Ressonância”, no VIII Congresso Brasileiro de Qualidade de Energia Elétrica em 2009. Neste trabalho

apresentaram uma metodologia de otimização da compensação reativa em redes de distribuição primária e secundária de maneira conjunta, procurando os máximos benefícios econômicos e técnicos. O trabalho procura contornar o problema da explosão combinatória que aparece em redes reais de grande porte, utilizando um fluxo de carga especializado dentro de um algoritmo genético. Adicionalmente, devido à proliferação de fontes harmônicas, a proposta usa um indicador de sensibilidade à ressonâncias devido à inserção de novas cargas capacitivas [22].

Em 2010, A. A. Eajal e M. E. El-Hawary, publicaram três artigos no 14th ICHQP na Itália: “Optimal Capacitor Placement and Sizing in Distorted Radial Distribution Systems Part I: System Modeling and Harmonic Power Flow Studies”, “Optimal Capacitor Placement and Sizing in Distorted Radial Distribution Systems Part II: Problem Formulation and Solution Method” e “Optimal Capacitor Placement and Sizing in Distorted Radial Distribution Systems Part III: Numerical Results”. Trata-se de um único trabalho apresentado em três partes, a primeira parte se inicia comentando os benefícios da instalação de banco de capacitores e da necessidade de alocar estes bancos de capacitores levando em conta a presença dos harmônicos, sendo que o primeiro passo para a alocação ideal é a modelagem detalhada do sistema e um eficiente programa de fluxo de potência harmônica. Apresenta uma modelagem trifásica do sistema e um algoritmo de fluxo de potência harmônico, reportando três diferentes modelos de transformadores para estudos de harmônicos e para os componentes lineares outros quatro diferentes modelos [23].

A segunda parte foi dedicada à alocação ótima de banco de capacitores levando em conta as menores perdas técnicas, níveis de tensão e distorções harmônicas totais, além de manter os menores custos. O problema de dimensionamento e a alocação dos bancos de capacitores sendo um problema de integração não linear, foi solucionado utilizando otimização por enxame de partículas [24].

A última parte é a combinação da solução do problema de alocação e dimensionamento de banco de capacitores utilizando otimização por enxame de partículas e adicionalmente com um algoritmo de fluxo de potência de rede radial de distribuição formando um algoritmo híbrido. Dessa forma os autores propuseram um algoritmo integrado capaz de encontrar uma solução global de alocação, considerando as perdas técnicas, com verificação dos limites de tensão e fluxo de potência de harmônicos [25].

Em 2010, R. Torrezan, S. U. Ahn, C. Escobar, A. S. P. Gaona, A. V. de Oliveira, A. N. de Souza, A. C.P. Martins, N. C. Jesus, publicaram o artigo “Proposals for Improvement of Methodology and Process of Collecting and Analyzing Compatibility of Power Quality Indicators in Distribution Systems” no IEEE/PES T&D2010 Latin America. Neste artigo foi apresentada a metodologia utilizada para analisar o impacto da ligação de cargas potencialmente perturbadoras ao sistema elétrico de distribuição da CPFL Paulista. Utiliza como estudo de caso prático a solicitação de aumento de carga da mesma fundição estudada nesta dissertação de mestrado. São apresentadas recomendações sobre como tratar dados obtidos das medições de harmônicos, flutuação de tensão, desequilíbrio de tensão e tensão em regime permanente [26].

Em 2011, Ricardo Torrezan realizou a defesa do seu mestrado em engenharia elétrica na Universidade Estadual Paulista, UNESP Bauru, com o título “Propostas para aprimoramento da metodologia e do processo de apuração e análise de compatibilidade de indicadores da qualidade da energia elétrica em sistemas de distribuição”. O seu projeto de pesquisa teve por objetivo apresentar propostas para aprimoramento das principais normas e resoluções envolvidas, dentre as quais o PRODIST, quanto à metodologia para apuração do indicador de distorção de tensão harmônica total, bem como trazer contribuições para o processo de análise de compatibilidade de cargas potencialmente perturbadoras na qualidade da energia elétrica em sistemas de distribuição. Torrezan utilizou o mesmo estudo de caso de Monte Alto objeto dessa dissertação para embasar o seu trabalho [27].

No estudo de caso apresentado nesta dissertação, foi identificado que em um determinado alimentador a distorção harmônica estava dentro dos limites permitidos em dias úteis, porém nos finais de semana, quando a maioria das cargas não lineares estava desligada, os níveis de distorção harmônica extrapolam os limites. A investigação desse caso levou a suspeita que este alimentador apresentava características de ressonância harmônica com os bancos de capacitores.

Outros casos semelhantes foram estudados, os autores Jesus, N.C.; Oliveira, H.R.P.M, publicaram o artigo “Efeito de Bancos de Capacitores na Amplificação de Harmônicos em Sistema de Distribuição” no XVII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica em 2006, observando justamente este fenômeno [28]. No caso do trabalho apresentado nesta dissertação, concluiu-se que não seria possível

utilizar a mesma solução, de desligar os bancos de capacitores na rede devido a violação dos limites mínimos permitidos de fator de potência.

Outras soluções foram propostas e analisadas utilizando o ATPDraw como ferramenta de simulação [29], através dos resultados das simulações foi possível identificar uma solução através da realocação dos bancos de capacitores. Por outro lado, a melhor solução do ponto de vista de mitigação da ressonância seria a instalação de dois bancos de capacitores muito próximos, o que levou o desenvolvimento de uma pesquisa sobre as correntes de *inrush* submetidas ao efeito *back-to-back*.

A seguir são apresentadas algumas bibliografias sobre o efeito da corrente de *inrush* devido ao fenômeno de *back to back* entre os bancos de capacitores, e a utilização de chaves sincronizadas.

O capítulo 4 do livro de R. C. Dugan, M.F. McGranaghan, S. Santoso e H. W. Beaty, “Electrical Power System Quality”, trata das definições dos transitórios que podem ser causados principalmente por curtos-circuitos causados por descargas atmosféricas ou chaveamento de banco de capacitores. São apresentados os conceitos de como o chaveamento de bancos de capacitores causam elevadas correntes transitórias, chamadas de correntes de *inrush* [1].

M.F. Iizarry-Silvestrini, T. E. Vélez-Sepúlveda, escreveram o artigo “Mitigation of Back-to-Back Capacitor Switching Transients on Distribution Circuits” para o Departamento de Engenharia Elétrica e Computação da Universidade de Porto Rico em 2006. Neste trabalho os autores fizeram uma verificação teórica e prática que as correntes de energização de bancos de capacitores são agravadas quando o chaveamento de um banco de capacitores ocorre próximo a outro banco de capacitores já energizado, chegando a amplitudes superiores a quiloampères, efeito conhecido como *back-to-back*. Neste trabalho também utilizaram o ATP como ferramenta de simulação, e concluíram que das diversas tecnologias existentes, a utilização de disjuntores síncronos era a solução ideal para mitigar os efeitos do fenômeno *back-to-back* [28].

Kulas, S. J., apresentou o trabalho cuja tradução seria “Técnicas de Chaveamentos de Capacitores” no ICREPQ - International Conference on Renewable Energies and Power Quality, em abril de 2009. Neste trabalho o autor abordou as formas de redução da magnitude das elevadas correntes de *inrush* durante a energização de bancos de capacitores que podem danificar os elementos capacitivos e

fundir os contatos das chaves. O método de eliminação da sobretensão e as elevadas correntes de *inrush* é o fechamento das chaves no instante em que houver uma diferença de tensão igual a zero entre os contatos [32].

Fernandez, P. C., Esmeraldo, P. C. V., Almeida, H. T., et al, publicaram o artigo “Estudo de Energização de Bancos de Capacitores de Grande Porte Realizado no Simulador Digital em Tempo Real (RTDSTTM) de FURNAS utilizando Disjuntores com Sincronizador”, no XIV SNPTEE em 1997. Neste artigo os autores apresentaram resultados de estudo para avaliar os transitórios eletromagnéticos das manobras de energização de bancos de capacitores de grande porte, utilizando-se disjuntores dotados de sincronizadores. Os resultados dos casos processados com a representação de sincronizadores mostram que este equipamento é capaz de minimizar de sobremaneira as causas do desgaste excessivo dos componentes das câmaras auxiliares dos disjuntores destes bancos de capacitores [33].

Utilizando desta vasta bibliografia, foi possível desenvolver este trabalho com o objetivo de estudar soluções técnicas para mitigar o problema de amplificação das distorções harmônicas de tensão devido à ressonância harmônica em bancos de capacitores de um alimentador localizado na área de concessão da Companhia Paulista de Força e Luz.

CAPÍTULO 3 – CONCEITOS FUNDAMENTAIS

Este capítulo introduz os conceitos fundamentais de utilização de banco de capacitores, distorção e ressonância harmônica, assim como discute os limites máximos de distorção harmônica estabelecidos pela agência reguladora do setor, a ANEEL.

3.1 UTILIZAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES

Capacitores são fontes de energia reativa. O objetivo de sua aplicação em sistemas de potência é a compensação de energias reativas produzidas por cargas indutivas ou reatâncias de linhas.

A instalação de bancos de capacitores pode trazer ao sistema vários efeitos benéficos quando adequadamente utilizados. Os motivos básicos de sua aplicação podem ser:

- a) Aumento de nível de tensão;
- b) Melhoria da regulação de tensão (bancos automáticos ou manuais devidamente operados);
- c) Redução de perdas de demanda e energia ativa;
- d) Correção do fator de potência de forma a se evitar o pagamento de multa;
- e) Liberação de maiores capacidades para o sistema elétrico;
- f) Aumento da vida útil das linhas e equipamentos;
- g) Filtros de harmônicos;
- h) Aporte momentâneo de tensão, dentre outros.

Por estes motivos acima listados, a instalação dos bancos de capacitores é fortemente recomendada [34].

Capacitores podem ser instalados em sistemas de distribuição de duas formas: em paralelo com as cargas ou em série com as linhas. A utilização de capacitores em paralelo procura atingir os benefícios de sua utilização pela correção do fator de potência (ou seja, pela “geração” adequada de reativos) nos pontos de instalação.

Capacitores em série procuram reduzir as quedas de tensão causadas pelas reatâncias indutivas. Embora proporcionem aumentos de tensão, os capacitores em

série não proporcionam correção de fator potência na mesma proporção dos capacitores em paralelo e as correntes nas linhas não são substancialmente reduzidas; conseqüentemente, a redução das perdas técnicas de energia é pouco significativa. Esses aspectos, associados à sensibilidade a transitórios (de tensões e correntes) fazem com que, na prática, os capacitores em série sejam utilizados quase que exclusivamente no controle de “flickers” [35].

Considerando um perfil de carga apropriado à variação da demanda de energia no horizonte de planejamento do sistema de distribuição, definem-se os locais de instalação e a capacidade dos bancos de capacitores. Tais bancos podem ser fixos ou variáveis, permitindo a injeção de diferentes níveis de energia reativa no sistema.

A definição desses níveis de atuação para cada um dos bancos de capacitores instalados, levando-se em consideração as variações da carga ao longo do período de estudo, constituem procedimentos aplicados à redução do custo de operação das redes de distribuição de energia elétrica [34].

Quando se deseja instalar capacitores em um sistema é aconselhável calcular os benefícios econômicos provenientes dessa instalação, porém não é raro que a análise com relação ao acoplamento das frequências harmônicas seja ignorada causando sérios problemas futuros que podem ser maiores que os possíveis benefícios da instalação dos bancos de capacitores em si [36].

3.2 DISTORÇÃO HARMÔNICA

3.2.1 - Definição

A distorção harmônica não é um fenômeno relativamente novo nos sistemas elétricos, existem literaturas técnicas sobre o assunto desde a década de 30.

No final de década de 70, quando a utilização dos conversores eletrônicos de potência se tornou mais acessível às indústrias em geral, aumentou-se a preocupação sobre as incertezas de como o sistema de potência se comportaria com uma quantidade excessiva de distorção harmônica. As primeiras previsões eram desastrosas para o sistema, porém apesar de exageradas, incentivou as pesquisas deste novo problema e causou grande desenvolvimento no campo de análise da qualidade de energia: novas ferramentas e equipamentos foram desenvolvidos e novas regras foram estabelecidas para o planejamento e operação do sistema elétrico.

Atualmente problemas com distorções harmônicas ainda existem, porém em um percentual pequeno comparado com a quantidade de afundamentos de tensão e interrupções que são problemas de qualidade de energia elétrica universais em todos os sistemas elétricos de potência.

Se o sistema for propriamente projetado para suprir as demandas da carga, a probabilidade de harmônicos causarem problemas à rede é pequena, embora ainda possam causar problemas aos sistemas de telecomunicação [1]. Neste trabalho apresentaremos que devido à definição de limites, pode haver problemas com relação à estas distorções, principalmente quando algumas componentes harmônicas forem amplificadas através do fenômeno de ressonância.

A distorção harmônica é causada por cargas não-lineares conectadas à rede. Uma carga não-linear é aquela na qual a corrente não é proporcional à tensão aplicada. A Figura 1 a seguir ilustra este conceito no caso de uma onda de tensão senoidal aplicada a um resistor não-linear no qual a tensão e a corrente variam de acordo com o curso com a curva mostrada.

Enquanto a forma de onda de tensão aplicada é perfeitamente senoidal, a corrente resultante é distorcida. Aumentando somente alguns pontos percentuais na tensão, o efeito na corrente pode ser o dobro e poderá apresentar uma forma de onda completamente diferente. Esta é a fonte de distorção harmônica na maioria dos casos no sistema de potência.

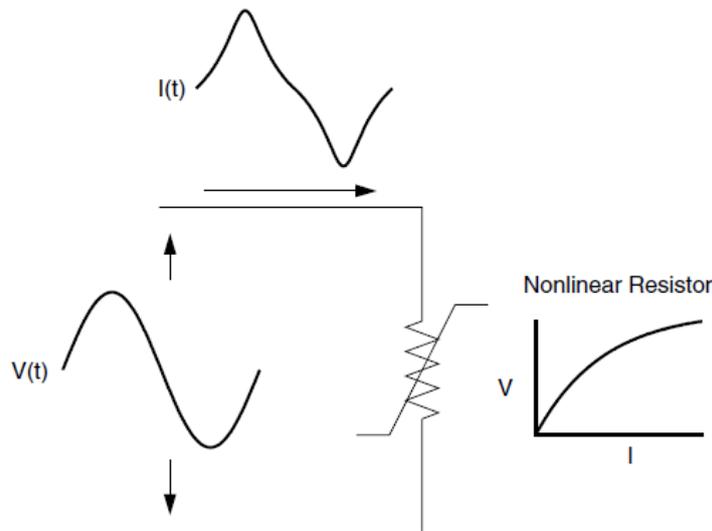


Figura 1: Distorção na corrente causada por uma resistência não linear [1].

A forma de onda de tensão encontrada nas saídas subestações geralmente são bem próximas a ondas senoidais, em muitas áreas a tensão medida nos sistemas de transmissão apresenta valores tipicamente menores que 1.0 percentual de distorção.

Por outro lado, a distorção aumenta quanto mais próxima se encontra da carga. Em algumas cargas, a forma de onda de corrente injetada pouco se assemelha a uma onda senoidal. Conversores de potência eletrônicos podem cortar a corrente de forma a se assemelharem a formas de ondas arbitrárias. Além dos conversores, os harmônicos podem ser gerados por todo tipo de consumidores. Os consumidores residenciais e comerciais possuem cada vez mais equipamentos eletrônicos e os consumidores industriais possuem uma vasta diversidade de cargas não-lineares como drivers de corrente contínua, retificadores, fornos de indução, fornos à arco, entre outros. O consumidor final é o maior causador de harmônicos e acaba sendo também mais afetado do que a rede elétrica em si [2].

A distorção harmônica possui causas e efeitos diferentes na corrente e na tensão. Esses efeitos estão correlacionados, assim, o simples termo *harmônico* é inadequado para descrever um problema por si só.

De forma simplificada as cargas não-lineares geralmente são as fontes de correntes harmônicas, e a distorção de tensão é o resultado das correntes distorcidas passando por impedâncias série lineares do sistema de distribuição, embora assumindo que a fonte forneça uma onda puramente senoidal e que exista uma carga não-linear fornecendo uma distorção de corrente. O montante de distorção de tensão depende da

impedância e da corrente. Assumindo que a distorção no barramento de carga permanece dentro de limites razoáveis (por exemplo, menos de cinco por cento [3]), o montante de corrente harmônica produzida pela carga é geralmente constante.

Embora a corrente de carga harmônica cause a distorção de tensão, deve perceber que a carga não possui controle sobre a distorção de tensão. A mesma carga instalada em dois diferentes pontos do sistema pode resultar em dois diferentes valores de distorção de tensão.

Deve-se tomar cuidado ao descrever o fenômeno dos harmônicos, ou seja, para entender as particularidades entre as causas e efeitos dos harmônicos de corrente e tensão, as terminologias devem ser apropriadamente qualificadas. Geralmente é convencionado que na maioria das vezes quando um termo é usado para se referir a dispositivos de carga, o interlocutor está se referindo a corrente harmônica e para se referir ao sistema da distribuidora, o assunto é sobre distorção de tensão.

Se por um lado existem poucos casos onde a distorção é randômica, a maioria é periódica ou uma múltipla inteira da frequência fundamental. Ou seja, a forma de onda de corrente é aproximadamente a mesma, ciclo após ciclo, com poucas alterações. Esse fenômeno tem feito com que o termo harmônico seja utilizado das mais diversas formas para descrever distorções em forma de ondas, porém este termo deve ser cuidadosamente qualificado para fazer sentido.

A Distorção Harmônica Individual de Tensão de ordem h ou $DIT_h\%$, é definida pela relação:

$$DIT_h\% = \frac{V_h}{V_1} \times 100$$

Equação 1: Distorção Harmônica Individual

3.2.2 – Representação por Fourier

Os conceitos da série de Fourier são universalmente aplicados nas análises de problemas com harmônicos. O matemático Fourier demonstrou que qualquer onda distorcida periódica em que um ciclo é idêntico ao próximo ciclo, pode ser decomposta em uma soma de ondas senoidais cujas frequências são múltiplas inteiras da frequência fundamental conforme ilustrado na Figura 2 abaixo. Cada onda senoidal múltipla inteira n da frequência fundamental é um harmônico de ordem n.

- Aumento das perdas técnicas, com conseqüente diminuição da eficiência energética e prejuízo à vida útil de muitos dispositivos, aparelhos e equipamentos conectados à rede;

- Medição errônea das grandezas elétricas durante a operação dos sistemas e redes, colocando em risco a adequada proteção contra faltas e falhas e, ainda, faturando inadequadamente os montantes de energia vendidos aos consumidores e/ou comprados dos geradores.

Os efeitos causados pelos componentes harmônicos no sistema elétrico, bem como em seus componentes, podem ser classificados em três grandes grupos:

- a) solicitação térmica, associada à circulação de correntes harmônicas;
- b) solicitação de isolamento, associada às distorções de tensão;
- c) Má operação de equipamentos.

3.2.4 - Efeito sobre a Resistência dos Condutores Elétricos

No sistema de 60 [Hz] o efeito pelicular se mostra presente devido a não uniformidade da indutância própria do condutor na sua seção reta, já sendo levado em consideração nos catálogos técnicos de fabricantes. O centro de um condutor é enlaçado por mais linhas de fluxo do que sua superfície, desta forma a reatância do centro do condutor é maior quando comparada à de sua superfície (devido ao aumento da indutância), fazendo com que menos corrente elétrica se estabeleça no centro. Tal desigualdade de corrente acarreta num aumento da resistência CA do condutor. Assim, quando um condutor conduz correntes harmônicas de altas frequências (maior que 60 [Hz]), este efeito torna-se mais significativo.

A tabela a seguir, mostra a variação da relação entre a resistência CA e CC com a variação da frequência [39].

FREQUÊNCIA Hz	RELAÇÃO - RESISTÊNCIA CA/CC
60	1,01
300	1,21
420	1,35
660	1,65

Tabela 1: Variação da relação entre a resistência CA e CC com a variação da frequência.

3.2.5 - Efeito sobre os Motores de Indução

As máquinas elétricas, de uma maneira geral, apresentam uma baixa impedância para as componentes harmônicas. Por exemplo, enquanto o escorregamento para a frequência fundamental é da ordem de dois por cento, para as frequências harmônicas os correspondentes escorregamentos serão praticamente unitários. As componentes de sequência zero, que não produzem efeito de campo girante, não foram consideradas.

A influência dos harmônicos nos motores de indução manifesta-se de duas formas:

a) Influência dos Harmônicos sobre o Conjugado do Motor

Estudos teóricos e medições práticas mostram que o efeito de uma distorção harmônica total de 1 a 20% tem efeito desprezível sobre os torques de regime e de partida de um motor assíncrono (de indução). Porém observa-se o aparecimento de torques oscilatórios devido à interação de correntes harmônicas e campo magnético com a componente fundamental. Essa interação gera um torque oscilatório e, sua magnitude é proporcional às magnitudes das correntes harmônicas.

Como exemplo, se a corrente harmônica é da ordem de dez por cento da nominal, a magnitude do torque oscilatório tem aproximadamente o mesmo valor.

Cabe observar que o torque médio, responsável pela realização de trabalho mecânico, não é afetado por tais harmônicos, porém os torques oscilatórios podem provocar vibrações mecânicas no motor e cargas acionadas.

b) Influência dos harmônicos sobre as perdas suplementares no ferro e no cobre

Estudos mostram que as perdas suplementares no ferro são praticamente desprezíveis com a presença de componentes harmônicos. Porém as perdas no cobre são significativas.

3.2.6 - Efeito sobre Transformadores

Os efeitos dos harmônicos nos transformadores podem ser classificados em:

a) Perdas no cobre, devido à circulação de corrente harmônica no enrolamento, bem como perdas envolvendo fluxos de dispersão;

b) Maiores solicitações no isolamento e possíveis ressonâncias (para frequências harmônicas) entre os enrolamentos do transformador e as capacitâncias das linhas ou outras;

c) Existência de componente contínua no transformador acarretando uma magnetização assimétrica (saturação) e os seus subsequentes efeitos.

3.2.7 - Efeito sobre Capacitores

Podemos dizer que o aumento total nas perdas de um capacitor devido à distorção de onda é pequeno em termos dos kVA do sistema, porém em vista do pequeno tamanho destas unidades por kVAr, isto pode resultar num substancial aumento na temperatura da unidade capacitiva e numa redução de sua vida útil.

3.2.8 - Efeito sobre os Dispositivos de Medição e Proteção

Os dispositivos de proteção e de medição são afetados pelos harmônicos.

Aqueles que operam com base no disco de indução, tal como os medidores de kWh e relés de sobrecorrentes são projetados para operarem com correntes fundamentais apenas, e desta forma os harmônicos produzidos pelas cargas não lineares e/ou os desequilíbrios causados pelas distorções harmônicas podem levar estes instrumentos e dispositivos a funcionarem erroneamente.

Todo e qualquer dispositivo de proteção e medição que depende dos valores de pico da tensão e/ou corrente, nos pontos em que as tensões são nulas, são obviamente afetados pela presença de distorções harmônicas, resumidamente:

- Os relés tendem a operar mais lentamente e/ou com maiores níveis de “pick-up”, quando o mesmo funciona com forma de onda distorcida;
- Os relés estáticos de frequência são susceptíveis às variações substanciais nas suas características de operação;
- Na maioria dos casos, as variações das características de operação são relativamente pequenas dentro de uma faixa de distorção normal;
- Dependendo do conteúdo harmônico, os torques de operação dos relés podem ser reversos.

3.2.9 – Distorção Harmônica Total

A DHT – Distorção Harmônica Total é uma medida do valor eficaz dos componentes harmônicos de uma onda distorcida. Ou seja, é o valor potencial de aquecimento dos harmônicos em relação à fundamental. Este índice pode ser calculado para tensão ou corrente. A DHT é calculada pela raiz quadrada das somas

quadráticas de cada componente harmônica com relação à fundamental, vide equação abaixo [1].

$$DHT_{V_n} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_n} \times 100\%$$

Equação 2: Distorção Harmônica Total

Onde,

V_h = magnitude da componente harmônica individual (rms)

h = ordem harmônica

V_n = tensão nominal rms do sistema (rms)

A DHT é muito útil para diversas aplicações, pode fornecer uma noção de quanto aquecimento será dissipado quando uma tensão distorcida é aplicada em uma carga resistiva. Além disso, fornece uma indicação de perdas adicionais causadas pelas correntes distorcidas fluindo pelo condutor. Porém, a DHT tem suas limitações, não é um bom indicador para calcular a sobretensão em um capacitor porque isto está relacionado com o valor de pico da forma de onda da tensão, não ao seu valor de aquecimento.

O indicador é frequentemente usado para descrever a distorção harmônica de tensão. Harmônicos de tensão são quase sempre referenciados pelo valor da fundamental em um período da amostragem. Visto que a tensão fundamental varia pouco percentualmente, a DHT de tensão é quase sempre um número significativo.

O fenômeno de distorção harmônica pode se tornar mais severo e os níveis de distorção podem ser amplificados demasiadamente, caso a capacitância do sistema resultar em ressonância em uma frequência crítica. Esse fenômeno de ressonância será discutido nos próximos capítulos deste trabalho.

Toda carga não linear tem suas características intrínsecas (construtivas) quanto à geração de correntes harmônicas. Por exemplo, considerando um retificador de seis pulsos (6 diodos), será verificado que o mesmo, de acordo com estas características, gera somente harmônicos de ordem ímpar, quando o mesmo funciona sob condições normais de operação, tanto sob o aspecto da fonte de alimentação da carga, quanto às condições da mesma propriamente dita. Nesta situação, tais harmônicos são denominados “Harmônicos Característicos”. Se surgirem harmônicos pares nesta

carga devido a alguma anomalia ocorrida na carga ou em sua fonte, tais harmônicos serão denominados “Harmônicos não Característicos”.

O surgimento dos harmônicos não característicos, ou seja, dos não previstos pela teoria idealizada, deve-se às seguintes causas:

- a) Erros no sistema de disparo da instalação retificadora;
- b) Desequilíbrio da tensão c.a. de alimentação da instalação retificadora;
- c) Distorção harmônica na tensão de alimentação;
- d) Desequilíbrio entre impedâncias do sistema CA.

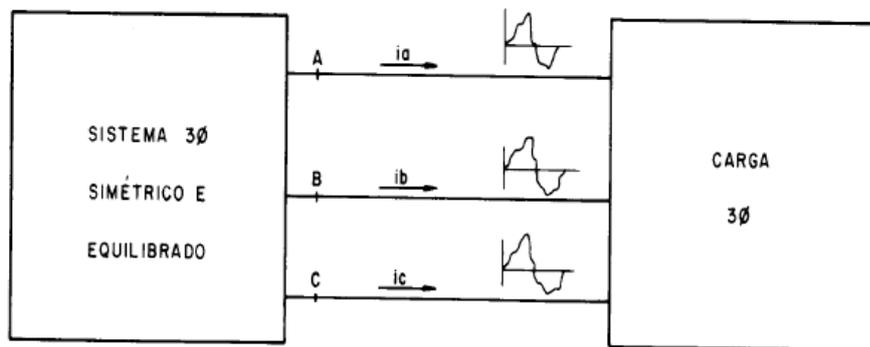


Figura 3: Sistema simétrico e equilibrado trifásico alimentando i_a , i_b e i_c que são correntes deformadas e não senoidais.

Considerando o diagrama da Figura 3, com o sistema elétrico trifásico simétrico e equilibrado, ou seja, tensões e correntes com módulos idênticos e no sentido positivo, com defasamento de 120° entre fases e ainda, a forma de onda de corrente com um certo grau de deformação, caso haja qualquer desequilíbrio na alimentação da carga, estes harmônicos (múltiplas de três) não estarão mais em fase, acarretando a existência de harmônicos não característicos fluindo entre a carga e a fonte [38].

3.3 LIMITES ACEITÁVEIS DE DISTORÇÃO HARMÔNICA

3.3.1 – Limites de acordo com os Procedimentos de REDE - ONS

Para este trabalho que é um estudo de caso no Brasil, a primeira consulta é verificar a regulamentação brasileira que é relativamente recente quando se trata de limites para distorções harmônicas. Em 29 de novembro de 2000, a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, publicou a resolução normativa nº 456/2000 estabelecendo as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, introduzindo o conceito de cargas potencialmente perturbadoras na regulamentação brasileira [6], que por sua vez foi substituída pela resolução normativa nº 414/2010 [7].

Saindo do universo da distribuição de energia elétrica, para a Rede Básica, o ONS – Operador Nacional do Sistema, foi responsável por elaborar os Procedimentos de Rede. O uso dos Procedimentos de Rede em caráter provisório foi autorizado pela ANEEL através da resolução nº 420 de 31 de outubro de 2000 [9], passando por sucessivas revisões autorizadas, ainda em caráter provisório, pelas resoluções ANEEL nº 140 de 25 de março de 2002 [10], nº 689 de 13 de dezembro de 2002 [11], nº 791 de 24 de dezembro de 2002 [12], nº 333 de 08 de julho de 2003 [13], e nº 675 de 18 de dezembro de 2003 [14].

Somente após consulta e audiência pública realizada em 2008, através da resolução normativa nº 372 da ANEEL de 28 de julho de 2009 [15], que foi autorizado o uso dos Procedimentos de Rede em caráter definitivo, sendo publicada a versão disponível até a data presente em 05 de agosto de 2009 [8].

Os Procedimentos de Rede constituem um conjunto de regras, critérios e procedimentos técnicos, organizados em 25 módulos, que estabelecem a sistemática e os requisitos técnicos necessários para o planejamento e programação da operação, para a supervisão coordenação e controle da operação, para a administração dos serviços de transmissão de energia elétrica, para garantia do livre acesso à rede básica, bem como para proposição de ampliações e reforços da rede básica e demais instalações da transmissão. No submódulo 2.8 que trata de gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e de seus componentes, aborda os indicadores de desempenho da rede básica relacionados à qualidade da energia elétrica – QEE e os valores limites de referência, no aspecto tanto global ou sistêmico, como individual ou por agente inclusive definindo os indicadores referentes à distorção de

tensão harmônica total e como os limites globais e individuais para todos os agentes do Sistema Interligado Nacional - SIN, incluindo todos os acessantes, sejam distribuidoras ou clientes livres.

Os limites globais inferiores correspondentes aos indicadores de tensões harmônicas individuais de ordens 2 a 50, bem como ao indicador DTHTS95% estão apresentados na Tabela 2.

O indicador DTHTS95% é determinado observando o valor que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 1 dia (24 horas), considerando os valores dos indicadores integralizados em intervalos de 10 (dez) minutos, ao longo de 7 (sete) dias consecutivos. O indicador corresponde ao maior entre os sete valores obtidos, anteriormente, em base diária.

V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
ÍMPARES		PARES		ÍMPARES		PARES	
ORDEM	VALOR(%)	ORDEM	VALOR(%)	ORDEM	VALOR(%)	ORDEM	VALOR(%)
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%		
DTHTS95% = 6%				DTHTS95% = 3%			

Tabela 2: Limites globais inferiores de tensão em porcentagem da tensão fundamental [8]

Os limites individuais de tensões harmônicas de ordens 2 a 50, bem como o limite para a Distorção de Tensão Harmônica Total (DTHTS95%), são apresentados na Tabela 3.

13,8 kV ≤ V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
ÍMPARES		PARES		ÍMPARES		PARES	
ORDEM	VALOR(%)	ORDEM	VALOR(%)	ORDEM	VALOR(%)	ORDEM	VALOR(%)
3 a 25	1,5%			3 a 25	0,6%		
		todos	0,6%			todos	0,3%
≥27	0,7%			≥27	0,4%		
DTHTS95% = 3%				DTHTS95% = 1,5%			

Tabela 3: Limites individuais em porcentagem da tensão fundamental [8]

Finalmente, é estabelecido nos Procedimentos de Rede que no caso em que determinadas ordens de tensão harmônica e/ou a distorção harmônica total variem de forma intermitente e repetitiva, os limites especificados podem ser ultrapassados em até o dobro, desde que a duração cumulativa acima dos limites contínuos estabelecidos não ultrapasse 5% do período de monitoração [8].

Os Procedimentos de Rede que tratam dos requisitos da Rede Básica apresentavam uma referência de distorção harmônica para redes de distribuição até a criação dos Procedimentos da Distribuição, o PRODIST, em 2008. Este trabalho estuda um caso na rede de distribuição de 13,8 [kV], portanto foi necessário estudar o PRODIST.

3.3.2 – Valores de referência de acordo com o PRODIST

Os Procedimentos de Distribuição – PRODIST são normas que disciplinam o relacionamento entre as distribuidoras de energia elétrica e demais agentes (unidades consumidoras e centrais geradoras) conectados aos sistemas de distribuição, que incluem redes e linhas em tensão inferior a 230 quilovolts (kV). Tratam, também, do relacionamento entre as distribuidoras e a ANEEL, no que diz respeito ao intercâmbio de informações [16].

O processo de elaboração do PRODIST teve início em 1999, com a contratação do CEPEL, que elaborou a partir do relatório H do Projeto RESEB, a versão inicial do documento. O PRODIST foi aprovado na 49ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da ANEEL do ano de 2008, através da Resolução Normativa nº 345, de 16 de dezembro de 2008, publicada no Diário Oficial da União – DOU em 31 de dezembro de 2008 [17].

Em 2009, o PRODIST passou por sua primeira revisão. Após a disponibilização de minuta na Audiência Pública nº 033/2009, a primeira revisão do PRODIST foi aprovada na 49ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da ANEEL do ano de 2009, através da Resolução Normativa nº 395, de 15 de dezembro de 2009 [18].

