

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**“IMPACTOS NA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA PROVENIENTES DO
RÁPIDO CRESCIMENTO DA DEMANDA NO SUDESTE DO ESTADO DO PARÁ”**

EDUARDO AUGUSTO CARDOSO ESTEVES

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2012

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

EDUARDO AUGUSTO CARDOSO ESTEVES

**“IMPACTOS NA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA PROVENIENTES DO
RÁPIDO CRESCIMENTO DA DEMANDA NO SUDESTE DO ESTADO DO PARÁ”**

UFPA / ITEC / PPGE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2012

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

EDUARDO AUGUSTO CARDOSO ESTEVES

**“IMPACTOS NA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA PROVENIENTES DO
RÁPIDO CRESCIMENTO DA DEMANDA NO SUDESTE DO ESTADO DO PARÁ”**

Dissertação de mestrado
submetida à Banca Examinadora
do Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal do Pará para
a obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Elétrica.

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2012

E79 Esteves, Eduardo Augusto Cardoso

Impactos na Qualidade da Energia Elétrica provenientes do rápido crescimento da demanda no Sudeste do Estado do Pará / Eduardo Augusto Cardoso Esteves; orientadora, Maria Emília de Lima Tostes - 2012.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2012

1. Sistemas de energia elétrica – Controle de qualidade - Pará. 2. Sistemas de energia elétrica - medição. 3. Sistemas de energia elétrica - simulação por computador. I. Orientadora. II. Título.

CDD – 22. ed. 621.31910981

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

**“IMPACTOS NA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA PROVENIENTES DO
RÁPIDO CRESCIMENTO DA DEMANDA NO SUDESTE DO ESTADO DO PARÁ”**

AUTOR: EDUARDO AUGUSTO CARDOSO ESTEVES

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA SENDO
JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA.

APROVADA EM ____/____/____

BANCA EXAMINADORA:

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

Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra – UFPA
(CO-ORIENTADOR)

Prof. Dr. Raimundo Nonato das Mercês Machado – UFPA
(MEMBRO)

Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira – UFPA
(MEMBRO)

VISTO:

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

AGRADECIMENTOS

- Agradecemos primeiramente a Deus, que sempre nos abençoa e nos dá saúde.
- Aos professores da Universidade Federal do Pará (UFPA), que de alguma forma colaboraram na elaboração deste trabalho.
- Especialmente a minha orientadora Profa. Dra. Maria Emília de Lima Tostes, pela competente orientação e incentivo que me ofereceu para o desenvolvimento desta dissertação; ao Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra, meu co-orientador, sempre disponível para os debates técnicos necessários.
- As Centrais Elétricas do Pará S. A., através de seus Diretores, ao Gerente do Departamento de Manutenção do Sistema, Eng^o. Kleber Lopes Barros, e ao Coordenador da Área de Engenharia de Manutenção, Eng^o. Luiz Afonso Duarte Lisboa, pela oportunidade e apoio.
- A minha equipe de trabalho da Área de Engenharia de Manutenção e demais colegas da CELPA, que sempre nos apoiaram de forma profissional com a troca de experiências e que sempre nos ajudaram nos momentos mais precisos.
- Aos colegas do CEAMAZON, pela troca de idéias e apoio necessários a esta dissertação.
- Em fim, agradeço a toda a minha família pelo incentivo e compreensão relativos aos momentos que tive de trocar o lazer pelo estudo.

Meu obrigado a todos vocês!

“Se alguém de vós necessita de sabedoria, peça-a a Deus – que a todos dá liberalmente, com simplicidade e sem recriminação – e ser-lhe-á dado”. (Tiago 1,5.)

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	xi
LISTA DE TABELAS.....	xv
RESUMO.....	xix
ABSTRACT.....	xx

CAPÍTULO 1 - CONTEXTUALIZAÇÃO.....	1
1 Introdução.....	1
1.1 Objetivos e Proposta da Dissertação.....	3
1.2 Aspectos Socioeconômicos e Eletroenergéticos da Região Sudeste do Pará.....	3
1.2.1 Aspectos Socioeconômicos.....	3
1.2.2 Aspectos Eletroenergéticos	6
1.2.2.1 Atendimento ao Estado do Pará.....	6
1.2.2.2 Atendimento à CELPA na Regional Marabá	9
1.3 Revisão Bibliográfica.....	13
1.4 Estrutura da Dissertação.....	17
CAPÍTULO 2 - QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA (QEE).....	19
1.1 Introdução.....	19
2.1.1 Evolução das Cargas Elétricas.....	18
2.1.2 A importância da QEE na Transmissão e na	21
2.2 Caracterização dos Distúrbios.....	21
2.3 Transitórios.....	23
2.4 Variações de	24
2.4.1 Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD).....	24
2.4.1.1 VTCD com Interrupções	24
2.4.1.2 VTCD com afundamentos de tensão (voltage sag ou voltage	24
2.4.1.3 VTCD com sobretensões (voltage	27
2.4.2 Variações de tensão de longa duração	28
2.4.2.1 VTLD com sobretensões.....	28
2.4.2.2 VTLD com	28
2.4.2.3 VTLD com interrupções sustentadas	29
2.4.3 Caracterização de eventos das VTCD pelas normas Brasileira, Americana	29
2.4.3.1 Norma Brasileira.....	29

2.4.3.2	Norma Americana IEEE – Std. 1159 [IEEE, 1995].....	30
2.4.3.3	EN 50160 – Norma Européia [CENELEC EN 50160,	31
2.4.4	Tolerância de equipamentos a	32
2.5	Distorções na Forma de	33
2.6	Harmônicos.....	34
2.6.1	Extração das componentes harmônicas.....	35
2.6.2	Influência das tensões e correntes harmônicas sobre os equipamentos....	38
2.6.3	Tensões e Correntes Harmônicas sob aspectos da Concessionária e do Consumidor.....	42
2.6.4	Normas e Critérios de Avaliação de Distorção	44
2.6.4.1	Norma IEEE Std.	44
2.6.4.2	Norma IEC 61000-3-	45
2.6.4.3	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico	45
2.7	Flutuações de	46
2.8	Desequilíbrios de tensão.....	46
2.9	Variações de frequência.....	47
2.10	Conclusão.....	48

CAPÍTULO 3 - SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA DO SUDESTE DO ESTADO DO PARÁ

		49
3.1	Introdução.....	49
3.1.1.	Geração de Energia Elétrica.....	49
3.1.2.	Rede de Transmissão.....	50
3.1.3	Rede de Sub-Transmissão.....	51
3.1.4.	Redes de Distribuição.....	51
3.2	Descrição dos sistemas de subtransmissão e distribuição de energia na região sudeste do Pará.....	52
3.3	Análises críticas no sistema existente na região.....	54
3.3.1	Desempenho do sistema da Regional Marabá perante o sistema interligado da CELPA.....	58
3.4	Tipos de cargas (cargas típicas industriais atendidas).....	60
3.4.1	Consumidor SINOBRÁS.....	60
3.4.2	Consumidor COSIPAR.....	64
3.4.3	Outros consumidores.....	65
3.5	Forma de crescimento que impacta na qualidade do atendimento.....	66
3.6	Conclusão.....	68

CAPÍTULO 4 - ESTUDO DE CASO NA REGIONAL MARABÁ.....	69
4.1 Introdução.....	69
4.2 Campanha de Medição realizadas nas SE's Itupiranga e Itacaiúnas.....	70
4.2.1 Descrição da SE Itacaiúnas.....	72
4.2.2 Descrição da SE Itupiranga.....	72
4.3 Normas aplicadas na Campanha de Medição.....	73
4.3.1 Tópicos do Módulo 8 – PRODIST.....	73
4.3.1.1 Tensão em Regime Permanente.....	73
4.3.1.2 Desequilíbrio de Tensão.....	73
4.3.1.3 Fator de Potência.....	75
4.3.1.4 Distorções Harmônicas.....	75
4.3.2 Tópicos da Norma IEEE-519.....	77
4.4 Campanhas de Medição.....	79
4.5 Resultados da Campanha de Medição na SE Itacaiúnas.....	80
4.5.1 Medição no Secundário do Transformador T1 (13,8 kV).....	80
4.5.1.1 Registros.....	80
4.5.1.2 Análise dos resultados.....	80
4.5.2 Medição no Secundário do Alimentador IU-1 (13,8 kV).....	81
4.5.2.1 Registros.....	83
4.5.2.2 Análise dos resultados.....	83
4.5.3 Medição no Secundário do Alimentador IU-3 (13,8 kV).....	85
4.5.3.1 Registros.....	85
4.5.3.2 Análise dos resultados.....	86
4.5.4 Medição no Secundário do Alimentador IU-5 (34,5 kV).....	87
4.5.4.1 Registros.....	87
4.5.4.2 Análise dos resultados.....	88
4.5.5 Medição no Secundário do Alimentador IU-6 (34,5 kV).....	89
4.5.5.1 Registros.....	89
4.5.5.2 Análise dos resultados.....	89
4.6 Resumo das principais constatações para a SE Itupiranga.....	90
4.7 Resultados da Campanha de Medição na SE Itacaiúnas.....	91
4.7.1 Medição na chegada da LD Marabá- Itacaiúnas (138 kV).....	91
4.7.1.1 Registros.....	91
4.7.1.2 Análise dos resultados.....	92
4.7.2 Medição na saída da LD Itacaiúnas-Consumidor Particular (138 kV).....	93
4.7.2.1 Registros.....	93
4.7.2.2 Análise dos resultados.....	93
4.7.3 Medição na saída da LD Itacaiúnas – Itupiranga.....	94

4.7.3.1	Registros.....	94
4.7.3.2	Análise dos resultados.....	95
4.7.4	Medição no Secundário do Transformador 1.....	95
4.7.4.1	Registros.....	95
4.7.4.2	Análise dos resultados.....	96
4.7.5	Resumo das principais constatações para a SE Itacaiúnas.....	98
4.8	Conclusão.....	98

CAPÍTULO 5 - REALIZAÇÃO DE ESTUDOS DE SIMULAÇÃO NAS SUBESTAÇÕES ITACAIÚNAS E ITUPIRANGA.....		100
5.1	Introdução.....	100
5.2	Descrições sumárias dos programas utilizados.....	100
5.2.1	ANAFAS (Programa de Análises de Faltas Simultâneas).....	100
5.2.2	ANAREDE, versão V08-AGO-2004.....	102
5.2.3	Alternative Transients Program – ATP.....	103
5.3	Simulações Computacionais.....	104
5.3.1	Estudos de Fluxo de Carga.....	104
5.3.2	Análise do Caso Base – Cenário de Carga Pesada.....	105
5.3.3	Soluções Propostas.....	106
5.3.3.1	Análise dos resultados das mudanças nos tapes fixos dos transformadores das SE´s Itacaiúnas e Itupiranga, em operação de carga pesada (1ª solução).....	108
5.3.3.2	Análise dos resultados com mudanças nos tapes fixos dos transformadores das SE´s Itacaiúnas e Itupiranga, com a saída de um transformador na SE Itacaiúnas (1ª solução).....	109
5.3.3.3	Análise dos resultados das mudanças nos tapes fixos dos transformadores das SE´s Itacaiúnas e Itupiranga, com a saída de um alimentador de 13,8 kV na SE Itupiranga (1ª solução).....	109
5.3.3.4	Análise dos resultados das mudanças nos tapes fixos dos transformadores das SE´s Itacaiúnas e Itupiranga, com a saída de um alimentador de 34,5 kV na SE Itupiranga (1ª solução).....	110
5.3.3.5	Análise dos resultados das mudanças com a inserção de dois reatores nas barras de 138 kV das SE´s Itacaiúnas e Itupiranga, em operação de carga pesada (2ª solução).....	111
5.3.3.6	Análise dos resultados das mudanças com a inserção de reatores nas barras de 138 kV das SE´s Itacaiúnas e Itupiranga, considerando a saída de um Alimentador de 13,8 kV da SE Itacaiúnas (2ª solução).....	112

5.3.3.7	Análise dos resultados das mudanças com a inserção de reatores nas barras de 138 kV das SE´s Itacaiúnas e Itupiranga, considerando a Saída de um Alimentador de 13,8 kV da SE Itupiranga (2ª solução).....	113
5.3.3.8	Análise dos resultados das mudanças com a inserção de reatores nas barras de 138 kV das SE´s Itacaiúnas e Itupiranga, considerando a Saída de um Alimentador de 34,5 kV da SE Itupiranga (2ª solução).....	114
5.4	Análise da Propagação de Harmônicos nas Subestações Itacaiúnas e Itupiranga.....	115
5.4.1	Contribuição da Fonte 1 (SINOBRAS) na distorção harmônica de tensão das SEs Itacaiúnas e Itupiranga.....	118
5.4.2	Contribuição da Fonte 2 (Siderúrgicas ligadas a barra de 13,8 kV da SE Itacaiúnas) na Distorção Harmônica das SE's Itacaiúnas e Itupiranga.....	120
5.4.3	Contribuição da Fonte 3 (Alimentadores rurais IU-05 e IU-06) na Distorção Harmônica das SE´s Itacaiúnas e Itupiranga.....	121
5.5	Conclusão.....	123
CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES.....		125
6.1	Considerações Finais.....	125
6.2	Sugestões para trabalhos futuros.....	126
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		127

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Mapa geográfico da região sudeste do Pará.....	5
Figura 1.2	Mapa eletrogeográfico do atendimento energético ao Estado do Pará.....	7
Figura 1.3	Diagrama simplificado do atendimento energético ao Estado do Pará.....	7
Figura 1.4	Evolução da carga do Estado do Pará.....	8
Figura 1.5	Conexão referencial de Belo Monte.....	8
Figura 1.6	Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Pará.....	9
Figura 1.7	Noção do atendimento ao sistema da Regional Marabá.....	10
Figura 1.8	Evolução da carga da CELPA no período 2008 - 2017.....	11
Figura 2.1	Distúrbios de tensão típicos.....	21
Figura 2.2	Afundamento de 0,5 pu	25
Figura 2.3	Afundamento de tensão devido a uma falta no sistema.....	25
Figura 2.4	Afundamento de tensão devido à partida de um motor de indução.....	25
Figura 2.5	Influência dos Afundamentos de tensão.....	26
Figura 2.6	Elevação de tensão devido a uma falta fase-terra no sistema.....	27
Figura 2.7	Exemplo oscilografado de um spike	28
Figura 2.8	Subtensão e Colapso de Tensão.....	29
Figura 2.9	Caracterização de um afundamento de tensão (Norma Brasileira e Americana).....	30
Figura 2.10	Curva CBMA.....	32
Figura 2.11	Curva CBMA.....	32
Figura 2.12	O fluxo de correntes harmônicas através da impedância do sistema provoca a distorção harmônica.....	34
Figura 2.13	Tensão com THD elevada e respectivos harmônicos.....	37
Figura 2.14	Tetraedro das potências.....	37
Figura 2.15	Representação de distorções harmônicas em corrente e tensão, considerando a impedância do sistema e o conceito de PAC.....	43
Figura 2.16	Flutuações de tensão.....	46
Figura 3.1	Estrutura tradicional de uma rede de energia elétrica.....	49
Figura 3.2	Níveis de tensão por segmentos.....	52
Figura 3.3	Detalhe do atendimento pela LD Marabá – Xinguara.....	55
Figura 3.4	Atendimento através da SE Onça Puma.....	56