O PRODIST contém oito módulos, apresentados abaixo:

- Módulo 1 – Introdução;
- Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição;
- Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição;
- Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição;
- Módulo 5 - Sistemas de Medição;
- Módulo 6 - Informações Requeridas e Obrigações;
- Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição;
- Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica.

No módulo 8, sobre Qualidade da Energia Elétrica, item 8.1 sobre Qualidade do Produto, a ANEEL define valores de referência máximos a serem obedecidos pela distribuidora de energia elétrica para Distorção Harmônica Individual de Tensão de ordem h ou $DIT_h\%$ e, para Distorção Harmônica Total de Tensão ou DTT % [16].

Os valores de referência para a Distorção Harmônica Individual de Tensão de ordem h ou $DIT_h\%$ (em porcentagem da tensão fundamental), estão definidos na tabela abaixo:

Ordem Harmônica	Distorção Harmônica Individual de Tensão [%]				
	$V_n \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n \leq 13,8 \text{ kV}$	$13,8 \text{ kV} < V_n \leq 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$	
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5	6	4,5	2,5
	7	6,5	5	4	2
	11	4,5	3,5	3	1,5
	13	4	3	2,5	1,5
	17	2,5	2	1,5	1
	19	2	1,5	1,5	1
	23	2	1,5	1,5	1
	25	2	1,5	1,5	1
>25	1,5	1	1	0,5	
Ímpares múltiplas de 3	3	6,5	5	4	2
	9	2	1,5	1,5	1
	15	1	0,5	0,5	0,5
	21	1	0,5	0,5	0,5
	>21	1	0,5	0,5	0,5
Pares	2	2,5	2	1,5	1
	4	1,5	1	1	0,5
	6	1	0,5	0,5	0,5
	8	1	0,5	0,5	0,5
	10	1	0,5	0,5	0,5
	>12	1	0,5	0,5	0,5

Tabela 4: Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão.

Os valores de referência para a Distorção Harmônica Total de Tensão ou DTT %, estão definidos na tabela abaixo (em porcentagem da tensão fundamental):

Tensão nominal do Barramento	Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT) [%]
$V_N \leq 1 \text{ kV}$	10
$1 \text{ kV} < V_N \leq 13,8 \text{ kV}$	8
$13,8 \text{ kV} < V_N \leq 69 \text{ kV}$	6
$69 \text{ kV} < V_N < 230 \text{ kV}$	3

Tabela 5: Valores de referência globais das distorções harmônicas totais.

Em 2011, a ANEEL demonstra que a preocupação com a qualidade da energia elétrica é um assunto atual, através da Consulta Pública 005/2011, que tem o objetivo de solicitar contribuições dos agentes do setor até o dia 08/10/2011 para balizar as

alterações da revisão 3 do PRODIST módulo 8, item 8.1 – Qualidade do Produto. A ANEEL também disponibilizou através da nota técnica 029/2011 uma série de questionamentos compostos por 29 perguntas envolvendo harmônicos, desequilíbrios de tensão, flutuação de tensão e VTCD. Portanto, identifica-se no agente regulador forte tendência para implementação de indicadores e controles para fiscalização.

3.3.3 – Padrões internacionais de conformidade

Para estabelecer o padrão de conformidade de qualidade de energia a ser seguido, o PRODIST foi utilizado porque regulamenta os procedimentos de distribuição brasileiros, porém é importante esclarecer que há outros padrões de conformidade vigentes como o padrão internacional da IEEE Std. 519-1992 [3] que é atualmente a principal referência com relação à qualidade de energia elétrica, cuja tradução do título seria “Práticas e Requerimentos Recomendados pelo IEEE para Controle de Harmônicos no Sistema Elétrico de Potência”. O padrão de 1992 é uma revisão do trabalho anterior do IEEE publicado em 1981 abrangendo controle de harmônicos.

Abaixo segue os limites de distorção harmônica definidos no IEEE 519 no ponto de acoplamento comum. Assim, para redes com tensão menor que 69kV, o IEEE define que o limite máximo de distorção harmônica para uma componente harmônica individual pode ser de até 3% e para distorção harmônica total de até 5% [3].

Bus Voltage at PCC	Individual Voltage Distortion (%)	Total Voltage Distortion THD (%)
69 kV and below	3.0	5.0
69.001 kV through 161 kV	1.5	2.5
161.001 kV and above	1.0	1.5

Tabela 6: Limites de distorção harmônica de tensão do IEEE Std. 519-1992, p. 85 [3].

Outra organização de padronização, a IEC (International Electrotechnical Commission) também possui norma relacionada. O relatório técnico TR 61000-3-6, cuja tradução seria “Limites – Avaliação dos limites de emissão para conexão de instalações perturbadoras em sistemas de média, alta e extra-alta tensão” que foi preparado pelo comitê técnico do IEC de Compatibilidade Eletromagnética. A revisão 2.0 de 2008 substitui a primeira edição de 1996. Este relatório técnico trata de qualquer instalação, seja carga ou gerador, que produzem harmônicos ou inter-harmônicos,

porém aborda os limites que os sistemas elétricos são capazes de absorver distorções, sem estender a discussão de como mitigar tais distorções ou como aumentar a capacidade dos sistemas em absorver as distorções.

O relatório técnico da IEC afirma que a definição de limites de emissão de tensão ou corrente, para um equipamento individual ou de uma instalação de um consumidor deve ser baseada nos efeitos que essas emissões terão na qualidade da tensão em determinada localização, os limites dependem de alguns conceitos básicos como localização, das técnicas de medição aplicadas (duração, amostragem, estatísticas) e como são calculadas.

Dados esses conceitos, a IEC 61000-3-6 apresenta valores de referência reproduzidos na tabela abaixo, para controle e proteção de equipamentos que estejam conectados em um determinado sistema de fornecimento com probabilidade de cobrir 95% dos sistemas. Para distorção harmônica total o valor de referência é de até 8% [4].

Odd harmonics non-multiple of 3		Odd harmonics multiple of 3		Even harmonics	
Harmonic order h	Harmonic voltage %	Harmonic order h	Harmonic voltage %	Harmonic order h	Harmonic voltage %
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,4	6	0,5
13	3	21	0,3	8	0,5
$17 \leq h \leq 49$	$2,27 \cdot \frac{17}{h} - 0,27$	$21 < h \leq 45$	0,2	$10 \leq h \leq 50$	$0,25 \cdot \frac{10}{h} + 0,25$
NOTE The compatibility level for the total harmonic distortion is THD = 8 %.					

Tabela 7: Níveis de compatibilidade para componentes harmônicos individuais de tensão nas redes de baixa e média tensão (percentual da componente fundamental) reproduzidos do IEC 61000-3-6 [4].

3.3.4 – Limites Utilizados pela Distribuidora CPFL Paulista

A CPFL publicou e colocou em vigor em 2005 uma norma técnica interna, o GED 10099 CPFL “Requisitos para Conexão de Cargas Potencialmente Perturbadoras ao Sistema Elétrico da CPFL” [37]. O objetivo era a aplicação prática em termos do dia-a-dia para análise e aprovação dos pedidos de conexão às suas redes de alta tensão para garantir que os impactos das perturbações permaneçam dentro de limites aceitáveis, sem prejuízo à qualidade do fornecimento da energia.

A justificativa para a criação desta norma de forma pró-ativa e pioneira, é que em 2005, a ANEEL através da resolução 456/2000 havia expressado claramente a autoridade e responsabilidade das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica em zelar pela qualidade do fornecimento, porém ainda não havia valores de referência bem definidos para as redes de distribuição, na época, o PRODIST estava em minuta. Para atender os Procedimentos de Rede que se aplicavam para a Rede Básica foi necessário definir algum procedimento para o crescente número de novas conexões de cargas potencialmente perturbadoras.

Este cenário se mostrou favorável para a criação da norma utilizada pela distribuidora até hoje com valores compatíveis com o PRODIST, e também em consonância com os já estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS, incluindo uma revisão no processo da CPFL de análise e aprovação dos pedidos de conexão aos seus sistemas de subtransmissão e distribuição primária de acessantes com cargas com potencial de introdução de perturbações [21]. Esta norma também foi objeto de estudo desse trabalho.

Sendo um documento de caráter geral, a Norma Técnica da CPFL tem uma estrutura muito simples e direta, abrangendo:

- Objetivo;
- Áreas internas e agentes externos implicados;
- Documentos complementares de fundamentação;
- Conceitos e definições aplicáveis;
- Requisitos gerais e procedimentos específicos;
- Valores limites para os fenômenos considerados.

Abaixo na Tabela 8 estão apresentados os padrões utilizados pela CPFL para a distorção harmônica de tensão total para as redes primárias de distribuição.

LIMITES DE TENSÕES HARMÔNICAS, EM % DA FUNDAMENTAL	
Ímpares	Pares
4	2
DTHT = 5 %	

Tabela 8: Padrão para a distorção de tensão harmônica total (DTHT) para as redes primárias de distribuição [21].

3.3.5 – Comparativo dos Valores de Referência

Na tabela a seguir é apresentada a comparação entre os valores de referência para distorções de tensão harmônica total, estabelecidos pelas normas internacionais, nacionais, e da CPFL.

Limites Máximos para Sistemas de Distribuição – DTHT %			
Documento	Tensão Nominal	No consumidor (%)	Global (%)
PRODIST	$1 \text{ kV} < V_n \leq 13,8 \text{ kV}$	-	8
IEEE Std 519-1992	$V_n \leq 69 \text{ kV}$	5	-
Procedimentos de Rede	$13,8 \text{ kV} \leq V_n < 69 \text{ kV}$	3	6
GED 10099 CPFL	Rede de Distribuição	5	-

Tabela 9: Limites Máximos de Distorção Harmônica em Sistemas de Distribuição

Observa-se nesta tabela a inexistência de um padrão de conformidade relacionado aos critérios referentes à metodologia para apuração dos indicadores de qualidade da energia elétrica referentes a distorções harmônicas de tensão.

Neste sentido, justifica-se todo o empenho direcionado ao desenvolvimento de metodologias e elaboração de procedimentos para padronizar os indicadores de qualidade de energia elétrica, e analisar os seus impactos nos sistemas de distribuição [27].

3.4 RESSONÂNCIA HARMÔNICA

O efeito ressonância se caracteriza pela variação não linear da impedância equivalente num certo ponto do circuito, em função da frequência produzida por uma determinada carga especial.

Quando um ponto do circuito encontra-se na condição de ressonância, a impedância neste ponto pode ser extremamente baixa como extremamente elevada, dependendo das condições (do arranjo) do circuito elétrico envolvido, acarretando em níveis de tensão e corrente bastante altos, sujeitando o sistema elétrico a condições danosas de operação.

Tal fato ocorre quando num circuito L-C, a reatância capacitiva se iguala a reatância indutiva. Se analisarmos a barra de uma carga geradora de harmônicos, podemos afirmar que se a impedância equivalente desta barra for baixa, as reatâncias estão em série, e se a impedância for elevada, as reatâncias estão em paralelo.

Os capacitores que são dispositivos que armazenam energia no campo elétrico, possuem reatância igual a $-1/\omega C$ e as redes de distribuição com características fortemente indutivas como, por exemplo, com muita carga de motores de indução, reatores ou bobinas que armazenam energia no campo magnético, possuem reatância igual a ωL . Quando a reatância capacitiva é igual a reatância indutiva ambas irão anular-se e a impedância do circuito será puramente resistiva. Desse modo, obteremos correntes eficazes muitas vezes maiores que as correntes em regime.

Uma das razões é que toda a corrente do circuito estará em fase com a tensão (não haverá corrente em quadratura). Neste caso a corrente não estará nem atrasada nem adiantada em relação à tensão o que ocorre em circuitos com capacitores e indutores em "desequilíbrio".

Um circuito entrará em ressonância para determinada frequência, chamada frequência de ressonância harmônica, quando o sistema irá oscilar em máxima amplitude.

Sendo $X_L = X_C$, temos:

$$\frac{1}{\omega C} = \omega L \rightarrow \omega^2 = \frac{1}{LC} \rightarrow \omega = \sqrt{\frac{1}{LC}}$$

Equação 3: Frequência de Ressonância

, onde ω é a frequência de ressonância.

Em uma rede que alimenta uma planta industrial é comum encontrar elevados índices de distorção harmônica, que são normalmente associados com a crescente quantidade de acionamentos estáticos, fontes chaveadas e outros dispositivos eletrônicos. Uma harmônica é a componente de uma onda periódica cuja frequência é um múltiplo inteiro da frequência fundamental (no caso da energia elétrica, de 60 Hz). As frequências harmônicas mais comumente encontradas nas redes de distribuição são de 3^a, 5^a e 7^a ordem.

Os bancos de capacitores não geram harmônicos, e sim agravam os problemas potenciais dos harmônicos. Eles são os equipamentos mais sensíveis aos harmônicos, e os que mais sofrem na presença delas. Talvez por esta razão, problemas de harmônicos frequentemente não são conhecidos até que são aplicados capacitores para correção de fator de potência [1][38].

Logo, uma rede de distribuição com bancos de capacitores instalados entrará em ressonância para determinadas frequências que podem coincidir com as frequências harmônicas geradas por cargas não-lineares, causando amplificação da distorção harmônica total.

CAPÍTULO 4 – ESTUDO DE CASO

Este capítulo faz uma breve descrição do caso estudado neste trabalho, detalhando as características da rede, a motivação pela escolha deste alimentador, o processo de medição e análise dos resultados.

4.1 DESCRIÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM ESTUDO

4.1.1 - LOCALIZAÇÃO

A rede de distribuição em estudo está localizada no município de Monte Alto, na região nordeste do estado de São Paulo, próximo à região de Jaboticabal a 350 quilômetros da capital paulista.

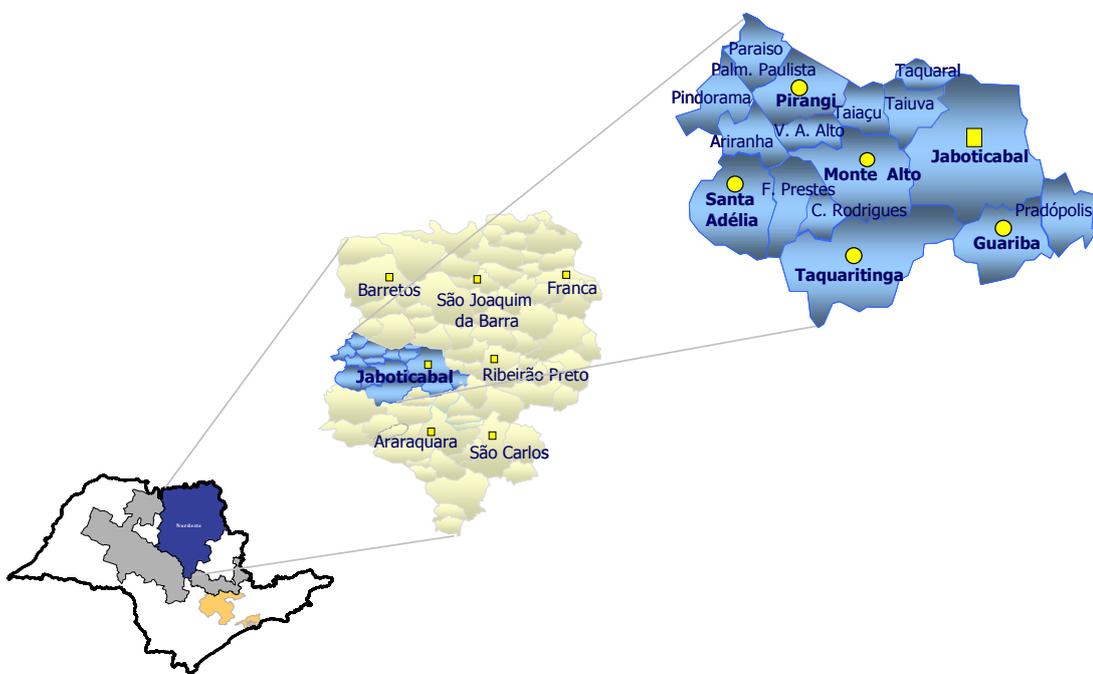


Figura 4: Mapa de localização do município de Monte Alto.

4.1.2 - FONTE DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Esta rede de distribuição em estudo é alimentada pela subestação Itacolomi (ITC) da distribuidora de energia elétrica CPFL Paulista.

A subestação Itacolomi é alimentada pela linha de subtransmissão de 138kV Laranjeiras – Itacolomi também de propriedade da CPFL Paulista, é a segunda subestação instalada pela CPFL no município de Monte Alto, por este motivo também é chamada de subestação Monte Alto 2 – Itacolomi.

A subestação Itacolomi é composta por:

- 1 (um) transformador 138/13,8 kV de 25 [MVA];
- 1 (um) regulador de tensão ajustado para 14.040[V];
- 1 (um) barramento de operação de 13.800 [V];
- 4 (quatro) alimentadores de distribuição: ITC-03, ITC-04, ITC-05 e ITC-06;
- Disjuntores, seccionadoras e outros equipamentos.
-

A Figura 5 abaixo apresenta um diagrama esquemático dos principais equipamentos instalados na subestação Itacolomi.

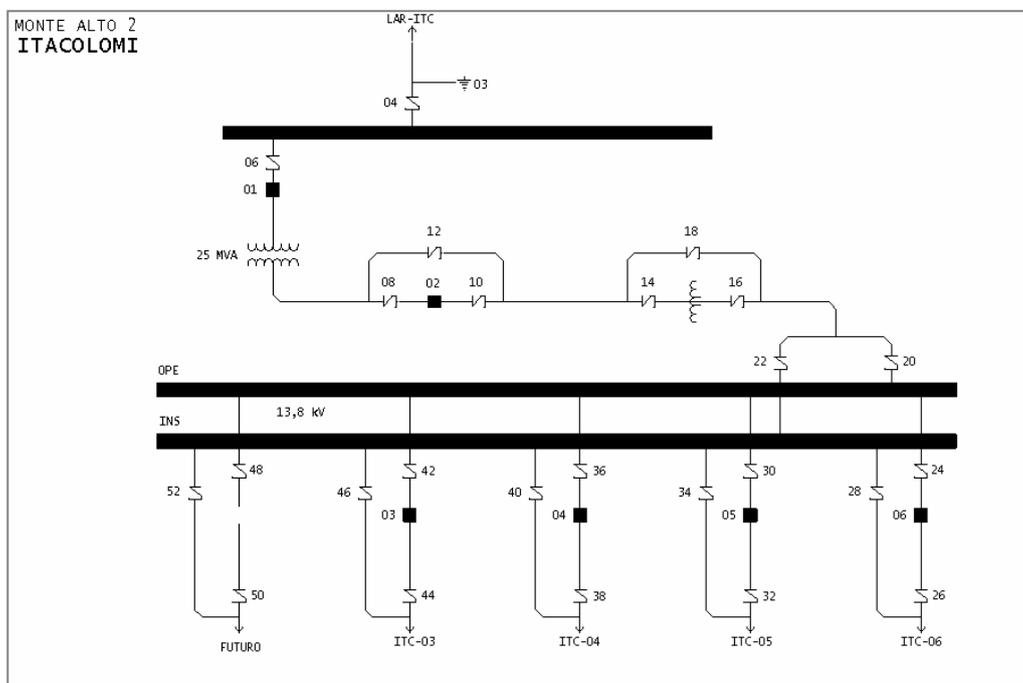


Figura 5: Diagrama Esquemático da subestação de Itacolomi.



Figura 6: Foto da subestação de Itacolomi.

As características referentes aos níveis de curto-circuito e impedâncias da subestação são apresentadas nas Tabela 10 e Tabela 11 a seguir.

Valores das Correntes de Curto Circuito na Subestação		
Correntes de Curto Circuito	Valores Simétricos (A)	Valores Assimétricos (A)
$I_{cc\ trifásica}$	6.443	12.290
$I_{cc\ fase - fase}$	5.579	10.643
$I_{cc\ fase - terra}$	Resistência de Aterramento 0 Ω	12.959
	Resistência de Aterramento 40 Ω	203

Tabela 10: Valores das Correntes de Curto Circuito na Subestação Itacolomi

Valores das Impedâncias na Subestação		
Sequência	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)
Sequência Positiva	0,0408	1,2360
Sequência Zero	0,0003	1,0956

Tabela 11: Valores das Impedâncias na Subestação Itacolomi

4.1.3 - VISÃO GERAL DA REDE DISTRIBUIÇÃO 13,8 KV - ITC-04

O alimentador de 13,8 [kV] ITC-04 da subestação Monte Alto 2 - Itacolomi possui comprimento total de 49.840 [m], sendo que o tronco principal possui 12.692 [m] e os 37.148 [m] restantes representam os ramais e demais terminações laterais.

Para esta medida foi considerada rede unifilar, portanto para se obter o total de fios deve-se multiplicar este valor por três.

A Figura 7 abaixo, representa do diagrama unifilar da rede de distribuição ITC-04 com foco nos bancos de capacitores e principais cargas conectadas.

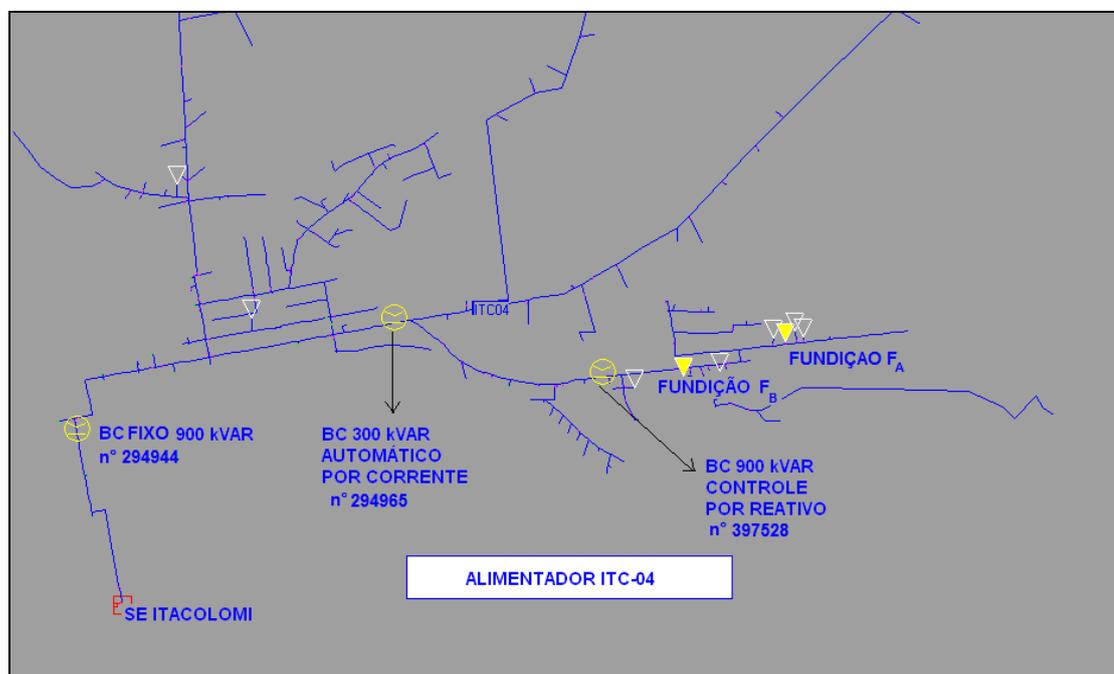


Figura 7: Diagrama Esquemático do alimentador ITC-04.

4.1.4 – PRINCIPAIS CARGAS ALIMENTADAS

A economia do município de Monte Alto, o setor primário permanece como atividade importante, destacando-se a cultura da cebola e a produção de frutas para exportação, por outro lado, conta com várias indústrias siderúrgicas e de peças automotivas de grande e pequeno porte, além das indústrias de artefatos de borracha e das indústrias alimentícias que conferem perfil industrial ao município. O município cuja população urbana ultrapassa os 93% da população total, conta com 192 indústrias de pequeno, médio e grande porte.

O alimentador de 13,8 [kV] ITC-04 da subestação Itacolomi atende cargas potencialmente perturbadoras compostas principalmente por fornos de indução destinados à fundição e três bancos de capacitores ao longo do alimentador da subestação.

Pela base de setembro de 2009, este alimentador possui 4.101 consumidores alimentados por 229 transformadores, sendo que 99 são transformadores particulares e

cabines e 130 são transformadores da CPFL Paulista. Destes postos transformadores, destacam-se:

- 2200 [kVA] – Fundação F_B – 4.986 [m] da saída da SE;
- 1500 [kVA] – Empresa automotiva – 4.736 [m] da saída da SE;
- 450 [kVA] – Fundação F_A – 5.610 [m] da saída da SE;
- 450 [kVA] – Companhia de agroindústria – 10.015 [m] da saída da SE;
- 300 [kVA] – Companhia de saneamento básico – 3.222 [m] da saída da SE;
- 300 [kVA] – Empresa de produtos alimentícios – 5.581 [m] da saída da SE;
- 170 [kVA] – Empresa de indústria e comércio – 5.738 [m] da saída da SE;
- 115 [kVA] – Empresa de cerâmicas – 5.744 [m] da saída da SE.

A fundição F_A solicitou aumento de carga de 450 [kVA] para 810 [kVA] para conexão de mais um forno de indução de 300 [kW] destinado à fundição. O forno foi conectado através de um transformador de dois enrolamentos de 350 [kVA] em 13,8/0,38 [kV].

Para autorização da entrada de uma carga perturbadora como um forno de indução, a CPFL Paulista possui procedimentos específicos, apresentados com maiores detalhes no item 4.2: “ESTUDO DE AUMENTO DE CARGAS PERTURBADORAS NA REDE”.

4.1.5 – BANCOS DE CAPACITORES INSTALADOS

Ao longo do alimentador de 13,8 [kV] ITC-04 existem três bancos de capacitores instalados conforme a Figura 7 no subitem 4.1.3.

- BC-1 n° 294944: Banco de Capacitores com potência nominal de 900 [kVAr] – Fixo;
 - Localizado a 1.122[m] da saída da SE;
 - Convencionado neste trabalho como BC-1;
 - A Figura 8 mostra uma foto tirada do banco de capacitor BC-1.



Figura 8: Banco de Capacitores n° 294944 (BC-1)

- BC-2 n° 294965: Banco de Capacitores com potência nominal de 300 [kVAr] – Controle automático por corrente;
 - Localizado a 3.234[m] da saída da SE;
 - TC de 100/5;
 - Corrente para entrada do banco de capacitores: 1,2 [A];
 - Corrente para saída do banco de capacitores: 0,7 [A];
 - Entrada do banco de capacitores = Acima de 573,7 [MVA];
 - Saída do banco de capacitores = Abaixo de 334,6 [MVA];
 - Convencionado neste trabalho como BC-2;
 - A Figura 9 mostra uma foto tirada do banco de capacitor BC-2.



Figura 9: Banco de Capacitores n° 294965 (BC-2).

- BC-3 n° 397528: Banco de Capacitores com potência nominal de 900 [kVAr] – Controle automático por reativo e tensão;
 - Localizado a 4.495[m] da saída da SE;
 - Controle de Capacitores Programável EnergyLine – IntelliCAP;
 - Tensão nominal 115 [V]; TP de 1/120;
 - Limites de subtensão: 109,2 [V]; Limites de sobretensão: 120,8 [V];
 - Potência reativa trifásica para entrada do BC-3: 1000[kVAr];
 - Potência reativa trifásica para saída do BC-3: -400 [kVAr];
 - Convencionado neste trabalho como BC-3;
 - A Figura 10 mostra uma foto tirada do banco de capacitor BC-3.



Figura 10: Banco de Capacitores n° 397528 (BC-3).

4.2 ESTUDO DE AUMENTO DE CARGAS PERTURBADORAS NA REDE

Toda carga instalada em unidade consumidora que utiliza processo interno cujas características potencialmente afetem de alguma maneira as grandezas elétricas relativas ao fornecimento da energia, normalmente caracterizadas pela frequência, tensão e corrente alternada em seus valores padronizados de amplitude e intensidade (baseadas em uma onda senoidal pura), com as respectivas variabilidades permitidas, quer seja no ponto de conexão (também denominado ponto de acoplamento comum), ou na própria rede de distribuição, e capaz de provocar a inadequação do fornecimento às demais unidades consumidoras é considerada carga potencialmente perturbadora.

As cargas potencialmente perturbadoras necessitam de um adequado tratamento em termos de projeto, instalação e operação, uma vez que podem se constituir numa das causas de perturbação do sistema elétrico da rede de distribuição e da perda da qualidade do fornecimento.

Comumente, as cargas potencialmente perturbadoras são aquelas também designadas “especiais”. Abaixo estão listadas as principais cargas potencialmente perturbadoras:

- Forno a arco voltaico;
- Forno de indução;
- Motor de corrente contínua com controle de velocidade;
- Motor de corrente contínua para tração elétrica;
- Motor de laminador de indústria siderúrgica;
- Motor de indução de média e alta potência;
- Retificador de corrente alternada para corrente contínua não controlado;
- Retificador de corrente alternada para corrente contínua controlado;
- Retificador de corrente alternada para corrente contínua semi-controlado;
- Inversor de corrente contínua para corrente alternada;
- Conversor eletrônico estático;
- Conversor eletrônico ativo;
- Compensador eletrônico estático;
- Compensador eletrônico ativo;
- Máquina de soldar;
- Aparelho de raios X;

- Transformador e reator com núcleo saturado [38].

A fundição F_A solicitou aumento de carga para instalação de mais um forno de fundição que é uma carga potencialmente perturbadora.

Os dados da nova carga instalada estão apresentados a seguir:

- Transformador:
 - Potência nominal: 350 [kVA];
 - Tensão nominal primária: 13.800 [V];
 - Tensão nominal secundária: 380/220 [V];
 - Impedância percentual: 3,5 %;
 - Conexão: Dyn1;
 - Tipo de aterramento: Solidamente aterrado.
- Forno de Indução:
 - Potência nominal: 300 [kW];
 - Tensão nominal: 380 [V];
 - Fator de potencia: 0,96.

Abaixo são apresentados os diagramas unifilares nas configurações atual (Figura 11) e futura (Figura 12) das instalações internas da unidade da fundição F_A .

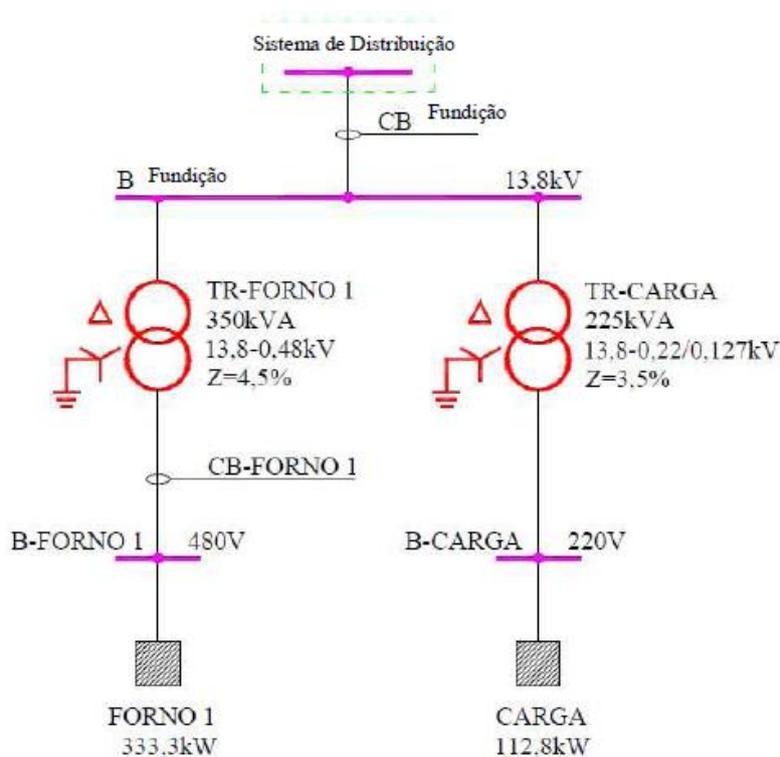


Figura 11: Diagrama Unifilar das Instalações da fundição F_A – Configuração Atual

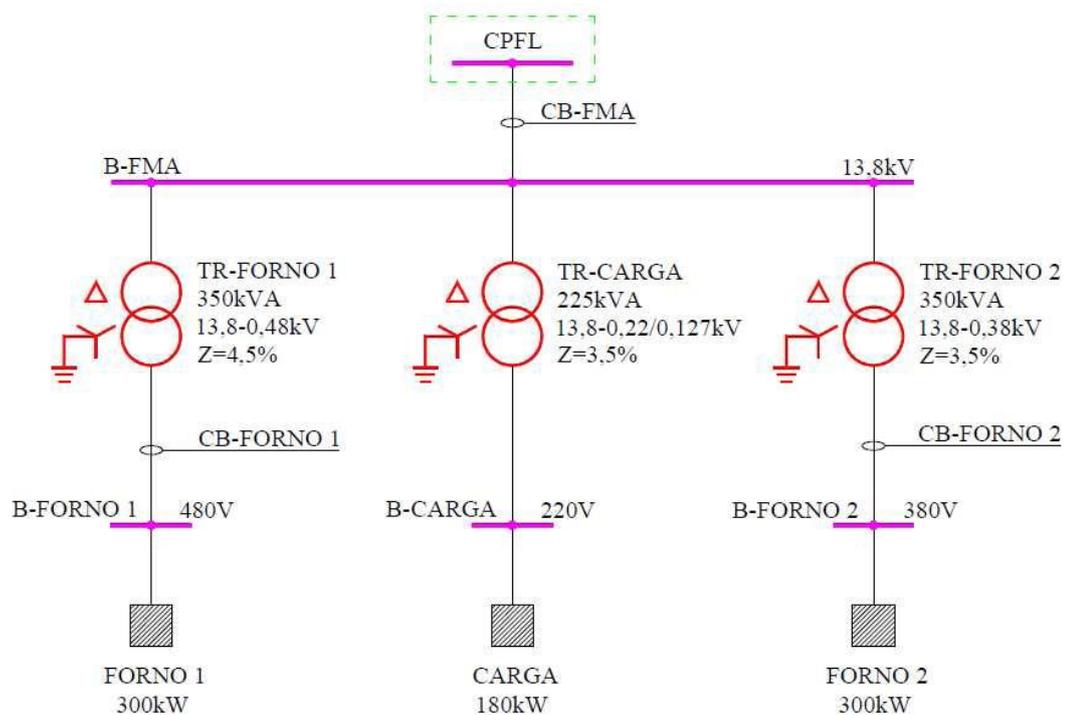


Figura 12: Diagrama Unifilar das Instalações da fundição F_A – Configuração Futura

Onde:

B – Bus ou Barramento

CB – Common Bus ou Barramento Comum

Nas Tabela 12 e Tabela 13 abaixo, estão apresentadas as principais características do ponto de acoplamento comum – PAC da fundição F_A .