Figura 3.5	Terceiro atendimento, pela SE Xinguara.....	57
Figura 3.7	Configuração futura de atendimento ao Consumidor Particular.....	63
Figura 3.8	Atendimento atual ao Consumidor Particular.....	63
Figura 4.1	Fronteira entre a parte encapsulada e a parte nua do condutor.....	70
Figura 4.2	Foto do estado em que se encontrava um dos cabos condutores...	70
Figura 4.3	Diagrama unifilar simplificado do sistema elétrico para a campanha de medição.....	71
Figura 4.4	Medições de Tensão, Corrente, Distorção Harmônica Total de Tensão e Corrente, nas fases A, B e C do secundário do T1 da SE Itupiranga, realizadas no período de 31/08 a 07/09/2011.....	80
Figura 4.5	Medições das Distorções Harmônicas de Tensão e Corrente, para 2ª, 3ª e 5ª harmônicas, nas fases A, B e C do secundário do T1 da SE Itupiranga, realizadas no período de 01/08 a 07/09/2011.....	81
Figura 4.6	Medições de Tensão, Corrente, Distorção Harmônica Total de Tensão e Corrente, nas fases A, B e C do Alimentador IU-1 da SE Itupiranga, realizadas no dia 30/08/2011.....	83
Figura 4.7	Medições das Distorções Harmônicas de Tensão e Corrente, para 3ª e 5ª harmônicas, nas fases A, B e C do Alimentador IU-1 da SE Itupiranga, realizadas no dia 30/08/2011.....	83
Figura 4.8	Medições de Tensão, Corrente, Distorção Harmônica Total de Tensão e Corrente, nas fases A, B e C do Alimentador IU-3 da SE Itupiranga, realizadas no dia 30/08/2011.....	85
Figura 4.9	Medições das Distorções Harmônicas de Tensão e Corrente, para 3ª e 5ª harmônicas, nas fases A, B e C do Alimentador IU-3 da SE Itupiranga, realizadas no dia 30/08/2011.....	85
Figura 4.10	Valores de distorção harmônica total de tensão medidos nas fases A (vermelho), B (verde) e C(azul) do Alimentador IU-05 da SE Itupiranga, no período de 02/09/2011 a 05/09/2011.....	87
Figura 4.11	Valores de distorção harmônica total de corrente medidos nas fases A (vermelho), B (verde) e C(azul) do Alimentador IU-05 da SE Itupiranga, no período de 02/09/2011 a 05/09/2011.....	87
Figura 4.12	Valores de distorção harmônica individual de corrente medidos na fase C, sendo representado em vermelho a componente de 3º. Harmônico do Alimentador IU-05 da SE Itupiranga, no período de 02/09/2011 a 05/09/2011.....	88
Figura 4.13	Valores de distorção harmônica total de corrente medidos na fase C, sendo representado em vermelho a fase A, em verde a fase B e em azul a fase C do Alimentador IU-05 da SE Itupiranga do dia 02/09/2011 ao dia 05/09/2011.....	89

Figura 4.14	Valores de distorção harmônica individual de corrente medidos na fase A, sendo representado em vermelho a componente de 3º. Harmônico do Alimentador IU-06 da SE Itupiranga do dia 02/09/2011 ao dia 05/09/2011.....	89
Figura 4.15	Medições de Tensão, Corrente, Distorção Harmônica Total de Tensão e Corrente, nas fases A, B e C na chegada da LD Marabá-Itacaiúnas, realizadas no período de 31/08 a 07/09/2011.....	92
Figura 4.16	Medições de Corrente e Distorção Harmônica Total de Corrente, nas fases A, B e C da LD Itacaiúnas-Sinobras, na SE Itacaiúnas, realizadas no dia 31/08 a 07/09/2011.....	93
Figura 4.17	Medições de Corrente e Distorção Harmônica Total de Corrente, nas fases A, B e C da LD Itacaiúnas-Itupiranga, na SE Itacaiúnas, realizadas no dia 31/08 a 07/09/2011.....	94
Figura 4.18	Medições de Tensão, Corrente, Distorção Harmônica Total de Tensão e Corrente, nas fases A, B e C do secundário do T1 da SE Itacaiúnas, realizadas no dia 01/09/2011.....	96
Figura 4.19	Medições das Distorções Harmônicas de Tensão para 2ª, 3ª e 5ª harmônicas, e de e Corrente para 2ª harmônica, nas fases A, B e C do secundário do T1 da SE Itacaiúnas, realizadas no dia 01/09/2011.....	96
Figura 5.1	Subestações de Itacaiúnas e Itupiranga modeladas no ATP, para efeito do estudo de propagação harmônica.....	116
Figura 5.2	Níveis de distorção harmônica total e individual de tensão das fases A (vermelho), B (verde) e C (azul) na barra de 138 kV da SE Itacaiúnas.....	117
Figura 5.3	Níveis de distorção harmônica total e individual de tensão das fases A (vermelho), B (verde) e C (azul) na barra de 13,8 kV da SE Itacaiúnas.....	117
Figura 5.4	Níveis de distorção harmônica total e individual de tensão das fases A (vermelho), B (verde) e C (azul) na barra de 138 kV de Itupiranga.....	117
Figura 5.5	Níveis de distorção harmônica total e individual de tensão das fases A (vermelho), B (verde) e C (azul) na barra de 13,8 kV de Itupiranga.....	117
Figura 5.6	Níveis de distorção harmônica total e individual de tensão das fases A (vermelho), B (verde) e C (azul) na barra de 34,5 kV de Itupiranga.	118
Figura 5.7.	Nível de distorção harmônica de tensão da barra de 138 kV da SE Itacaiúnas, devido a Fonte 1 (Sinobras).....	119
Figura 5.8	Níveis de distorção harmônica da barra de 13,8 kV da SE Itacaiúnas, devido a Fonte 1 (Sinobras).....	119
Figura 5.9	Níveis de Distorção Harmônica de tensão da barra de 138 kV da SE Itupiranga, devido a Fonte 1 (Sinobras).....	119

Figura 5.10	Níveis de Distorção harmônica de tensão da barra de 13,8 kV da SE Itupiranga, devido a Fonte 1 (Sinobras).....	119
Figura 5.11	Níveis de distorção harmônica da barra de 34,5 kV da SE Itupiranga, devido a Fonte 1 (Sinobras).....	119
Figura 5.12	Níveis de distorção harmônica de tensão da barra de 138 kV da SE Itacaiúnas, devido a Fonte 2.....	120
Figura 5.13	Níveis de distorção harmônica de tensão da barra de 13,8 kV da SE Itacaiúnas, devido a Fonte 2.....	120
Figura 5.14	Níveis de distorção harmônica de tensão da barra de 138 kV da SE Itupiranga, devido a Fonte 2.....	120
Figura 5.15	Níveis de distorção harmônica de tensão da barra de 13,8 kV da SE Itupiranga, devido a Fonte 2.....	120
Figura 5.16	Níveis de distorção harmônica de tensão da barra de 34,5 kV da SE Itupiranga, devido a Fonte 2.....	121
Figura 5.17	Níveis de distorção harmônica de tensão da barra de 138 kV da SE Itacaiúnas, devido a Fonte 3.....	122
Figura 5.18	Níveis de distorção harmônica de tensão da barra de 13,8 kV da SE Itacaiúnas, devido a Fonte 3.....	122
Figura 5.19	Níveis de distorção harmônica de tensão da barra de 138 kV da SE Itupiranga, devido a Fonte 3.....	122
Figura 5.20	Níveis de distorção harmônica de tensão da barra de 13,8 kV da SE Itupiranga, devido a Fonte 3.....	122
Figura 5.21	Níveis de distorção harmônica de tensão da barra de 34,5 kV da SE Itupiranga, devido a Fonte 3.....	122

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1	Principais Dados da Região.....	5
Tabela 1.2	Linhas novas a serem construídas.....	13
Tabela 1.3	Subestações novas a serem construídas ou ampliadas.....	13
Tabela 2.1	Categorias e características típicas de fenômenos eletromagnéticos de sistemas elétricos, conforme IEEE 1159.....	22
Tabela 2.2	Principais causas dos fenômenos eletromagnéticos conforme IEEE1159.....	22
Tabela 2.3	Classificação das VTCD.....	30
Tabela 2.4	Classificação das VTCD segundo IEEE - Std 1159.....	31
Tabela 2.5	Classificação das VTCDs segundo CENELEC – EM 50160.....	31
Tabela 2.6	Classificação de Harmônicos.....	35
Tabela 2.7	Ordem das sequências.....	35
Tabela 3.1	Tensões Nominais Padronizadas de Baixa Tensão.....	51
Tabela 3.2	Níveis de tensões praticadas no Brasil.....	52
Tabela 3.3	Relação das SE´s da CELPA.....	53
Tabela 3.4	Relação das linhas de subtransmissão da CELPA.....	54
Tabela 3.5	Evolução do consumo de energia nos pontos de conexão (fronteira) com as SE´s Marabá, Carajás e Onça Puma.....	58
Tabela 3.6	Evolução do consumo de energia por subestação do sistema de sub transmissão da Regional Marabá.....	59
Tabela 3.7	Registros de consumo e demanda do Consumidor Particular atendido em 138 kV.....	61
Tabela 3.8	BC´s instalados pela CELPA para permitir a operação em paralelo dos transformadores da SE Marabá.....	62
Tabela 3.9	Registros de consumo e demanda de um Consumidor Industrial atendido em 13,8 kV.....	63
Tabela 4.1	Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV.....	74
Tabela 4.2	Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 1 kV e inferior a 69 kV.....	74
Tabela 4.3	Terminologia para desequilíbrio de tensão.....	75
Tabela 4.4	Terminologia dos harmônicos.....	76
Tabela 4.5	Valores de referência globais das distorções harmônicas totais (em porcentagem da tensão fundamental).....	76
Tabela 4.6	Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão (em porcentagem da tensão fundamental).....	77

Tabela 4.7	Limites de Distorção da Corrente harmônica (Ih/I1) em % para Carga Não linear Conectada no PAC da Concessionária a uma Tensão de 120 V a 69.000	78
Tabela 4.8	Limites de Distorção da Corrente harmônica (Ih/I1) em % para Sistemas de Sub-Transmissão genéricos (69.000V a 161.000 V).....	78
Tabela 4.9	Limites de Distorção da Corrente harmônica (Ih/I1) em % para Sistemas de Transmissão genéricos (> 161 kV), Geração Distribuída e Co-geração.....	79
Tabela 4.10	Níveis de Curto- Circuito obtidos pelo programa ANAFAS.....	79
Tabela 4.11	Período de medição por subestação.....	80
Tabela 4.12	Resultado da medição de tensão, no secundário do T1 da SE Itupiranga.....	81
Tabela 4.13	Resultado da medição de corrente, no secundário do transformador 1 da SE Itupiranga.....	82
Tabela 4.14	Resultado das medições de DTT e DTI, no secundário do transformador T1 da SE Itupiranga.....	82
Tabela 4.15	Resultado das medições de DTTi e DTI, no secundário do transformador T1 da SE Itupiranga.....	82
Tabela 4.16	Resultado da medição de tensão do Alimentador UI-1 da SE Itupiranga.....	84
Tabela 4.17	Resultado da medição de corrente do alimentador IU-1 da SE Itupiranga.....	84
Tabela 4.18	Resultado das medições de DTT e DTI, do alimentador UI-1 da SE Itupiranga.....	84
Tabela 4.19	Resultado das medições de DTTi e DTI, do alimentador UI-1 da SE Itupiranga.....	84
Tabela 4.20	Resultado da medição de tensão do alimentador IU-3 da SE Itupiranga.....	86
Tabela 4.21	Resultado da medição de corrente do alimentador IU-3 da SE Itupiranga.....	86
Tabela 4.22	Resultado das medições de DTT e DTI, do alimentador UI-3 da SE Itupiranga.....	86
Tabela 4.23	Resultado das medições de DTTi e DTI, do alimentador UI-3 da SE Itupiranga.....	87
Tabela 4.24	Resultado da medição de tensão do alimentador IU-5 da SE Itupiranga.....	88
Tabela 4.25	Resultado das medições de DTT e DTI, do alimentador UI-5 da SE Itupiranga.....	88
Tabela 4.26	Resultado da medição de tensão do alimentador IU-6 da SE Itupiranga.....	89

Tabela 4.27	Resultado das medições de DTT e DTI, do alimentador UI-6 da SE Itupiranga.....	90
Tabela 4.28	Constatações verificadas com a campanha de medição na SE Itupiranga.....	91
Tabela 4.29	Resultado da medição de tensão chegada da LD Marabá-Itacaiúnas, na SE Itupiranga.....	92
Tabela 4.30	Resultado da medição de corrente na chegada da LD Marabá Itacaiúnas, na SE Itacaiúnas.....	92
Tabela 4.31	Resultado da medição de DTT e DTI na chegada da LD Marabá-Itacaiúnas, na SE Itacaiúnas.....	93
Tabela 4.32	Resultado da medição de corrente LD Itacaiúnas – Sinobras, na SE Itacaiúnas.....	94
Tabela 4.33	Resultados da medição de DTT e DTI na saída da LD Itacaiúnas-Sinobras, na SE Itacaiúnas.....	94
Tabela 4.34	Resultado da medição de corrente LD Itacaiúnas –Itupiranga, na SE Itacaiúnas.....	95
Tabela 4.35	Resultados da medição de DTT e DTI na saída da LD Itacaiúnas-Itupiranga, na SE Itacaiúnas.....	95
Tabela 4.36	Resultado da medição de tensão, no secundário do transformador T1 da SE Itacaiúnas.....	97
Tabela 4.37	Resultado da medição de corrente no secundário do transformador T1, na SE Itacaiúnas.....	97
Tabela 4.38	Resultados da medição de DTT e DTI, no secundário do transformado T1, na SE Itacaiúnas.....	97
Tabela 4.39	Resultado das medições de DTTi e DTI, no secundário do transformador T1 da SE Itupiranga.....	97
Tabela 4.40	Constatações verificadas com a campanha de medição na SE Itacaiúnas.....	98
Tabela 5.1	Resultados da simulação para o caso base - Dados de barra.....	105
Tabela 5.2	Resultados da simulação para o caso base - Dados de linha.....	106
Tabela 5.3	Soluções Propostas.....	106
Tabela 5.4	Resultados da simulação para a 1ª solução recomendada (ajustes dos tapes) - Dados de barra.....	108
Tabela 5.5	Resultados da simulação para a 1ª solução recomendada (ajustes dos tapes - Dados de linha.....	108
Tabela 5.6	Resultados da simulação para a saída; de um alimentador 13,8 kV da SE Itacaiúnas - Dados de barra.....	109
Tabela 5.7	Resultados da simulação para a saída de um alimentador 13,8 kV da SE Itacaiúnas - Dados de linha.....	109