Valores das Correntes de Curto Circuito no PAC		
Correntes de Curto Circuito	Valores Simétricos (A)	Valores Assimétricos (A)
$I_{cc\ trifásica}$	1.974	2.370
$I_{cc\ fase - fase}$	1.710	2.053
$I_{cc\ fase - terra}$	Resistência de Aterramento 0 Ω	1.535
	Resistência de Aterramento 40 Ω	188

Tabela 12: Valores das Correntes de Curto Circuito no PAC da fundição F_A

Valores das Impedâncias no PAC		
Seqüência	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)
Seqüência Positiva	1,9823	3,5155
Seqüência Zero	4,6030	10,3128

Tabela 13: Valores das Impedâncias no PAC da fundição F_A

No documento normativo da CPFL, o GED 10099 – Requisitos para Conexão de Cargas Potencialmente Perturbadoras ao Sistema Elétrico da CPFL [37], um dos requisitos da CPFL para conexão de cargas potencialmente perturbadoras na rede é a elaboração de um relatório de impacto no sistema elétrico (RISE) pelo acessante, apresentado juntamente com o pedido de ligação ou aumento de cargas potencialmente perturbadoras. Para elaboração do RISE foi tomado como base os resultados obtidos nas medições no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) do cliente, considerando a representação detalhada do alimentador ITC-04 assim como as outras cargas perturbadoras conectadas nesse sistema. No RISE deve constar as simulações dos impactos da conexão das novas cargas nos indicadores de qualidade da energia elétrica referentes à tensão em regime permanente, à flutuação de tensão, e aos harmônicos, bem como prevendo eventuais necessidades de aplicação de medidas corretivas para que os indicadores de qualidade da energia elétrica fiquem dentro dos limites estabelecidos.

Cabe a CPFL avaliar previamente o RISE apresentado pelo acessante, bem como realizar medições dos indicadores de qualidade da energia elétrica, antes e após a ligação das cargas potencialmente perturbadoras.

Para elaboração do RISE, foi necessária a instalação na cabine de entrada do consumidor o qualímetro Power 7650, no período de 08/09/09 a 23/09/09, cujos resultados são apresentados a seguir.

É importante observar que este monitoramento foi feito tomando-se o sinal dos 2 TPs e 2 TCs de medição da cabine de medição do cliente, portanto somente os dados das fases 1 e 2 foram obtidos diretamente.

O gráfico a seguir na Figura 13 mostra o perfil de tensão em regime permanente em 1.008 intervalos integralizados a cada dez minutos, registrados durante o período de 09 a 16/09/09.

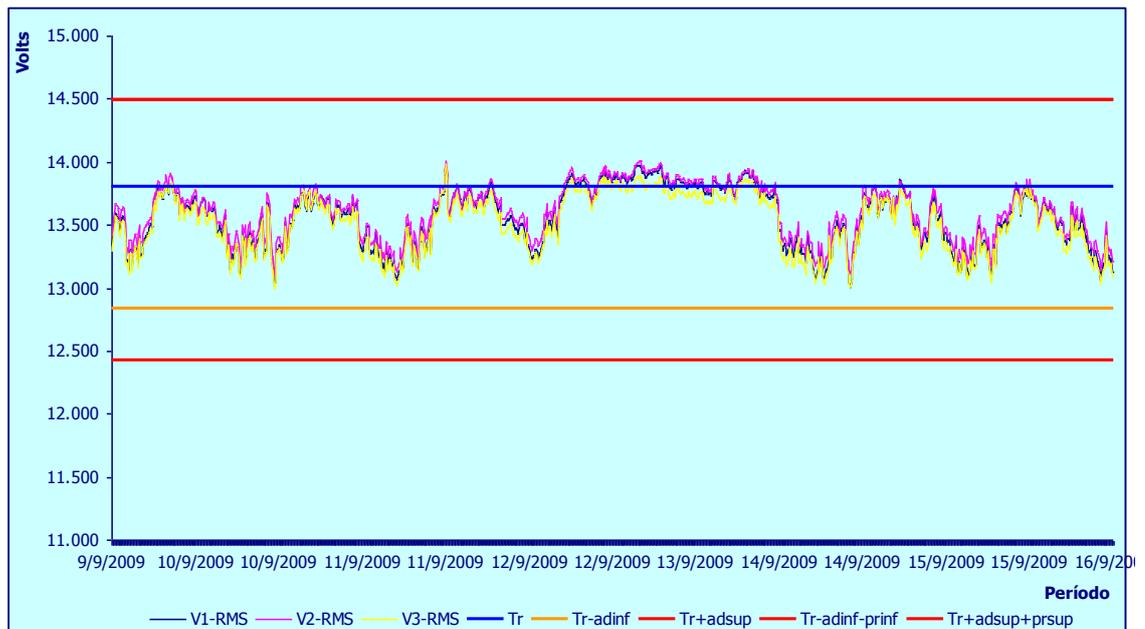


Figura 13: Gráfico de tensão de atendimento em regime permanente.

Os índices de duração relativa da transgressão para tensão precária ou DRP e para tensão crítica ou DRC apurados são iguais a zero, portanto atendem aos padrões estabelecidos pela ANEEL.

O gráfico a seguir mostra que os percentuais de desequilíbrio de tensão encontram-se dentro do limite adequado.

O percentil 95% dos registros de desequilíbrios de tensão (relação percentual entre as seqüências positiva e negativa) integralizados em intervalos de 10 minutos, ao longo de 24 horas, durante sete dias consecutivos, foi de 0,6%, portanto, dentro do limite recomendado de 1,5%.

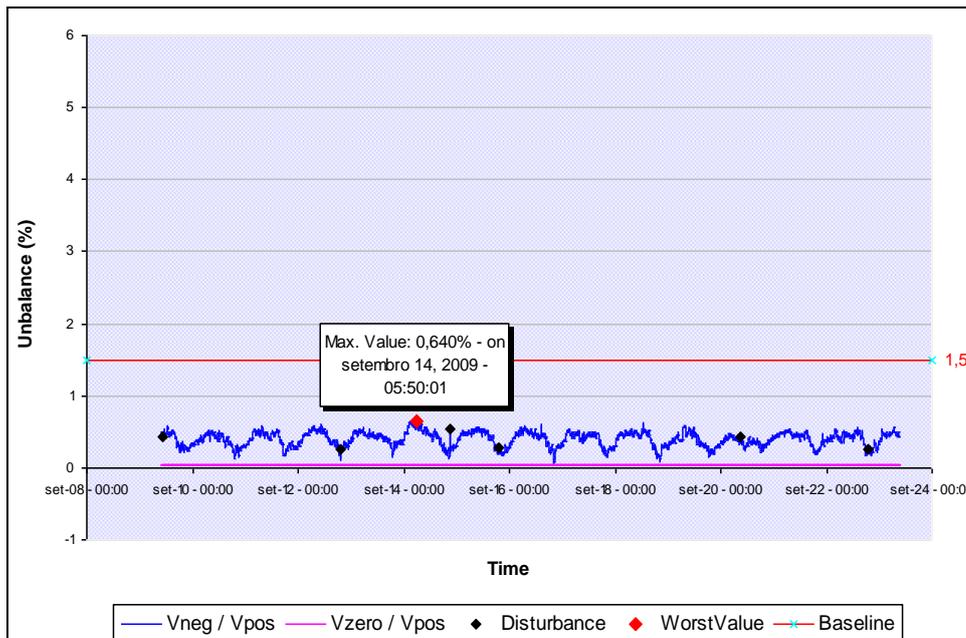


Figura 14: Gráfico de *desequilíbrio de tensão*.

No gráfico a seguir são apresentados os valores das flutuações de tensão de curta duração, P_{ST} , e de longa duração, P_{LT} , ocorridos no período.

Para flutuações de tensão de curta duração ou P_{ST} , os valores máximos do percentil 95% registrado em períodos de 24 horas, ficaram abaixo do limite máximo recomendado de 0,8 pu, conforme segue:

Fase 1: 0,3 pu Fase 2: 0,3 pu Fase 3: 0,3 pu

Para flutuações de tensão de longa duração ou P_{LT} , os valores máximos do percentil 95% registrado em períodos de sete dias, ficaram abaixo do limite máximo recomendado de 0,6 pu, conforme segue:

Fase 1: 0,3 pu Fase 2: 0,3 pu Fase 3: 0,3 pu

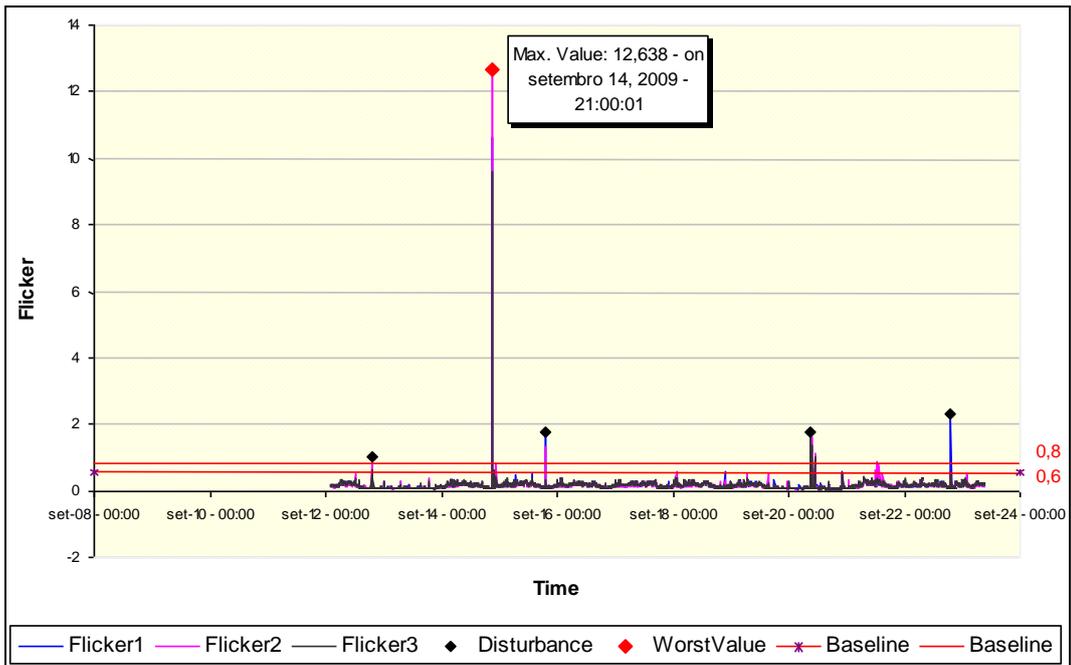


Figura 15: Registros da flutuações de tensão na fundição.

No gráfico a seguir na Figura 16 são apresentados os valores das distorções harmônicas de tensão totais ocorridos no período.

Fase 1: 4,5%

Fase 2: 5,0%

Fase 3: 4,0%

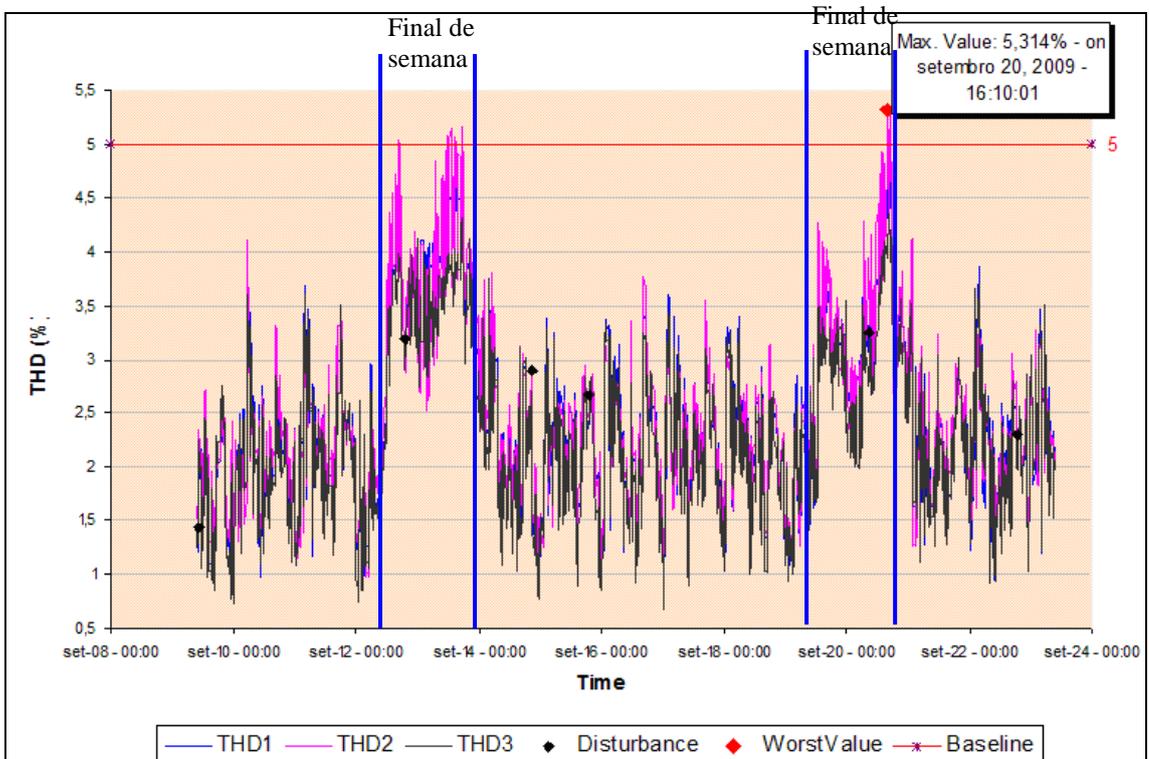


Figura 16: Registros de Distorção de Tensão Harmônica Total – DTHT.

Os valores registrados do percentil 95% de distorção total de harmônicas de tensão estão dentro do limite estabelecido pelo PRODIST, módulo 8 [16].

Porém, no documento normativo da CPFL, o GED 10099 – Requisitos para Conexão de Cargas Potencialmente Perturbadoras ao Sistema Elétrico da CPFL [37], para o limite de distorção harmônica total de tensão, o valor medido deve ser menor ou igual a 5%. Das análises das medições no Ponto de Acoplamento Comum - PAC, foi identificado que durante a semana, os níveis de distorção harmônica de tensão estão próximos aos limites permitidos. Por outro lado, aos finais de semana quando ocorre a redução da demanda no alimentador – principalmente no que se refere às cargas perturbadoras – verificam-se as maiores distorções excedendo os limites estabelecidos.

No gráfico a seguir na Figura 17 temos um comparativo da potência ativa da fundição F_A e das distorções harmônicas de tensão. É possível identificar que os fornos de indução da F_A permanecem desligados aos finais de semana e, portanto esta carga potencialmente perturbadora não pode ser responsabilizada pelos índices elevados de distorção harmônica.

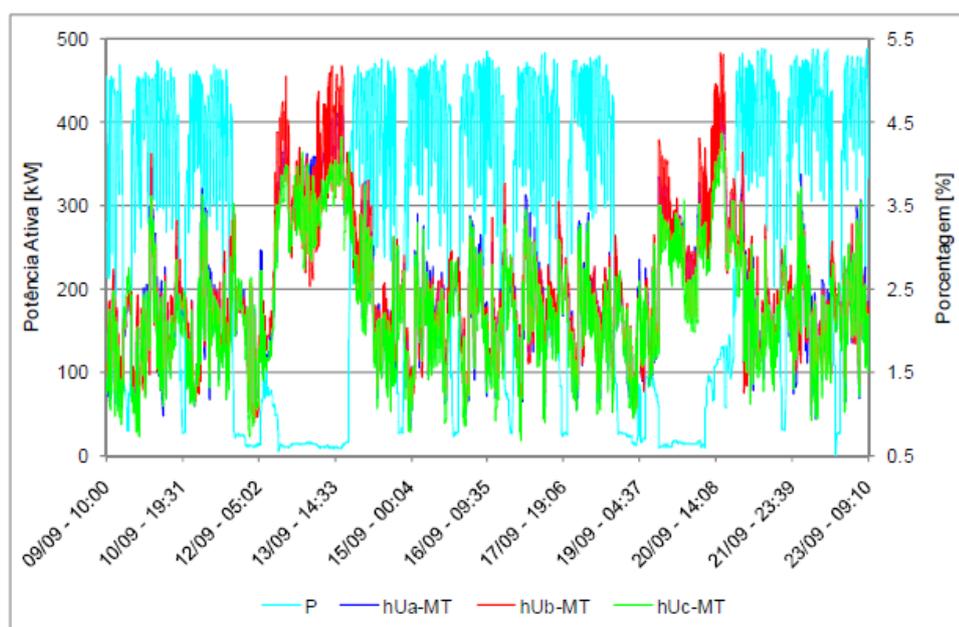


Figura 17: Comportamento das distorções de tensão em relação à potência ativa demandada pela fundição FA.

Pelas regras existentes, independente das distorções harmônicas ocorrerem nos finais de semana, o fato dos limites serem excedidos já é determinante para não autorização da entrada do novo forno de indução do consumidor. Não foi previsto em norma que poderiam ocorrer distorções harmônicas elevadas sem correlação com as

cargas perturbadoras, é, portanto, um fenômeno que merece atenção especial, já que as regras existentes podem inviabilizar a conexão de um consumidor.

Tendo em vista carga que potencialmente perturbadora não pode ser responsabilizada pelos índices elevados de distorção harmônica neste caso específico, o cliente foi posteriormente autorizado a entrar com esta nova carga perturbadora, mesmo que os padrões definidos pela CPFL estejam violados. E justificou a necessidade do estudo detalhado das causas das distorções harmônicas de tensão na rede de distribuição da CPFL, que está apresentado a seguir.

Após a entrada do outro forno da fundição F_A , entre os meses de Janeiro e Fevereiro, foram instaladas novas medições estrategicamente posicionadas ao longo da rede de distribuição e nas principais cargas potencialmente perturbadoras, ou seja, na fundição F_A e F_B .

A foto a seguir mostra o forno de indução da fundição F_A em funcionamento.



Figura 18: Fornos de indução da fundição F_A .

4.3 PROCESSO DE INSTALAÇÃO DA MEDIÇÃO

Após análise das medições no Ponto de Acoplamento Comum – PAC, com o objetivo da comprovação dos indícios de ressonância harmônica dos bancos de capacitores, cinco medições foram instaladas em pontos estratégicos desta rede de distribuição por trinta dias nos quais os bancos de capacitores foram desligados um a um, cada um em uma semana.

As medições foram instaladas conforme diagrama esquemático apresentado abaixo nos pontos em vermelho:

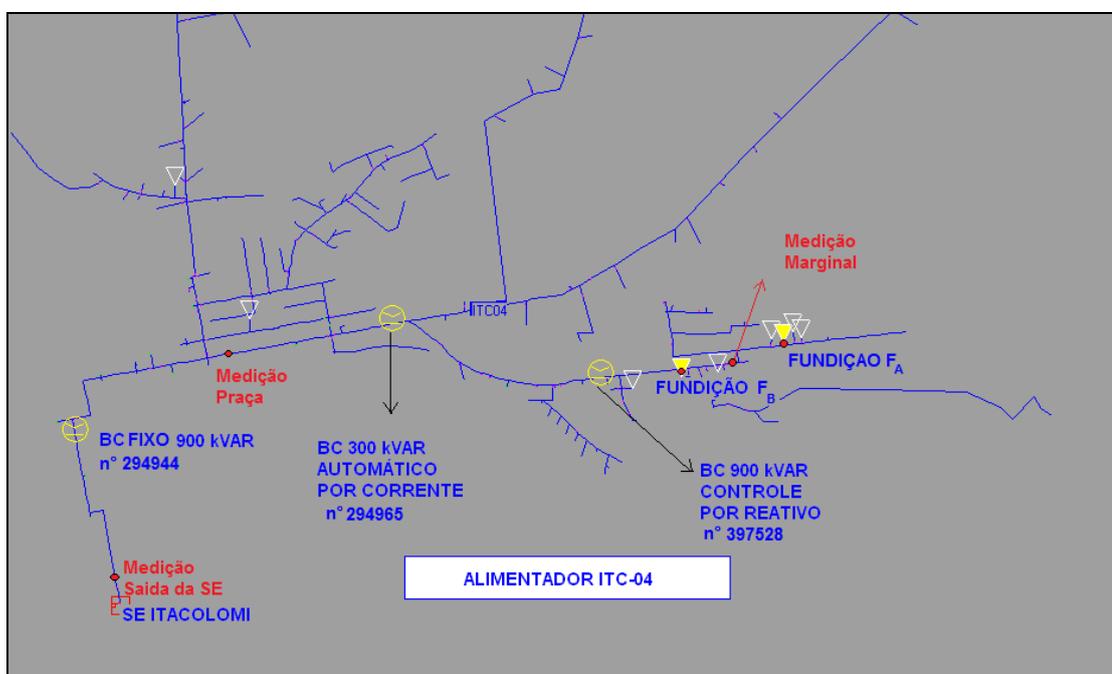


Figura 19: Esquemático da localização das medições instaladas ao longo do alimentador ITC-04.

4.3.1 - EQUIPAMENTOS UTILIZADOS

Foram utilizados dois tipos equipamentos – o PowerLogic ION 7650 e o MARH-MT – distribuídos da seguinte forma ao longo do alimentador ITC-04:

- 1 MARH-MT na saída da SE;
- 1 MARH-MT entre os dois primeiros bancos de capacitores BC-1 e BC-2 (Praça);
- 1 MARH-MT entre as duas empresas de fundição F_A e F_B (Marginal);
- 1 Power ION 7650 na cabine da Fundição F_A;
- 1 Power ION 7650 na cabine da Fundição F_B.

4.3.1.1 MARH-MT

Equipamento Medidor e Registrador Eletrônico de grandezas em tempo-real para sistemas elétricos monofásicos, bifásicos e trifásicos em média tensão destinado à instalação junto às unidades consumidoras ou distribuidoras de energia elétrica fabricado pela RMS.

O MARH-MT possui três sensores que integram a medição de tensão e corrente em uma única peça por fase, na Figura 20 mostra os sensores e o registrador do medidor MARH-MT instalado na rede ITC-04 para este trabalho.



Figura 20: Sensores e Registrador do Marh-MT.

A partir dos sinais de entrada de tensão e corrente, o MARH-MT calcula e indica no mostrador alfanumérico os valores de tensão, corrente, fator de potência (ou fator de deslocamento), potências, energia, etc. O MARH-MT pode também captar as formas de onda das tensões e correntes de várias formas diferentes.

As seguintes grandezas podem ser obtidas através do MARH-MT:

- Tensões de Fase (Fase-Terra), fases A, B e C;
- Tensões de Linha (Fase-Fase), AB, BC e CA (valores obtidos por cálculo fasorial);
- Correntes, fases A, B e C;
- Fatores de Potência, fases A, B e C e Total;
- Potências Ativas, fases A, B e C e Total;
- Potências Reativas, fases A, B e C e Total;

- Potências Aparentes, fases A, B e C e Total;
- Energia Ativa Total (consumida ou fornecida);
- Energia Reativa Capacitiva ou Indutiva Total;
- Distorção Harmônica Total de Tensão, fases A, B e C;
- Distorção Harmônica Total de Corrente, fases A, B e C;
- Frequência da Tensão, fase A (na falta de fase A, mede na B, na falta da B, mede na C);
- Máximo e Mínimo de Frequência da Tensão (ciclo a ciclo);
- Máximo e Mínimo de Tensão (“true rms”, 1/2 ciclo, com indicação da fase);
- Máximo de Corrente (“true rms”, 1/2 ciclo, com indicação da fase);
- Grau de desequilíbrio de tensão;
- Harmônicos Continuamente, até 31^o Harmônico (3 fases) ou até 61^o Harmônico (1 fase);
- Harmônicos Médios (até 50a Harmônico) e Potências por fase.
- Registro de forma de onda dos sinais de tensão e corrente nas três fases com captação acionada por variações do valor instantâneo da tensão, “sag”, “swell”, DHT e frequência.

Enquanto indica os valores medidos, o MARH-MT também os armazena em sua memória para que, posteriormente, os dados possam ser transferidos para um computador e então analisados na forma de gráficos e relatórios através do ANAWIN que é um programa para coleta e análise de dados de registradores padrão RMS em ambiente Windows.

Estes gráficos e relatórios relacionam os diversos valores medidos e registrados com o horário em que ocorreram. Desta forma foi possível analisar o comportamento das diversas variáveis no período de medição, máximos e mínimos das mesmas, quando ocorreram, etc.

Os circuitos internos, responsáveis pelo funcionamento do MARH-MT, podem ser alimentados pela entrada auxiliar em tensão alternada de 90 a 300 Vca ou por uma entrada em tensão contínua de 11 a 60 Vcc. Para este estudo, o MARH-MT foi alimentado com tensão 127 Vca.

A instalação do MARH-MT na rede de distribuição de 15 [kV] é simples e através da utilização do bastão de manobra, os sensores podem ser instalados na rede em linha viva, ou seja, não é necessário desligar a rede para sua instalação.

Utilizamos o programa ANAWIN para ler o conteúdo de memória de massa do registrador do MARH-MT, gravar em forma de arquivo EXCEL e obter gráficos das grandezas registradas, servindo de base para as análises assim como aferir o modelo de simulação no ATPDraw apresentado no capítulo seguinte deste trabalho.

4.3.1.2 Power ION 7650

Produzido pelo fabricante Schneider Electric, o medidor Power ION 7650 é indicado para utilização em pontos chaves de distribuição de energia e cargas sensíveis, sua medição possui precisão que atende os requisitos das normas IEC 61000-4-30 [5] e também possui as funcionalidades de análises de qualidade de energia.

Possui display LCD que serve para configurar o equipamento e mostrar em tempo real suas grandezas assim como os parâmetros históricos, gráficos de tendência e histogramas. Pode ser programado o período de integração (1, 5, 10, 15, 30, 60 minutos entre outros).

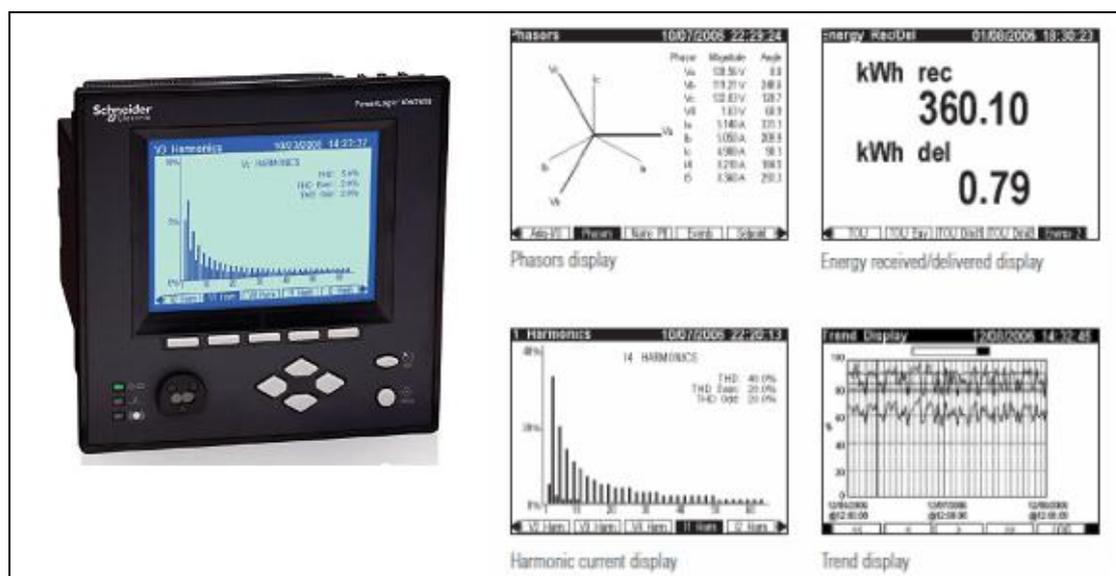


Figura 21: Registrador do Power ION.

É importante observar que os medidores POWER ION foram utilizados somente para medição na cabine da fundição F_A e F_B . O monitoramento foi feito tomando-se o sinal de apenas 2 TCs de medição da cabine de medição da unidade consumidora, portanto somente os dados das fases 1 e 2 foram obtidos diretamente. As indicações dos sensores podem ser observadas na Figura 22, que mostra a foto do

medidor POWER ION instalado na fundição F_B , a Figura 23 mostra a tela de LCD mostrando a medição retirada em tempo real da fundição F_A .

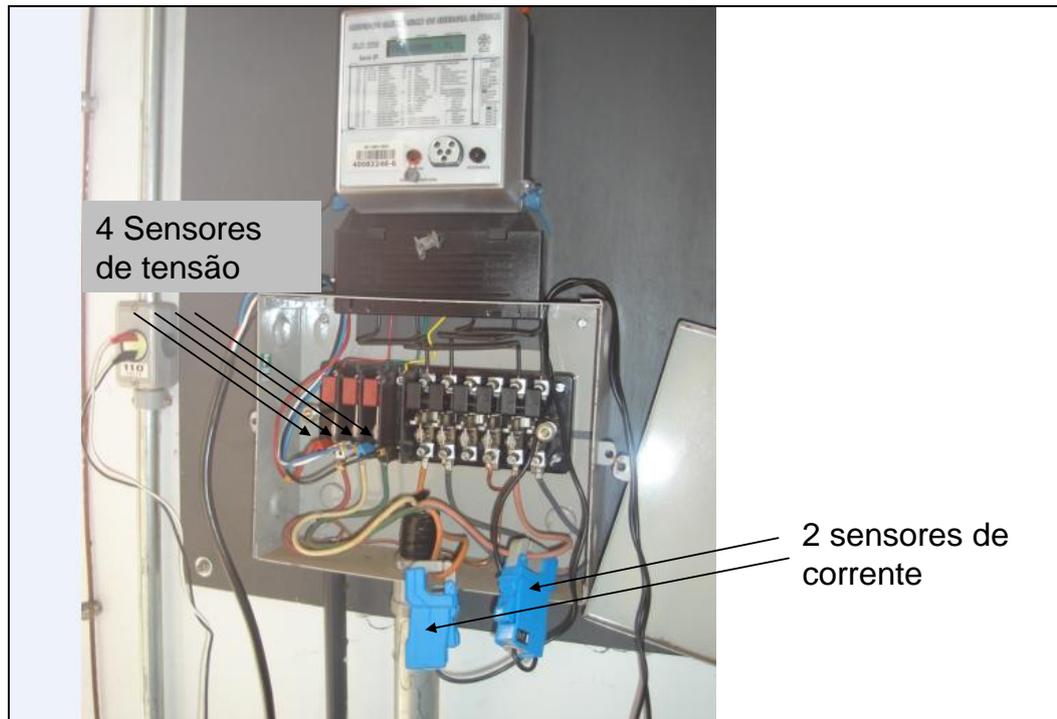


Figura 22: Instalação dos sensores do Power ION.

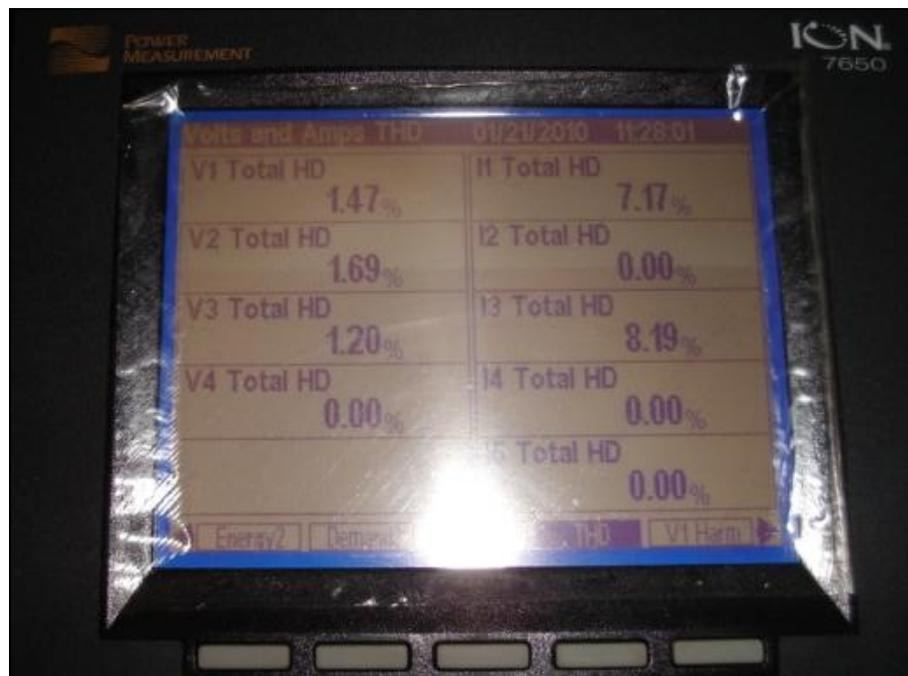


Figura 23: Tela LCD do medidor Power ION.

As seguintes grandezas podem ser obtidas através do POWER ION 7650:

- Tensões de Fase (Fase-Terra), fases A, B e C;
- Tensões de Linha (Fase-Fase), AB, BC e CA;

- Correntes, fases A e C;
- Fator de Potência Total;
- Espectro de frequência (harmônicos);
- Diagrama fasorial;
- Potências Ativas Total, máximas, mínimas e médias;
- Potências Reativas Total, máximas, mínimas e médias;
- Potências Aparentes Total, máximas, mínimas e médias;
- Energia Ativa Total (consumida ou fornecida);
- Energia Reativa Capacitiva ou Indutiva Total;
- Distorção Harmônica Total de Tensão;
- Distorção Harmônica Total de Corrente;
- Grau de desequilíbrio de tensão;
- Harmônicos Continuamente, até 63^o Harmônico (1 fase);
- Fator K;
- Registro de ocorrências nos canais de tensão e corrente de curta (menor que 1 ciclo de duração) e longa duração (com duração de vários ciclos) de “sag”, “swell” e “outages”.

Enquanto indica os valores medidos no display, o POWER ION armazena os dados que posteriormente podem ser transferidos para o computador através de arquivos EXCEL com os gráficos mais relevantes já disponibilizados como das formas de onda de tensão, corrente, distorção harmônica, etc.

O medidor pode ser alimentado pela entrada auxiliar em tensão alternada de 85 a 240 Vca ou por uma entrada de tensão contínua 110 a 200 Vcc. Para este estudo, o POWER ION foi alimentado em tensão 127 Vca.

Os valores foram agregados em intervalos de 10 minutos, conforme critérios estabelecido na norma internacional IEEE Std 519-1992 [3].

4.3.2 - INSTALAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

A instalação dos equipamentos na saída da SE, na fundição F_A e F_B e Marginal ocorreu no dia 21 de janeiro de 2010.

A princípio, devido à disponibilidade de equipamentos, somente seriam instalados quatro medidores, porém após negociação com outras áreas da CPFL, foi disponibilizado para este trabalho mais um medidor que poderia trazer informações

relevantes para a conclusão deste trabalho, assim, a instalação do medidor na Praça ocorreu no dia 08 de fevereiro de 2010.

Todas as cinco medições foram retiradas no mesmo dia, em 18 de fevereiro de 2010.

Quanto à duração da medição, é recomendável que o tempo mínimo seja maior do que catorze dias, tendo em vista que os principais indicadores de qualidade da energia elétrica são apurados em sete dias completos consecutivos, portanto, adotando-se catorze dias de medição, quase sempre é possível obter-se os sete dias completos e consecutivos neste intervalo.

Abaixo seguem as fotos dos eletricitistas instalando os medidores nos pontos estratégicos nas Figura 24 a Figura 28:



Figura 24: Instalação do medidor Marh-MT na saída da subestação, no alimentador ITC-04.



Figura 25: Instalação do medidor Marh-MT no ITC-04, entre os dois primeiros bancos de capacitores BC-1 e BC-2 (Praça).



Figura 26: Instalação do medidor Marh-MT no ITC-04, entre a fundição FA e FB (Marginal).



Figura 27: Instalação do medidor Power ION na fundição F_A.



Figura 28: Instalação do medidor Power ION na fundição F_B.

As medições coletadas foram exportadas para o computador, utilizamos o programa da Microsoft Office, o EXCEL, para fazer a análise e a geração dos gráficos.

Alguns dos gráficos foram gerados diretamente pelo programa ANAWIN fornecido pelo fabricante do MARH-MT.

No próximo item serão discutidas as análises das informações fornecidas pelas medições coletadas nestes cinco pontos estratégicos ao longo do alimentador.

4.4 ANÁLISE DE MEDIÇÕES

4.4.1 - MEDIÇÕES DURANTE MANOBRAS DOS BANCOS DE CAPACITORES

Durante o período de medições no alimentador ITC-04, os bancos de capacitores foram desligados um de cada vez com uma defasagem de uma semana entre eles, conforme o cronograma abaixo:

- Dia 28/01 – Desligado BC-3 – 900 [kVAr];
- Dia 05/02 – Desligado BC-1 – 900 [kVAr];
- Dia 12/02 – Desligado BC-2 – 300 [kVAr];

Estas manobras tiveram o objetivo da comprovação dos indícios da amplificação da distorção por proximidade da frequência de ressonância harmônica da rede com os bancos de capacitores.

4.4.2 - MEDIÇÕES NA SAÍDA DA SE ITACOLOMI

O gráfico abaixo mostra as medições na saída da SE Itacolomi de potência ativa total (em magenta), potência reativa total (em amarelo) e fator de potência total (em verde) do dia 21/01/10 até dia 18/02/2010 e as indicações dos bancos de capacitores sendo desligados.

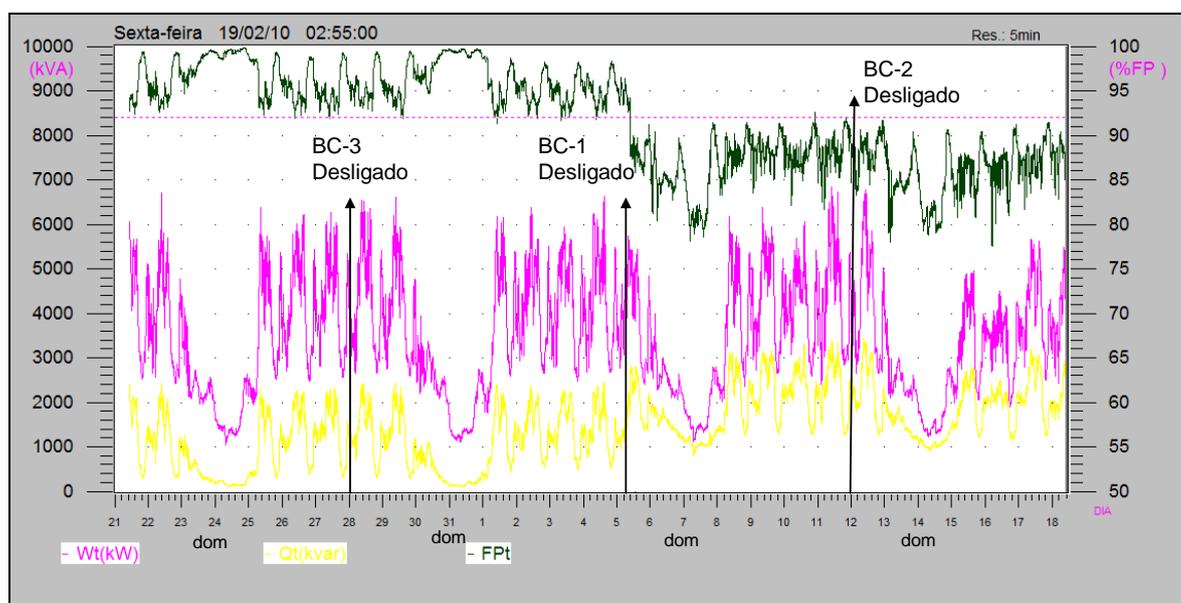


Figura 29: Gráfico de Medição de Potência Ativa, Reativa e Fator de Potência na saída da SE Itacolomi durante a manobra dos bancos de capacitores.

O impacto do desligamento do banco de capacitores BC-1 de 900 [kVAr] é visualmente perceptível, a potência reativa aumentou, a potência ativa não sofreu alterações e o fator de potência reduziu abaixo dos limites estabelecidos pelo PRODIST, ou seja, abaixo de 0,92. Antes do desligamento do BC-1, o fator de potência nos finais de semana era próximo de 1,00.

O desligamento do banco de capacitor BC-2 de 300 [kVAr] surtiu leve efeito.

O desligamento do BC-3 de 900 [kVAr] surtiu pouco ou nenhum efeito, o que apresenta fortes indícios que o banco de capacitor automático esteja subutilizado, ou seja, geralmente permanece desligado porque está com algum defeito ou a potência reativa da rede para entrada do banco de capacitor não está sendo atingida.

Para esclarecer melhor sobre a utilização deste banco de capacitores, no dia 24/02/2010 foi retirado o “log” de operação do banco de capacitores nº 397528 (BC-3). Neste histórico verificou-se que desde de 20/12/2009 o BC-3 entrou em operação dez vezes permanecendo no máximo oito minutos ligados em cada operação. Portanto, foi confirmada a subutilização do banco de capacitores BC-3 de 900 [kVAr].

Percebe-se também através do gráfico da Figura 29 acima que a carga no alimentador, principalmente a potência ativa, reduz consideravelmente nos finais de semana, quando a maior parte das cargas comerciais e industriais são desligadas.

Como complemento desta análise, o gráfico da Figura 30 a seguir mostra as medições na saída da SE Itacolomi de distorção harmônica de corrente da fase A (em vermelho) e distorção harmônica de tensão da fase A (em azul) e fator de potência da fase A (em verde) no mesmo período do gráfico anterior também com as indicações de desligamento dos bancos capacitores.

Confirmando o que também foi apontado no relatório RISE, também é possível verificar através do gráfico da Figura 30 que as maiores distorções ocorreram aos finais de semana principalmente aos domingos nos dias 24/01, 31/01, 07/02 e 14/02. Os desligamentos dos bancos de capacitores reduziram as distorções harmônicas de tensão para patamares abaixo dos 3%, já para as distorções harmônicas de corrente também houve redução porém com valores elevados próximos à 9% nos finais de semana.

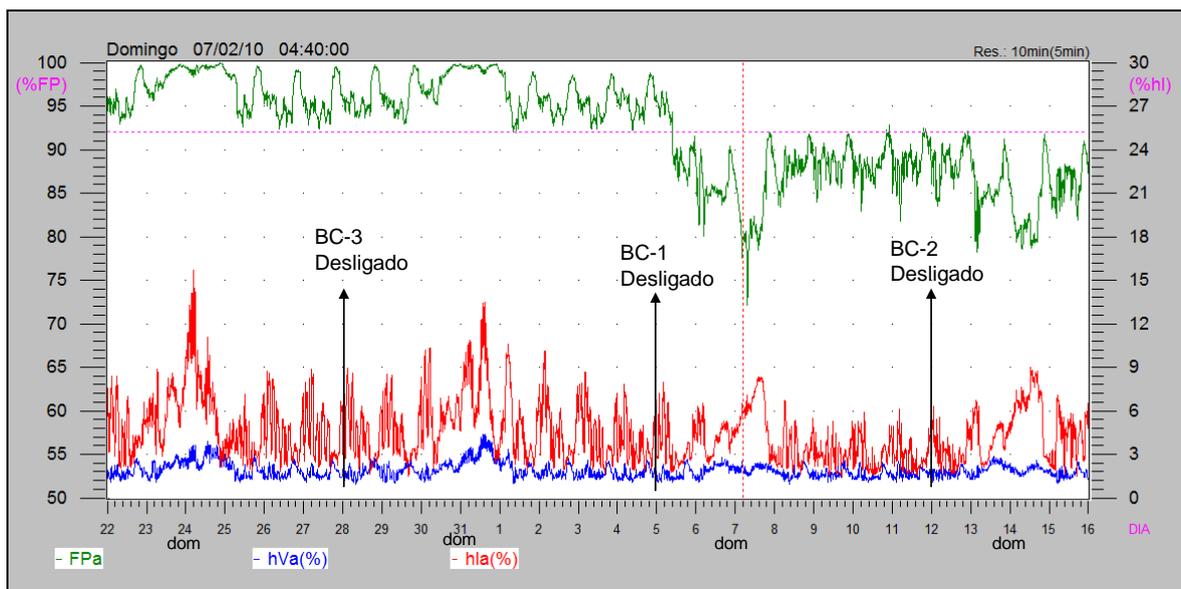


Figura 30: Gráfico de Medição da Distorção Harmônica de Corrente e Fator de Potência na saída da SE Itacolomi durante a manobra dos bancos de capacitores.

Com relação à ordem de grandeza, a Tabela 14 está dividida em quatro períodos, sendo o primeiro período (1ºP) com todos os bancos ligados, o segundo período (2ºP) com o BC-3 desligado, o terceiro período (3ºP) com o BC-3 e o BC-1 desligados e finalmente o quarto período (4ºP) com todos os bancos desligados. Pode-se verificar que as médias e os valores máximos das distorções harmônicas tiveram redução significativa após o desligamento do BC-1. O efeito do desligamento do BC-3 não foi significativo em termos de redução de distorção harmônica.

Período fases A/B/C	DHT Tensão %		DHT Corrente %	
	Média	Máximo	Média	Máximo
1ºP – 21/01 a 28/01	2,05/1,92/2,02	3,90/3,50/3,80	5,53/5,19/5,78	16,0/15,8/15,8
2ºP – 28/01 a 05/02	2,06/1,95/2,05	4,40/3,70/4,20	5,40/5,04/5,39	13,7/11,9/13,4
3ºP – 05/02 a 12/02	1,81/1,67/1,79	2,80/3,00/2,90	3,98/3,72/3,94	8,40/7,90/8,30
4ºP – 12/02 a 18/02	1,78/1,59/1,73	2,90/2,60/2,70	4,96/4,67/4,99	9,10/8,90/9,00

Tabela 14: Distorção harmônica de tensão e corrente por período das fases A, B e C.

O gráfico a seguir apresenta a distribuição das componentes harmônicas, no domingo 24/01/2010 no primeiro período. A distorção harmônica de tensão total foi de 2,62%, sendo que 2,45% e 1,07% da distorção corresponde a 5ª e 7ª harmônica, respectivamente.

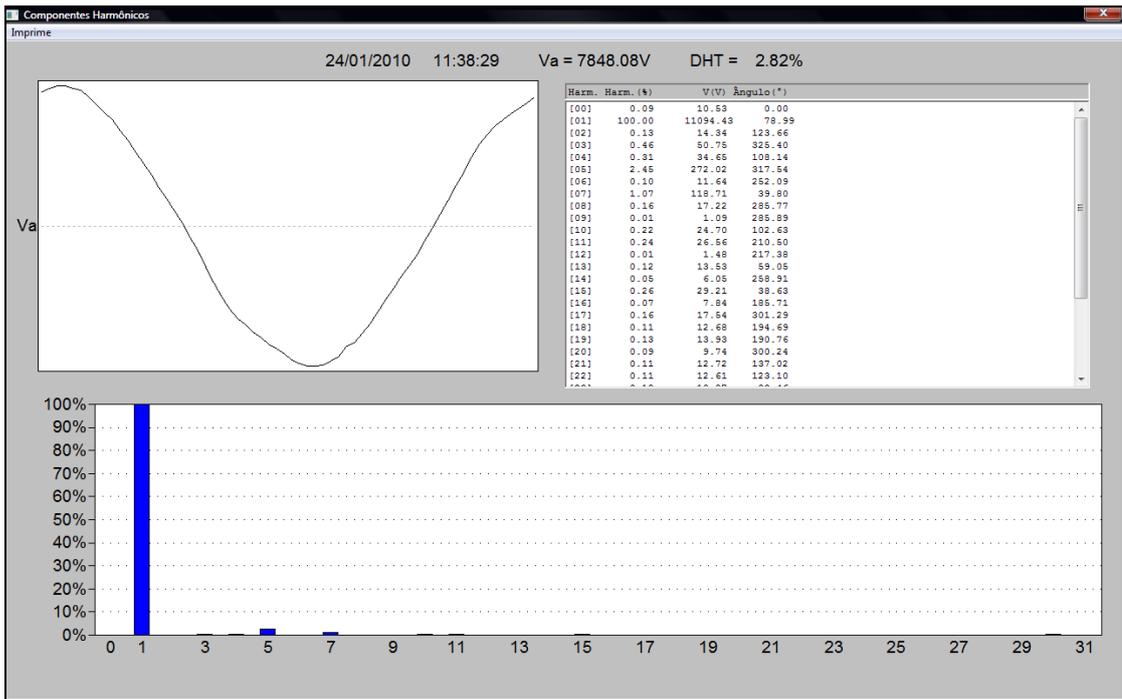


Figura 31: Distribuição da distorção harmônica de tensão no dia 24/01/10.

A distorção harmônica total de corrente no mesmo dia 24/01/2010 foi de 6,28%, cujas principais contribuições foram da 3ª harmônica com 2,13%, 5ª harmônica com 4,50% e da 7ª harmônica com 3,56% da fundamental.

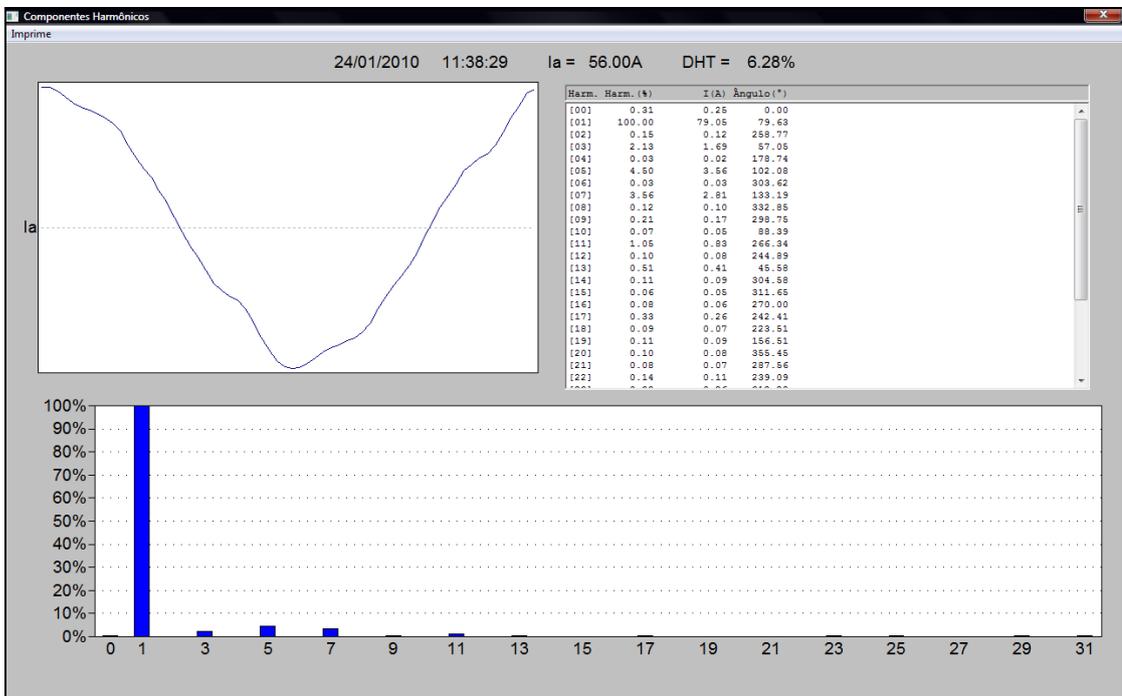


Figura 32: Distribuição da distorção harmônica de corrente no dia 24/01/10.

Com relação aos níveis de tensão na saída da SE, pode ser verificado na Figura 33 sobre a distribuição de tensão na saída da SE entre os dias 21/01 e 18/02, que 99,9

% das tensões se apresentam no nível adequado para fase A e 99,8% para as fases B e C. Apenas o limite de tensão superior, ou seja, acima de 1.05 p.u., foi ultrapassado com valores máximos de 1.060 p.u. para fase A (0,08% da amostra), 1.078 p.u. para fase B (0,21% da amostra) e 1.075 p.u. para fase C (0,24% da amostra).

A média das tensões foi de 1.001 p.u. para fase A, 1.007 p.u. para fase B e 1.007 p.u. para fase C, adicionalmente observando o histograma de distribuição de tensão, percebe-se que na saída da SE a tensão em todas as fases está concentrada em torno do valor central. Portanto, pode-se dizer que a tensão de fornecimento apresenta níveis adequados.

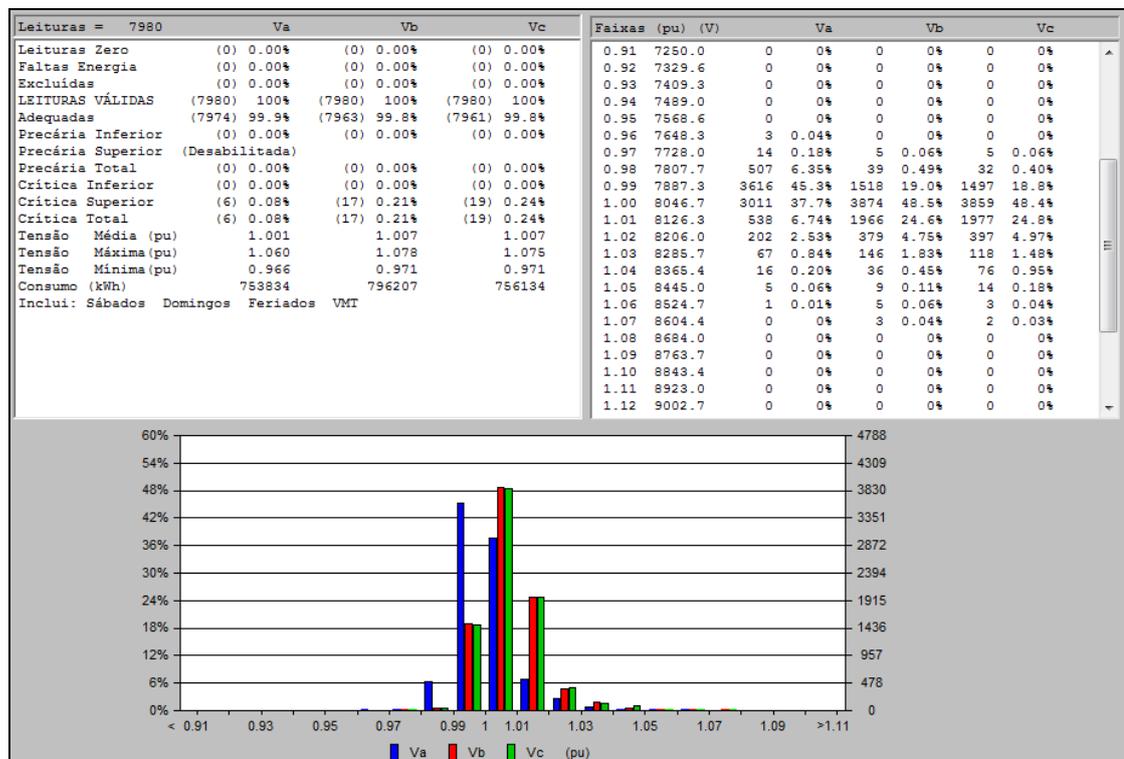


Figura 33: Gráfico de distribuição de tensão na saída da SE do dia 21/01 a 18/02/10.

4.4.3 - MEDIÇÕES NA PRAÇA

As medições na Praça ocorreram por um período menor, do dia 08 a 18 de fevereiro de 2010, quando dois dos três bancos de capacitores já se encontravam desligados. A instalação neste ponto ocorreu depois, devido à indisponibilidade inicial e porque ao discutirmos o trabalho, verificamos que esta medição seria relevante para complementar as análises das fontes de distorção.

O gráfico da Figura 34 a seguir mostra as medições da Praça de potência ativa total (em magenta), potência reativa total (em amarelo) e fator de potência total em verde no período citado. Percebe-se que a compensação reativa fornecida pelo banco

de capacitores BC-2 não é suficiente, apesar de que neste ponto do alimentador o fator de potência é ligeiramente maior que os valores obtidos na saída da SE, os níveis se mantêm abaixo dos limites admissíveis.

Também é perceptível a redução da carga nos finais de semana, especialmente no domingo dia 14/02/2010.

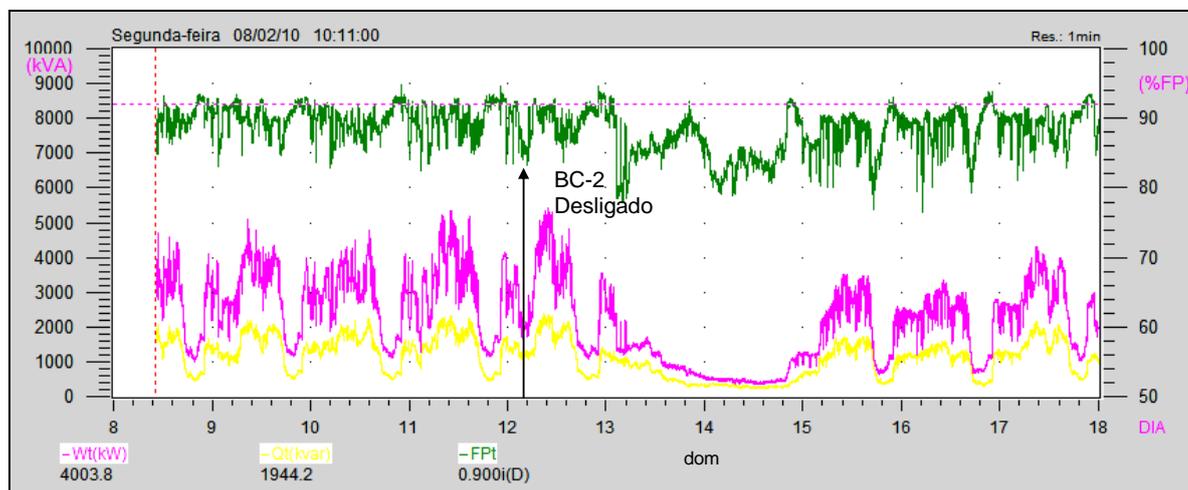


Figura 34: Gráfico de medição de potência ativa, reativa e fator de potência na praça.

Apesar da redução de carga nos finais de semana, os índices de distorções aumentam, fenômeno que pode ser percebido através das medições de distorção harmônica de corrente da fase A (em vermelho) e distorção harmônica de tensão da fase A (em azul) e fator de potência da fase A (em verde) apresentadas na Figura 35 a seguir. A distorção harmônica de corrente chegou a picos de mais de 24%. Como temos um histórico pequeno desta medição, não foi possível realizar uma análise dos impactos dos desligamentos dos bancos de capacitores na redução da distorção harmônica.

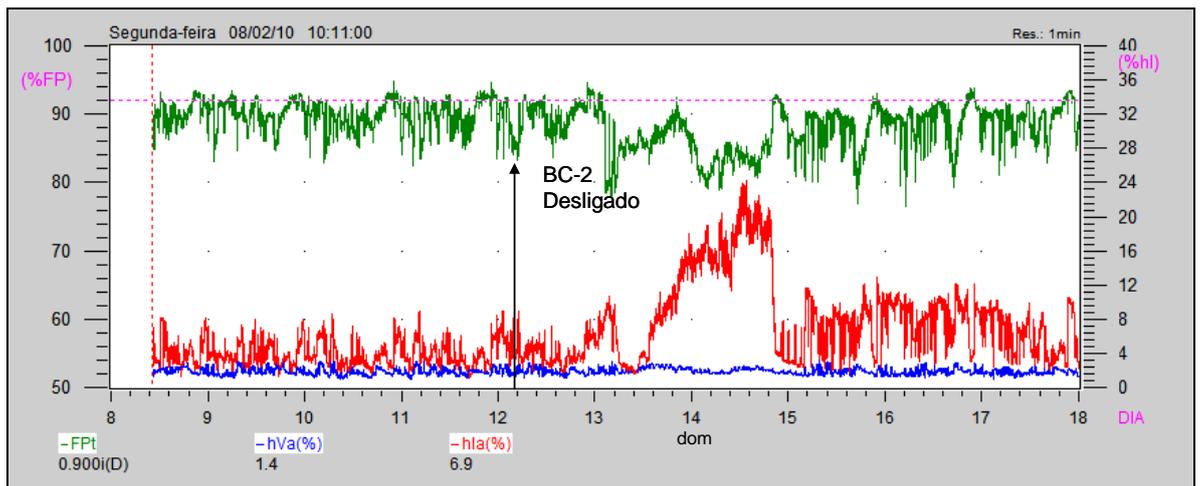


Figura 35: Gráfico de medição da distorção harmônica de corrente e fator de potência na praça.

Com relação aos níveis de tensão na Praça, pode ser verificado na Figura 36 sobre a distribuição de tensão entre os dias 08/02 e 18/02, que 100,00 % das tensões apresentaram nível adequado para as fases A, B e C.

A média das tensões é de 0.988 p.u. para fase A, 0.994 p.u. para fase B e 0.993 p.u. para fase C, adicionalmente observando o histograma de distribuição de tensão, percebe-se que neste ponto do alimentador a tensão em todas as fases está concentrada em torno do valor central. Como esperado, os valores são ligeiramente inferiores das médias apresentadas na saída da SE, porém em todo período verificou-se que a tensão de fornecimento apresentou níveis adequados.

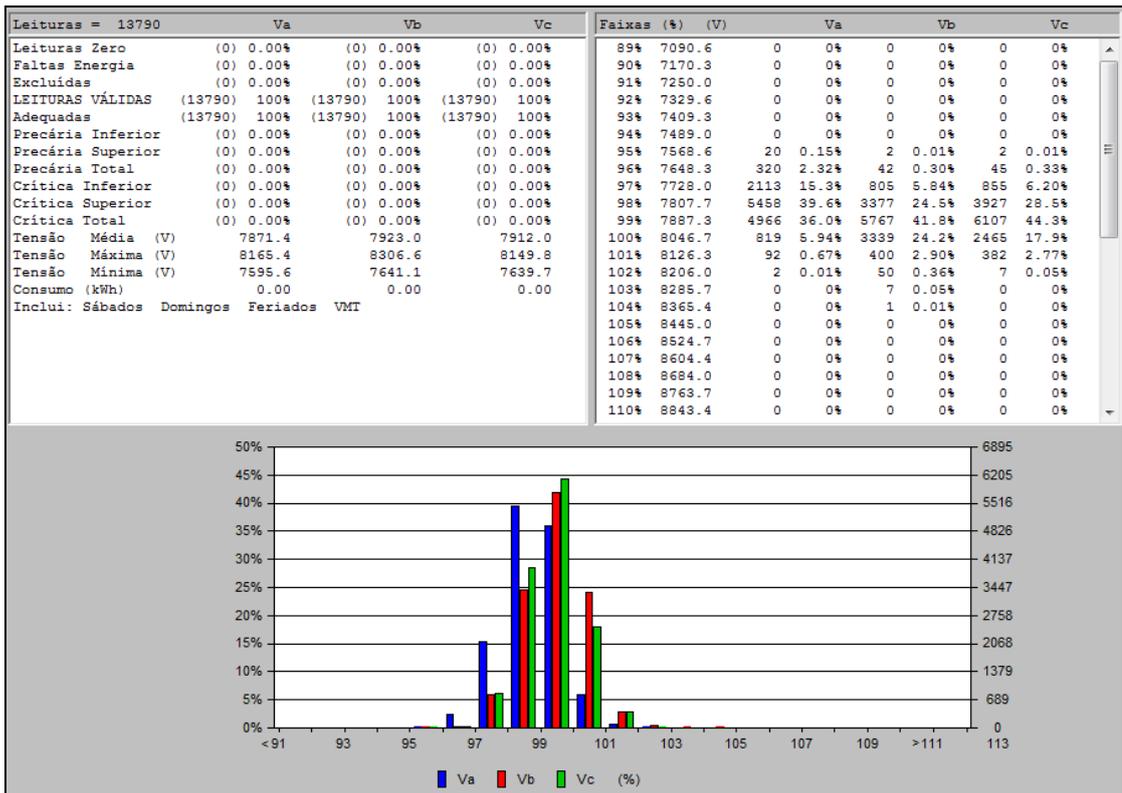


Figura 36: Gráfico de distribuição de tensão na praça do dia 08/02 a 18/02.

4.4.4 - MEDIÇÕES NA MARGINAL

O gráfico da Figura 37 abaixo mostra as medições de potência ativa total (em magenta), potência reativa total (em amarelo) e fator de potência total na Marginal que se encontra na média tensão, entre as duas fundições F_A e F_B .

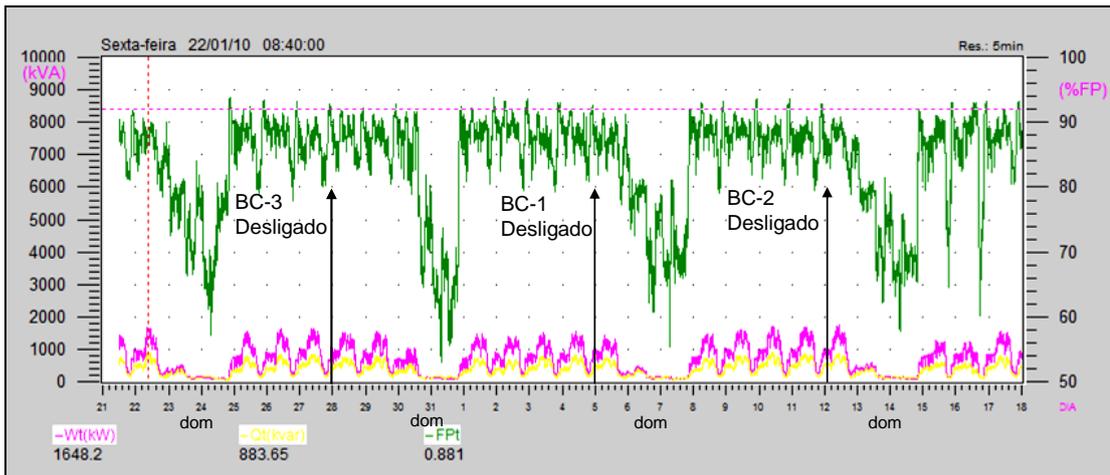


Figura 37: Gráfico da medição de potência ativa, reativa e fator de potência na marginal durante a manobra dos bancos de capacitores.