Tabela 5.8	Resultados da simulação com a saída de um alimentador de 13,8 kV da SE Itupiranga - Dados de barra.....	110
Tabela 5.9	Resultados da simulação com a saída de um alimentador de 13,8 kV da SE Itupiranga - Dados de linha.....	110
Tabela 5.10	. Resultados da simulação considerando a saída do alimentador de 34,5 kV da SE Itupiranga - Dados de barra.....	111
Tabela 5.11	Resultados da simulação considerando a saída do alimentador de 34,5 kV da SE Itupiranga - Dados de linha.....	111
Tabela 5.12	Resultados da simulação com a adoção da 2ª solução recomendada (inserção de reatores) - Dados de barra.....	112
Tabela 5.13	Resultados da simulação com a adoção da 2ª solução recomendada (inserção de reatores) - Dados de linha.....	112
Tabela 5.14	Resultados da simulação referente a 2ª solução recomendada, com a saída de um alimentador de 13,8 kV da SE Itacaiúnas - Dados de barra.....	112
Tabela 5.15	Resultados da simulação referente a 2ª solução recomendada, com a saída de um alimentador de 13,8 kV da SE Itacaiúnas - Dados de linha.....	113
Tabela 5.16	Resultados da simulação referente a 2ª solução recomendada, com a saída de um alimentador de 13,8 kV da SE Itupiranga - Dados de barra.....	113
Tabela 5.17	Resultados da simulação referente a 2ª solução recomendada, com a saída de um alimentador de 13,8 kV da SE Itupiranga - Dados de linha.....	114
Tabela 5.18	Resultados da simulação referente a 2ª solução recomendada, com a saída do alimentador de 34,5 kV da SE Itupiranga - Dados de Barra.....	114
Tabela 5.19	Resultados da simulação referente a 2ª solução recomendada, com a saída do alimentador de 34,5 kV da SE Itupiranga - Dados de linha.....	114
Tabela 5.20	Níveis de distorção harmônica total de tensão e individuais do 2º, 3º, 5º e 7º harmônicos de tensão das três fases nas barras de 34,5 kV, 13,8 kV e 138 kV obtidos por simulação, utilizando o modelo ATP da Figura 5.1.....	116
Tabela 5.21	Níveis de distorção harmônica total de tensão e individuais do 2º, 3º, 5º e 7º harmônicos de tensão das três fases nas barras de 34,5 kV, 13,8 kV e 138 kV obtidos da campanha de medição.....	117

RESUMO

Nos últimos anos, o desenvolvimento sócio econômico da Região Sudeste do Estado do Pará, tem sido causado principalmente pela exploração e processamento industrial de minérios, que agregado ao crescimento populacional, tem gerado grande evolução na demanda do consumo de energia elétrica, devido à instalação cada vez mais crescente de novas cargas industriais, comerciais, residenciais e rurais monofásicas. Todo esse aumento de carga já está impactando diretamente o desempenho das subestações distribuidoras da Concessionária de Energia Elétrica, no que tange a manifestação de distúrbios de regime permanente causados por harmônicas, tais como zumbidos em transformador de força e rompimento de condutores de média tensão. Estes distúrbios são apresentados em um estudo de caso envolvendo as Subestações (SE's) Itacaiúnas e Itupiranga. Para comprovar a nocividade desses distúrbios nessas SE's, foram realizadas campanhas de medição para obtenção de resultados práticos e, então, executadas simulações envolvendo estudos de curto-circuito, fluxo de carga e propagação de harmônicos, de forma a se obter um diagnóstico analítico sobre as situações encontradas e assim, ser possível emitir recomendações para a mitigação dos problemas detectados. Este trabalho será de grande valia à Concessionária de Energia Elétrica, podendo ser tomado como uma das referências para estudos de qualidade de energia elétrica, em outras subestações, além de dar embasamento experimental às futuras cobranças da ANEEL, com relação à implantação dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).

Palavras-chave:

Qualidade de Energia Elétrica, Campanha de Medição, Distorção Harmônica, Simulação.

ABSTRACT

In the recent years, the social and economical development in the Southeast of the State of Pará has been mainly caused by the exploitation and processing of mineral industries, which added to the population growth, has generated a high increase in the demand of electric energy and consumption due to the increasing installation of new industrial, commercial, residential and rural single-phase charges. This global increase is impacting directly the performance of distribution of electric utility, which can be expressed by the permanent disturbances caused by harmonics, such as buzzing in the power transformer and disruption of medium voltage conductors. These disturbances will be presented in a study of case involving the Substations (SE's) Itacaiúna and Itupiranga. To prove how they can be harmful in these SE's, campaigns of measurement were performed to obtain practical results and then, to perform studies involving simulations of short-circuit, load flow and spreading of harmonics in order to obtain an analytical diagnostic about the situations found and thus to issue recommendations to solve the problems identified. This study will provide a valuable support to the Concessionaire of Energy and it may be taken as a reference to the study of Power Quality in other substations, in addition to experimental basis for future charges from ANEEL, regarding the implementation of procedures in Electric Power Distribution National Electric System (PRODIST).

Key-words:

Power Quality, Campaigns of Measurement, Harmonic Distortion, Simulation.

CAPÍTULO 1

CONTEXTUALIZAÇÃO

1 INTRODUÇÃO

A elaboração deste trabalho visa contribuir com informações para as concessionárias de energia elétrica, de forma a enfrentarem os próximos desafios que lançados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Esses desafios dizem respeito à implantação e monitoramento dos novos índices de qualidade de energia elétrica, os quais são: as distorções harmônicas, flutuações de tensão, variações de tensão de curta duração, desequilíbrios de tensão e transitórios rápidos. Desta forma, dois aspectos são destacados como motivadores para o desenvolvimento da dissertação:

- a) Constatação de ocorrências de fenômenos associados à Qualidade da Energia Elétrica (QEE) em subestações (SE's) dos sistemas de subtransmissão e distribuição das Centrais Elétricas do Pará S/A (CELPA), cujos efeitos estão trazendo conseqüências nocivas a essas subestações. Daí surge à necessidade de ser formulado um estudo, que é base para o desenvolvimento do objeto dessa dissertação, que envolve medições práticas e simulações da QEE em subestações do sistema elétrico da Região Sudeste do Pará. Nessa região, as SE's Itacaiúnas e Itupiranga já vem apresentando problemas registrados de distúrbios que podem ser relacionados com a QEE. Após a avaliação dos resultados, definir-se-á o diagnóstico atual da QEE nas subestações escolhidas, de forma que se possam recomendar ações para a mitigação dos problemas constatados, sendo esse um estudo de caso que será abordado no capítulo 4.

- b) Exigências dos consumidores para uma pronta atuação do órgão regulador, ANEEL, em benefício da sociedade, devido ao crescimento da demanda pela melhoria da qualidade dos serviços de energia elétrica. Além dos índices DEC e FEC, já consolidados no setor elétrico, está em implantação o Sistema ANEEL de Monitoração da Qualidade de Energia Elétrica, que dará a Agência acesso direto e automático às informações sobre a qualidade do fornecimento, sem que dependa de dados encaminhados pelas concessionárias de energias elétrica. Para isso, a ANEEL aprovou em dezembro/2008 a Resolução Normativa nº

345/2008, que diz respeito ao PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), onde em seu Módulo-8, são estabelecidas tratativas de planejamento do processo de implantação dos indicadores de qualidade de energia elétrica, para os fenômenos harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de tensão de curta duração. Para a implantação desses indicadores de qualidade, primeiramente as distribuidoras passarão por um período de testes, de no mínimo três anos, antes de estabelecer-se os valores-limites para os parâmetros permanentes, devendo ser consideradas e respeitadas às particularidades regionais e as especificidades socioeconômicas das áreas de concessão das distribuidoras.

Em virtude desses dois aspectos acima descritos e considerando-se a breve implantação de sistema de monitoração da QEE nas subestações da CELPA, tomou-se como parâmetro a Região Sudeste do Pará para o estudo dessa dissertação, devido o alto desenvolvimento do seu sistema elétrico, observado nos últimos anos. Esse crescimento está relacionado com a riqueza dos recursos minerais naturais, sendo uma região muito próspera, com perspectiva de desenvolvimento muito acelerado, em face de diversos fatores positivos de ordem sócio-econômicos. No âmbito de atendimento elétrico, a Região Sudeste do Pará é suprida pela CELPA, que em razão de sua divisão organizacional interna, essa área de atendimento é conhecida como Regional Marabá.

1.1 Objetivos e proposta da Dissertação

Tem-se por objetivo avaliar os impactos causados na QEE, para os sistemas de subtransmissão e distribuição da região sudeste do Pará, provenientes do rápido desenvolvimento sócio econômico dessa região, em virtude do aumento do consumo de energia elétrica, devido à instalação de novas cargas industriais e residenciais.

Dentro desse contexto, se trata de um primeiro trabalho prático da QEE, voltado aos sistemas de média e alta tensão da CELPA. Conforme citado anteriormente, a CELPA já está se preparando para as futuras cobranças, pela ANEEL. A partir de resultados de medições da QEE realizadas em subestações, será possível analisar os problemas encontrados, compará-los a simulações computacionais e emitir recomendações para mitigação desses problemas, no âmbito dos Sistemas de Sub Transmissão e Distribuição. Por analogia com outros

sistemas elétricos da própria concessionária, o estudo pode ser replicado às demais subestações do sistema elétrico da concessionária.

Portanto, essa dissertação poderá compor um acervo bibliográfico, como uma das referências para outros estudos de caso, podendo servir de apoio e respaldo técnico, quando se tratar de assuntos de Qualidade da Energia Elétrica.

1.2 Aspectos Socioeconômicos e Eletroenergéticos da Região Sudeste do Pará

No desenvolvimento dessa dissertação, são levados em consideração os atuais aspectos socioeconômicos e eletroenergéticos da região, de modo a se justificar pelos diversos motivos apresentados a seguir, as razões do rápido crescimento da demanda de consumo de energia elétrica nessa região.

1.2.1 Aspectos Socioeconômicos

A economia da Região Sudeste do Pará, assenta a sua força em quatro grandes vetores de crescimento: indústria extrativa mineral, siderurgia, bovinocultura e hidroeletricidade [Costa, 2010]. Se funda principalmente na atividade industrial do complexo minero-siderúrgico, tendo nessa indústria-chave seu principal motor. O agronegócio dessa região, que é bastante competitivo, também se destaca no cenário, sendo baseados na especialização produtiva centrada na criação de gado de corte, exploração de madeira e o cultivo de frutas tropicais. O fato de dispor de um eixo multimodal que integra rodovia, ferrovia e hidrovias, vem contribuir para aumentar seu potencial competitivo. O impulso econômico dessa Região, através do complexo minero-siderúrgico, é um forte indicativo de crescimento de demanda de energia elétrica acentuado, se estruturando principalmente no setor industrial, diferentemente das demais regiões do Estado do Pará [IBGE, 2010].

Portanto, sendo de localização rígida e eminentemente germinadora, a atividade mineral desponta como opção para promover a interiorização e a formação de novos núcleos de desenvolvimento, retendo e absorvendo a mão-de-obra que, de outro modo, se destinaria aos grandes centros urbanos. A "indústria-chave" extrativa mineral deverá atrair outras tantas indústrias satélites da cadeia minero-metalúrgica, consolidando o binômio mineração-siderurgia no eixo de produção dos municípios de Marabá, Parauapebas, Curionópolis, São Félix do Xingu, Ourilândia do Norte, Breu Branco, Canaã dos Carajás, Tucumã e Tucuruí [IBGE, 2010].

O Setor Industrial apresentou como principais atividades a extração mineral com 80% e a indústria de transformação com participação de 14% no valor adicionado da região. Na Região, situam-se grandes empreendimentos na área de mineração (CVRD e Buritirama) ligados a extração dos minérios de ferro e de manganês. Na indústria de transformação as principais atividades são a produção de ferro-gusa, indústria madeireira e a fabricação de telhas e tijolos localizada no distrito industrial de Marabá. As indústrias de processamento de polpas, farinha de mandioca, beneficiamento de arroz e leite estão instaladas na Região. Os municípios que mais contribuíram na formação do valor adicionado foram Parauapebas, Canaã dos Carajás e Marabá, que juntos representam mais de 90% [IBGE, 2011].

Na hidroeletricidade, a economia da região se alicerça na sua comprovada capacidade de produção de energia hídrica, através da hidrelétrica de Tucuruí e futura implantação da UHE Marabá, com capacidade de geração de 2,1 mil MW, prevista para entrar em operação em 2018 [Costa, 2011; IBGE, 2011].

Os dados sucintos da região são conforme a seguir, mostrados na Tabela 1.1 [IBGE 2010].

Tabela 1.1

PRINCIPAIS DADOS DA REGIÃO				
Área	População (2009)	Densidade Demográfica (hab/km ²)	PIB (R\$) 2007	PIB per-capta (R\$) 2007
296.600	1.372.500	4,6	14,4 bi	10.500

Na Figura 1.1 a seguir, é mostrado o mapa geográfico da região sudeste do Pará, com todos os seus municípios [Costa, 2010].



Figura 1.1 – Mapa geográfico da região sudeste do Pará

Os Municípios que compõe a região sudeste do Estado do Pará são os seguintes: Abel Figueiredo, Água Azul do Norte, Anapú, Bannach, Bom Jesus do Tocantins, Brejo Grande do Araguaia, Breu Branco, Canaã dos Carajás, Conceição do Araguaia, Camarú do Norte, Curionópolis, Dom Eliseu, Eldorado dos Carajás, Floresta do Araguaia, Goianésia do Pará, Itupiranga, Jacundá, Marabá, Nova Ipixuna, Novo Repartimento, Ourilândia do Norte, Pacajás, Palestina do Pará, Parauapebas, Pau D'Arco, Piçarra, Redenção, Rio Maria, Rondon do Pará, Santa Maria das Barreiras, Santana do Araguaia, São Domingos do Araguaia, São Félix do Xingu, São Geraldo do Araguaia, São João do Araguaia, Sapucaia, Tucumã, Tucuruí e Xinguara. Na importância dos municípios da região, para o contexto do Estado do Pará, tem a cidade de Marabá (234.000 habitantes), despontando como a principal e

com maior número de habitantes. Em ordem, por número de habitantes, as principais cidades da região depois de Marabá, são: Parauapebas (154.000 habitantes), Redenção (76.000 habitantes), Conceição do Araguaia (46.000 habitantes), Xinguara (40.000 habitantes) e Tucumã (34.000 habitantes) [IBGE, 2010].

Os municípios mais populosos na Região, Marabá (41,04%) e Parauapebas (27,06%), juntos representam 68,11% da população residente na Região de Integração de Carajás. O maior incremento médio anual entre os municípios da Região foi registrado em Canaã dos Carajás, com 9,36% ao ano, apesar do município participar com 4,7% no total da população. O incremento populacional de Canaã dos Carajás foi motivado pela exploração mineral, principalmente com a intensificação da exploração do cobre em 2002 na Serra do Sossego, que mobilizou o deslocamento de pessoas de várias partes do território paraense e de outros estados na busca por oportunidades de emprego e renda. Com efeito, o município registrou um boom demográfico, em que sua população de 10.920 habitantes, em 2000 passou para 26.727 habitantes, em 2010 [IBEG, 2011].

1.2.2 Aspectos Eletroenergéticos

No desenvolvimento dessa dissertação, são levados em consideração os atuais aspectos eletroenergéticos da região, sendo importante descrever sucintamente o atendimento eletroenergético ao Estado do Pará e daí, o atendimento específico à CELPA, na Regional Marabá.

1.2.2.1 Atendimento ao Estado do Pará

Até a entrada em operação da SE Itacaiúnas 500/230 kV e sistema associado, prevista para 2012, o atendimento ao estado do Pará é feito por instalações da Rede Básica nas tensões de 500 kV e 230 kV, sendo os principais pontos de suprimento a SE Vila do Conde 500 kV e a SE Marabá 500 kV, atendidas por linhas de transmissão provenientes da UHE Tucuruí. Na Figura 1.2, é mostrado o mapa eletrogeográfico do atendimento ao Estado do Pará a partir da UHE Tucuruí [ELN, 2010]. A Figura 1.3 detalha de maneira simplificada este atendimento [MME, 2008].