Não há impacto dos desligamentos dos bancos de capacitores, já que a medição está localizada depois dos três bancos. Estas medições representam a fundição F_A em diante.

Medições na Marginal de distorção harmônica de corrente da fase A (em vermelho) e distorção harmônica de tensão da fase A (em azul) e fator de potência da fase A (em verde) no mesmo período anterior, estão apresentadas na Figura 38 abaixo.

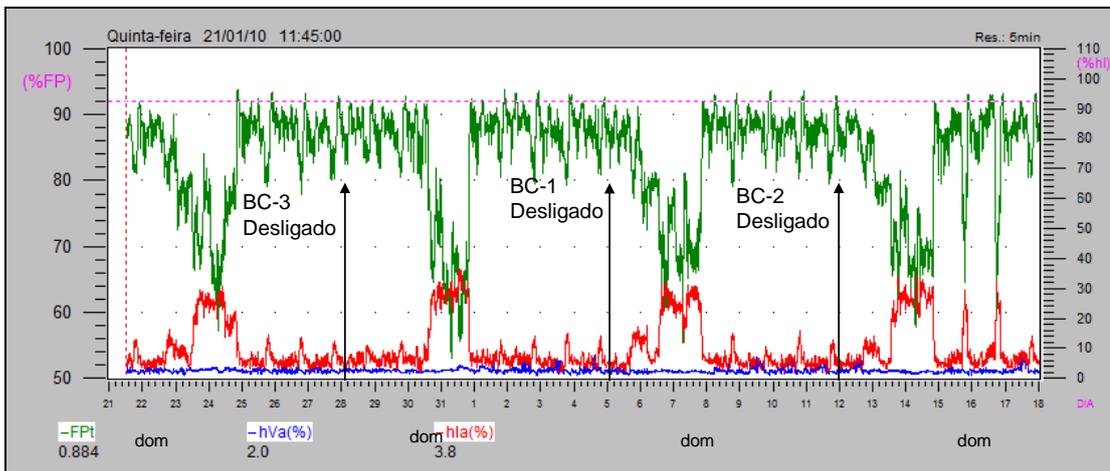


Figura 38: Gráfico de medição da distorção harmônica de corrente e fator de potência na marginal durante a manobra dos bancos de capacitores.

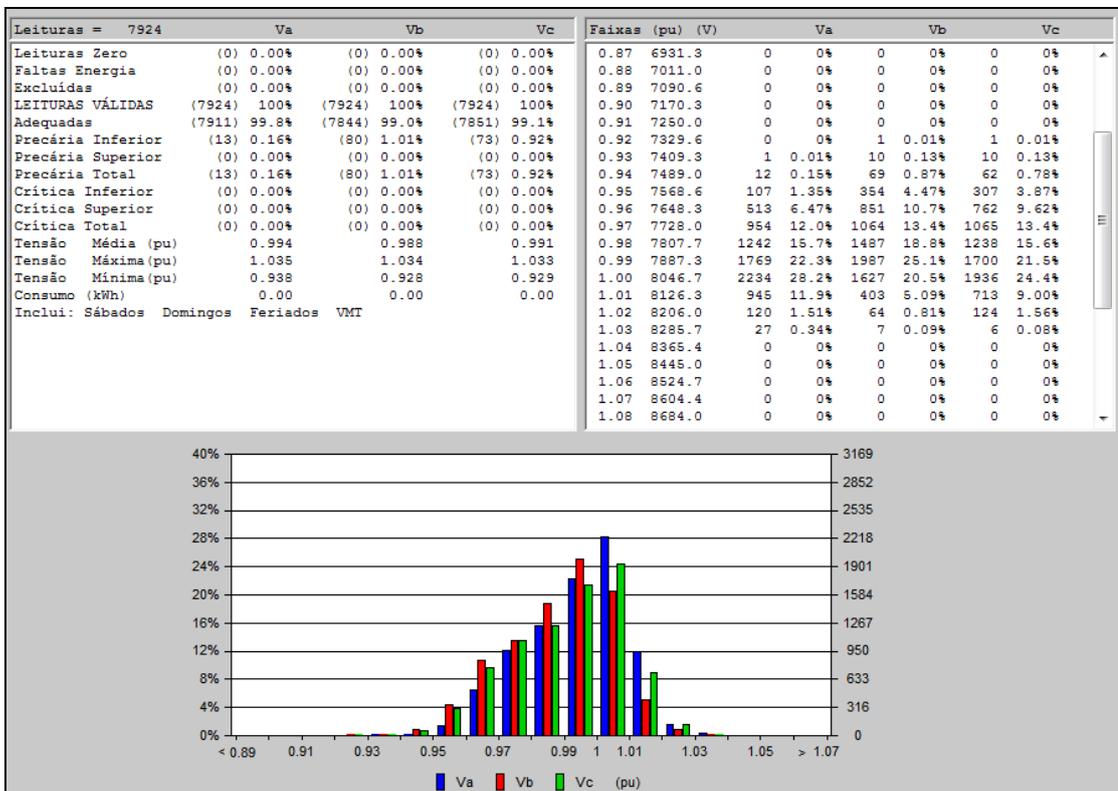


Figura 39: Gráfico de distribuição de tensão na marginal do dia 21/01 a 18/02.

O histograma de distribuição de tensão medido na Marginal foi tirado de uma medição realizada próxima ao final do alimentador e mostra uma característica esperada de valores devido à queda de tensão, sendo que em 99 % da leitura mostrou níveis de tensão adequados, conforme Figura 39 anterior.

4.4.5 - MEDIÇÕES NA FUNDIÇÃO F_A

Abaixo temos as principais medições retiradas no ponto de acoplamento comum da fundição F_A, a distribuição percentual das componentes harmônicas de corrente podem ser observadas na Figura 40 e de tensão na Figura 41, ambas na fase A. As medições estão coerentes com o esperado, ou seja, contribuição predominante dos harmônicos de 5^a e 7^a ordem para cargas com fornos de indução. A injeção de corrente de 14,9% para 5^o harmônico e 7,9% para 7^o harmônico.

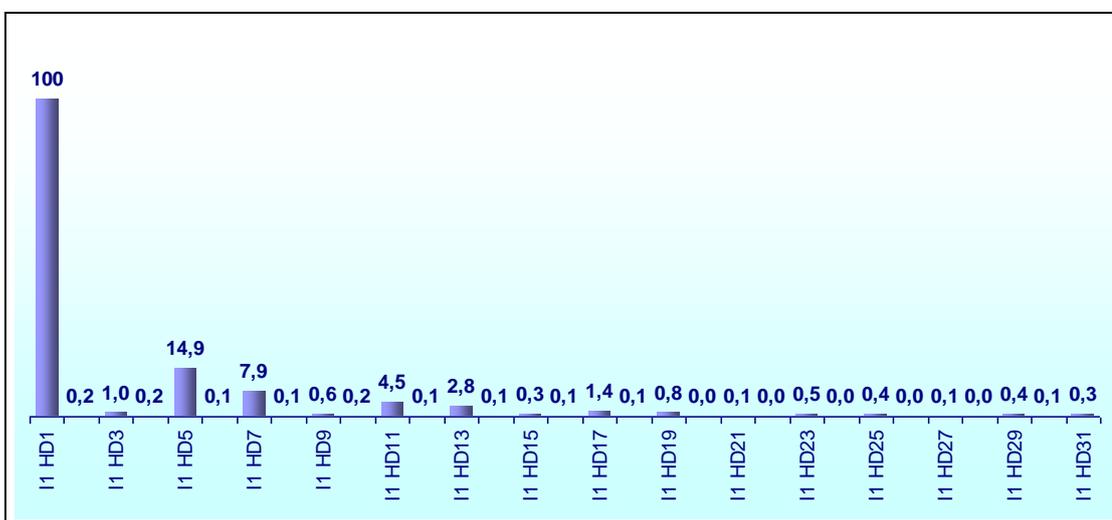


Figura 40: Distribuição das componentes harmônicas de corrente medidos no PAC na fundição F_A.

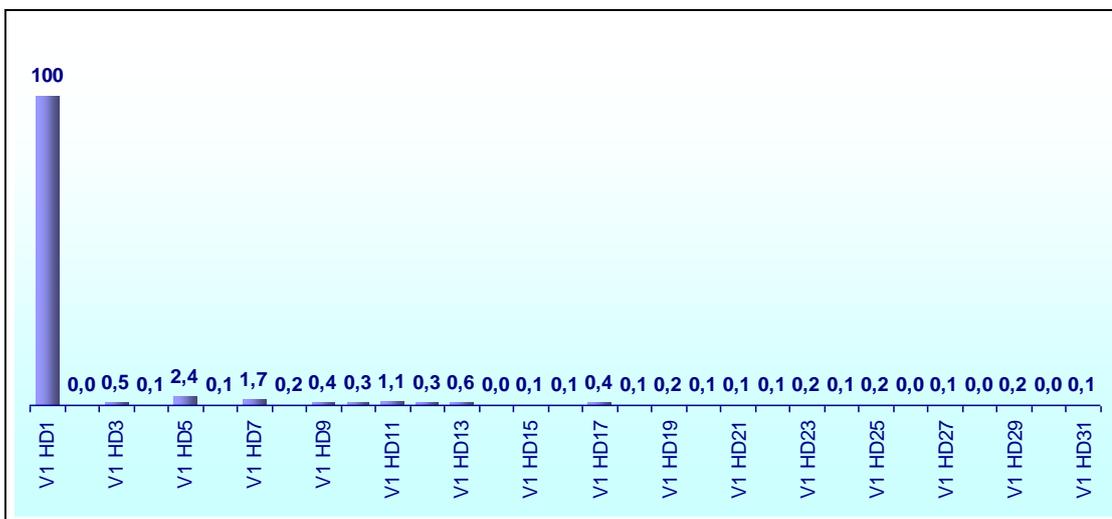


Figura 41: Distribuição das componentes harmônicas de tensão medidos no PAC na fundição F_A.

A potência ativa da fundição F_A em dias úteis na Figura 42 com curvas sobrepostas mostra que o forno permanece ligado predominantemente entre as seis da manhã e as dezessete horas da tarde com uma carga de 300 [kW] e uma carga residual de 180 [kW] entre as vinte horas até as cinco da manhã.

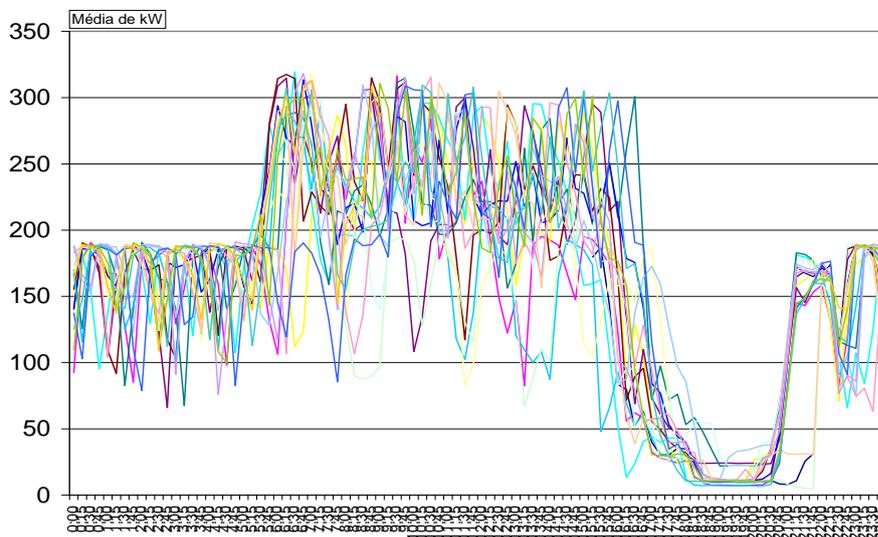


Figura 42: Potência ativa da Fundição F_A em dias úteis.

A potência ativa da fundição F_A de domingo na Figura 43 com curvas sobrepostas mostra que o forno permanece desligado aos domingos e que há uma utilização das vinte horas até as vinte e duas horas de uma carga de 180 [kW]. Essas medições se mostraram coerentes com o diagrama unifilar da planta demonstrada na Figura 11: Diagrama Unifilar das Instalações da fundição FA – Configuração Atual na página 44.

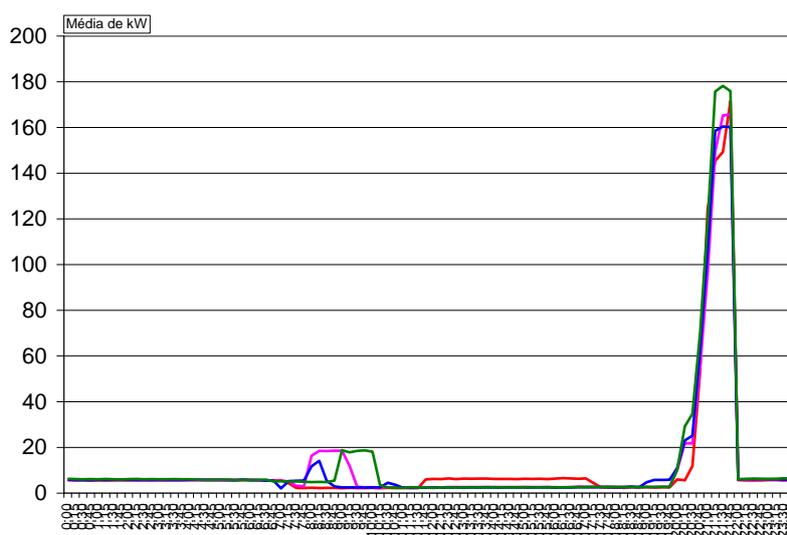


Figura 43: Potência ativa da Fundição F_A em dias de domingo.

4.4.6 - MEDIÇÕES NA FUNDIÇÃO F_B

Abaixo temos as principais medições retiradas no ponto de acoplamento comum da fundição F_B, a distribuição percentual das componentes harmônicas de corrente podem ser observadas na Figura 44 e de tensão na. Figura 45, ambas na fase A. As medições estão coerentes com o esperado, ou seja, contribuição predominante dos harmônicos de 5^a e 7^a ordem para cargas com fornos de indução. A injeção de corrente de 9,5% para 5^o harmônico e 5,9% para 7^o harmônico.

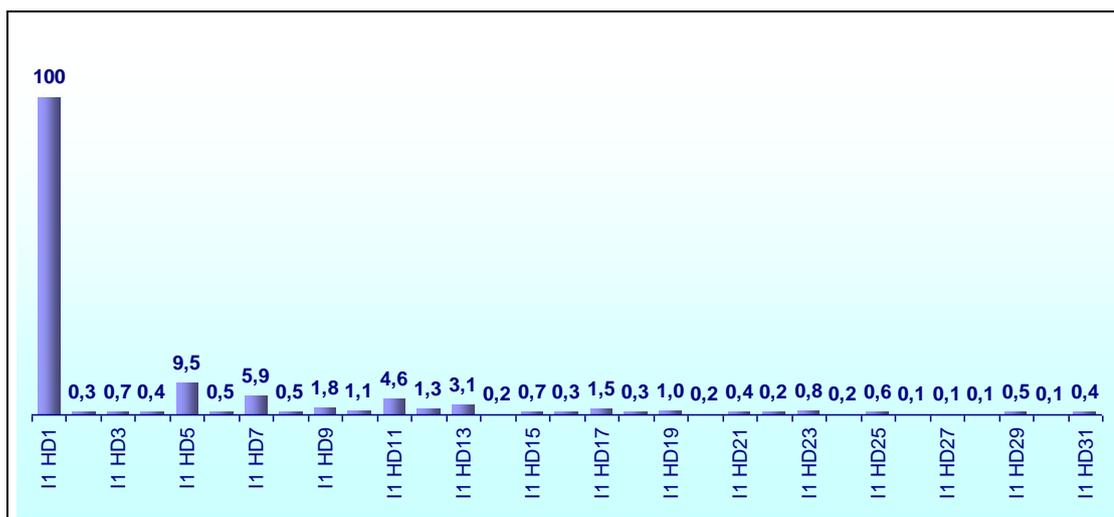


Figura 44: Distribuição das componentes harmônicas de corrente [%] medidos no PAC na fundição F_B.

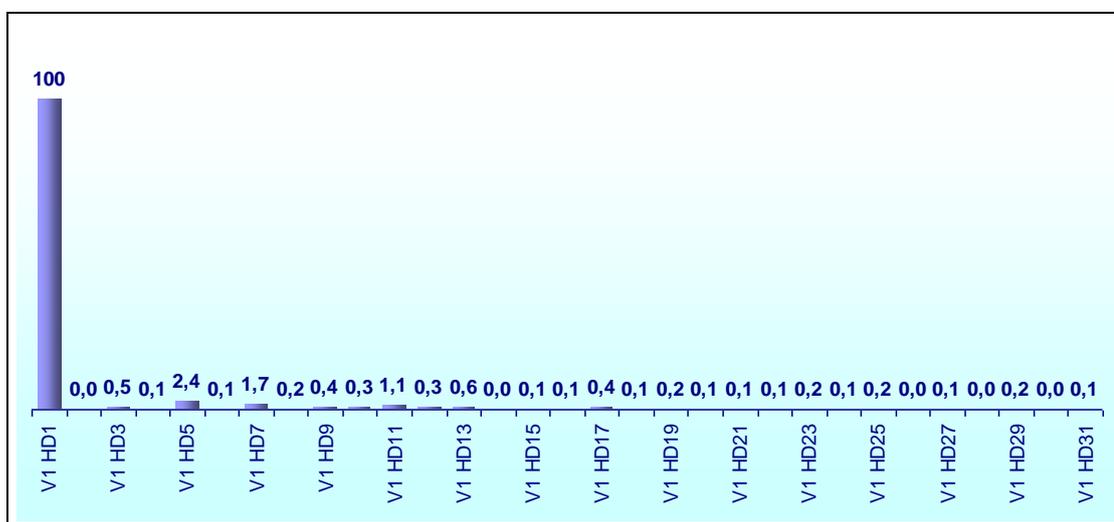


Figura 45: Distribuição das componentes harmônicas de tensão [%] medidos no PAC na fundição F_B.

A potência ativa da fundição F_B em dias úteis na com curvas sobrepostas mostra que o forno fica ligado predominantemente entre as vinte e duas horas da noite e às dezesseis horas da tarde do dia seguinte com uma carga máxima de 850 [kW] e uma carga residual de aproximadamente 50 [kW] entre as dezessete horas até as vinte e duas horas.

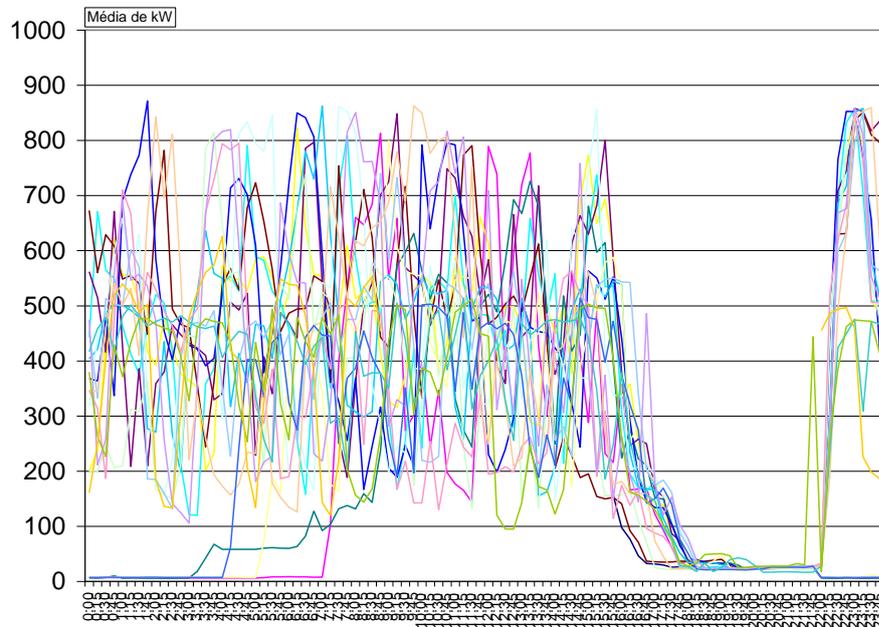


Figura 46: Potência ativa da Fundição F_B em dias úteis.

A potência ativa da fundição F_B de domingo na Figura 47 com curvas sobrepostas mostra que o forno fica desligado aos domingos e que há uma utilização de carga residual de até 30 [kW].

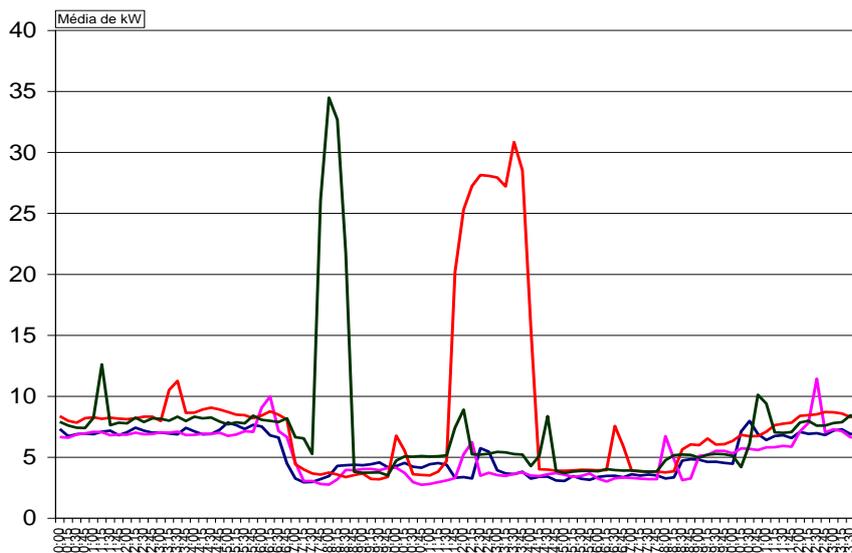


Figura 47: Potência ativa da Fundição F_B em dias de domingo.

CAPÍTULO 5 – ANÁLISE DAS PROPOSTAS DE SOLUÇÕES

Através de pesquisas das bibliografias disponíveis, artigos publicados em seminários foi possível identificar casos semelhantes, e possíveis soluções para mitigação de problemas relacionados à ressonância harmônica em banco de capacitores que não envolvam aquisição de filtros onerosos.

Para este trabalho foram propostas três possíveis soluções para mitigar o problema de ressonância, basicamente desacoplando a frequência de ressonância natural da rede e das cargas.

O objetivo desta metodologia, é demonstrar uma utilização prática e real que possa ser utilizada nas demais redes com características semelhantes.

Este capítulo também aborda as simulações utilizando o ATPDraw e do impacto com relação à corrente de *inrush* durante a energização do banco de capacitores de acordo com solução encontrada apresenta.

5.1 UTILIZAÇÃO DE CHAVEAMENTO PROGRAMADO DOS BANCOS DE CAPACITORES PARA SEREM DESLIGADOS AOS FINAIS DE SEMANA

Quando todos os bancos de capacitores estão desligados, não há efeitos de ressonância, esta mesma característica foi identificada nas simulações, conforme pode ser verificada na Figura 51 (em azul).

Em casos semelhantes esta solução foi adotada, pois é solução de menor custo [28]. Esta solução foi cogitada para esta rede de distribuição, porém o fator de potência também aos domingos ficaria abaixo de 0,82. E por este motivo foi necessário realizar um estudo de uma alternativa que resolva o problema de ressonância em banco de capacitores, sem necessariamente desligá-los.

Portanto, esta solução foi descartada já no início das análises quando foram feitas as medições com os bancos de capacitores desligados.

5.2 DESSINTONIZAR OS BANCOS DE CAPACITORES EXISTENTES

Nesta proposta foram simuladas diversas alternativas de configuração utilizando o ATPDraw, para identificar qual configuração pode mitigar o problema de

ressonância harmônica. Ou seja, cada configuração resulta em uma curva frequência natural específica, então após novas simulações foi possível identificar qual configuração não amplifica em altos níveis os 5° e 7° harmônicos, devido ao menor efeito de ressonância entre a rede e as cargas.

Neste trabalho, será mostrado um método para calcular a resposta em frequência natural de uma determinada rede utilizando o ATPDraw.

Algumas configurações testadas foram:

1. Um banco de capacitores de 1800kVAr instalado no PAC da fundição F_A e removendo os demais bancos de capacitores;
2. Um banco de capacitores de 900kVAr sendo instalado próximo ao BC-1 e removendo os demais bancos de capacitores;
3. Manter somente 300 kVAr ligados no BC-2, e;
4. Finalmente adicionar 900 kVAr no BC-2.

5.3 REALOCAÇÃO DOS BANCOS DE CAPACITORES UTILIZANDO BANCOS REALOCÁVEIS

Essa nova tecnologia de bancos de capacitores realocáveis, também chamada de Plug-and-Play, é produto de um projeto de pesquisa e desenvolvimento que proporcionou à CPFL-Piratininga e à Expertise dois depósitos de patente. A inovação tecnológica do processo de relocabilidade tornou-se um produto industrializado rapidamente em virtude do seu baixo custo e sua boa performance.

A utilização de um banco realocável tem as vantagens de poder ser instalado em praticamente qualquer tipo de poste do sistema primário de distribuição e em áreas com características distintas de requisitos elétricos, ambientais, logísticos, dentre outros assim como em pontos com problemas de sobrecarga ou de queda de tensão, e não precisa de um novo poste para sua instalação. Essa flexibilidade permite que os bancos sejam instalados somente durante os testes permitindo a realização de diversas medições, com fácil realocação dos bancos, ou alteração de sua capacitância. Finalmente será comprovada a solução em que as componentes harmônicas não serão amplificadas na rede de distribuição estudada resolvendo-se, assim, o problema de ressonância harmônica em definitivo.

Assim, é uma tecnologia que pode ser utilizada tanto como complemento da análise anterior, item 5.2 com o objetivo de comprovar as simulações, pois pode ser instalado como teste para uma posterior instalação de um equipamento definitivo, ou ainda como alternativa com o objetivo de testar novas configurações não simuladas no ATPDraw.

Existem outros casos na área de concessão da CPFL com características semelhantes, que após a comprovação deste método, poderão também ser resolvidos através de desacoplamento da frequência de ressonância, possibilitando que os bancos de capacitores possam ser instalados em lugar apropriado do ponto de vista da não coincidência com a frequência de ressonância, corrigindo-se o fator de potência da rede, reduzindo-se as perdas técnicas, e mitigando-se prejuízos.

5.4 SIMULAÇÃO NO ATPDRAW

O programa ATP é considerado o programa mais amplamente usado para simulações de transitórios eletromagnéticos, assim como os de natureza eletromecânicas em sistemas elétricos de potência [40]. Neste trabalho, o ATP foi utilizado para calcular a resposta em frequência através da interface ATPDraw.

O alimentador ITC-04 representado no ATPDraw pode ser visualizado na Figura 48, o alimentador foi representado com suas respectivas cargas, banco de capacitores e todos os demais parâmetros elétricos.

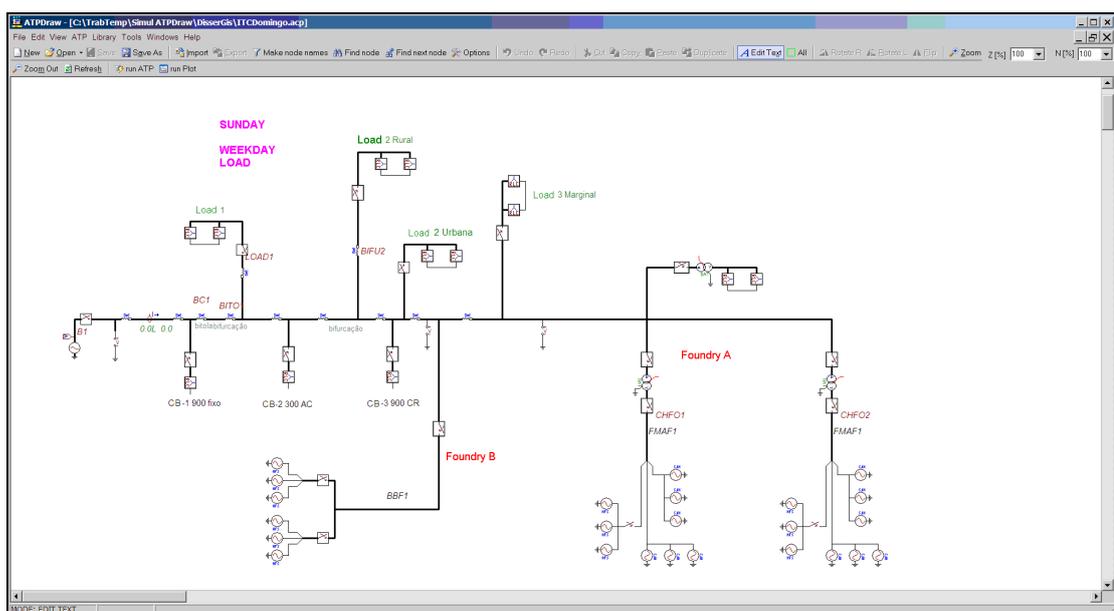


Figura 48: Alimentador ITC-04 representado na ATP Draw.

A fonte simulada é uma fonte de tensão de 60 [Hz] de amplitude 11.831 [V].

A impedância interna dessa fonte utilizada está representada na Tabela 15.

Rzero	Lzero	Rpositiva	Lpositiva
0,0003	1,0956	0,0408	1,236

Tabela 15: Impedância interna da fonte simulada ITC-04.

Na Tabela 16 abaixo estão representadas as principais características elétricas do alimentador ITC-04, trecho a trecho, com suas respectivas distâncias, impedâncias de sequência positiva e zero, assim como a bitola do condutor.

De/Para	Distância [km]	Rzero	Lzero	Rpositiva	Lpositiva	Bitola
SaidaSE- até BC-1	1,056	0,639	1,687	0,140	0,395	Cabo 447
BC-1 até alteração bitola X1	0,09	0,054	0,144	0,012	0,034	Cabo 447
X1 até bifurcação X2	1,008	0,610	1,611	0,134	0,377	Cabo 336
X2 até BC-2	1,058	0,641	1,691	0,141	0,396	Cabo 336
X2 até fim rural X5	0,485	0,294	0,775	0,065	0,181	Cabo 336
BC-2 até bifurcação X3	0,074	0,049	0,155	0,014	0,029	Cabo 336
X3 até fim rural X6	1,228	0,815	2,576	0,230	0,475	Cabo 336
X3 até BC-3	1,205	1,291	2,000	0,717	0,524	Cabo 1/0
BC-3 até fundição Fb	0,452	0,484	0,750	0,269	0,197	Cabo 1/0
Fund. Fb até fund. Fa	0,668	0,715	1,108	0,398	0,291	Cabo 1/0
Fundição Fa até fim X4	0,43	0,461	0,714	0,256	0,187	Cabo 1/0

Tabela 16: Parâmetros elétricos dos cabos do alimentador ITC-04.

Os fornos de indução foram simulados com os dados reais medidos, cada forno foi simulado aplicando fontes de corrente em cada frequência medida até a 31^o harmônico nas três fases. Na Tabela 17 apresenta os parâmetros do forno de indução da fundição F_B.

Para a fundição F_A o mesmo procedimento foi realizado.

Ordem	[Hz]	Mod A	Ang A	Mod B	Ang B	Mod C	Ang C
1	60	100,00	65,33	100,00	304,24	100,00	184,24
2	120	1,46	322,79	1,36	84,88	1,66	205,67
3	180	0,52	13,85	0,43	187,81	0,38	334,96

4	240	1,06	65,27	0,94	308,35	1,15	184,58
5	300	19,34	138,90	18,46	259,85	19,08	17,43
6	360	0,14	54,39	0,12	25,92	0,18	163,85
7	420	9,98	279,95	10,49	160,04	10,41	38,67
8	480	0,97	161,65	1,04	292,82	0,93	51,02
9	540	0,54	232,46	0,50	46,19	0,53	126,38
10	600	0,82	305,88	0,77	197,50	0,77	55,57
11	660	5,39	352,28	4,91	105,54	5,49	221,83
12	720	0,02	170,25	0,22	227,62	0,27	26,49
13	780	3,58	117,65	3,50	0,47	3,68	235,67
14	840	0,52	29,14	0,51	136,14	0,32	312,15
15	900	0,45	155,24	0,71	246,40	0,47	290,75
16	960	0,33	157,38	0,42	62,93	0,32	282,47
17	1020	1,33	196,13	1,40	288,07	1,69	31,04
18	1080	0,09	323,69	0,33	330,12	0,24	282,52
19	1140	1,01	283,86	1,35	174,13	1,10	79,14
20	1200	0,18	179,51	0,32	265,35	0,31	216,47
21	1260	0,33	318,23	0,40	40,31	0,37	134,98
22	1320	0,10	117,96	0,08	114,09	0,15	248,61
23	1380	0,44	332,90	0,65	36,74	0,94	181,81
24	1440	0,05	259,48	0,06	150,08	0,08	56,51
25	1500	0,53	91,79	0,82	308,77	0,58	197,27
26	1560	0,36	262,12	0,32	36,28	0,19	118,24
27	1620	0,22	109,55	0,55	222,82	0,51	294,55
28	1680	0,18	11,96	0,46	335,08	0,31	165,94
29	1740	0,49	200,10	0,27	203,99	1,03	333,25
30	1800	0,29	97,75	0,13	269,69	0,16	260,44
31	1860	0,48	245,46	0,77	127,01	0,68	329,53

Tabela 17: Parâmetros do forno de indução da fundição F_B.

No ATPDraw os capacitores são representados na unidade de [μ F], portanto foi necessário fazer a conversão de [kVAr] para [μ F]. Utilizando as tensão de referência de 13,8 [kV] e frequência de 60 [Hz], foi realizado o seguinte cálculo demonstrado pela Equação 4 abaixo. O mesmo foi realizado para o banco de 300 [kVAr].

$$X_c = \frac{V_{ff}^2}{Q} = \frac{13,8^2}{900 * 1000} = 211,6 \rightarrow$$

$$C = \frac{1}{2\pi f C} [F] = \frac{10^6}{2\pi * 60 * 211,6} [\mu F] = 12,5358 [\mu F]$$

Equação 4: Exemplo do cálculo de 900 [kVAr] para 12,5358[μF].

O fenômeno de ressonância harmônica estava ocorrendo principalmente aos finais de semana, portanto as cargas representadas no ATPDraw foram as mesmas medidas em um domingo, cujas curvas foram demonstradas na Figura 43: Potência ativa da Fundação FA em dias de domingo. na página 71 e Figura 47: Potência ativa da Fundação FB em dias de domingo. na página 73 deste trabalho.

5.4.1 – SIMULAÇÃO NO DOMÍNIO DA FREQUÊNCIA

Pelos gráficos medidos de distorção harmônica amplificada principalmente aos finais de semana, utilizando a simulação com as cargas de domingo, foi realizada a simulação no domínio da frequência.

Para se obter a frequência natural da rede simulada no ATPDraw, foi conectada na rede simulada uma fonte de corrente de 1 [A], e tanto a fonte e os fornos de indução foram desligados. Adicionalmente foi incluída uma medição de tensão resultante neste ponto.

Através da Equação 5 é possível entender o significado da tensão medida neste ponto no domínio da frequência. Considerando que os capacitores possuem reatância igual a $-1/wC$ e a rede possui reatância igual a wL , em determinadas frequências os componentes X_L e X_C serão iguais, e a impedância do circuito equivalente será puramente resistiva, obtendo correntes eficazes muitas vezes maiores que as correntes em regime, causando o efeito de ressonância.

Assim, na Equação 5, quando a reatância capacitiva for igual a reatância indutiva, o denominador irá-se igualar a zero, e a resposta da função irá tender ao infinito.

$$V = \left(R + \frac{X_C * X_L}{X_L - X_C} \right) * I$$

Equação 5: Simulação no domínio da frequência.

É um método prático de simular no ATPDraw as frequências em que a rede irá entrar em ressonância.

A Figura 49 mostra a simulação no domínio da frequência do alimentador ITC-04 com a carga de domingo, com a fonte de corrente de 1 [A] em destaque com círculo vermelho.

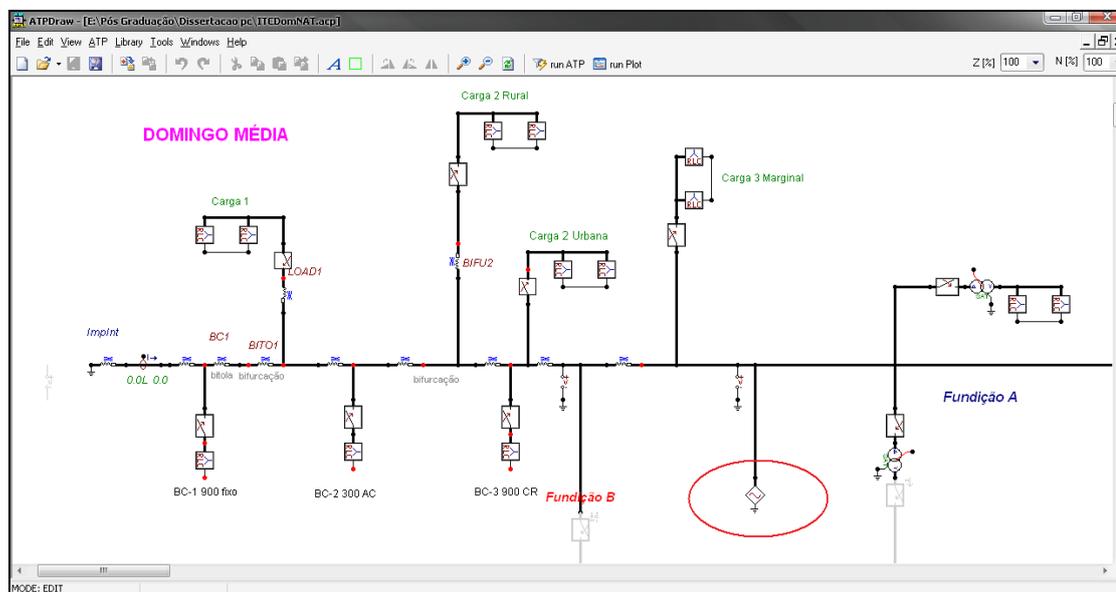


Figura 49: Alimentador ITC-04 simulado no ATPDraw no domínio da frequência.

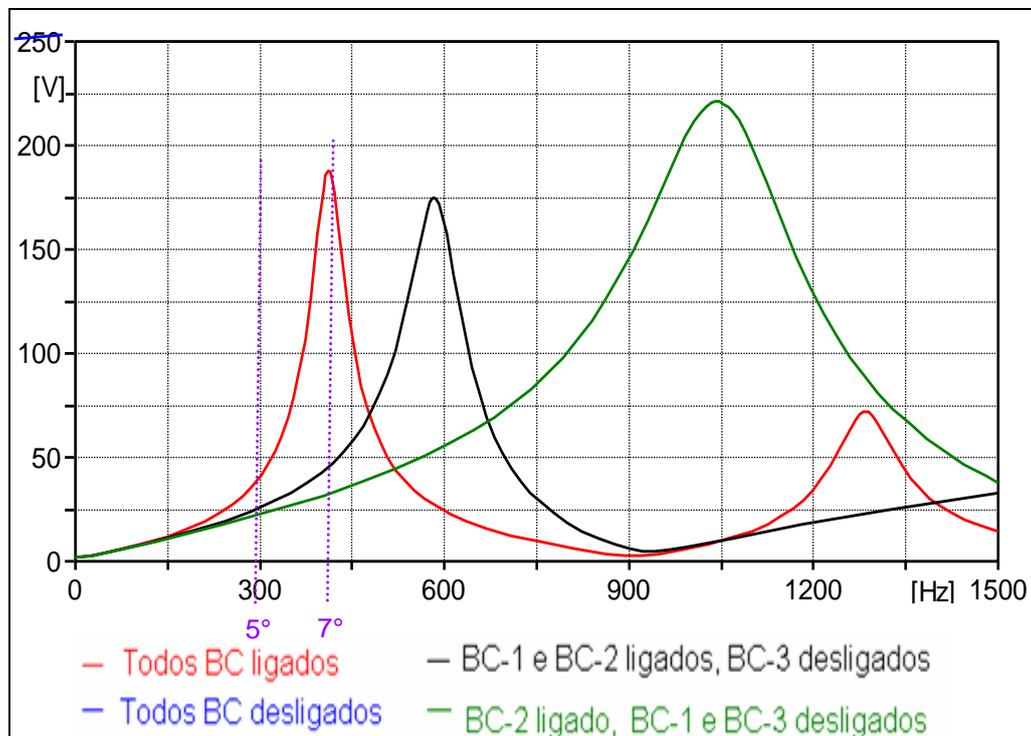


Figura 50: Simulação no domínio da frequência da rede ITC-04 com as manobras realizadas nos bancos de capacitores

Pela Figura 50, pode-se afirmar que a simulação realizada no ATP apresenta ótima aproximação com a realidade porque os resultados da simulação mostraram o mesmo comportamento das medições realizadas em campo.

O próximo passo foi simular a frequência natural em diferentes configurações, identificando em qual delas as componentes harmônicas não foram amplificadas, resolvendo o problema de ressonância harmônica.

O gráfico da Figura 51 mostra os resultados mais significativos das simulações realizadas através do ATPDraw.

As configurações testadas foram:

- 1) Um banco de capacitores de 1800 kVAR instalado no PAC da fundição FA e demais bancos removidos (em vermelho);
- 2) Um banco de capacitores de 900 kVAR instalado próximo do BC-1 e demais bancos removidos (em preto);
- 3) 300 kVAR ligados no BC-2 (em verde); e,
- 4) Adicionar mais 900 kVAR no BC-2 (em azul).

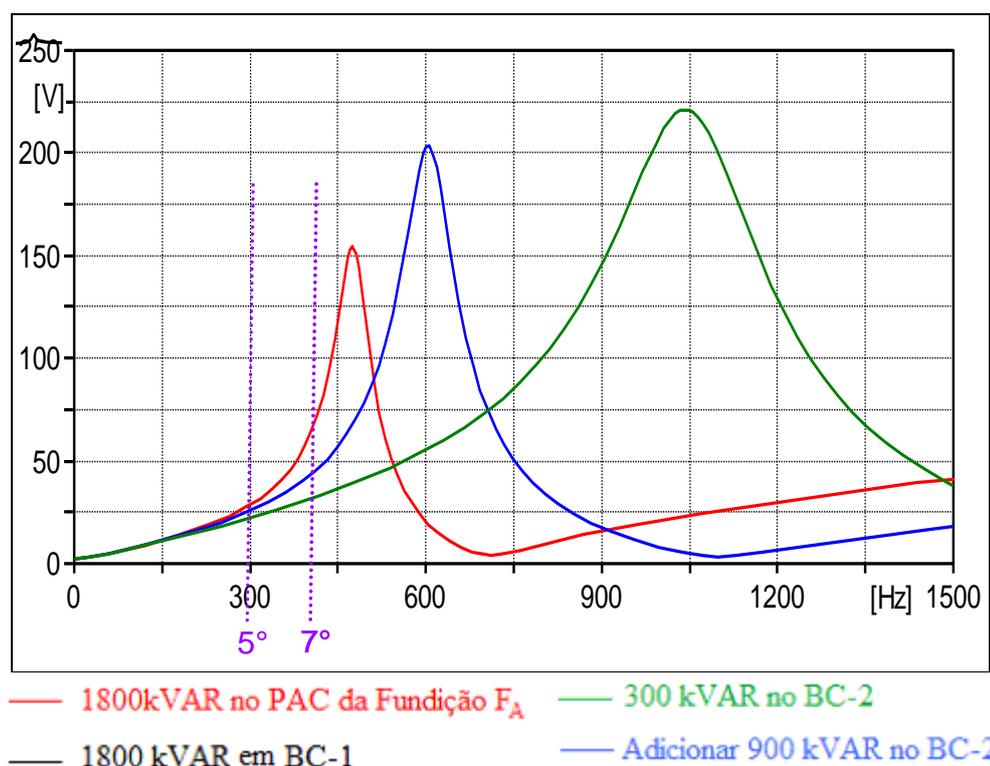


Figura 51: Gráficos da frequência natural, utilizando banco de capacitores realocáveis e alternativas para reconfiguração do alimentador ITC-04.

Observando os resultados das simulações apresentadas na Figura 51, percebe-se que nas frequências de 300 [Hz] e 420 [Hz], ou seja, 5º e 7º harmônico, a curva

com melhor amplificação de tensão foi a curva em preto, através da instalação de mais um banco de capacitores de 900 kVAr no mesmo ponto em que o BC-1 está instalado.

5.5 ENERGIZAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES

A instalação de um banco de capacitores próximo a outro banco existente, traz a tona um outro fenômeno transitório, a corrente de *inrush* pelo efeito *back to back* entre os bancos [28].

Também no presente trabalho, os resultados das simulações acima foram comparados com a metodologia usual na CPFL, um trabalho originado do antigo CODI RTD 22.03 Diretrizes para Proteção Contra Sobrecorrentes em Bancos de Capacitores de Redes de Distribuição [41].

A operação dos bancos de capacitores é realizada com chaves trifásicas, porém o trabalho também analisou a possibilidade de realizar as operações sincronizadas, isto é, operar os bancos com chaves tiristorizadas. Apesar de serem objetos de um outro projeto de pesquisa.

A primeira simulação no ATPDraw foi o alimentador ITC-04 na configuração original, nessa configuração tanto nos dias úteis ou nos domingos a operação apresenta as correntes de *inrush* dentro dos valores admissíveis. No pior caso tem a corrente de *inrush* máxima de 700 ampères que pode ser observada na Figura 52 a seguir.

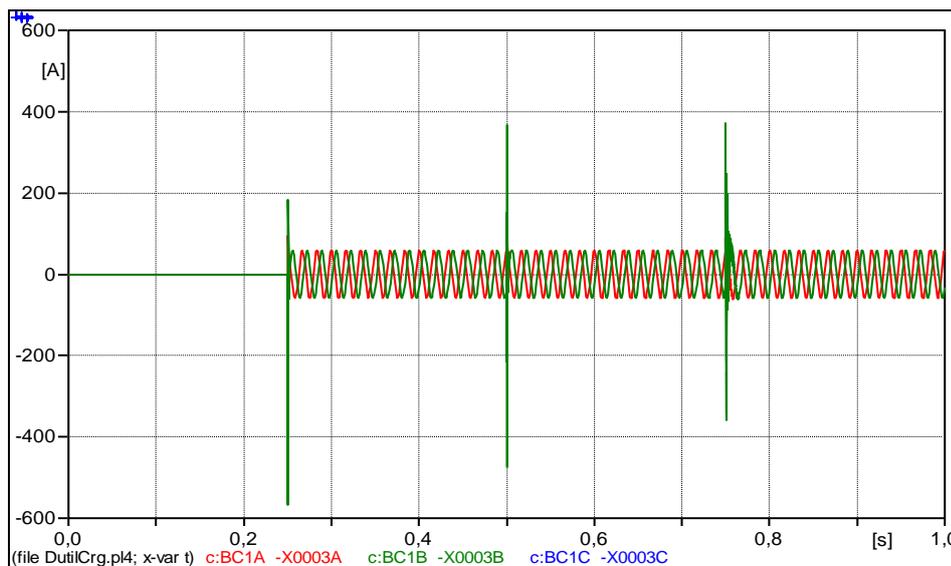


Figura 52: Operação de BCs original: Operação do BC-1 no tempo 0,25s, BC-2 no tempo 0,5s; e BC-3 em 0,75s.

Para verificar os efeitos da melhor configuração do ponto de vista de mitigar a ressonância harmônica, foi simulado o BC-2 desligado e BC-3 de 900 kVAr realocado no mesmo ponto do BC-1, e a energização dos dois bancos foi simulada. A corrente de *inrush* dos bancos BC-1 e BC-3 atingiu valores próximos a 8.000 A, conforme a Figura 53 a seguir. Caso fosse realizada a conexão nesta configuração, a corrente *inrush* iria danificar os bancos de capacitores e outros equipamentos na rede.

Essa situação era esperada, visto que as correntes de energização de bancos de capacitores são agravadas quando o chaveamento de um banco de capacitores ocorre próximo a outro banco de capacitores já energizado, chegando a amplitudes superiores a quiloampères, efeito conhecido como *back-to-back* [28].

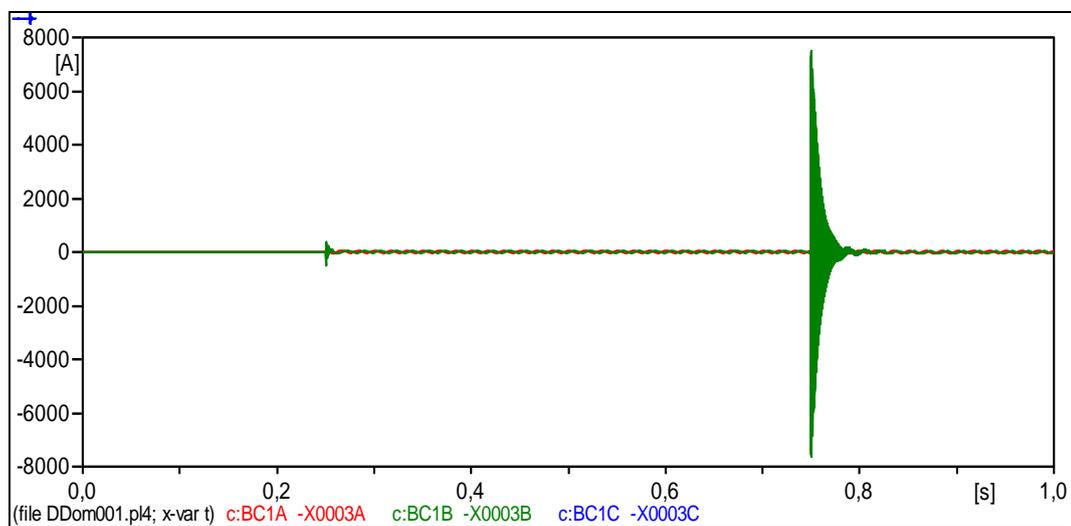


Figura 53: BC-3 no mesmo ponto da BC-1, a corrente de Inrush atinge 8000 amperes.

Para este mesmo caso a corrente na fonte apresentou os valores da ordem de grandeza semelhantes aos iniciais, vide Figura 54. Demonstrando que o fenômeno *back-to-back* ocorre somente entre os dois bancos de capacitores.

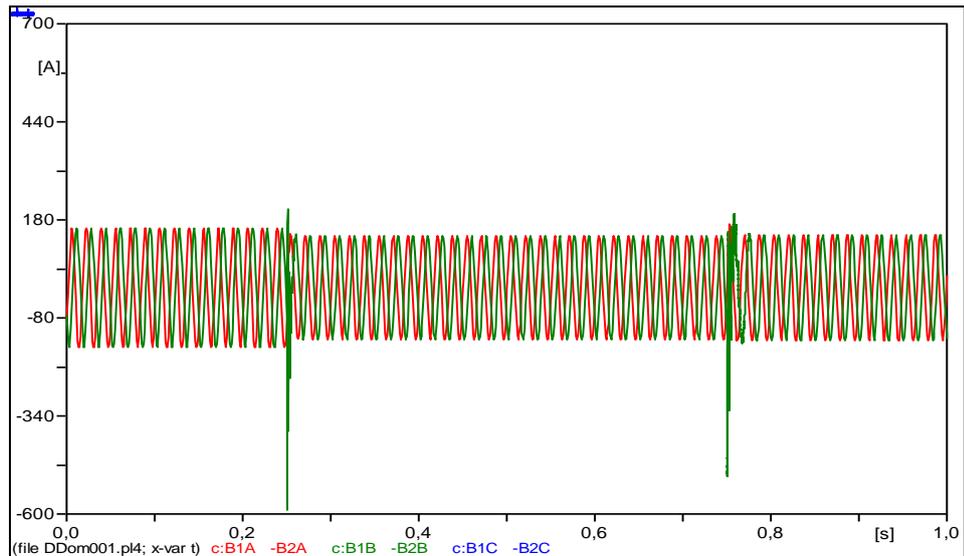


Figura 54: Corrente na fonte, não altera com operação de BCs.

Com objetivo de reduzir os efeitos de *back to back*, o ponto de conexão do BC-3 foi afastado ao longo do alimentador gradativamente do BC-1. O primeiro passo foi afastando de 83 metros do BC-1, pois era a primeira alteração da bitola do cabo. Os passos seguintes simulados foram de 100 em 100 metros, e em cada passo foi verificado qual seria o a corrente de *inrush* da energização dos bancos de capacitores, até que se encontrasse um nível aceitável de corrente.

Concluiu-se que o ponto de conexão aceitável em termos de corrente de *inrush* seria a 483 metros do BC-1 (sendo 83 metros de cabo A1477 e 400 metros de A1336).

Apresenta-se a seguir os resultados na Figura 56, onde pode ser verificado que a corrente do *inrush* atinge 1293 A, valor muito abaixo dos 8.000 A encontrado na primeira simulação.

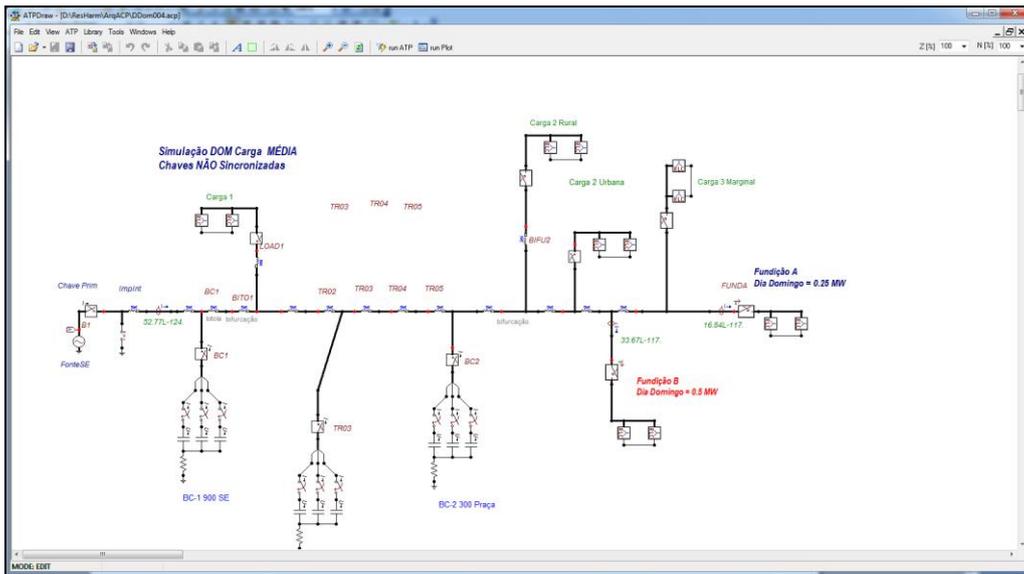


Figura 55: BC-3 localizada à 483 m do BC-1.

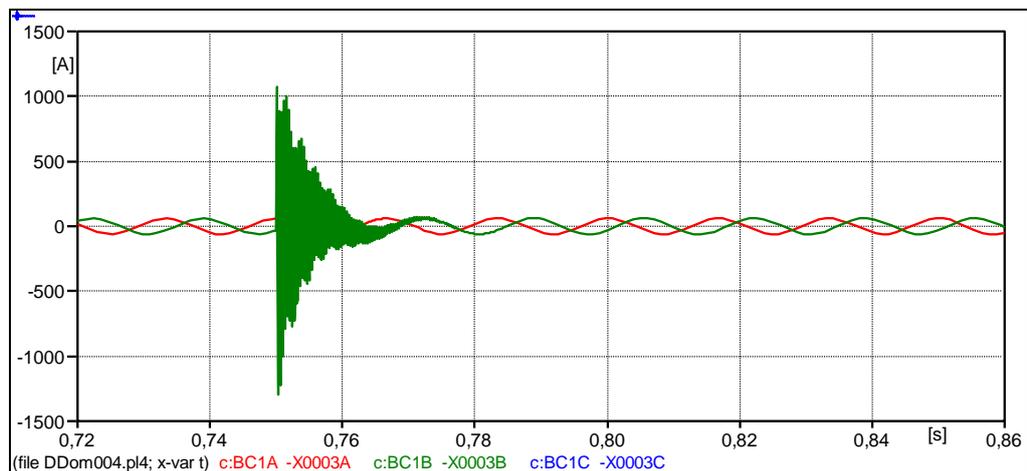


Figura 56: Corrente de Inrush no BC-1, com a operação do BC-3 distante 483 metros.

Para comprovar a validade deste estudo, foi realizada uma avaliação pelo método tradicional baseada na Recomendação Técnica da Distribuição CODI 22.03.

A seguir é apresentada a Figura 57 com o diagrama unifilar dos bancos de capacitores considerados.

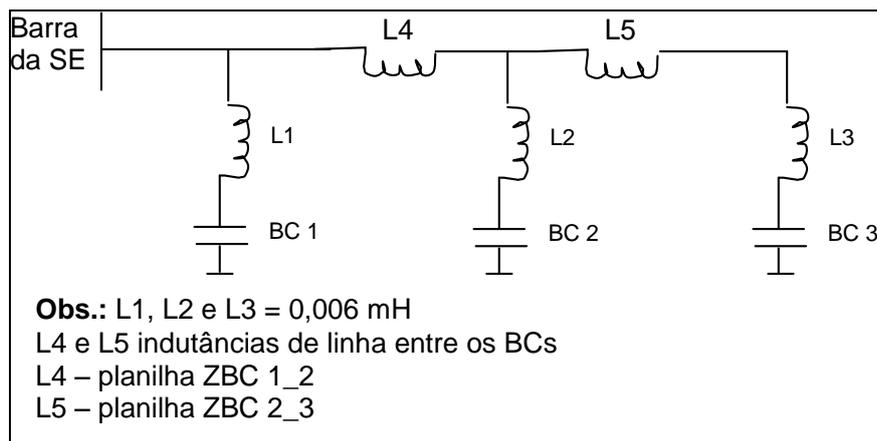


Figura 57: Diagrama unifilar da rede de distribuição e bancos de capacitores considerados para estimação de corrente de inrush.

Na figura acima foi considerado apenas o BC-1 igual a 900 kVAr e BC-2 igual a 900 kVAr conectados à rede.

Nota: A denominação BC-1 e BC-2 da Fig. 45 é proveniente da planilha de cálculo da avaliação tradicional.

AVALIAÇÃO DA CORRENTE DE INRUSH DEVIDO À ENERGIZAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES

Situação	Corrente de Curto 3F	Tensão	Potência	Código	Corrente Nominal	Elo	Corrente Inrush	Corrente Limite	Avaliação do Tempo
	A	kV	kvar		A	Usado	A	A	
Energização de 1 BC isolado	3242	13,8	900	900/13,8	43,30	40 K	528,29	1326,00	OK

Situação	BC 1		BC 2			L 1-2	Leq	Corrente Inrush	Corrente Limite	Avaliação do Tempo	
	Potência	I1 - Corrente Nominal	Potência	Código	I2 - Corrente Nominal	Elo	Indutância entre os BCs				
	kvar	A	kvar		A	Usado	micro Henry				
Energização do BC 2 com BC 1 ligado	900	43,30	900	900/13,8	43,30	40 K	513,80	525,80	1316,91	1326,00	OK

Figura 58: Simulação tradicional da corrente de inrush, para dois bancos distantes 483 metros.

Na avaliação tradicional, a corrente de *inrush* estimada é de 1.315 [A]. Diferença apenas de 20 [A] com relação ao valor simulado no ATP Draw o que evidencia novamente que o modelo desta rede de distribuição simulado no ATP coerentes está bem próximo ao real.

Após certificar que os bancos de capacitores poderiam ser operados sem restrições com relação à corrente de *inrush*, o próximo passo foi verificar se com essa nova configuração proposta, o alimentador continuaria em regime de ressonância ou a frequência natural da rede estava fora da sintonia.

Aplicando esta nova configuração no ATPDraw, foi simulada a nova frequência natural do alimentador. O resultado é demonstrado na Figura 59, as marcações com o “x” em vermelho indicam os pontos de cruzamento dos harmônicos de 5ª e 7ª ordem com a frequência natural da rede original.

Percebe-se que a configuração proposta, considerando os efeitos *back-to-back* entre bancos de capacitores (curva verde), apesar de não ser a solução ideal (curva vermelha) apresenta redução significativa na amplificação dos harmônicos de 5ª e 7ª ordem presentes nesta rede. A curva em azul também apresenta bom resultado, porém é desfavorável com relação à correção de fator de potência.

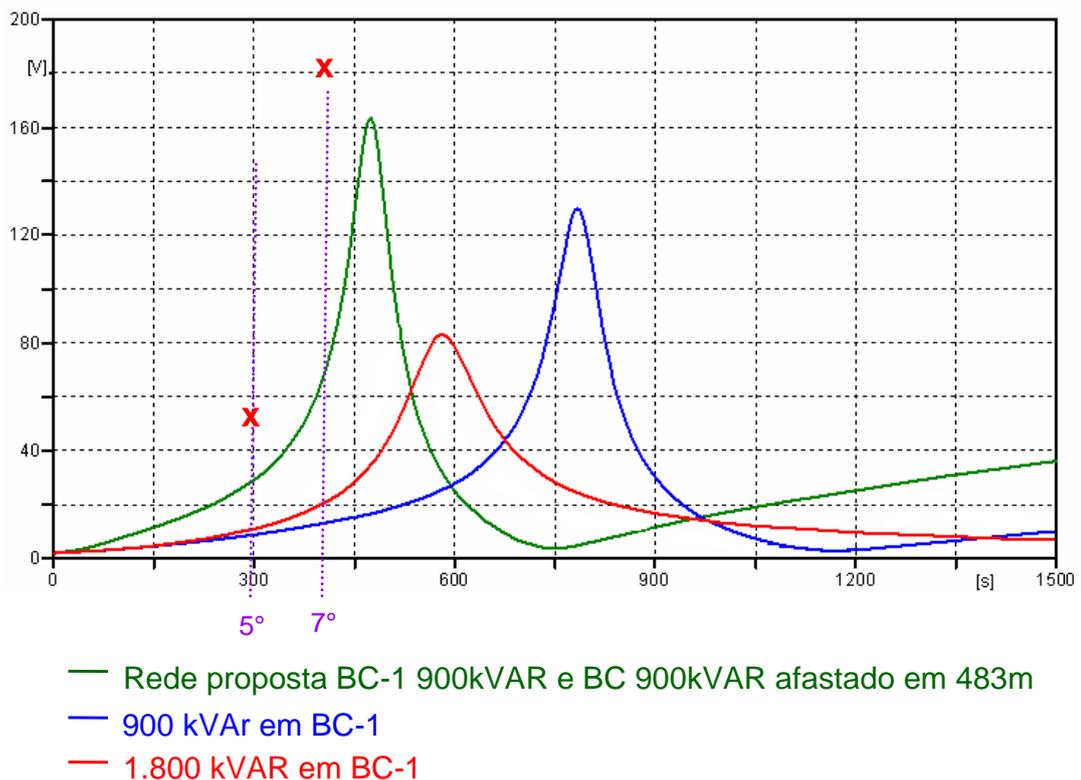


Figura 59: Nova frequência natural do alimentador, com BC instalado no ponto 483 m distante. Em verde a frequência natural do alimentador, visto da barra do cliente com carga perturbadora.

A frequência natural da configuração proposta está dentro dos níveis aceitáveis, bastante inferiores ao da configuração de inicial, resolvendo o problema de

distorções harmônicas de tensão e não causando outros problemas como danificação de equipamentos por excesso de corrente de *inrush* durante a energização.

Um método conhecido de eliminação da sobretensão e as elevadas correntes de *inrush* é o fechamento das chaves no instante em que houver uma diferença de tensão igual a zero entre os contatos [32], sendo que a melhor forma de conseguir esse efeito é através da utilização de chaves sincronizadas ou por controle utilizando tiristores [33].

Para comprovar as teorias anteriores, para esta mesma configuração, foi simulada a operação utilizando as chaves sincronizadas, pode ser verificado na Figura 60 que a utilização das chaves sincronizadas reduzem as correntes de *inrush* para valores próximos a 110 ampères.

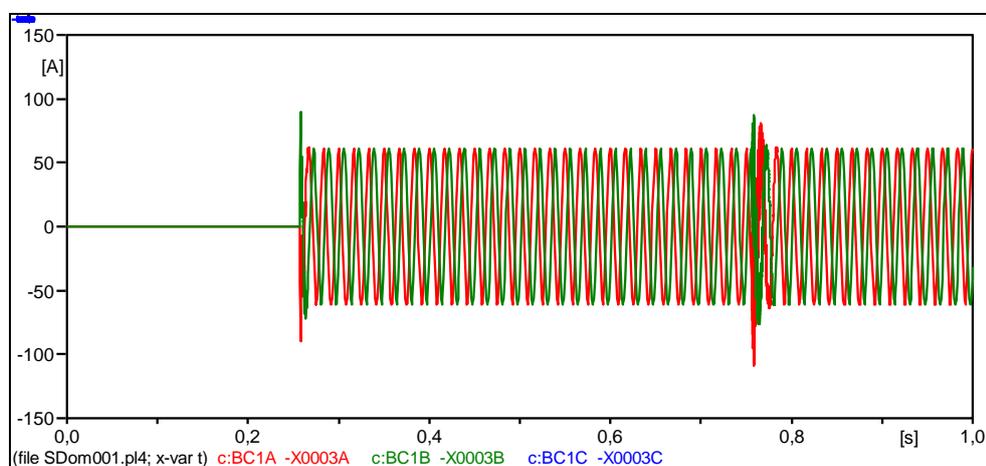


Figura 60: Operação das chaves sincronizadas, as corrente de Inrush, ficam próximos a corrente nominais dos bancos.

O chaveamento dos bancos de capacitores utilizando-se de chaves tiristorizadas ou sincronizadas opera com maior eficiência em reduzir as elevadas correntes de *inrush*, possibilitando a instalação do banco de capacitores na posição ideal do ponto de vista de redução das amplificações dos harmônicos. Apesar de ser a melhor solução do ponto de vista técnico, a utilização dessa tecnologia esbarra no quesito comercial.

Neste trabalho sugere-se para futuros trabalhos o desenvolvimento dessa tecnologia de forma acessível para utilização nas distribuidoras, visto que atualmente o preço das chaves sincronizadas é inacessível quando comparadas com o preço das chaves comuns.

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES

Através deste trabalho foi possível estudar soluções técnicas para o problema de ressonância harmônica em bancos de capacitores através da simulação da frequência natural da rede utilizando o ATP Draw como ferramenta de simulação.

Os resultados das simulações foram comparados com os valores medidos apresentando boa aproximação, desta forma, foi confirmado que a frequência natural do alimentador estava próxima das frequências dos harmônicos presentes na rede, provocando o fenômeno de amplificação dos harmônicos.

Através da simulação de várias configurações alternativas para instalação de bancos de capacitores, foi identificado que a alteração do posicionamento dos bancos de capacitores altera a frequência natural da rede e que, portanto, uma rede pode ser dessintonizada da frequência de ressonância.