Figura 1.2 – Mapa eletrogeográfico do atendimento energético ao Estado do Pará

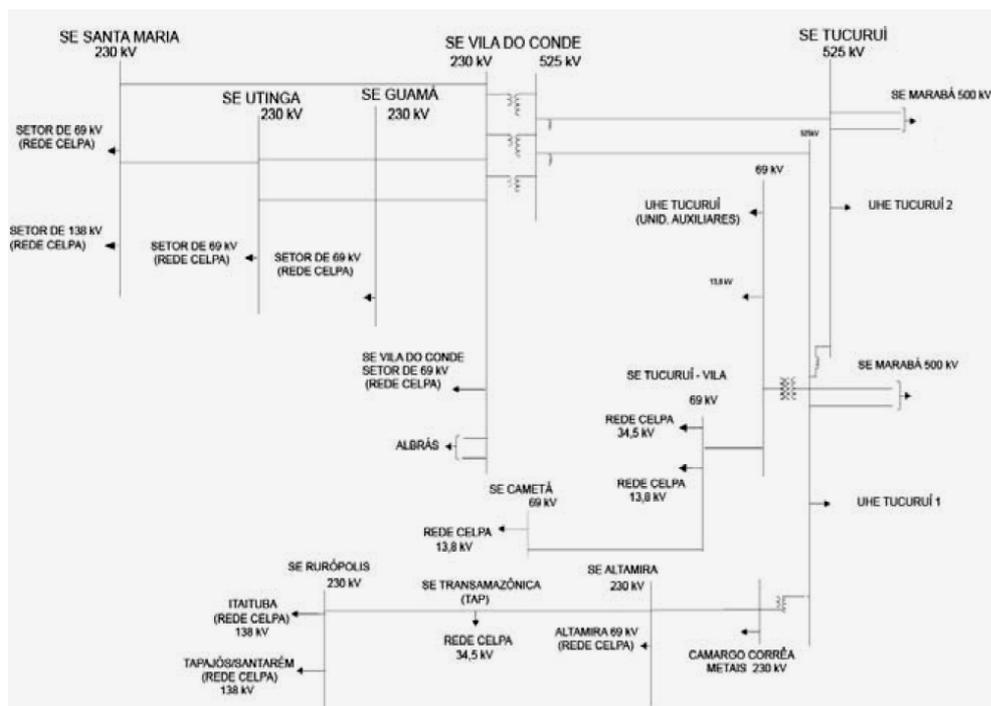


Figura 1.3 – Diagrama simplificado do atendimento energético ao Estado do Pará

A evolução do mercado para o estado do Pará, prevista para o ciclo de 2008/2017 e apresentada na Figura 1.4, representa 55% do mercado de energia elétrica da região Norte durante todo o período, sem considerar a incorporação do mercado referente à Manaus e Amapá.

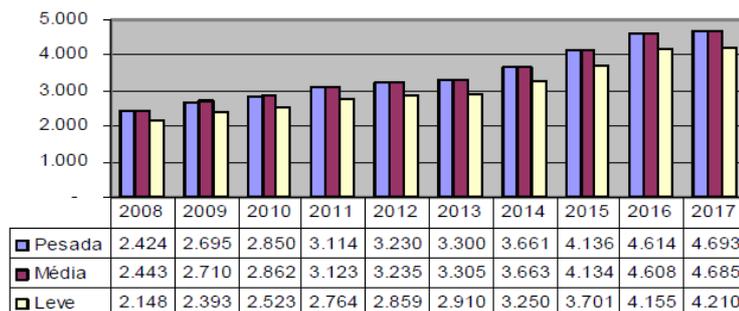


Figura 1.4 – Evolução da carga do Estado do Pará [Fonte: MME]

O crescimento médio da carga da região Norte no decênio é da ordem de 113,5%, considerando a interligação dos estados do Amazonas e Amapá ao SIN [MME, 2010].

Essa evolução do mercado no Estado do Pará, propiciou ampliação dos sistemas de geração e transmissão, já considerando a integração com a UHE Belo Monte, conforme mostrado na Figura 1.5, que também reforçará o sistema da rede básica, interligando Belo Monte sistema elétrico brasileiro, através da SE Colina, aos eixos Norte-Sudeste/Centro-Oeste [ANEEL, 2010].

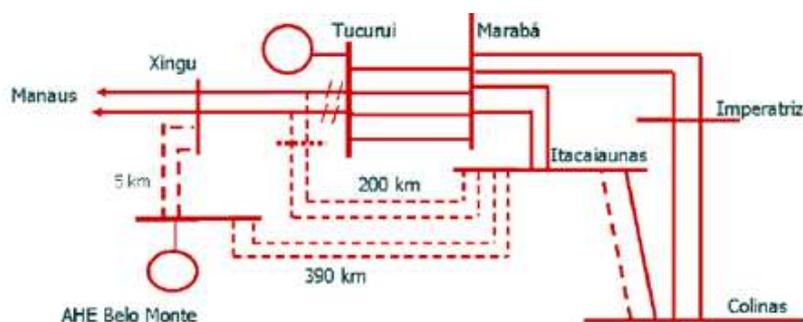


Figura 1.5 – Conexão referencial de Belo Monte [Fonte: MME]

Os três circuitos em 230 kV entre Itacaiúnas – Carajás e a LT 500 kV Marabá – Itacaiúnas, fazem parte da solução para o atendimento ao crescimento do consumo previsto para a região sudeste do Pará, suprida a partir da SE Marabá. A LT Marabá – Itacaiúnas 500 kV também faz parte da expansão da interligação Norte – Sudeste/Centro-Oeste junto com a LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas.

Relativamente a Geração, o total de empreendimentos atualmente em operação no estado do Pará é mostrado na Figura 1.6. A evolução da potência instalada no estado para o ciclo de planejamento até 2017 mostra um crescimento de cerca de 89%, já se considerando à entrada em operação das UHE's de Belo Monte e Marabá [MME, 2010].

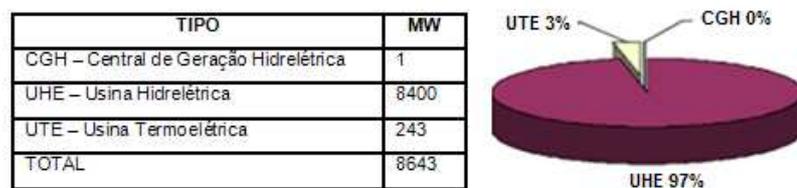


Figura 1.6 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Pará [Fonte: MME]

1.2.2.2 Atendimento à CELPA na Regional Marabá

Especificamente em relação à região sudeste do Estado do Pará, o atendimento é feito por instalações da Rede Básica nas tensões de 500 kV e 230 kV, através da “CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL” - ELETRONORTE (ELN), sendo o principal ponto de suprimento a SE Marabá 500 kV (ELN), atendida por linhas de transmissão provenientes da UHE Tucuruí (ELN). Do setor de 230 kV da SE Marabá 500/230 kV (ELN) saem linhas para a subestação da distribuidora local CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S/A (CELPA) e para o atendimento ao consumidor industrial COMPANHIA VALE DO RIO DOCE (CVRD) MINA e MINERAÇÃO SOSSEGO, na região de Carajás, além de outros rebaixamentos de 230 kV para 69 kV, onde a energia é entregue à sub transmissão da CELPA. Assim sendo, o sistema elétrico da CELPA para a região sudeste do Pará é suprido por seis fronteiras, sendo quatro pela ELETRONORTE e duas pela CVRD.

Pelo atendimento através da rede básica, a CELPA é suprida pela ELN, na tensão de 230 kV, em duas fronteiras. A primeira fronteira se localiza na cidade de Marabá, cujo atendimento supre a SE Marabá e daí, outras subestações da CELPA, depois do rebaixamento da tensão. A segunda fronteira, também em 230 kV, se localiza na cidade de Parauapebas, cujo atendimento supre a SE Carajás e desta, saem linhas para atenderem outras subestações da CELPA. Além dessas duas fronteiras de 230 kV, existem mais duas fronteiras de suprimento à CELPA, também com a ELN, porém com tensão de 69 kV. Nesse nível de tensão, são atendidas as SE's Jacundá e Rondon do Pará e desta, a SE Dom Eliseu. A quinta fronteira, é com a CVRD, através da SE Onça Puma que eleva a tensão de 34,5 kV proveniente da CVRD, sendo atendidas em 138 kV as SE's da CELPA, Tucumã e São Félix do Xingu. De maneira semelhante à quinta fronteira, a sexta fronteira se encontra em fase de construção, com previsão de entrada em operação ainda em 2011. Trata-se da SE Sossego, pertencente a mineração CVRD. Da SE Sossego, uma parte pertencerá a CELPA, onde a tensão será elevada de 34,5 kV para 138 kV para

interligar com a SE Xinguara. Assim, o circuito de 138 kV proveniente de Marabá e que alimenta a SE Xinguara, irá operar aberto. Além dessas seis fronteiras, existem ainda mais duas com a supridora ELN, na UHE Tucuruí, as quais atendem as SE's Novo Repartimento, Breu Branco e Goianésia. Essas SE's apesar de pertencerem a Regional Marabá, não estão enquadradas no contexto da Região Sudeste, objeto desta dissertação. A Figura 1.7 a seguir, mostra essas fronteiras de atendimento.

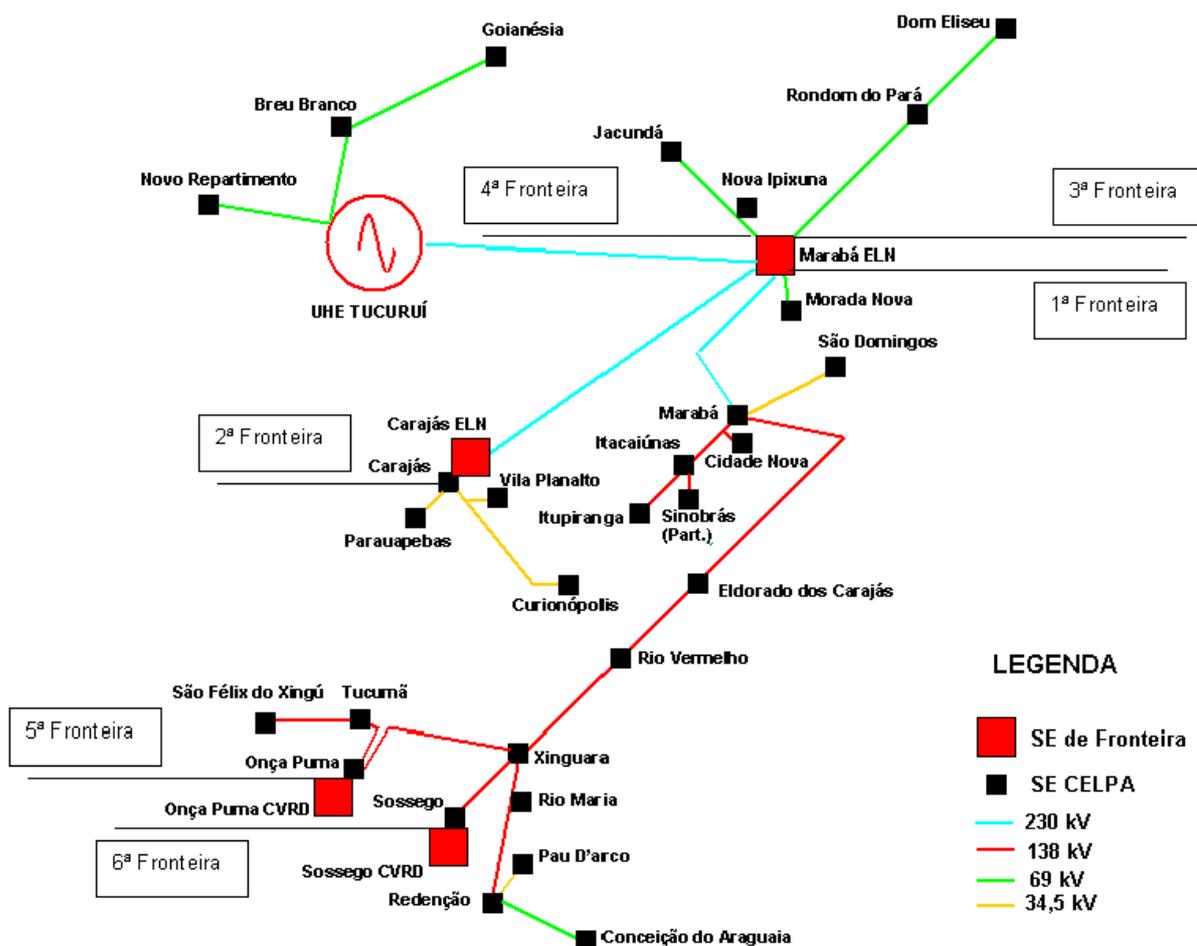


Figura 1.7 – Noção do atendimento ao sistema da Regional Marabá

A previsão de crescimento de cargas para todo o sistema interligado da CELPA, para o período de 2008-2017, conforme publicado pelo MME pode ser observado na Figura 1.8, onde em média, verifica-se um crescimento da ordem de 5,0% ao ano, ao longo de todo o período.

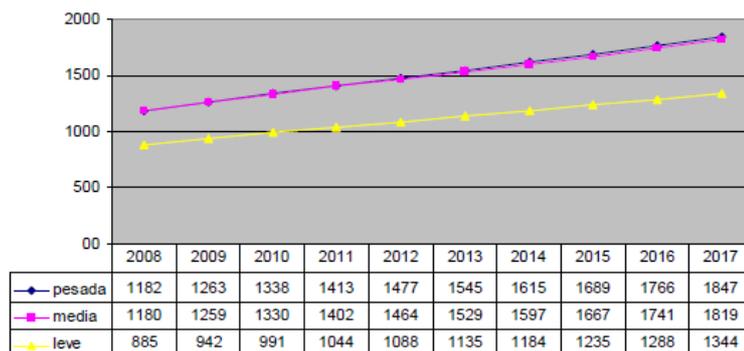


Figura 1.8 – Evolução da carga da CELPA no período 2008 - 2017 [Fonte: MME]

Desse crescimento, estima-se que mais de 10 % ao ano, são provenientes da Região Sudeste do Pará, dado o seu acelerado ritmo de crescimento.

Atualmente, o consumo de energia elétrica residencial na Região Sudeste do Pará representa 12,0% do total de energia consumida no Estado. Do total de energia consumida pelo setor comercial no estado do Pará 35% é consumido na Região. O consumo do setor industrial, em 2010, representou 9,0% do total de energia consumida pelo Estado [IBGE, 2011]. Para acompanhar o crescente aumento da procura da energia elétrica, encontra-se em desenvolvimento estudos específicos para o atendimento à essa região, incluindo a análise de expansão para o sistema tronco da região sudeste do Pará, face à previsão de esgotamento do eixo de 138 kV desde Marabá até Xinguara, da CELPA, que começou a partir do ano de 2007. Estes estudos contemplam, ainda, a integração ao Sistema Interligado Nacional dos sistemas térmicos isolados do sudeste do Pará e nordeste do Mato Grosso, com a interligação dos sistemas CELPA e CEMAT entre Santana do Araguaia e Vila Rica e o possível reforço a este sistema, via Rede Básica, através de Lajeado 230 kV.

De acordo com dados da CELPA, a demanda por energia elétrica na região sudeste, especialmente em Marabá, acompanha o ritmo de crescimento. Entre 2008 e 2009, houve um incremento de 9% no mercado de energia de Marabá, mesmo com a crise financeira mundial. Entre os anos de 2009 e 2010, o aumento foi maior ainda, chegando a 9,4%. Para atender esse crescimento, o plano de investimentos no sistema elétrico do Estado do Pará inclui a construção de mais seis subestações nas regiões sul e sudeste. Dado o contínuo e acentuado crescimento de consumo de energia elétrica na região, conforme já comentado, estão sendo tomadas medidas técnicas de reforço ao sistema elétrico, tanto pelo lado da rede básica quanto pelo lado da concessionária, para um horizonte de dez anos [MME, 2010].