Uma solução possível seria desconectar os bancos de capacitores BC-1 e BC-3 aos domingos. Porém esta alternativa foi descartada, pois no período o fator de potência fica abaixo dos limites estabelecidos pela agência reguladora.

Para esta rede em estudo, a melhor alternativa em termos de ressonância harmônica foi a instalação de um banco de capacitor realocável adicional com capacidade nominal de 900 kVAr com o BC-1 e removendo os demais bancos de capacitores.

As simulações mostraram que a melhor solução do ponto de vista de redução de ressonância harmônica, deveria ser instalado próximo de outro banco de capacitores já instalado, porém analisando os valores de correntes de *inrush* amplificadas pelo efeito *back-to-back* chegou-se a conclusão que a corrente seria maior que oito mil quiloampères, o que provavelmente danificaria os equipamentos.

Portanto o processo da escolha do ponto de conexão de um novo banco de capacitores deve sempre incluir o fenômeno *back to back*.

A realização de uma série de simulações no ATPDraw, avaliando do ponto de vista da redução da corrente de *inrush* mostrou que o banco de capacitores de 900kVAr pode ser conectado a uma distância de 483 metros do BC-1;

Após a realização de nova simulação da frequência natural da rede, utilizando o ATPDraw, verificou que a proposta de instalação de outro banco de capacitores a

483 metros do BC-1, apresenta boa resposta no domínio da frequência com relação aos harmônicos de 5^a e 7^a ordem presentes na rede.

O chaveamento dos bancos de capacitores utilizando-se de chave tiristorizada ou sincronizadas pode operar com maior eficiência em reduzir as elevadas correntes de *inrush*, possibilitando a instalação do banco de capacitor na posição ideal do ponto de vista de redução das amplificações dos harmônicos, porém a distribuidora precisa realizar um investimento elevado na aquisição desse tipo de chave.

Tendo em vista que os problemas relacionados com a ressonância harmônica em banco de capacitores na rede de distribuição estão se tornando cada vez mais frequentes, este trabalho pode ser utilizado para mostrar algumas das consequências negativas deste problema, assim como possíveis soluções.

Através deste trabalho foi possível identificar uma metodologia para solução de problema de ressonância harmônica em bancos de capacitores, através de realocação dos bancos de capacitores. A vantagem foi que não foi necessário desligar os bancos de capacitores e nem utilizar filtros harmônicos onerosos.

Recomenda-se para futuros trabalhos, proporcionar o desenvolvimento de chaves tiristorizada para operação sincronizada dos bancos de capacitores com preços competitivos.

REFERÊNCIAS

- [1] R. C. Dugan, M.F. McGranaghan, S. Santoso, H. W. Beaty, “Electrical Power System Quality”, McGraw-Hill, 2nd edition, 2004. 525p.
- [2] Kusko, A., Thompson, T. M. “Power Quality in Electrical Systems”, McGraw-Hill, 2007. 241p.
- [3] IEEE Std 519-1992, “IEEE recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems”, April 1993.
- [4] IEC – International Electrotechnical Commission, IEC/TR 61000-3-6, “Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems”, Edition 2.0, 2008.
- [5] IEC – International Electrotechnical Commission, IEC 61000-4-30, “Electromagnetic Compatibility – Part 4-30: Testing and Measurement Techniques – Power Quality Measurement Methods, Edition 2.0, 2008.
- [6] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa nº 456”, estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, 29 de novembro de 2000.
- [7] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa nº 414”, estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada, 09 de setembro de 2010.
- [8] ONS – Operador Nacional do Sistema, “Procedimentos de Rede revisão nº 1.0”, estabelece os procedimentos para conexão dos agentes à rede básica do SIN – Sistema Interligado Nacional, 05 de agosto de 2009.
- [9] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa nº 420”, autoriza a utilização, em caráter provisório, dos Procedimentos de Rede, 31 de outubro de 2000.
- [10] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa nº 140”, autoriza a utilização, em caráter provisório, dos Procedimentos de Rede, 25 de março de 2002.
- [11] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa nº 689”, autoriza a utilização, em caráter provisório, dos Procedimentos de Rede, 13 de dezembro de 2002.

- [12] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa nº 791”, autoriza a utilização, em caráter provisório, dos Procedimentos de Rede, 24 de dezembro de 2002.
- [13] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa nº 333”, autoriza a utilização, em caráter provisório, dos Procedimentos de Rede, 08 de julho de 2003.
- [14] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa nº 675”, autoriza a utilização, em caráter provisório, dos Procedimentos de Rede, 18 de dezembro de 2003.
- [15] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa nº 372”, autoriza a utilização, em caráter definitivo, dos Procedimentos de Rede, 28 de julho de 2009.
- [16] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Revisão 2”, 01 de janeiro de 2011.
- [17] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa nº 345”, aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST , 16 de dezembro de 2008.
- [18] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa nº 395”, aprova a Revisão 01 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, 15 de dezembro de 2009.
- [19] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa nº 424”, aprova a Revisão 01 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, 17 de dezembro de 2010.
- [20] Mcgranaghan, M., Peele, S., Murray, D., “Solving Harmonic Resonance Problems on the Medium Voltage System”, Vienna, Austria, CIRED 2007.
- [21] PINTO, E. Bittencourt, Requisitos para Conexão de Cargas Potencialmente Perturbadoras ao Sistema Elétrico da CPFL, VII CBQEE – Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, Agosto, 2007.
- [22] Segura, S., Pomilio, J. A., Silva , Luiz C. P., Deckmann, S., Aoki, A. R., Godói, A. A., Garcia, F. R., “Alocação de Capacitores em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Incluindo Análise de Ressonância”, VIII Congresso Brasileiro de Qualidade de Energia Elétrica, 2009.

- [23] Eajal, A., El-Hawary, M. E., “Optimal Capacitor Placement and Sizing in Distorted Radial Distribution Systems Part I: System Modeling and Harmonic Power Flow Studies”, ICHQP 2010, 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power, Italy, 2010.
- [24] Eajal, A., El-Hawary, M. E., “Optimal Capacitor Placement and Sizing in Distorted Radial Distribution Systems Part II: Problem Formulation and Solution Method”, ICHQP 2010, 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power, Italy, 2010.
- [25] Eajal, A., El-Hawary, M. E., “Optimal Capacitor Placement and Sizing in Distorted Radial Distribution Systems Part III: Numerical Results”, ICHQP 2010, 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power, Italy, 2010.
- [26] R. Torrezan, S. U. Ahn, C. Escobar, A. S. P. Gaona, A. V. de Oliveira, A. N. de Souza, A. C.P. Martins, N. C. Jesus, “Proposals for Improvement of Methodology and Process of Collecting and Analyzing Compatibility of Power Quality Indicators in Distribution Systems”, IEEE/PES T&D2010 Latin America, São Paulo, novembro de 2010.
- [27] Torrezan, R., “Propostas para aprimoramento da metodologia e do processo de apuração e análise de compatibilidade de indicadores da qualidade da energia elétrica em sistemas de distribuição”, Dissertação de Mestrado publicada, Universidade Estadual Paulista - UNESP, Bauru, fevereiro de 2011.
- [28] Jesus, N.C.; Oliveira, H.R.P.M, “Efeito de Bancos de Capacitores na Amplificação de Harmônicos em Sistema de Distribuição”, XVII SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, 2006.
- [29] L. Prikler, H.K. Hoidalén, ATPDRAW (Alternative Transients Program), Version 3.5 for Windows 9x/NT/2000/XP, Users’ Manual, August 2002
- [30] A. Greenwood, Electrical Transients in Power Systems, 2nd Edition, John Wiley & Sons Inc., 1991
- [31] M.F. Iizarry-Silvestrini, T. E. Vélez-Sepúlveda, “Mitigation of Back-to-Back Capacitor Switching Transients on Distribution Circuits” do Departamento de Engenharia Elétrica e Computação, University of Puerto Rico, 2006.
- [32] Kulas, S. J., “Capacitor Switching Techniques”, ICREPQ - International Conference on Renewable Energies and Power Quality, Spain, 2009.

- [33] Fernandez, P. C., Esmeraldo, P. C. V., Almeida, H. T., et al, “Estudo de Energização de Bancos de Capacitores de Grande Porte Realizado no Simulador Digital em Tempo Real (RTDS™) de FURNAS utilizando Disjuntores com Sincronizador”, SNPTEE 1997, XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 1997.
- [34] Maxwell, M. “The economic application of capacitors to distribution feeders”, AIEE Transactions pt. III 79: 353–359, 2006.
- [35] Baldick, R. and Wu, F. F. “Efficient integer optimization algorithms for optimal coordination of capacitors and regulators”, IEEE Transactions on Power Systems 5(3): 805–812, 1990.
- [36] Minamizaki, M. G., “Análise da Influência e Otimização da Carga Reativa Aplicadas à Redução Perdas Técnicas na rede de Distribuição e Transmissão da Companhia Paulista de Força e Luz”, Monografia para Especialização, Universidade Federal de Itajubá, 2008.
- [37] CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz, “GED 10099 – Requisitos para Conexão de Cargas Potencialmente Perturbadoras ao Sistema Elétrico da CPFL”, revisão de 27 de julho de 2010.
- [38] CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz, “GED 110 – Atendimento a Cargas Geradoras de Harmônicos em Sistemas Primários de Distribuição”, 2002.
- [39] Harvard University, United States Bureau of Standards Bulletin nº 169, 1910.
- [40] Mayagüez, P.R. “ATP Quick Guide”, Electric Power Engineering Group. June 18,2002.
- [41] CODI RTD 22.03 Diretrizes para Proteção Contra Sobrecorrentes em Bancos de Capacitores em Redes de Distribuição.
- [42] Jesus, N. C.; Cogo, J. R.; Barbosa E. P.; Aquino R. A.; Ahn S. U.; Torrezan R.; Minamizaki G. M.; Bonatto B.D., “Análise do Comportamento Harmônico de Sistema de Distribuição Através de Medições e Simulações”, CBQEE 2011- IX Conferência Brasileira sobre a Qualidade da Energia Elétrica, Cuiabá-MT, 2011.

APÊNDICE A – ARTIGO PUBLICADO NO T&D LATIN AMERICA 2010

Technical Solutions for Harmonic Resonance at MV: Relocatable Capacitor Bank Technique.

G. M. Minamizaki (CPFL); S. U. Ahn (CPFL) G. L. Torres (Unifei);
L. E. Borges (Unifei); N. C. Jesus (GSI).

Abstract--Capacitor banks are installed to compensate the reactive energy demanded by the local loads or feeder reactance, in order to adequate the voltage and technical losses. Although those benefits of installing capacitor banks in feeders are incontestable, the engineers should consider the harmonic resonance effects and the possibility of this resonance to increase the voltage distortion to levels above of the acceptable limits. In fact, the problems related to harmonics are spreading on MV systems due to the increasing quantity of disturbing loads. This work presents one case under survey at *CPFL Paulista*, where a feeder supplies several non-linear loads in two plants and three automatic capacitor banks.

On weekdays, the harmonic voltage distortion levels were lower than the limits, but on the weekends, the limits exceeded, when most of non-linear loads were disconnected. At first analysis, there was a possibility of the consumer loads are operating as passive filters to the feeder. However, after the analysis of measurements and of the capacitor banks operations, it was possible to conclude that the feeder has resonance conditions due to the power factor correction of the capacitor banks.

The paper presents three different approaches for solving the harmonic resonance problems, using the ATPDraw as a tool of simulation, and then recommendations for practical applications. The first one is to replace the capacitor bank in the same feeder, with relocatable capacitor bank technique; second, to reconfigure existing capacitor banks with a detuned reactive power, and the last one is to switch off the capacitor bank on the weekend when the non-linear loads are out, by automatic controller.

Keywords - Distribution Troubleshooting; Harmonic Resonance; Induction Furnace; Natural Frequency; Power Factor; Relocatable Capacitor Bank; Voltage Harmonic Distortion.

I. INTRODUCTION

INSTALLATION of capacitor banks for power factor correction in a distribution network is generally estimated by economic and technical benefits, indeed the analysis of the effects of harmonic resonance are usually not considered. Despite the benefits offered by the installation of capacitor banks along the network, the harmonic resonance should be considered. The problems related to harmonics have increased in the MV due to the spreading of disturbing loads.

Based on this problem, the objective of this paper is to present the study case of the feeder from distribution substation *Itacolomi* (ITC) of the utility company *CPFL Paulista*, and to propose a set of technical solutions, which supplies non-linear loads (compounded of induction furnaces and three capacitor banks). In addition, in this feeder, one of the consumers

requested a load increase for another 300 kW induction furnace.

The power quality measurement at the PCC - Point of Common Coupling identified that on weekdays, voltage harmonic distortion levels were just under the limits, but on weekends, the limits exceeded when non-linear loads were out. On Sundays, when the furnaces were out operation, it was measured high harmonic distortion. The analysis provides strong evidence that the harmonic resonance phenomenon was occurring in this feeder [1-3].

In addition, no complaints were registered, despite this disturbance can affect negatively other consumers.

This work proposes three different approaches to solving the problem of harmonic distortion, using the ATPDraw as a simulation tool. The first approach is to relocate capacitor banks using of Relocatable Capacitor Banks techniques. This is a product of a R&D program at CPFL, with technology called Plug-and-Play capacitor banks. The second one is to reconfigure the existing reactive power capacitor banks on detuned frequency. Finally, is to switch-off the capacitor banks on weekends using automatic time controllers. [4]

II. CAPACITOR BANK AND RESONANCE

Capacitor banks bring several benefits to the system, however, installing without any detailed analysis, may cause harmonic disturbance. It will depend on the characteristics of non-linear loads connected, operation of the feeder and a natural frequency of the feeder.

When the capacitance and inductive reactance are equals, the reactance factor is minimized and the impedance becomes purely resistive.

A feeder goes into resonance region for a particular frequency, called harmonic resonance frequency, when the system will oscillate in maximum amplitude. Being $X_L = X_C$, we have:

$$\frac{1}{\omega C} = \omega L \rightarrow \omega^2 = \frac{1}{LC} \rightarrow \omega = \sqrt{\frac{1}{LC}} \quad \text{C}$$

Where, ω is Resonance Frequency.

III. DISTRIBUTION NETWORK

The substation in study is called *Itacolomi* (ITC) and the feeder is ITC-04. The nominal voltage of the feeder is 13.8 kV and it has 49.8 km long. The main branch has 12.7 km

and the secondary branches have 37.1 km. The feeder schema is shown in figure 1.

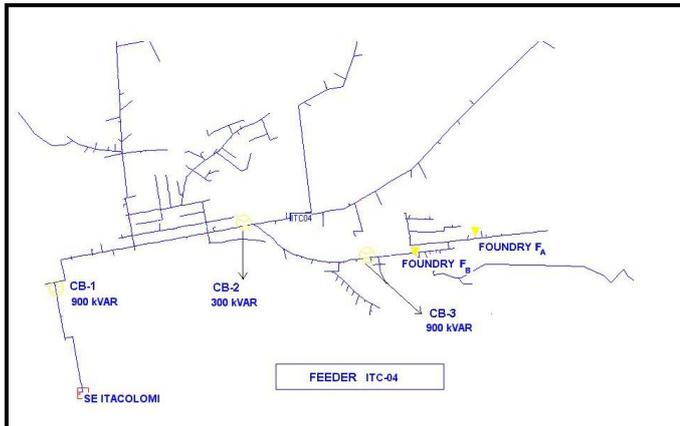


Figure 1 - Feeder ITC-04 - Diagram

A. Main Loads.

Feeder ITC-04 supplies some disturbing loads mainly compounded of induction furnaces for melting and three capacitor banks along the feeder of the substation.

According to the 2009 database, the feeder has 4,101 clients assisted by 229 distribution transformers, where 99 are consumers owned cabins and transformers and 130 belonged to the utility.

Among those clients, the main loads are:

- Foundry B with 2200 kVA;
- Automotive Company with 1500 kVA;
- Foundry FA with 450 kVA.

Last year (2009), FA requested a load increase from 450kVA to 810 kVA, for connection of an additional 300 kW induction furnace. The furnace was connected through two windings transformer 350 kVA - 13.8/0.38 kV.

B. Capacitor Banks

Along the feeder ITC-04, there are three capacitor banks installed as shown figure 1.

- CB-1: nominal capacity of 900 kVAR – It was a current controlled bank, due to its failure, it was substituted by fixed one;
- CB-2: nominal capacity of 300 kVAR - automatic current control; and
- CB-3: nominal capacity of 900 kVAR - controlled by reactive compensation.[5; 6]

IV. RESONANCE ANALYSIS

Foundry FA requested a load increase for installing another 300 kW furnace, which is a potentially disturbing load.

The characteristics of the new load are presented below:

- Transformer capacity: 350 kVA; primary voltage: 13,800 [V]; secondary voltage: 380/220 [V]; Impedance percentage: 3.5%; Connection: Delta – Star neutral grounded; grounding Type: Solidly grounded.
- Induction furnace: nominal power: 300 [kW]; voltage: 380 [V]; power factor: 0.96.

When any consumer requests a connection of a potentially disturbing load, CPFL demands from this consumer, a report called RISE – Report of Impact in Electrical System; it is a study of electrical power quality impact at PCC. In order to build the report, it is installed a power quality meter at PCC of Foundry A, in the period from 09/08/09 to 09/23/09, whose results will be presented below.

V. MEASUREMENT

Strategies of measuring were planned for the best goal reaching process. The PQ team installed two PQ meter at PCC of each foundries and another three PQ meter for MV along feeder: First, in the initial pole from substation, second between capacitor banks, and last one between two foundries. It was chosen after analysis of the measurements at PCC in order to demonstrate that the harmonic resonance was caused by capacitor banks. The measurements last for thirty days in which the capacitor banks were initially all on. Each week, they turned off one capacitor bank, one by one, until every capacitor bank became off. Measurements were installed as the schematic diagram shown below in figure 2.

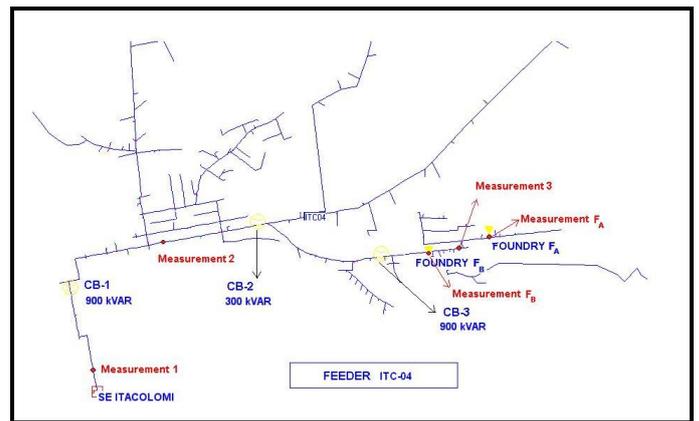


Figure 2 - Diagram of the measurement points installed alongside the feeder ITC-04.

A. Power Quality meter installation

The installation of the PQ meter at Substation (Measurement 1), at PCC of the Foundry FA, at PCC of the Foundry FB, and at the one between foundries (Measurement 3) occurred on January 21st. The installation of the PQ meter between capacitor banks (Measurement 2) was installed on February 8th, 2010. All measurements were collected on the same day, on February 18, 2010.

B. Measurement during capacitor banks operations

During the period of measurements in the feeder ITC-04, capacitor banks were turned off, each one in a following day as below:

- January 28, 2010 - Turned off CB-3;
- February 05, 2010 - Turned off CB-1;
- February 12, 2010 - Turned off CB-2.

This operative configuration was kept for another 6 days.

C. Analysis of PQ Measurement at Substation

The following figure shows measurements of the beginning of feeder (first pole from Substation). The arrows indicated the days in which the capacitors were operated.

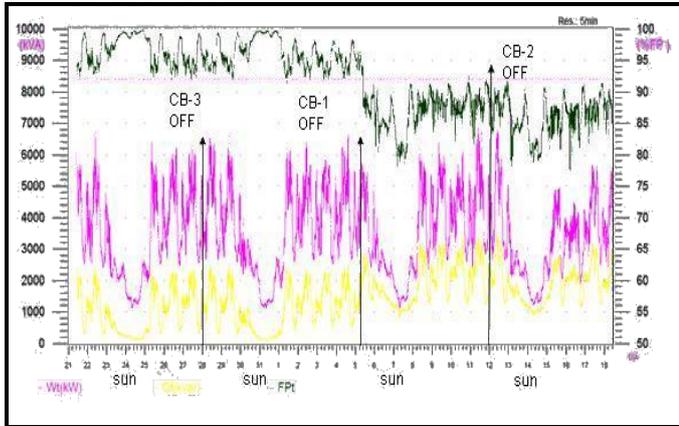


Figure 3 - Measurement of Active, Reactive Power and power factor of Itacolomi during the capacitor banks operations.

The impacts of capacitor banks operations are visually perceptible. The reactive power and active power change slightly, but the power factor decreases below the limits, i.e. below 0.92. Before shutdown CB-1, the power factor on weekends is around 100%. The operation of the CB-3 had little or no effect, which represents strong evidence that the automatic capacitor bank is underused, i.e. usually remains off because it is defective or the reactive power of the network for incoming database capacitor is not being achieved.

With the preliminary analysis, it was possible to conclude that turning off those banks is not a solution, because it will cause unacceptable low power factor on weekdays. However, on weekends, when most of the commercial and industrial loads are disconnected, it can be one of the technical solutions. Figure 4 presents THD at the feeder, current (red) and voltage (blue) and PF (green) in the same period.

Also it can be noticed that the major THD distortions occurs on weekends, mainly on Sundays on January 24th, January 31st, February 07th and February 14th. Turning off capacitor banks reduce THD Voltage levels under 3%, meanwhile, current THD has been reduced but to the values close to 9% on weekends.

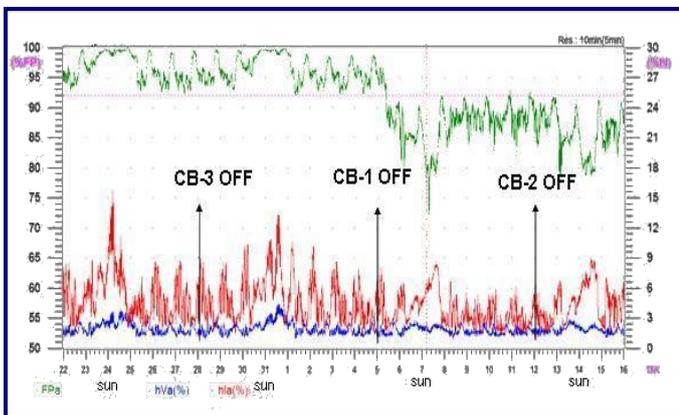


Figure 4 - Measurement of voltage, current harmonic distortion and the power factor of Itacolomi during the capacitor banks operations.

The table I presents four periods, being:

1. The first period (1 P) with all banks are connected;
2. The second period (2 P) with the CB-3 off;
3. The third period (3 P) with the CB-3 and the CB-1 disconnected and;
4. Finally the fourth period (4 P) with all banks off.

We can verify that the averages and peak values of harmonic distortion reduced significantly after the shutdown of the CB-1. The effect of shutting down the CB-3 was not significant to reduce the harmonic distortion.

TABLE I
CURRENT AND VOLTAGE HARMONIC DISTORTION DIVIDED IN PERIODS OF THE PHASES A, B AND C

Period	THD Voltage (%)		THD Current (%)	
	Average	Maximum	Average	Maximum
01/21 to 01/28	2.05	3.9	5.78	15.8
01/28 to 02/05	2.06	4.4	5.40	13.7
02/05 to 02/12	1.81	3.00	3.98	8.40
02/12 to 02/18	1.78	2.9	4.99	9.10

Referring to the substation voltage, the figure 5 shows the voltage distribution histogram in the period of 01/21 and 02/18, which 99.9% of the measures were in appropriate level for phase A and 99.8% for phases B and C. Only the higher voltage limit, i.e. above 1.050 p.u., was exceeded with maximum values for phase A 1.060 p.u. (0.08% of the sample), 1.078 p.u. for phase B (0.21% of sample) and 1.075 p.u. for phase C (0.24% of sample).

The average of voltages is 1.001 p.u. for phase A, 1.007 p.u. for phase B and 1.007 p.u. for phase C, besides observing the histogram of the distribution of voltage of the substation output the voltage at all phases were concentrated around the central value. Therefore, the supply voltage presented adequate levels.

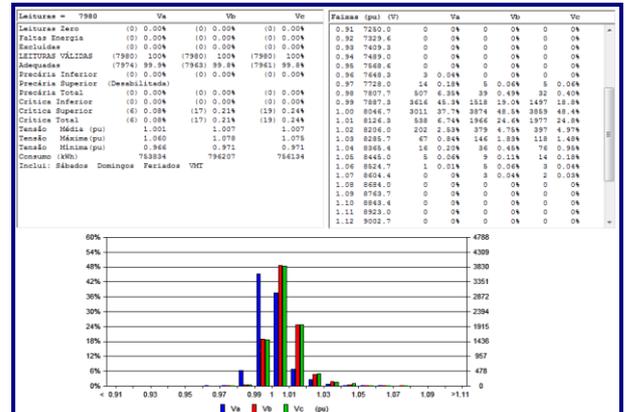


Figure 5 - Distribution histogram of substation voltage.

VI. NETWORK SIMULATIONS USING ATP

ATP is considered the most widely used program for digital simulation of transient phenomena of electromagnetic, as well as electromechanical nature in electric power systems. It has been continuously developed through international contributions. In this work, we used the ATP program to calculate the frequency response through the ATPDraw interface. [7]

The feeder ITC-04 represented in the ATPDraw program is shown in the figure 6. It is represented with the loads, capacitor banks and all the electrical characteristics of the feeder.

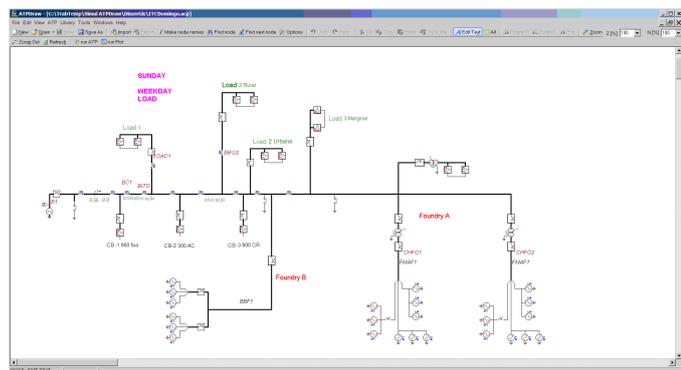


Figure 6 - Feeder ITC-04 represented at ATPDraw.

The harmonic resonance phenomenon was occurring mainly on Sundays, and the loads simulated at ATP were the loads measured on Sundays. Thus, the simulation at ATP presented a good approach compared to the measurement collected because the results of the simulation showed the same behavior.

The next step was to simulate the natural frequency in four different configurations.

The results of the simulation are shown in the figure 7: in red all three capacitor banks on, i.e., CB-1, CB-2 and CB-3 are turned on; in black the CB-1 and CB-2 are turned on and CB-3 is turned off; in green only the BC-2 is turned on; and, in blue all the capacitor banks are turned off.

From this graph is possible to realize that the natural resonance frequency presented high levels impulse on fifth and seventh harmonics, when all the capacitor banks are turned on.

Moreover, using other configuration the effects of the in the 5th and 7th harmonics can be reduced.

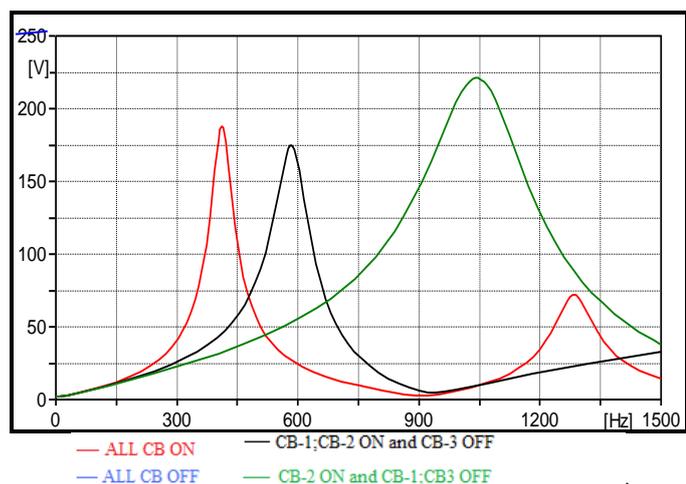


Figure 7 - Comparative graphic of the natural frequency.

VII. PROPOSED SOLUTIONS

For this work, it was proposed three possible solutions to mitigate the problem of resonance, decoupling the natural resonance frequency of the network and the loads.

A. Operating the capacitor banks on weekdays.

When all the three capacitor banks are switched off, there is no resonance effect in this feeder as is shown (in blue) at figure 7.

On the other hand, the power factor on Sundays will reduce to 0.82, this value is under the limits allowed to the company feeder. Therefore, this solution should be discarded.

B. Reconfigure existing capacitor banks with a detuned one.

In this proposal were simulated many different configurations with ATPDraw, identifying which configuration represents reactive power to detuning the resonance between the network and the loads.

The configurations tested were:

1. A capacitor bank of 1800kVAr installed at the PCC of the foundry FA and the other banks removed;
2. A capacitor bank of 1800kVAr installed replacing the CB-1 and the other banks removed;
3. Only 300 kVAr turned on at CB-2, and;
4. Finally adding 900 kVAr at CB-2.

Each configuration results in a particular natural frequency curve, then after a new simulation with ATP, is possible to discover which configuration do not amplifies in high levels the 5th and 7th harmonics presented in this network.

C. Relocatable Capacitor Banks techniques

Using technical solution of Relocatable Capacitor Banks has the advantage of installing in any type of pole in the feeder. This new installing gear, similar to a “Plug-and-Play” device, is a product of a R&D program at CPFL. In approximately 30 minutes can be installed or uninstalled, without operating the feeder. This flexibility allows that capacitor banks be installed for measuring tests, with easy relocation of capacitor banks, or change its capacitance.

Finally, this solution will be analyzed by a new simulation using ATPDraw, in which the harmonic components will not be amplified, solving the problem of harmonic resonance.

VIII. SOLUTIONS ANALYSIS

Using the ATPDraw as a tool to identify the best alternative, many options were studied. In the graph in the figure 8, the most significant results of the simulation were presented.

The configurations simulated were:

1. (in red) a capacitor bank of 1800kVAr installed at the PCC of the foundry FA and the other banks removed;
2. (in black) a capacitor bank of 1800kVAr installed replacing the CB-1 and the other banks removed;
3. (in green) only 300 kVAr is connected at CB-2, and finally;
4. (in blue) adding 900 kVAr at CB-2.

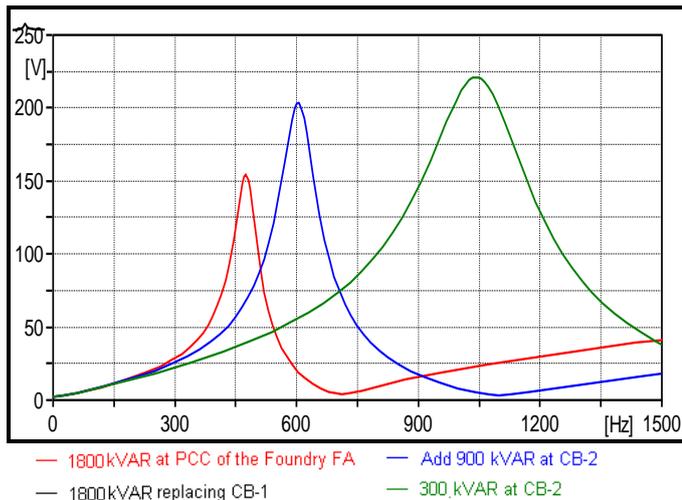


Figure 8 - Graphics of feeder natural frequency, using relocatable capacitor banks and the alternatives to reconfigure.

IX. CONCLUSIONS E RECOMMENDATIONS

In this work was possible to study technical solution to the problem of resonance in capacitor banks through the simulation of the natural frequency of the network in ATP Draw, confirmed with field measurements.

Since, the simulations and the measurements confirmed that the natural frequency of the feeder was close to harmonic resonance.

By simulating of various alternative configurations of installing capacitor banks, it was identified that the network can be detuned with the load.

The best alternative in terms of resonance is the installation of an additional relocatable capacitor bank with nominal capacity of 900kVAr with the CB-1 and removing the others capacitor banks. Another solution is to disconnect the capacitor banks CB-1 and CB-3 on Sundays. The previous alternative is not the best, but it is the most practical.

To the following studies, the power factor influence should be better researched, in order to maintain the current limits.

However, the propose of this work is solving a harmonic resonance problem with fast and practical solutions.

X. REFERENCES

[1] McGranaghan, M., Peele, S., Murray, D., “Solving Harmonic Resonance Problems on the Medium Voltage System”, CIRED 2007.

[2] R. C. Dugan, M.F. McGranaghan, S. Santoso, H. W. Beaty, “Electrical Power System Quality”, McGraw-Hill, 2nd edition, 2004.

[3] Segura, S., Pomilio, J. A., Silva, Luiz C. P., Deckmann, S., Aoki, A. R., Godói, A. A., Garcia, F. R., “Alocação de Capacitores em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Incluindo Análise de Ressonância”, VIII Congresso Brasileiro de Qualidade de Energia Elétrica, 2009.

[4] Minamizaki, M. G., “Análise da Influência e Otimização da Carga Reativa Aplicadas à Redução

Perdas Técnicas na rede de Distribuição e Transmissão da Companhia Paulista de Força e Luz”, Monografia para Especialização, Universidade Federal de Itajubá, 2008.

[5] Cook, R. F. (1959). “Analysis of capacitor application as affected by load cycle”, AIEE Transactions pt. III 78: 950–957.

[6] Gallego, R. A., Monticelli, A. J., Romero, R. (2001). “Optimal Capacitor Placement in Radial Distribution Networks”, IEEE Transactions On Power Systems, 16(4): 630–637.

[7] Mayagüez, P.R. “ATP Quick Guide”, Electric Power Engineering Group. June 18,2002.

Solução Técnica para Ressonância Harmônica e Energização de Capacitores

Gislaine Midori Minamizaki e Se Un Ahn
CPFL: Rod. Campinas Mogi Mirim, km 2,5 – Campinas - SP

Luiz Eduardo Borges e Germano Lambert-Torres
Universidade Federal de Itajubá: Av. BPS, 1303 – Itajubá - MG

Resumo — Este trabalho apresenta um caso de estudo realizado na CPFL Paulista, onde em um alimentador a distorção harmônica está dentro dos limites permitidos em dias úteis, porém nos finais de semana, quando a maioria das cargas não lineares está desligada, os níveis de distorção harmônica extrapolam os limites. Após análises de medição e operação dos bancos de capacitores, foi possível concluir que este alimentador apresentava características de ressonância harmônica com os bancos de capacitores. Assim, neste artigo é apresentado três diferentes abordagens práticas, e para definição da alternativa de solução do problema, utilizou-se o ATPDraw como ferramenta de simulação. Finalmente, foram realizadas análises dos transitórios causados pela energização de bancos de capacitores próximos (*back to back*) e da possibilidade de realizar as operações com chaves tiristorizadas sincronizadas.

Palavras-chave — Ressonância Harmônica, Fornos de Indução, Frequência Natural; Fator de Potência; Bancos de Capacitores Realocáveis; Distorção Harmônica de Tensão; *Back to back*.

I. INTRODUÇÃO

Os problemas relacionados aos harmônicos têm crescido na média tensão devido ao aumento das cargas não-lineares. A instalação de bancos de capacitores na rede de distribuição apresenta diversos benefícios, porém as análises relacionadas aos efeitos da ressonância harmônica são geralmente desconsideradas, o que pode causar problemas na qualidade de fornecimento de energia elétrica.

Baseado neste problema, o objetivo deste trabalho é apresentar um estudo de caso em um alimentador da subestação Itacolomi (ITC) da distribuidora CPFL Paulista que alimenta diversas cargas não lineares como fornos de indução e três bancos de capacitores. Neste alimentador, um dos consumidores solicitou um aumento de carga de 300 kW para instalação de outro forno de indução.

As medições de QEE no PAC – Ponto de Acoplamento Comum – identificaram que em dias úteis, os níveis de distorção harmônica de tensão ficavam abaixo dos limites admissíveis. Por outro lado, aos finais de semana, quando a maioria das cargas não lineares estava desligada, os níveis de distorção harmônica de tensão excediam os limites. As

análises mostraram fortes evidências que o fenômeno de ressonância harmônica estava ocorrendo neste alimentador [1]-[3].

Este trabalho, propõe soluções técnicas para resolver este problema de distorção harmônica, utilizando o ATPDraw como uma ferramenta da simulação. A primeira solução é realocar os bancos de capacitores utilizando a técnica de bancos de capacitores realocáveis que é um produto de P&D da CPFL que utiliza a tecnologia de *plug and play*. A segunda solução é alterar a potência reativa dos bancos de capacitores já existentes em uma frequência não-sintonizada. Finalmente, a última solução é desligar os bancos de capacitores aos finais de semana utilizando controladores temporizados automáticos [4].

II. BANCOS DE CAPACITORES E RESSONÂNCIA

Apesar dos benefícios que bancos de capacitores trazem à rede, a sua instalação sem nenhuma análise detalhada pode causar distúrbios harmônicos, dependendo das características das cargas não-lineares conectadas, do modelo operativo do alimentador e a frequência natural do alimentador.

Quando o reativo indutivo é igual ao capacitivo, a reatância é reduzida de forma que a impedância se torna puramente resistiva.

Um alimentador entra na região de ressonância para uma determinada frequência, a frequência de ressonância, onde o sistema irá oscilar na máxima amplitude. Sendo $X_L = X_C$, temos que:

$$\frac{1}{\omega C} = \omega L \rightarrow \omega^2 = \frac{1}{LC} \rightarrow \omega = \sqrt{\frac{1}{LC}} \quad \text{☞}$$

Onde, ω é a frequência de ressonância.

III. REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A subestação estudada é chamada de Itacolomi (ITC) e o alimentador é o ITC-04 com tensão nominal de 13,8 kV e possui 49,8 km de comprimento. O tronco principal possui 12,7 km e os ramais 37,1 km. O desenho esquemático do alimentador é mostrado na Fig. 1.

G. M. Minamizaki, gislaine@cpfl.com.br, Tel. +55-19-3756-8213, Fax +55-19-3756-8539; S.U. Ahn, seun@cpf.l.com.br, Tel. +55-19-3756-8140, Fax +55-19-3756-8539; L.E. Borges, l.borges@unifei.edu.gov.br, Tel. +55-35 – 3629-1162

Este trabalho foi parcialmente financiado pela CPFL.

A) Bancos de Capacitores

Ao longo do alimentador ITC-04, existem três bancos de capacitores instalados conforme Fig.1.

1) *CB-1*: capacidade nominal de 900 kVAr – era um banco controlado por corrente, porém devido a defeito, foi substituído por um banco fixo durante o ano de estudo;

2) *CB-2*: capacidade nominal de 300 kVAr – banco automático controlado por corrente; e,

3) *CB-3*: capacidade nominal de 900 kVAr – banco controlado por reativo. [5]-[6]

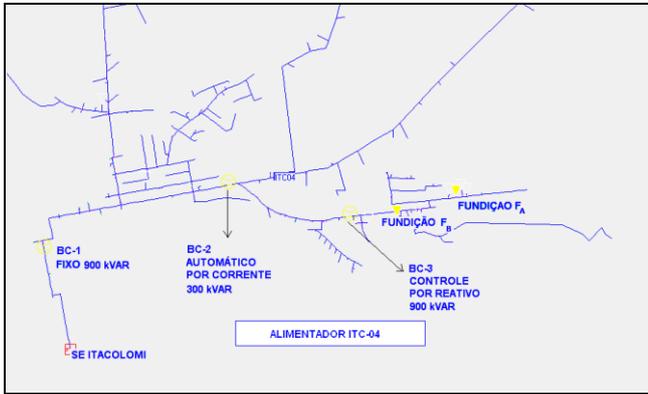


Fig. 1. Esquemático do alimentador ITC-04.

B) Principais Cargas Conectadas no ITC-04

O alimentador ITC-04 supre algumas cargas não-lineares principalmente compostas por fornos de indução para fundição e três bancos de capacitores distribuídos ao longo deste alimentador.

Em 2009, o alimentador possuía 4.101 clientes alimentados por 229 transformadores de distribuição, onde 99 eram cabines particulares e 130 pertencentes à concessionária.

No final de 2009, a fundição F_A solicitou um aumento de carga, passando de 450 kVA para 810 kVA para a conexão de um forno de indução adicional de 300 kW que é uma carga potencialmente perturbadora. O forno seria conectado por um transformador de dois enrolamentos de 350 kVA – 13,8/ 0,38 kV.

Quando qualquer consumidor solicita a conexão de uma carga potencialmente perturbadora, a CPFL exige que este consumidor forneça um relatório chamado RISE – Relatório de Impacto no Sistema Elétrico; que é um estudo impacto na QEE - Qualidade de Energia Elétrica no PAC. Com o objetivo de confecção deste relatório, foi instalado um medidor de QEE no PAC da fundição F_A , no período de 08/09 a 23/09/09, cujos resultados mostraram valores bem mais elevados de distorção nos finais de semana.

Dada característica incomum desta medição, já que eram esperados níveis baixos de distorção nos finais de semana, novas medições foram instaladas de forma que o problema fosse analisado de forma detalhada.

IV. ANÁLISE DE MEDIÇÃO

Cinco medidores foram instalados em pontos estratégicos: dois medidores de QEE no PAC de cada fundição e outros

três medidores na média tensão ao longo do alimentador, um na saída da SE, um entre os dois primeiros bancos de capacitores, e um entre as duas fundições.

As medições ficaram instaladas por aproximadamente trinta dias, inicialmente com todos os bancos de capacitores ligados. A cada semana um banco era desligado, um a um, até a última semana quando todos os bancos de capacitores estivessem desligados.

O diagrama esquemático dos pontos de medição é mostrado na Fig.2.

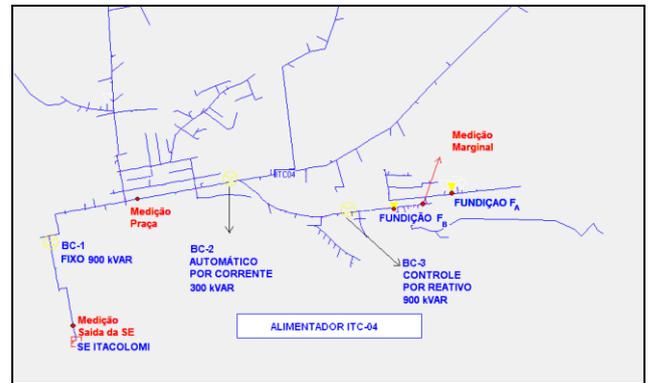


Fig. 2. Ponto de medições instaladas ao longo do alimentador ITC-04.

A) Datas de instalação

Todas as medições foram instaladas no dia 21/01/2010, exceto a medição da praça (entre bancos de capacitores) que foi instalada no dia 08/02/2010.

Todas as medições foram retiradas no dia 18/02/2010.

B) Operação dos bancos de Capacitores durante a medição

Os bancos de capacitores foram desligados na seguinte sequência:

- 28 de Janeiro de 2010 – Desligamento do BC-3;
- 05 de Fevereiro de 2010 – Desligamento do BC-1;
- 12 de Fevereiro de 2010 – Desligamento do BC-2.

Esta configuração operativa foi mantida por mais seis dias.

C) Análises das medições de QEE

A próxima figura apresenta as medições na saída da subestação. As setas indicam os dias em que os capacitores foram desligados.

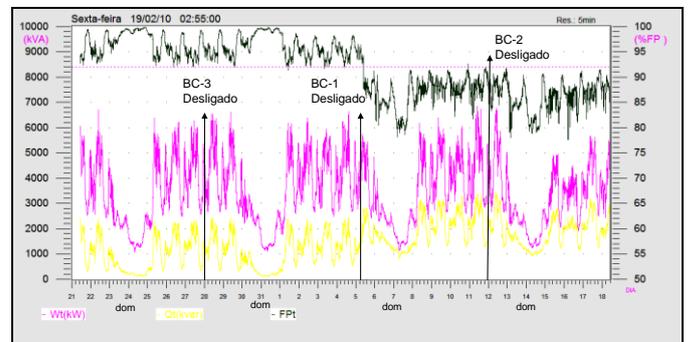


Fig. 3. Medições de potência ativa, reativa e fator de potência da saída da SE Itacolomi durante a operação dos bancos de capacitores.

A potência ativa e reativa variam pouco, porém o fator de potência reduz para baixo dos limites, isto é, abaixo de 0,92. Através de uma análise preliminar, foi possível concluir que desligar os bancos de capacitores não é a solução ideal, porque irá causar inaceitáveis valores de fator de potência.

A Fig.4 apresenta a DHT - Distorção Harmônica Total do alimentador em corrente (vermelho), tensão (azul) e F.P. (verde) no mesmo período. Também é possível identificar que as maiores DHT ocorrem nos finais de semana, principalmente aos domingos (24/01; 31/01; 07/02; e, 14/02). O desligamento de todos os bancos de capacitores reduz os níveis de DHT de tensão abaixo dos 3%, enquanto isso, o DHT de corrente reduziu de 15,8 % para valores próximos a 9% nos finais de semana.

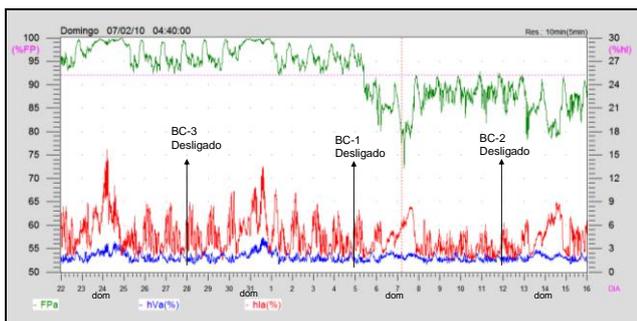


Fig. 4. Medições de distorção harmônica total de corrente e tensão e fator de potência da saída da SE Itacolomi durante a operação dos bancos de capacitores.

As análises de tensão demonstraram níveis adequados.

V. SIMULAÇÕES UTILIZANDO ATP DRAW

O programa ATP é considerado o programa mais amplamente usado para simulações de transitórios eletromagnéticos [7]. Neste trabalho, o ATP foi utilizado para calcular a resposta em frequência através da interface ATPDraw. O alimentador ITC-04 representado no ATPDraw está na Fig. 5.

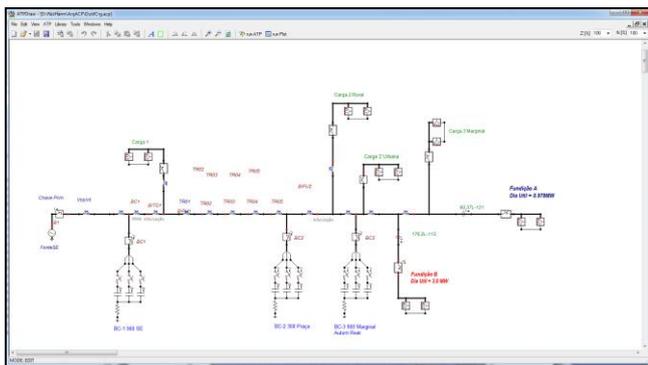


Fig. 5. Diagrama unifilar do alimentador ITC-04 com BCs representados monofasicamente no ATPDraw.

A ressonância harmônica estava ocorrendo principalmente aos domingos, então, as cargas simuladas no ATP foram as médias das cargas medidas aos domingos.

A simulação demonstrou ser próximo ao modelo real, pois os resultados de distorção foram próximos aos valores medidos.

O próximo passo foi simular a frequência natural do sistema em quatro diferentes configurações, cujos resultados estão demonstrados na Fig. 6 abaixo: em vermelho os três bancos de capacitores ligados; em preto somente BC-3 desligado; em verde somente o BC-2 ligado; e, em azul todos os bancos de capacitores desligados.

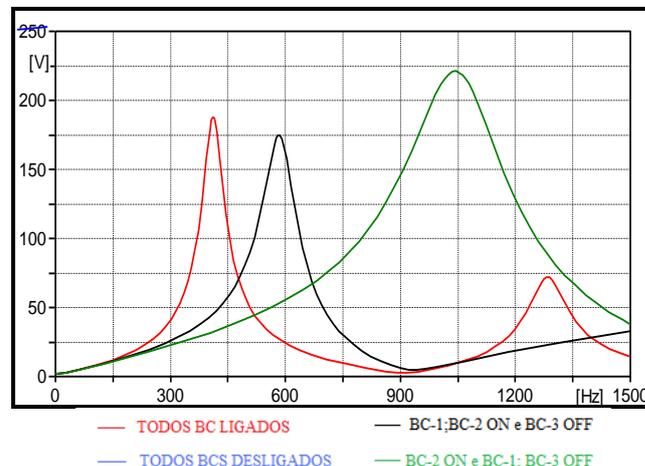


Fig. 6. Gráfico comparativo da frequência natural do sistema.

Deste gráfico foi possível identificar que a frequência natural de ressonância apresenta maior resposta no quinto e sétimo harmônico, quando todos os bancos de capacitores estão ligados. Além disso, utilizando outra configuração, os efeitos no 5° e 7° harmônicos podem ser reduzidos.

VI. SOLUÇÕES PROPOSTAS

Neste trabalho, foram propostas três possíveis soluções para mitigar o problema de ressonância.

A) Desligamento dos Bancos de Capacitores aos Domingos

Quando todos os bancos de capacitores estão desligados, não há efeitos de ressonância, conforme pode ser verificada na Fig.6 (em azul). Por outro lado, o fator de potência aos domingos ficaria abaixo de 0,82. Portanto, esta solução foi descartada.

B) Dessintonizar os bancos de capacitores existentes

Nesta proposta foram simuladas diversas alternativas de configuração utilizando o ATPDraw.

Cada configuração resulta em uma curva frequência natural específica, então após novas simulações foi possível identificar qual configuração não amplifica em altos níveis de 5° e 7° harmônicos, devido ao menor efeito de ressonância entre a rede e as cargas.

C) Técnica de Banco de Capacitores Realocáveis

A utilização da técnica de bancos de capacitores realocáveis tem a vantagem da possibilidade de instalação em qualquer poste do alimentador.

Este novo mecanismo de instalação, similar aos dispositivos “Plug-and-Play”, é um produto do programa de P&D da CPFL. Em aproximadamente 30 minutos é possível instalar ou desinstalar, sem a necessidade de desligar o alimentador. Esta flexibilidade permite que os bancos de capacitores sejam instalados para testes de medição, com fácil realocação ou mudança de capacitância.

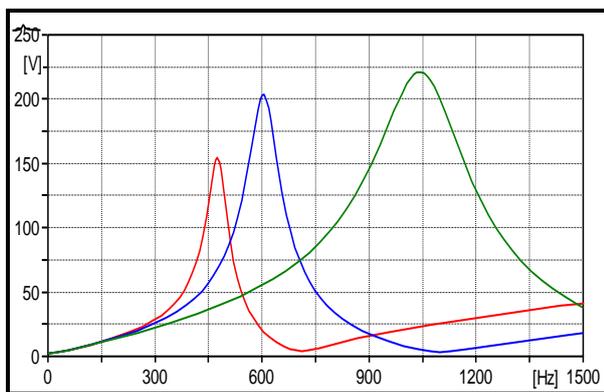
Finalmente, esta solução foi analisada por uma nova simulação, no qual as componentes harmônicas não foram amplificadas, resolvendo o problema de ressonância harmônica.

VII. ANÁLISE DAS SOLUÇÕES PROPOSTAS

O gráfico da Fig.7 mostra os resultados mais significativos das simulações realizadas através do ATPDraw.

As configurações testadas foram:

- 1) Um banco de capacitores de 1800 kVAr instalado no PAC da fundição F_A e demais bancos removidos (em vermelho);
- 2) Um banco de capacitores de 1800 kVAr instalado no lugar do BC-1 e demais bancos removidos (em preto);
- 3) 300 kVAr ligados no BC-2 (em verde); e,
- 4) Adicionar mais 900 kVAr no BC-2 (em azul).



— 1800kVAR no PAC da Fundação F_A — 300 kVAR no BC-2
 — 1800 kVAR substituindo BC-1 — Adicionar 900 kVAR no BC-2

Fig. 7. Gráficos da frequência natural, utilizando banco de capacitores realocáveis e alternativas para reconfiguração do alimentador ITC-04

Observando os resultados, conclui-se que a melhor alternativa viável seria a instalação do BC-3 em um ponto próximo ao BC-1 existente. Esta manobra poderia dessintonizar os bancos de capacitores do alimentador e não diminuir o fator de potência do alimentador.

VIII. ENERGIZAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES

A instalação de um banco de capacitores próximo a outro banco existente, traz à tona um outro fenômeno transitório, a corrente de *Inrush* pelo efeito *back to back* entre os bancos.

Também no presente trabalho, os resultados das simulações acima foram comparados com a metodologia usual na CPFL, um trabalho originado do antigo CODI RTD 22.03 Diretrizes para Proteção Contra Sobrecorrentes em Bancos de Capacitores de Redes de Distribuição [8].

A operação dos BCs é realizada com as chaves trifásicas, porém o trabalho também analisou a possibilidade de realizar as operações sincronizadas, isto é, operar os bancos com chaves tiristorizadas, apesar de serem objetivos de um outro projeto de pesquisa.

A primeira simulação no ATPDraw foi o alimentador ITC-04 na configuração original, nessa configuração tanto nos dias úteis ou nos domingos a operação apresenta as correntes de *inrush* dentro dos valores admissíveis. No pior caso tem-se a corrente de *inrush* máxima de 700 ampères que pode ser observada na Fig. 8.

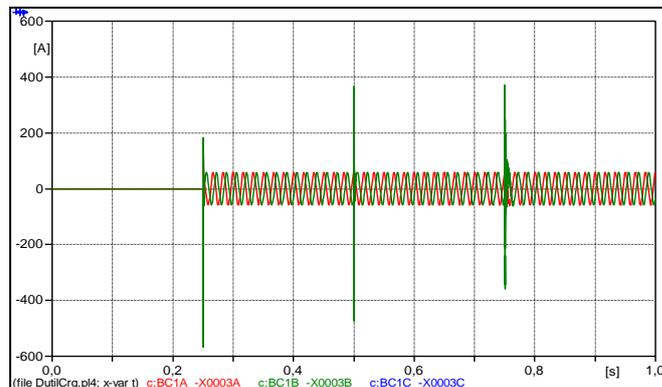


Fig. 8. Operação de BCs original: Operação do BC-1 no tempo 0,25s, BC-2 no tempo 0,5s; e BC-3 em 0,75s.

Em função do trabalho de dessintonização, BC-2 foi desligado e BC-3 foi conectada no mesmo ponto, e a energização dos dois bancos foi simulada. A corrente de *inrush* dos bancos BC1 e BC3 atingiu os valores próximos a 8000 A, conforme a Fig.9. Essa corrente iria danificar os bancos de capacitores.

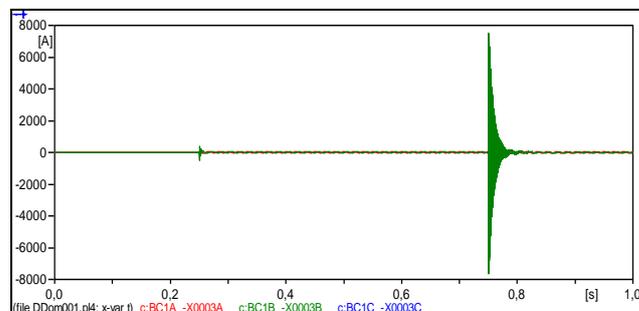


Fig. 9. BC-3 no mesmo ponto da BC1, a corrente de *Inrush* atinge 8000 amperes.

Para este mesmo caso a corrente na fonte apresentou os valores da ordem de grandeza semelhantes aos iniciais (vide Fig. 10), demonstrando que o fenômeno *back-to-back* ocorre entre os dois banco de capacitores.

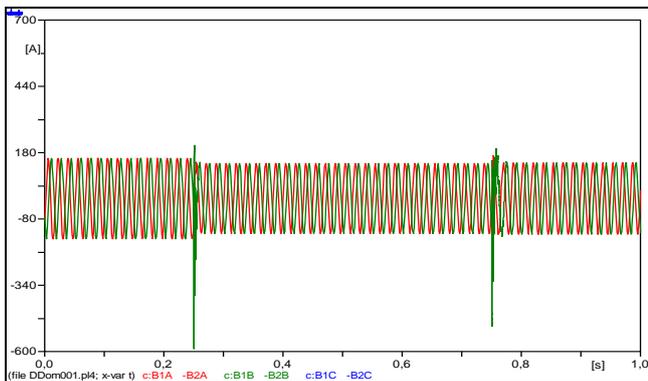


Fig. 10. Corrente na fonte, não altera com operação de BCs.

Para esta mesma configuração, foi simulada a operação utilizando as chaves sincronizadas, vide Fig. 11.

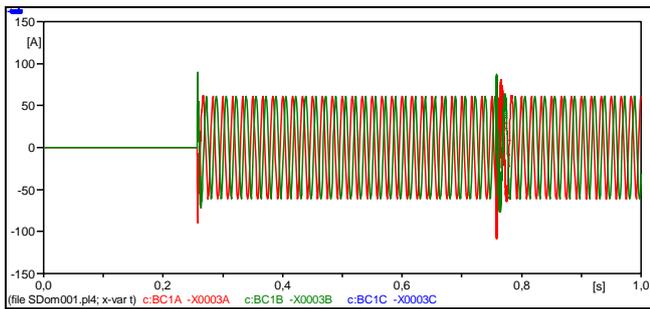


Fig. 11. Operação das chaves sincronizadas, as corrente de Inrush, ficam próximos a corrente nominal dos bancos.

Em função deste fenômeno, o ponto de conexão do BC-3 foi afastado gradativamente do BC-1, ao longo do alimentador, com o passo de 200 metros, com diagrama ilustrado na Fig. 12.

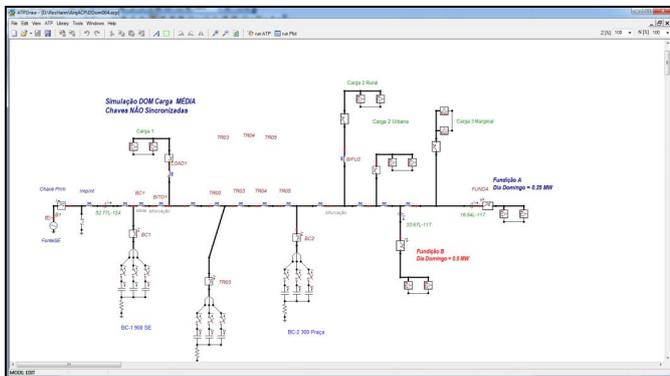


Fig. 12. BC-3 localizada à 483 m do BC1 e BC2 está representado porem a sua operação é retardada para esta análise.

Após várias simulações, concluiu-se que o ponto de conexão aceitável em termos de corrente de inrush seria a 483 metros do BC1 (sendo 83 metros de cabo Al477 e 400 metros de Al336). Apresenta-se a seguir os resultados na Fig.13.

Na Fig. 13 a corrente do inrush atinge 1293 A, valor muito abaixo dos 8000 A da primeira simulação.

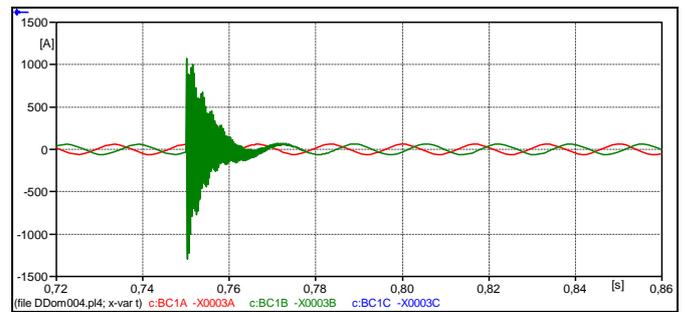


Fig.13. Corrente de Inrush no BC1, com a operação do BC3 distante 483 metros.

Para comprovar a validade deste estudo, foi realizada uma avaliação pelo método tradicional baseada na Recomendação Técnica da Distribuição CODI 22.03.

A seguir é apresentada a Fig. 14 com o diagrama unifilar dos bancos de capacitores considerados.

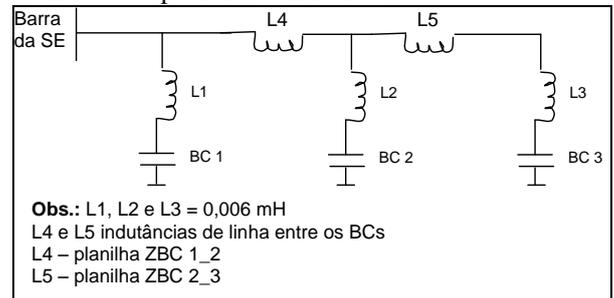


Fig. 14. Diagrama unifilar da rede de distribuição e bancos de capacitores considerados para estimação de corrente de inrush.

Na figura acima foi considerado apenas o BC-1 e BC-2 conectados à rede.

Nota: A denominação BC-1 e BC-2 da Fig. 14 é proveniente da planilha de cálculo da avaliação tradicional.

AVALIAÇÃO DA CORRENTE DE INRUSH DEVIDO À ENERGIZAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES

Situação	Corrente de Curto 3F	Tensão	Potência	Código	Corrente Nominal	Elo	Corrente Inrush	Corrente Limite	Avaliação do Tempo
	A	kV	kvar		A	Usado	A	A	
Energização de 1 BC isolado	3242	13,8	900	900/13,8	43,30	40 K	528,29	1326,00	OK

Situação	BC 1		BC 2		L 1-2	Leq	Corrente Inrush	Corrente Limite	Avaliação do Tempo		
	Potência	I1 - Corrente Nominal	Potência	I2 - Corrente Nominal	Elo	Indutância entre os BCs					
	kvar	A	kvar	A	Usado	micro Henry					
Energização do BC 2 com BC 1 ligado	900	43,30	900	900/13,8	43,30	40 K	513,80	528,80	1316,91	1326,00	OK

Fig. 15. A simulação da corrente de inrush, para dois bancos distantes 483 metros.

Na avaliação tradicional, a corrente de inrush estimada é de 1315 amperes. Há uma diferença apenas de 20A, e se a operação for sincronizada, as correntes serão próximas aos valores apresentados na Fig.13.

Após certificar que os BCs podem ser operados deve-se ainda verificar se com essa nova configuração proposta, o

alimentador volta para um regime de ressonância ou continua fora da sintonia.

A seguir, a simulação de nova frequência natural do alimentador, cujo resultado é demonstrado no Fig. 16.

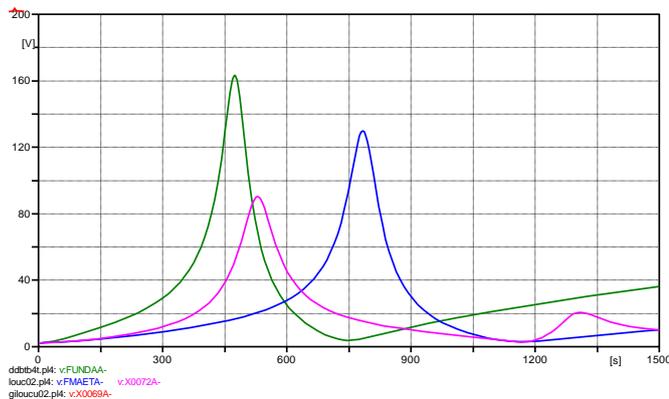


Fig. 16 – Nova frequência natural do alimentador, com BC instalado no ponto 483 m distante. Em verde a frequência natural do alimentador, visto da barra do cliente com Carga perturbadora.

A frequência natural da configuração proposta está dentro dos níveis aceitáveis, bastante inferiores ao da configuração de inicial, resolvendo o problema de distorções harmônicas de tensão e não causando outros problemas, como danificação por excesso de corrente de *inrush* durante a energização.

IX. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Neste trabalho foi possível estudar uma solução técnica para o problema de ressonância harmônica em banco de capacitores através da simulação da frequência natural da rede usando o ATPDraw.

- Tanto os resultados da simulação quanto as medições em campo, mostraram que a frequência natural do alimentador estava próxima às frequências harmônicas, provocando ressonância.
- Através da simulação de diversas alternativas para instalação de banco de capacitores, foi possível identificar uma que poderia dessintonizar a frequência de ressonância. A melhor alternativa em termos de ressonância foi a instalação de um banco de capacitor realocável com potência nominal de 900 kVAr com o BC-1, removendo os demais bancos.
- A análise da corrente de *inrush* mostrou que o BC-3 deve ser conectado a uma distância de 483 metros do BC-1. Esta alternativa foi capaz de atender os critérios para redução da distorção harmônica amplificada pelo efeito de ressonância, mantendo o fator de potência no sistema dentro dos limites e não provoca danos em equipamentos durante a energização dos banco de capacitores;
- O processo da escolha do ponto de conexão deve sempre incluir o fenômeno *back to back*;

- A chave tiristorizada pode operar com maior eficiência, proporcionando maior flexibilidade operativa.

Recomenda-se para futuros trabalhos definir a metodologia e procedimento para a solução técnica apresentada; e, proporcionar o desenvolvimento de chaves tiristorizadas para operação sincronizada dos bancos de capacitores.

REFERÊNCIAS

- [1] McGranaghan, M., Peele, S., Murray, D., “Solving Harmonic Resonance Problems on the Medium Voltage System”, CIGRE 2007.
- [2] R. C. Dugan, M.F. McGranaghan, S. Santoso, H. W. Beaty, “Electrical Power System Quality”, McGraw-Hill, 2nd edition, 2004.
- [3] Segura, S., Pomilio, J. A., Silva, Luiz C. P., Deckmann, S., Aoki, A. R., Godói, A. A., Garcia, F. R., “Alocação de Capacitores em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Incluindo Análise de Ressonância”, VIII Congresso Brasileiro de Qualidade de Energia Elétrica, 2009.
- [4] Minamizaki, M. G., “Análise da Influência e Otimização da Carga Reativa Aplicadas à Redução Perdas Técnicas na rede de Distribuição e Transmissão da Companhia Paulista de Força e Luz”, Monografia para Especialização, Universidade Federal de Itajubá, 2008.
- [5] Cook, R. F. (1959). “Analysis of capacitor application as affected by load cycle”, AIEE Transactions pt. III 78: 950–957.
- [6] Gallego, R. A., Monticelli, A. J., Romero, R. (2001). “Optimal Capacitor Placement in Radial Distribution Networks”, IEEE Transactions On Power Systems, 16(4): 630–637.
- [7] Mayagüez, P.R. “ATP Quick Guide”, Electric Power Engineering Group. June 18, 2002.
- [8] CODI RTD 22.03 Diretrizes para Proteção Contra Sobrecorrentes em Bancos de Capacitores em Redes de Distribuição