Dentre essas medidas, destacam-se as providências que estão sendo tomadas para o reforço energético da região:

- O reforço energético da geração no aproveitamento do potencial hidroelétrico da região, onde se destaca a hidrelétrica de Marabá, a qual se encontra desenhada como outras 15 da bacia do Araguaia Tocantins desde a década de 80. Com um custo estimado de U\$2 bilhões de dólares, com um prazo de construção médio de oito anos, a hidrelétrica deverá, caso construída, ser uma das maiores do país, com capacidade de produção de 2.160 megawatts. A expectativa, é que essa hidrelétrica saia do “papel”, para dividir com Tucuruí o suprimento da região.
- Construção de mais uma linha de transmissão de 230 kV através do PAC (Programa de Aceleração do Crescimento), que vai transmitir energia elétrica em 230 kV desde Canaã dos Carajás até Xinguara, num total de cem quilômetros de extensão e vai custar ao Governo Federal à importância de sessenta milhões de reais. O início da obra deu-se em maio/2011, com previsão de término da construção em dezembro/2012. Quando estiver concluída, a nova rede de transmissão de energia vai beneficiar quinze municípios da Região Sul do Pará.
- As obras em subestações e linhas de sub transmissão realizadas pela CELPA a partir do segundo semestre de 2011, conforme tabela 1.2 para linhas e tabela 1.3 para subestações [CELPA, 2011].

Tabela 1.2 – Linhas novas a serem construídas

OBRA - LD	DESCRIÇÃO	DATA PREVISTA
LD Carajás - Parauapebas	138 kV – 15 km – 336,4 MCM	Ago/12
LD Carajás – Vila São João	34,5 – 80 km – 4/0 AWG	Out/12
LD Rio Maria – Floresta do Araguaia	34,5 – 70 km – 4/0 AWG	Out/12
LD Xamboiá – São Geraldo	34,5 – 27 km – 4/0 AWG	Out/12
LD São Domingos - Palestina	34,5 – 53 km – 4/0 AWG	Out/12

Tabela 1.3 – Subestações novas a serem construídas ou ampliadas

OBRA - SE	DESCRIÇÃO	DATA PREVISTA
Eldorado dos Carajás	03 EL 34,5 kV – 01 EL 13,8 kV	Jul/12
Planalto	01 EL 34,5 kV – 01 EL 13,8 kV	Jul/12
Itacaiúnas	01 EL 13,8 kV	Jul/12
Itupiranga	01 EL 13,8 kV	Jul/12
Conceição do Araguaia	02 EL 13,8 kV	Jul/12
Redenção	02 EL 34,5 kV – 02 EL 13,8 kV	Jul/12
Rio Maria	01 EL 34,5 kV	Jul/12
Rio Vermelho	02 EL 34,5 kV	Jul/12
Nova Ipixuna	02 EL 34,5 kV	Jul/12
Morada Nova	01 EL 13,8 kV	Jul/12
São Félix do Xingu	01 EL 34,5 kV	Jul/12
Tucumã	01 EL 34,5 kV – 01 EL 13,8 kV	Jul/12
Xinguara	01 EL 13,8 kV	Jul/12
Jacundá	01 EL 13,8 kV	Jul/12
Novo Repartimento	03 EL 34,5 kV	Jul/12
Carajás 138 kV (nova)	01 EL 138 kV + 01 CT 138 kV + 01 TR 138/34,5 kV-30 MVA + 01 CT 34,5 kV – 08 EL 34,5 kV	Ago/12
Parauapebas	Substituição 03 xTR 34,5/13,8 kV-12,5 MVA por 02xTR 138/13,8-30 MVA + 02 CT 13,8 kV + 03 EL 13,8 kV + 01 EL 138 kV	Ago/12
Água Azul do Norte (nova)	01 EL 138 kV + 01 CT 138 kV + TR 138/34,5 kV-20 MVA + 02 EL 34,5 kV	Ago/12
Palestina (nova)	01 CT 138 kV + TR 34,5/13,8 kV-6,3 MVA	Out/12
Vila São João (nova)	03 EL 34,5 kV + 04 Reg. De Tensão 34,5 kV	Out/12
Floresta do Araguaia	03 EL 34,5 kV + 04 Reg. De Tensão 34,5 kV	Out/12
São Geraldo do Araguaia (nova)	04 EL 34,5 kV + 04 Reg. De Tensão 34,5 kV	Out/12
São Domingos	02 EL 34,5 kV	Out/12

- Três circuitos em 230 kV entre Itacaiúnas e Carajás, e a LT 500 kV Marabá-Itacaiúnas, que farão parte da solução para o atendimento ao crescimento do consumo previsto para a região sudeste do Pará, suprida a partir da SE Marabá (ELN). A LT Marabá-Itacaiúnas 500 kV também faz parte da expansão da interligação Norte–Sudeste/Centro-Oeste junto com a LT 500 kV Itacaiúnas–Colinas. A previsão para entrada em operação desse reforço está prevista para 2015.

1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Para a região sudeste do Estado do Pará, referenciam-se trabalhos baseados em informações do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), que retratam a realidade socioeconômica dessa região, no que tange aos diversos fatores que estão contribuindo de maneira expressiva, para o crescimento da demanda de energia elétrica dessa região. Para a QEE referenciam-se trabalhos que relatam experiências já vivenciadas entre consumidores industriais e concessionárias de distribuição de energia elétrica, envolvendo estudo de casos diretamente relacionados com o tema da QEE. São focados assuntos de monitoramento da QEE, medições realizadas em “campanhas de medição”, análises harmônicas, variações de tensão e demais fenômenos da QEE, além de simulações computacionais.

Célio Costa (2011) apresenta um trabalho analítico sobre os aspectos históricos, sociais, econômicos e financeiros, referentes à região sudeste do Estado do Pará, onde justifica os potenciais existentes e a importância dessa região no contexto do estado. Nesse trabalho é percebido que essa região é uma das que mais cresce no Brasil, em decorrência da exploração mineral e do assentamento de indústrias, principalmente mineradoras, e alta explosão demográfica, com o que impactará diretamente no aumento da demanda do consumo de energia elétrica.

Luiz Willcox e Ricardo Dutt-Ross (2003), analisaram algumas experiências relevantes em monitoração e análise de qualidade de energia elétrica no que diz respeito aos harmônicos. A partir da monitoração e análise de quatro casos práticos, incluindo siderurgia e indústria de alumínio, foram apresentados alguns resultados que contribuem para o entendimento de importantes questões envolvendo harmônicos nos sistemas elétricos. A partir da discussão dos fenômenos de sobrecarga do neutro, comparação de resultados medidos por dois instrumentos que empregam diferentes metodologias de cálculo, aumento do consumo de energia devido a harmônicos e identificação do sistema poluidor, todos ilustrados por resultados práticos, foi possível identificar linhas de ação e procedimentos referentes a harmônicos na rede elétrica para a mitigação dos problemas encontrados.

S.M.Deckmann e J. A. Pomilio (2010) exemplificam a importância da QEE através de uma história bastante interessante, envolvendo consumidor e concessionária. “Uma concessionária foi interpelada por uma indústria siderúrgica com a reclamação de que suas novas e modernas máquinas de laminação não estavam funcionando adequadamente, ocorrendo muitas falhas do sistema de controle do processo de laminação. O fabricante das máquinas foi chamado e diagnosticou que se tratava de um problema com a baixa qualidade da tensão de alimentação, cuja forma de onda interferia na operação dos sistemas digitais de controle. Foram feitas medições no local pela concessionária e se constatou que de fato os níveis de harmônicas e de *flicker* estavam acima dos limites permitidos. A diretoria da indústria solicitou que a concessionária tomasse providências urgentes para sanar o problema observado na tensão de alimentação. Evidenciou-se, então, que os problemas com os laminadores eram causados pelo forno a arco instalado na própria indústria e que, portanto, era a mesma quem causava as perturbações da tensão de alimentação em toda a região circunvizinha”.

Alexandre Naves e Flávio Garcia (2005) relatam casos reais sobre os efeitos da aplicação de bancos de capacitores em indústrias eletrointensivas sobre a rede elétrica de alta tensão. É dado ênfase ao aumento significativo da utilização de capacitores em instalações elétricas de plantas eletrointensivas nos últimos anos. Devido a exigências da legislação e da operação dos sistemas elétricos, a quantidade de KVAR instalado tem sido cada vez maior, estabelecendo-se ressonâncias e seus efeitos sobre os capacitores, transformadores e, causando efeitos nos sistemas de transmissão (concessionária de energia) que alimentam tais plantas siderúrgicas. Casos reais de aplicação são apresentados, validando os conceitos da QEE.

Carlos Tavares, Rodrigo Peniche e outros autores (2005), desenvolveram a partir de simulações, uma estratégia para modelagem de fornos a arco para estudos de desequilíbrio e flutuações de tensão. É apresentada uma metodologia analítica e respectiva implementação computacional no domínio do tempo para representar o comportamento dinâmico da operação de fornos a arco trifásicos, no que tange a aleatoriedade dos consumos de potência ativa e reativa. Fundamentado em um banco de dados extraído de medições de campo e objetivando ilustrar a aplicabilidade do modelo, são realizados estudos computacionais de desempenho e análise crítica dos impactos causados pela operação do equipamento focado em um sistema típico de empresa distribuidora, compreendendo análises de desequilíbrios e flutuações de tensão. A partir dos resultados obtidos, estabeleceram termos comparativos em relação aos indicadores recomendados para os fenômenos citados, destacando a potencialidade da modelagem para fins preditivos dos impactos causados pela utilização industrial de fornos a arco.

Allan Manito, Maria Tostes e outros autores (2009) apresentaram trabalho que diz respeito à análise da qualidade da tensão no ponto de conexão de uma fábrica de alumínio com o Sistema Interligado Nacional. São apresentados os principais resultados obtidos durante uma campanha de medição realizada nas subestações da Eletronorte em Vila do Conde e da Albrás, ambas situadas no município de Barcarena, no estado do Pará. O principal objetivo deste trabalho, consta em apresentar o impacto da carga de duas grandes indústrias de alumínio no Sistema Interligado Nacional através dos índices de desempenho de qualidade de energia em situação normal de operação e em situações específicas que ocorreram durante manobras na operação do sistema de uma das empresas.

Luiz Felber, H. Arango, B. Donatto e M. Gouveia (2010) apresentaram trabalho onde se comparam as diversas metodologias de controle automático de tensão (CAT) em subestações de distribuição de energia elétrica, usadas pela CEMIG e por outras concessionárias de distribuição de energia elétrica, através do estudo do comportamento da tensão em regime permanente e das metodologias de regulação de tensão usadas. Esse trabalho foi baseado em um estudo de caso real, onde foram implementadas três técnicas de regulação de tensão em uma subestação de distribuição de energia elétrica (LDC, tensão constante e reta de carga) e foram feitas medições em vários pontos de uma linha de distribuição pertencente a essa subestação. Foi feito um estudo comparativo entre as metodologias utilizadas, levando-se em consideração as normas vigentes atuais (Módulo 8 – PRODIST), sendo avaliadas as vantagens e desvantagens de cada metodologia utilizada.

Marcos Galhardo e João Pinho (2009) ressaltaram a importância da análise da interação harmônica existente entre a tensão de suprimento no ponto de acoplamento e a corrente injetada por cargas não lineares de um sistema elétrico. Exemplificaram por meio de medições e simulações, como as mesmas são influenciadas mutuamente, dependendo da forma de onda da tensão da fonte e/ou da impedância série do sistema. Apresentaram ainda alguns possíveis efeitos quando cargas não-lineares são colocadas em paralelo, como o da atenuação do conteúdo harmônico da corrente e o da diversidade do ângulo de fase, podendo este último ser utilizado como uma possível forma de atenuar componentes harmônicas em um sistema. Apesar de se ter vários casos para analisar, devido à presença de harmônicos no sistema, como o deslocamento de fase das correntes refletidas no lado primário do transformador e do desbalanceamento do sistema, destacaram a combinação da corrente resultante das cargas monofásicas com a corrente de entrada da carga trifásica, composição típica de atendimento a um sistema monofásico.

André Grandi e Maria Siqueira (2009) propuseram um modelo de relatório de qualidade da energia elétrica atendendo os Procedimentos de Distribuição – PRODIST, onde são contemplados os parâmetros de tensão previstos no PRODIST, embasado em um estudo de caso da Bandeirante Energia realizado em uma siderúrgica de 13,8 kV, onde foram realizadas análises por fenômenos provenientes

da carga industrial aferida, com o objetivo de subsidiar contratos de demanda com cláusulas específicas de qualidade.

Thiago Soares, Eduardo Esteves e outros autores (2011), apresentaram artigo sobre análise da qualidade de energia elétrica (QEE) realizada no sistema elétrico de alta tensão da Subestação Itaituba, do sistema da CELPA, localizada no Estado do Pará. A análise foi realizada utilizando analisadores digitais da QEE, os quais registraram valores de tensão, corrente, potência, fator de potência, distorção harmônica total e individual, em vários pontos do sistema elétrico em estudo, a partir de medições expeditas e ao longo de uma semana. Com base na análise foram identificados problemas que afetam a qualidade da energia, tais como: variações de tensão de curta-duração (VTCD's) e níveis elevados de distorção harmônica de corrente e de tensão.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Além do capítulo 1, a dissertação está organizada em mais cinco capítulos, conforme a seguir:

No Capítulo 2 são abordados os fenômenos da QEE, justificando-se como necessários para o entendimento dos próximos capítulos dessa dissertação, levando em conta, tanto os aspectos relacionados com a concessionária de energia elétrica e com os seus consumidores finais, quanto no âmbito dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. O objetivo deste capítulo diz respeito à descrição dos conceitos fundamentais de qualidade da energia elétrica no SEP, os quais se fazem necessário para dar o devido entendimento do título da dissertação, principalmente aqueles relacionados às variações de tensão e aos harmônicos, fenômenos que impõe a maior parte dos prejuízos associados à QEE.

No Capítulo 3 são apresentadas as estruturas básicas e as classificações por níveis de tensão dos sistemas de geração, transmissão, subtransmissão e distribuição, praticadas no Brasil. É feita uma análise crítica sobre o sistema existente na região, assim como o desempenho da Regional Marabá sob os aspectos de demanda, energia interrompida e desempenho das subestações que compõe esse sistema. A partir dessa análise crítica, são citadas as providências que estão sendo

tomadas para garantir-se o crescimento da demanda de energia elétrica para a região com qualidade de atendimento, de forma a minimizar-se possíveis impactos em função desse crescimento de carga.

No Capítulo 4 são apresentados os resultados da campanha de medição realizada no período de 28/08/2011 a 09/09/2011, nas SE's Itacaiúnas e Itupiranga, assim como as técnicas utilizadas no monitoramento e a análise dos resultados, cujo objetivo é de obter-se parâmetros reais de medição para efeitos da validação das simulações, em forma de comparação. De posse dessa avaliação será possível apresentar-se e analisar-se um estudo de caso de qualidade de energia elétrica, envolvendo as SE's Itacaiúnas e Itupiranga.

No Capítulo 5 são apresentados os resultados da simulação computacional desenvolvidos para a rede elétrica em estudo, a partir dos programas de simulação ANAREDE, ANAFAS e ATP, de forma a obter-se a validação desses resultados, baseado em comparação com os resultados práticos da campanha de medição, possibilitando realizar-se as análises das situações encontradas (normais, críticas ou anômalas), e de posse desses resultados, emitir recomendações para a mitigação de problemas de Qualidade de Energia Elétrica nas SE's Itacaiúnas e Itupiranga.

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

CAPÍTULO 2

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA (QEE)

2.1. INTRODUÇÃO

Uma definição abrangente define QEE como sendo uma medida de como a energia elétrica pode ser utilizada pelos consumidores [ONS, 2000]. Essa medida inclui características de *continuidade* de suprimento e de *conformidade* com certos parâmetros considerados desejáveis para a operação segura, tanto do sistema supridor como das cargas elétricas.

O tema “qualidade da energia” (“power quality”) vem sendo discutido desde o final da década de 80. Abrange uma série de fenômenos que podem vir a ocorrer sobre os sistemas elétricos de baixa, média ou alta tensão, caracterizando a tensão e a corrente em um dado instante e em uma dada localização no sistema de energia.

O interesse sobre esse tema começou a crescer após a propagação de cargas não lineares e cargas sensíveis aos distúrbios ocorridos no Sistema Elétrico de Potência (SEP) [Dugan et al., 2004]. Disto surgiu a necessidade de tratar-se a “qualidade da energia” com sua devida importância. Assim, estudo correlato a este tema começou a se expandir, pois, os distúrbios provenientes de uma má qualidade da energia elétrica poderiam prejudicar o funcionamento destes equipamentos e, por fim, paralisar linhas de produção e outros serviços empresariais, afetando a economia dos mais diversos setores de atividades.

2.1.1 Evolução das Cargas Elétricas

Até final da década de 70, podiam-se generalizar três tipos de consumidores de energia elétrica: o consumidor residencial, o de comércio e/ou serviços e o consumidor industrial. O consumidor residencial, por exemplo, possuía uma carga plenamente resistiva, salvo raras exceções. Atualmente, tornou-se comum à existência de cargas eletrônicas, que está cada dia mais presente lado-a-lado com as cargas elétricas, tomando-se como exemplo, no âmbito residencial, as lâmpadas fluorescentes econômicas, em substituição às lâmpadas incandescentes tradicionais. As cargas elétricas comandadas eletronicamente possuem uma característica intrínseca que é a não-linearidade das mesmas, ou seja, não requerem a corrente elétrica constantemente, mas solicitam apenas picos de energia em determinados momentos. Dependendo da topologia do equipamento eletrônico

empregado, a corrente de entrada é disparada em determinado período ou ângulo da oscilação senoidal. Com isto, as cargas eletrônicas acabam por distorcer a forma de onda (tensão e corrente) que lhe é entregue e como consequência gerando uma "poluição" na rede de energia elétrica. Esta poluição é traduzida por diversos tipos de problemas ou distúrbios, os quais são devidamente esclarecidos no decorrer deste capítulo.

2.1.2 A importância da QEE na Transmissão e na Distribuição

Uma das maiores importâncias da QEE na transmissão e na distribuição, diz respeito à sua monitoração para poder permitir a manutenção dos índices de qualidade dentro dos patamares estipulados pelos órgãos reguladores.

A QEE passou a ser vista com maior interesse após a privatização da maioria das concessionárias de energia elétrica. Com a criação do conceito de consumidor livre, houve a estimulação de inovações tecnológicas com vista à redução de custo de energia e racionalização de seu uso, com grande destaque para a QEE. Muitas empresas desejam acompanhar as curvas de tensão, de transientes e de correntes harmônicas no ponto de entrega de suas concessionárias. No ambiente de livre mercado, cresceu muito em importância a qualidade da energia entregue, assim como o seu acompanhamento. Isso propiciou a ANEEL medir o desempenho das concessionárias quanto à continuidade do serviço prestado de energia elétrica com base em indicadores específicos, denominados de DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). A partir do ano 2000, a ANEEL implantou mais três indicadores para aferir a qualidade prestada ao consumidor, denominados de DIC (Duração de Interrupção por Unidade Consumidora), FIC (Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora) e DMIC (Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora). Portanto, considerando-se que a rede e os equipamentos elétricos estão sempre sujeitos a falhas ou perturbações, deteriorando de alguma maneira as condições que seriam desejáveis para a operação, é possível estabelecer índices de avaliação, em função dos distúrbios que são impostos ao sistema. Para isso, pode-se incluir a verificação das normas estabelecidas para qualificar e quantificar a deterioração imposta por um distúrbio, dentro das seguintes considerações [ANEEL, 2008]:

- a) a *continuidade do fornecimento*, quantificada através da duração e da freqüência das interrupções (índices DEC e FEC) de fornecimento de energia;
- b) o *nível de tensão adequado*, obtido através do controle dos limites mínimos e máximos de tensão dos consumidores, bem como de índice que avalie a freqüência de violação dos mesmos limites para os consumidores conectados;
- c) a *distorção da forma de onda* através da avaliação da presença de freqüências harmônicas e de inter-harmônicas;
- d) a *regulação da tensão* em torno dos valores nominais, mesmo com cargas variáveis, quantificando a amplitude e freqüência das flutuações de tensão;
- e) a *freqüência nominal* da rede, que atualmente é estabelecida através do balanço de energia entre sistema produtor e consumidor;
- f) o *fator de potência*, cujo valor mínimo atual (0.92) é regulamentado através de legislação específica;
- g) o *desequilíbrio entre fases*, dado como valor percentual dos componentes de seqüência negativa e zero, medidos em relação à seqüência positiva.

2.2 CARACTERIZAÇÕES DE DISTÚRBIOS

Em relação à QEE, os distúrbios típicos de tensão podem ser caracterizados com as respectivas causas, conforme vistos na Figura 2.1 e mostrados nas Tabelas 2.1 e 2.2 a seguir, tomando-se como referência a norma IEEE Standards 1159, 1995. Desses fenômenos, as variações de tensão e os componentes harmônicos são fenômenos conduzidos de baixa freqüência, os transitórios impulsivos são fenômenos irradiados de alta freqüência e os transitórios oscilatórios são fenômenos conduzidos de alta freqüência. Uma grande parte dos problemas da QEE pode ser devidamente coberta pelo estudo destas três categorias abordadas [Dugan et al., 2004].

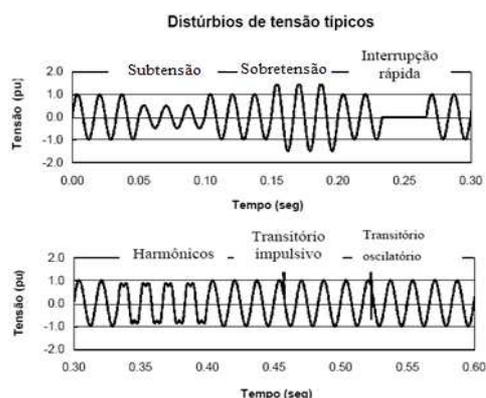


Figura 2.1 – Distúrbios de tensão típicos

Tabela 2.1 – Categorias e características típicas de fenômenos eletromagnéticos de sistemas elétricos, conforme IEEE 1159

Categoria	Conteúdo espectral típico	Duração típica	Magnitude típica da tensão
1- Transitórios			
1.1- Impulsivo			
1.1.1- Nano segundo	Subida 5 ns	< 50 ns	
1.1.2- Micro segundo	Subida 1 µs	50 ns – 1 ms	
1.1.3- Milissegundo	Subida 0,1 ms	> 1 ms	
1.2- Oscilatório			
1.2.1- Baixa frequência	< 5 kHz	0,3 – 50 ms	0 – 4 pu
1.2.2- Média frequência	5 – 500 kHz	20 µs	0 – 8 pu
1.2.3- Alta frequência	0,5 – 5 MHz	5 µs	0 – 4 pu
2- Variações de curta duração			
2.1- Instantâneas			
2.1.1- Subtensão		0,5 – 30 ciclos	0,1 – 0,9 pu
2.1.2- Sobre-tensão		0,5 – 30 ciclos	1,1 – 1,8 pu
2.2- Momentânea			
2.2.1- Interrupção		0,5 ciclo – 3 s	< 0,1 pu
2.2.2- Subtensão		30 ciclos – 3 s	0,1 – 0,9 pu
2.2.3- Sobre-tensão		30 ciclos – 3 s	1,1 – 1,4 pu
2.3- Temporária			
2.3.1- Interrupção		3 s – 1 min	< 0,1 pu
2.3.2- Subtensão		3 s – 1 min	0,1 – 0,9 pu
2.3.3- Sobre-tensão		3 s – 1 min	1,1 – 1,2 pu
3- Variações de longa duração			
3.1- Interrupção sustentada		> 1 min	0,0 pu
3.2- Subtensão		> 1 min	0,8 – 0,9 pu
3.3- Sobre-tensão		> 1 min	1,1 – 1,2 pu
4- Desbalanceamento de Tensão			
5- Distorção na forma de onda			
5.1- Offset CC		Regime	0 – 0,1 %
5.2- Harmônicos	0 – 100 ^o H	Regime	0 – 20%
5.3- Interharmônicos	0 – 6 kHz	Regime	0 – 2%
5.4- Notching		Regime	
5.5- Ruído	Banda-larga	Regime	0 – 1%
6- Flutuações de Tensão			
7- Variações de frequência			
	< 25 Hz	Intermitente	0,1 – 7%
		<10 s	

Tabela 2.2 – Principais causas dos fenômenos eletromagnéticos conforme IEEE1159

Categoria	Principais causas
Transitórios	
Impulsivo	Descarga atmosférica
Oscilatórios	Energização de banco de capacitores
Variações e curta duração	
Afundamentos de tensão	Faltas, chaveamento de cargas pesadas, partida de grandes motores
Elevações de tensão	Faltas, curto-circuito fase-terra provocando elevação de tensão na fase sem falta
Interrupção	Faltas, falha em equipamento, disfunção de controle
Variações de longa duração	
Interrupção sustentada	Falhas de natureza permanente e que necessitam de intervenção manual para sua restauração
Subtensão	Ligação de cargas, desligamento de banco de capacitores
Sobretensões	Desligamento de cargas, ligação de banco de capacitores
Desequilíbrio de tensão	Desbalanceamento de cargas, anomalias em banco de capacitores
Distorções de forma de onda	
Nível CC	Distúrbios geomagnéticos, retificação de meia onda
Harmônicos	Características não lineares de cargas e dispositivos
Interharmônicos	Conversores estáticos de frequência, ciclo conversores, motores de indução e dispositivos a arco
Corte	Operação normal de dispositivos de eletrônica de potência
Ruídos	Dispositivos eletrônicos, circuitos de controle, equipamentos a arco, retificadores de estado sólido, fontes chaveadas, aterramentos inadequados
Flutuações de tensão	
Variações de frequência	
	Saída de grande bloco de cargas ou perda de um grande gerador

2.3 TRANSITÓRIOS

Os transitórios são fenômenos eletromagnéticos oriundos de alterações súbitas nas condições operacionais de um sistema de energia elétrica. Geralmente, a duração de um transitório é muito pequena, mas de grande importância, uma vez que submetem equipamentos a grandes solicitações de tensão e/ou corrente [IEEE – Std 1159, 1995]. Existem dois tipos de transitórios: os impulsivos e os oscilatórios. Os impulsivos são causados por descargas atmosféricas e os oscilatórios são causados por chaveamentos.

Um transitório impulsivo pode ser definido como uma alteração repentina nas condições de regime permanente da tensão, corrente ou ambas, caracterizando-se por apresentar impulsos unidirecionais em polaridade (positivo ou negativo) e com frequência bastante diferente daquela da rede elétrica.

Em sistemas de distribuição o caminho mais provável para as descargas atmosféricas é através de um condutor fase, no primário ou no secundário, causando altas sobretensões no sistema. Uma descarga diretamente na fase pode gerar também subtensões de curta duração ("sag") e interrupções. Altas sobretensões transitórias podem também ser geradas por descargas que fluem ao longo do condutor terra, causando os seguintes problemas [Alves et al., 2001]; elevação do potencial do terra local em relação a outros terras, em vários kV; equipamentos eletrônicos conectados entre duas referências de terra tais como computadores conectados a modems, podem ser danificados quando submetidos a altos níveis de tensão e; indução de altas tensões nos condutores fase, quando as correntes passam pelos cabos a caminho da terra.

Um transitório oscilatório é caracterizado por uma alteração repentina nas condições de regime permanente da tensão e/ou corrente possuindo valores de polaridade positiva e negativa. Estes transitórios normalmente são decorrentes de energização de linhas, corte de corrente indutiva, eliminação de faltas, chaveamento de bancos de capacitores e transformadores, etc. [IEEE – Std 1159, 1995].

Relativamente às cargas lineares no SEP, estas podem impor transitórios significativos, capazes de perturbar a operação normal de outras cargas do sistema, estando relacionadas à partida de motores elétricos, à energização de transformadores, à chaveamento de banco de capacitores, à energização de capacitor "back-to-back" (resultando em correntes transitórias de dezenas de kHz),

chaveamento de disjuntores para eliminação de faltas e também como resposta do sistema a um transitório [Dugan et al., 2004].

2.4 VARIAÇÕES DE TENSÃO

São alterações no valor médio quadrático de uma tensão e classificadas pela sua duração e amplitude, conforme visto na Tabela 2.1. Elas são divididas em variações de curta duração e variações de longa duração.

2.4.1 Variações de tensão de curta duração (VTCD)

São variações que vão de 0,5 ciclo até 1 minuto, subdividindo-se em variações instantâneas, momentâneas e temporárias. Esses distúrbios são de difícil identificação e classificação principalmente os distúrbios oscilatórios, que não podem ser definidos nem como afundamento e nem como elevação de tensão. São, geralmente, causadas por condições de falta no sistema, energização de cargas que requerem grandes correntes de partida, ou por perdas de conexão intermitentes no cabeamento do sistema. Dependendo da localização da falta e das condições do sistema, podem ocorrer interrupções, afundamentos de tensão ou elevações de tensão [Dugan et al., 2004].

2.4.1.1 VTCD com interrupções rápidas

Uma interrupção rápida ocorre quando a tensão eficaz da fonte ou a corrente de carga decresce a menos que 0.1 pu, por um período de tempo entre 0,5 ciclo e 1 minuto. As interrupções rápidas são resultado de faltas no sistema, falhas em equipamentos e mau funcionamento de dispositivos de controle. Quando causadas por faltas no sistema da concessionária, têm seu tempo determinado pelos dispositivos de proteção do sistema elétrico (disjuntores/religadores). Quando causadas por mau funcionamento de equipamentos ou por falhas de conexões, têm um tempo de duração irregular.

2.4.1.2 VTCD com afundamentos de tensão (voltage sag ou voltage dip)

Afundamento de tensão é uma redução do valor eficaz de tensão, numa faixa de 0,1 a 0,9 pu, com duração de 0,5 ciclo a 1 min. Caracteriza-se pela sua amplitude, tempo de duração e frequência de ocorrência. Um afundamento 0,8 pu significa que o valor eficaz da tensão caiu em 20%, resultando em uma tensão de

0,8 pu. A figura 2.2 [IEEE – Std 1159, 1995], mostra um afundamento de 50% durante um intervalo de tempo.

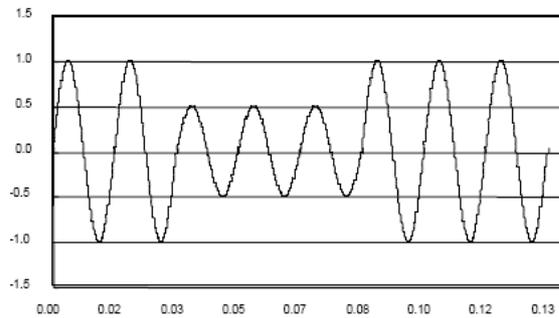


Figura 2.2 – Afundamento de 0,5 pu

As causas típicas para os afundamentos de tensão estão associadas a faltas no sistema em geral, grandes variações de carga e partidas de grandes motores, conforme podem ser verificados nas Figuras 2.3 e 2.4 a seguir [IEEE – Std 1159, 1995].

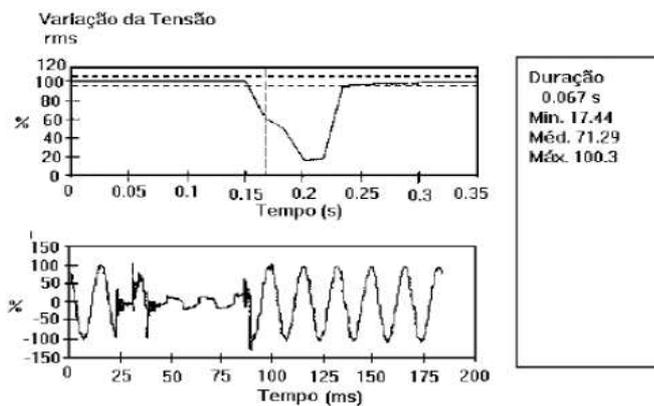


Figura 2.3 – Afundamento de tensão devido a uma falta no sistema

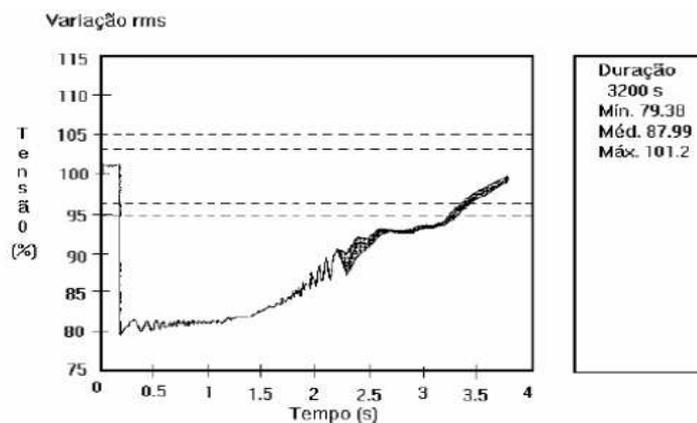


Figura 2.4 – Afundamento de tensão devido à partida de um motor de indução

As faltas no SEP ocorrem principalmente, devido às descargas atmosféricas, defeitos em equipamentos, contato de animais ou árvores e, outras causas naturais. Ocorrendo um curto circuito, o afundamento se inicia e continua presente até que a proteção atue. Em situações particulares, a ligação de máquinas de grande potência também pode dar origem aos afundamentos de tensão, embora de duração muito superior e amplitude reduzida.

As características de um afundamento de tensão dependem do tipo, localização e impedância da falta, conexão dos transformadores, tensões pré-falta e características da proteção do SEP [Dugan et al., 2004].

Um afundamento pode ser equilibrado ou desequilibrado, dependendo do tipo de falta e origem do distúrbio, uma falta trifásica gera um afundamento simétrico, enquanto outros tipos geram afundamentos desequilibrados. A maioria das faltas é fase terra e a maioria dos afundamentos é desequilibrado. Dependendo da localização da falta, conforme exemplificado na Figura 2.5, o afundamento de tensão pode afetar um grande número ou um número restrito de consumidores. Considerando um defeito numa linha MT, o fluxo da corrente de curto-circuito através da impedância da linha, em defeito, dá origem a afundamentos de tensão que se propagam ao respectivo barramento MT da subestação e conseqüentemente, às restantes linhas adjacentes alimentadas a partir desse barramento. Os afundamentos de tensão podem propagar-se também, embora com atenuação, à rede AT que alimenta a subestação, e nesse caso, as cargas situadas mais próximas da fonte de alimentação (geração) são as menos atingidas por esse distúrbio [MQEE/EDP, 2005].

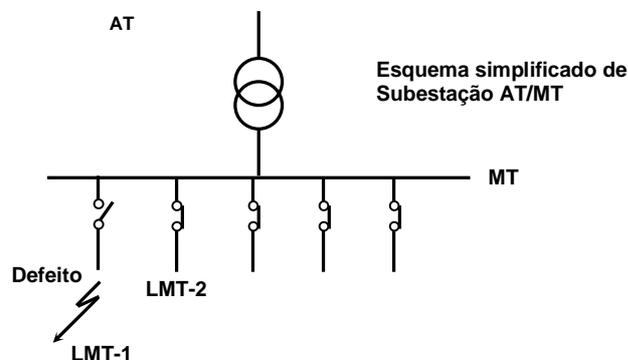


Figura 2.5 – Influência dos Afundamentos de tensão

2.4.1.3 VTCD com sobretensões (voltage swell)

A sobretensão consiste no aumento da tensão eficaz, à frequência industrial, para uma faixa entre 1,1 e 1,8 pu, ocorrendo num intervalo de 0,5 ciclo a 1 min, conforme Tabela 2.1, classificadas como: instantâneas, momentâneas e temporárias.

A terminologia adequada para tratamento das elevações de tensão nos indica que, por exemplo, para uma “elevação de 20%” a tensão resultante é de 1,2 pu. As causas típicas para as elevações de tensão estão associadas à faltas no sistema em geral, saídas de grandes cargas ou energização de bancos de capacitores. Quando da ocorrência de faltas no sistema, às elevações de tensão ocorrem na fase não atingida pela falta. Nestes casos, a severidade da sobretensão durante a condição de falta é determinada pela localização da falta, impedância do sistema e características de aterramento. Próximo à subestação haverá pouco ou nenhuma elevação de tensão pelo fato da usual conexão delta-estrela prover um caminho de baixa impedância de seqüência zero para a corrente de falta. A Figura 2.6 [IEEE – Std 1159, 1995] mostra um exemplo de uma elevação de tensão devido a uma falta fase-terra no sistema.

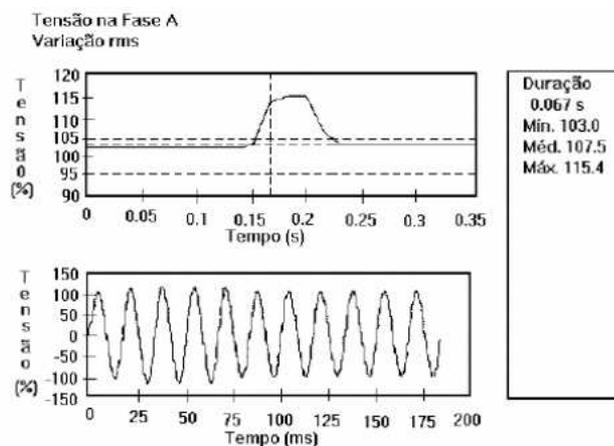


Figura 2.6 – Elevação de tensão devido a uma falta fase-terra no sistema

Existem também os casos em que a elevação do valor da tensão acima do limite ocorre em um período extremamente curto, de maneira impulsiva, da ordem de micro ou milissegundos, conhecido como Surtos de tensão (“voltage surge”) ou *Spikes*, conforme mostrado na Figura 2.7 [Pomilho, 2002]. Podem estar associados a descargas atmosféricas ou a chaveamento de corrente imposta em circuitos altamente indutivos, seja através da conexão de capacitor ou pela comutação de dispositivo eletrônico.

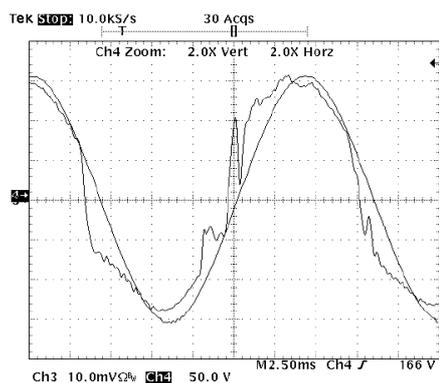


Figura 2.7 – Exemplo oscilografado de um spike

2.4.2 Variações de tensão de longa duração (VTLD)

São desvios de valor eficaz de tensão, à frequência industrial, com tempo de duração maior que 1 minuto, conforme Tabela 2.1. Sobretensões e subtensões não são, geralmente, causadas por faltas no sistema, mas por variações de carga e operações de chaveamentos no sistema elétrico [Dugan et al. 2004].

2.4.2.1 VTLD com sobretensões

As sobretensões são caracterizadas pelo aumento no valor eficaz da tensão CA para um valor entre 1,1 e 1,2 pu, à frequência industrial, por um tempo superior a 1 minuto. Podem ser resultado de chaveamento de carga, ou variações na compensação reativa do sistema. Sistemas com pouca capacidade de regulação estão sujeitos a sobretensões. Ajustes de tensão em transformadores feitos incorretamente também podem resultar em sobretensões.

2.4.2.2 VTLD com subtensões

As subtensões são caracterizadas pela redução no valor eficaz da tensão CA para um valor entre 0,8 e 0,9 pu, à frequência industrial, por um tempo superior a 1 minuto. São, geralmente, resultado da entrada de grandes blocos de carga no sistema ou pela saída de bancos de capacitores, até que os dispositivos de regulação de tensão do sistema regulem a tensão para os limites de tolerância. Um dos maiores problemas de uma subtensão é com relação ao “colapso de tensão”, sendo definido por um afundamento gradual e auto-sustentado da tensão abaixo de níveis toleráveis pelas cargas [Pomilho, 2002]. Ocorre geralmente associado à falta de suporte reativo, à insuficiência de capacidade de controle ou falta de coordenação das ações de controle, por exemplo, entre reguladores de tensão e

mudança de *tap* de transformadores. Sua dinâmica tem comportamento não oscilatório. A tensão cai gradualmente e provoca desligamentos em cascata, conforme mostrado na Figura 2.8.

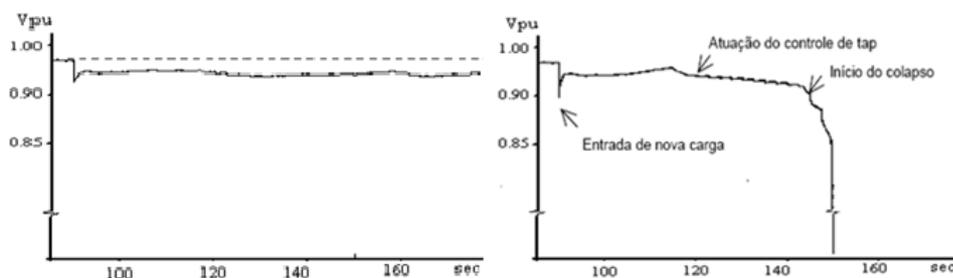


Figura 2.8 – Subtensão e Colapso de Tensão [Fonte: ABB – adaptado para a dissertação]

2.4.2.3 VTLD com interrupções sustentadas

O decaimento a zero da tensão fornecida, por um período de tempo excedente a 1 minuto, é considerado uma interrupção sustentada. Interrupções de tensão maiores que 1 minuto é, freqüentemente, permanente e requerem intervenção humana para a restauração do funcionamento do sistema.

2.4.3 Caracterização de eventos das VTCD pelas Normas Brasileira, Americana e Européia

A caracterização de um evento de VTCD é feita por dois parâmetros: a magnitude e a duração. As normas utilizam-se do valor eficaz da tensão (V_{ef}) para verificar o desvio mais significativo da tensão, definindo a magnitude do evento.

2.4.3.1 Norma Brasileira

Pelas normas, brasileira [PRODIST, 2010] e americana, a magnitude (V_{Mag}) do evento, é definido como o “Nível extremo do valor eficaz da tensão, *tensão residual ou remanescente* (V_{res}) em relação à tensão nominal² (V_n) no ponto de observação, expresso em porcentagem (%) ou valor por unidade (pu)”.

$$V_{Mag} = \frac{V_{res}}{V_n} (pu) \quad \text{ou} \quad V_{Mag} \% = \frac{V_{res}}{V_n} \cdot 100 (\%) \quad (2.1)$$

A Duração (Δt) do evento é definida como: “O intervalo de tempo decorrido entre o instante (t_i) em que o valor eficaz da tensão ultrapassa determinado limite de referência (V_{ref}) e o instante (t_f) em que a mesma variável volta a cruzar esse limite, expresso em segundos ou ciclos da fundamental.”

$$\Delta t = t_f - t_i \quad (\text{segundos ou ciclos}) \quad (2.2)$$

Na Figura 2.9, a seguir, apresenta-se exemplo da caracterização de um afundamento de tensão, em que a magnitude do evento é de $\Delta V \cong 32,0 \%$ ou $\Delta V \cong 0,32 \text{ pu}$ e duração de $\Delta t \cong 92,0 \text{ ms}$ (5,52 ciclos).

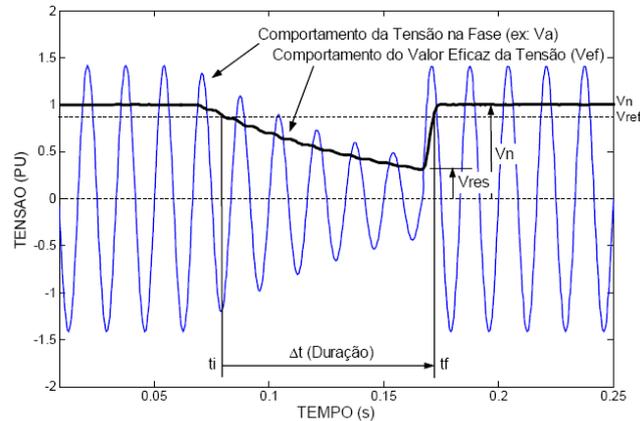


Figura 2.9 – Caracterização de um afundamento de tensão (Norma Brasileira e Americana)

Para a rede de distribuição tem-se a regulamentação da ANEEL, estabelecida no módulo 8, Qualidade da Energia Elétrica, do PRODIST, cujas definições são conforme Tabela 2.3 a seguir.

Tabela 2.3 – Classificação das VTCD

Classificação	Denominação	Duração do Evento	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	≤ 3 segundos	$< 0,1 \text{ pu}$
	Afundamento Momentâneo de Tensão	≥ 1 ciclo e ≤ 3 segundos	$\geq 0,1 \text{ pu}$ e $< 0,9 \text{ pu}$
	Elevação Momentânea de Tensão	≥ 1 ciclo e ≤ 1 segundos	$> 1,1 \text{ pu}$
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	$\geq 3 \text{ s}$ e ≤ 1 minuto	$< 0,1 \text{ pu}$
	Afundamento Temporário de Tensão	$\geq 3 \text{ s}$ e igual a 1 minuto	$\geq 0,1 \text{ pu}$ e $< 0,9 \text{ pu}$
	Elevação Temporária de Tensão	$\geq 3 \text{ s}$ e ≤ 1 minuto	$> 1,1 \text{ pu}$

2.4.3.2 Norma Americana IEEE – Std. 1159 [IEEE, 1995]

Na norma americana não existe um equivalente para VTCD, os afundamentos e elevações de tensão são denominados respectivamente de “voltage sag” e “voltage swell”. A Tabela 2.4 apresenta as denominações de VTCD.

Tabela 2.4 - Classificação das VTCD segundo IEEE - Std 1159

Classificação	Denominação	Duração do Evento	Amplitude do Evento
Variações de Curta Duração	Afundamento Instantâneo	0,5 – 30 ciclos	0,1 – 0,9 pu
	Elevação Instantânea	0,5 – 30 ciclos	1,1 – 1,8 pu
	Interrupção Momentâneo	0,5 ciclo – 3 segundos	< 0,1 pu
	Afundamento Momentâneo	30 ciclos – 3 segundos	0,1 – 0,9 pu
	Elevação Momentânea	30 ciclos – 3 segundos	1,1 – 1,4 pu
	Interrupção Temporária	3 segundos – 1 minuto	< 0,1 pu
	Afundamento Temporário	3 segundos – 1 minuto	0,1 – 0,9 pu
Variações de Longa Duração	Eleavção Temporária	3 segundos – 1 minuto	1,1 – 1,2 pu
	Interrupção Sustentada	> 1 minuto	0,0 pu
	Subtensão	> 1 minuto	0,1 – 0,9 pu
	Sobretensão	> 1 minuto	1,1 – 1,2 pu

2.4.3.3 EN 50160 – Norma Européia [CENELEC EN 50160, 1999]

A norma européia apresenta abordagem para afundamentos de tensão, denominando-os de “voltage dips”. As elevações de tensão não são abrangidas por tal norma, que se limita a definir tais eventos como: transitórios de sobretensão (“transient overvoltage”) e sobretensão temporária (“temporary overvoltage”), não especificando faixas de magnitude e duração.

A Duração do evento é definida da mesma maneira que a norma americana e recomendação brasileira. Já a caracterização de uma VTCD do evento, é diferente nessas duas normas. A Magnitude de uma VTCD é definida como a diferença entre o valor nominal da tensão (V_n) e o extremo do valor da tensão eficaz da tensão residual (V_{res}), normalmente expressa em porcentagem (%) ou valor por unidade (pu), conforme mostrado a seguir.

$$V_{Mag} = \frac{V_n - V_{res}}{V_n} (pu) \quad \text{ou} \quad V_{Mag} \% = \frac{V_n - V_{res}}{V_n} \cdot 100 (\%) \quad (2.3)$$

A diferença entre o valor nominal e o valor residual da tensão, também é definida como tensão de afundamento “Voltage Dip (VDip)”.

$$V_{Dip} = V_n - V_{res} \quad (V) \quad (2.4)$$

A Tabela 2.5 mostra a classificação das VTCDs, segundo CENELEC - EN 50160. A norma européia não faz a caracterização e classificação de eventos de elevação de tensão.

Tabela 2.5 – Classificação das VTCDs segundo CENELEC – EM 50160

Denominação	Duração do Evento	Amplitude do Evento
Afundamento de Tensão	0,5 – 1 minuto	0,01 – 0,9 pu
Interrupção de Curta Duração	0,5 ciclo – 3 minutos	< 0,01 pu
Interrupção de Longa Duração	> 3 minuto	< 0,01 pu
Transitório de Sobretensão	Não definido	> 1,1 pu
Sobretensão Temporária	Não definido	> 1,1 pu

Tomando-se o evento da Figura 2.9, anterior, como exemplo, a magnitude é determinada pela equação (2.2), assim $\Delta V \cong 68,0 \%$ ou $\Delta V \cong 0,68 pu$ e duração de $\Delta t \cong 92,0 ms$ (5,52 ciclos).

2.4.4 Tolerância de equipamentos a VTCDs

A preocupação principal quanto à tolerância a VTCDs, recai sobre os equipamentos eletrônicos, uma vez que as sobretensões podem vir danificar seus componentes internos. A suportabilidade de um equipamento não depende da magnitude da sobretensão e do seu período de duração, conforme ilustrado nas Figuras 2.10 e 2.11. Nessas figuras mostram-se as tolerâncias típicas de microcomputadores às variações de tensão e os limites de tolerâncias que são de utilização específica dos fabricantes.

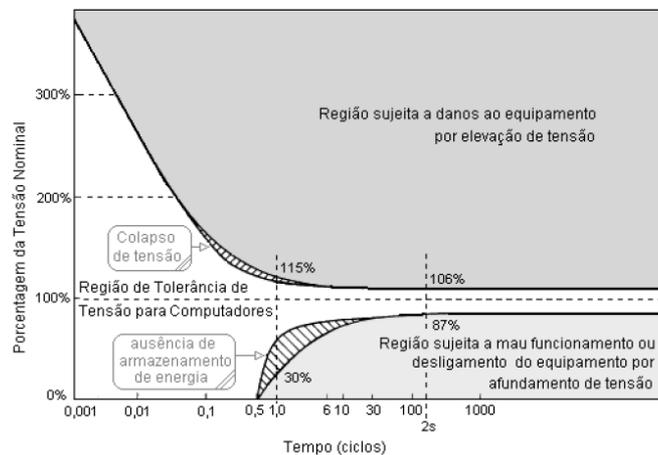


Figura 2.10 – Curva CBMA

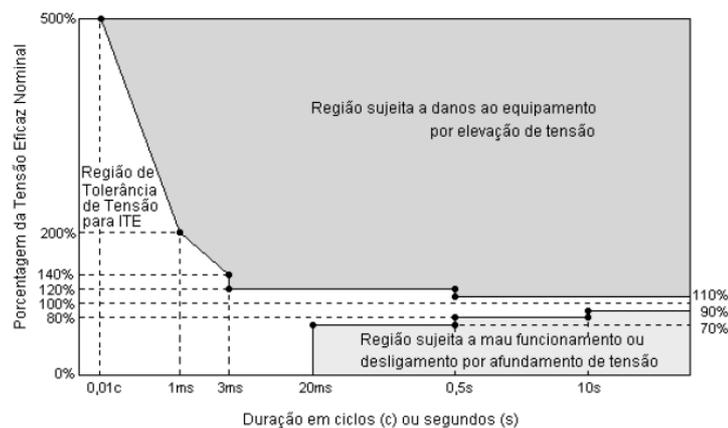


Figura 2.11 – Curva ITIC

2.5 DISTORÇÕES NA FORMA DE ONDA

A distorção da forma de onda é definida como um desvio, em regime permanente, da forma de onda puramente senoidal, na frequência fundamental e é caracterizada principalmente pelo seu conteúdo espectral, sendo cinco tipos principais de distorções da forma de onda [Dugan et al., 2004], cujas causas se encontram relacionadas na Tabela 2.2.

Harmônicos: são tensões ou correntes senoidais de frequências múltiplas inteiras da frequência fundamental (50 ou 60 Hz) na qual opera o sistema de energia elétrica. Estes harmônicos distorcem as formas de onda da tensão e corrente e são oriundos de equipamentos e cargas com características não-lineares instaladas.

Interharmônicos: são componentes de frequência, em tensão ou corrente, que não são múltiplos inteiros da frequência fundamental do sistema supridor (50 ou 60 Hz), podendo aparecer como frequências discretas ou como uma larga faixa espectral. Podem ser encontrados em redes de diferentes classes de tensão. Além das causas citadas na Tabela 2.2, sinais "carrier" em linhas de potência também podem ser considerados como interharmônicos. Os efeitos deste fenômeno não são bem conhecidos, mas admite-se que os mesmos podem afetar a transmissão de sinais "carrier" e induzir "flicker" visual no display de equipamentos como tubos de raios catódicos.

Nível CC: é a presença de tensão ou corrente CC em um sistema elétrico CA é denominado "DC offset". Este fenômeno pode ocorrer como o resultado da operação ideal de retificadores de meia-onda. O nível CC em redes de corrente alternada pode levar à saturação de transformadores, resultando em perdas adicionais e redução da vida útil.

"Notching": é um distúrbio de tensão causado pela operação normal de equipamentos de eletrônica de potência quando a corrente é comutada de uma fase para outra. Este fenômeno pode ser detectado através do conteúdo harmônico da tensão afetada. As componentes de frequência associadas com os "notchings" são de alto valor, não podendo ser medidas pelos equipamentos normalmente utilizados para análise harmônica.

Ruídos: é definido como um sinal elétrico indesejado, contendo uma larga faixa espectral com frequências menores que 200 kHz, as quais são superpostas às tensões ou correntes de fase, ou encontradas em condutores de neutro e em sistemas com aterramento deficiente.

2.6 HARMÔNICOS

Os componentes harmônicos, combinados com a tensão ou corrente fundamentais, produzem alterações na forma de onda, chamadas de distorções harmônicas, que são um tipo específico de energia “suja” que, diferentemente dos transientes de corrente e tensão, estão presentes de forma contínua, associadas ao crescente número de acionamentos estáticos de cargas não lineares. Apresentam um comportamento não-linear, resultante da queda de tensão provocada pela passagem de corrente pela impedância do sistema, conforme Figura 2.12, e provocam perturbações significativas nas formas de onda da corrente e da tensão. Alguns exemplos de cargas residenciais que causam essas deformações são: lâmpadas fluorescentes, *dimmers*, computadores, eletrodomésticos com fontes chaveadas (aparelhos de TV, microondas, etc.). Já numa planta industrial podemos citar como exemplos: inversores de frequência, fornos de recozimento e fundição por indução eletromagnética, fornos de fundição por arco elétrico, controladores de tensão estáticos, retificadores, circuitos de iluminação com lâmpadas de descarga, compensadores estáticos tipo reator saturado, motores de corrente contínua controlados por retificadores, motores de indução controlados por inversores com comutação forçada, processos de eletrólise através de retificadores não-controlados, motores síncronos controlados por cicloconvertidores, cargas de aquecimento controladas por tiristores, velocidade dos motores CA controlados por tensão do estator, reguladores de tensão a núcleo saturado, computadores, etc.

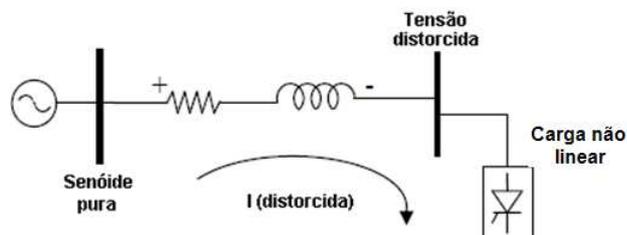


Figura 2.12 – O fluxo de correntes harmônicas através da impedância do sistema provoca a distorção harmônica [Fonte: Arrillaga, 2003]

As cargas que operam através de “curto circuitos” tais como os fornos a arco e lâmpadas de descarga, possuem um espectro de correntes com componentes inter-harmônicas, ou seja, as componentes das correntes de tais equipamentos são compostas por múltiplos inteiros e não inteiros da corrente fundamental. É

importante ressaltar que a distorção harmônica é um fenômeno que deve ser tratado como sendo de regime permanente [Dugan et al., 2004].

Os harmônicos são classificados pela ordem, frequência e seqüência, conforme Tabela 2.6. e a ordem da seqüência, que se divide em três, conforme Tabela 2.7 [Dugan et al., 2004; EDP/ MQEE, 2005].

Tabela 2.6– Classificação de Harmônicos

Ordem	Fund.	2º.	3º.	4º.	5º.	6º.	7º.	8º.	...	nº.
Frequência (Hz)	60	120	180	240	300	360	420	480	...	$n \times 60$
Seqüência	+	-	0	+	-	0	+	-

Tabela 2.7 – Ordem das seqüências

n	Positiva (3.n + 1)	Negativa (3.n - 1)	Zero 3.n
1	4	2	3
2	7	5	6
3	10	8	9
4	13	11	12
5	16	14	15
6	19	17	18
... n x 60

A ordem de um harmônico está relacionada com o múltiplo da frequência fundamental (2.º, 3.º,...). Por exemplo, o 3.º harmônico ou de ordem 3, tem uma frequência (180 Hz) três vezes superior à frequência fundamental. A seqüência está relacionada com o sentido de rotação do campo girante, criado pelo harmônico respectivo, relativamente ao campo girante induzido pela componente fundamental, sendo assim classificados: os harmônicos de seqüência positiva (+), os de seqüência negativa (-) e os de seqüência zero (0) que induzem campos magnéticos de resultante nula. Os harmônicos de ordem ímpar são muito mais significativos que os harmônicos de ordem par, pois esses últimos devem-se geralmente à assimetria da corrente ou da tensão, na presença de uma componente contínua.

2.6.1 Extração das componentes harmônicas

A extração de componentes harmônicas é realizada pela Transformada de Fourier (TF), podendo ser aplicado à extração de harmônicas das correntes e/ou tensões em SEPs, proporcionando uma análise individual de cada componente (Arrillaga et al., 2003).

- **Fórmula de Fourier**

A equação a seguir mostra o cálculo da série de Fourier para uma função periódica $v(t)$:

$$v(t) = Y_0 + \sum_{n=1}^{\infty} Y_n \sqrt{2} \operatorname{sen}(n \cdot \omega_0 \cdot t - \varphi_n) \quad (2.5)$$

Onde, $v(t)$: representa um sinal periódico qualquer; n : representa os diversos múltiplos de frequência em relação a fundamental (ordem do harmônico); Y_0 : representa o componente de frequência nula (nível d.c.), onde $n=0$; Y_n : representa o valor eficaz da componente harmônica de ordem n ; ω_0 : representa a frequência angular fundamental, dada por $\omega_0 = 2 \cdot \pi \cdot f_0$; φ_n : representa a defasagem da componente harmônica de ordem n .

- **Valor eficaz de uma quantidade não senoidal**

Há similaridade entre a expressão normal desse valor eficaz, calculado a partir da evolução no tempo da quantidade alternada ($y(t)$), e a expressão calculada utilizando seu conteúdo harmônico:

$$Y_{ef} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T y^2(t) dt} = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} Y_n^2} \quad (2.6)$$

- **Distorção harmônica total**

A distorção harmônica total é um parâmetro que define de modo global a distorção de uma quantidade alternada:

$$DHT(\%) = 100 \frac{\sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} Y_n^2}}{Y_1} \quad (2.7)$$

Para exemplificar, o gráfico da Figura 2.13 apresenta, no traço a cheio, uma forma de onda de tensão com THD elevada, a sua decomposição até ao 5.º harmônico e seu espectro harmônico, o qual é caracterizado pela amplitude das diferentes componentes harmônicas.

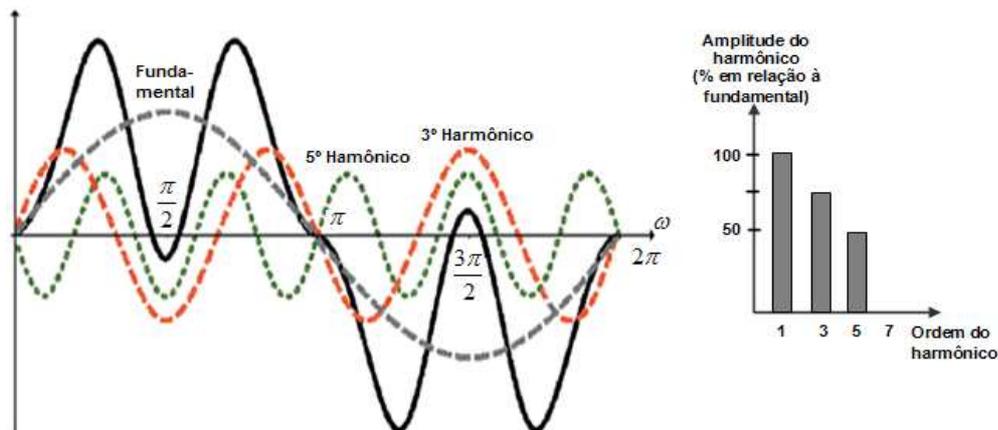


Figura 2.13 – Tensão com THD elevada e respectivos harmônicos [Fonte: EDP/ MQEE, 2005].

- **Relação harmônica individual**

Essa quantidade representa a relação entre o valor de uma harmônica sobre o valor da fundamental (Y_1), de acordo com a definição padrão ou em relação ao valor da quantidade alternada (Y_{ef}):

$$Hn\% = \frac{Y_n}{Y_1} \quad (2.8)$$

- **Espectro (de frequência)**

Representação da amplitude harmônica em função de sua ordem: o valor das harmônicas é normalmente expresso como uma porcentagem da fundamental.

- **Fator de potência , fator de potência de defasagem e fator de distorção**

Em termos vetoriais, a análise pode ser feita no tetraedro de potência, conforme a Figura 2.14 a seguir, onde S representa a potência aparente, P a potência ativa, Q a potência reativa em regime senoidal e H a potência reativa associada aos harmônicos.

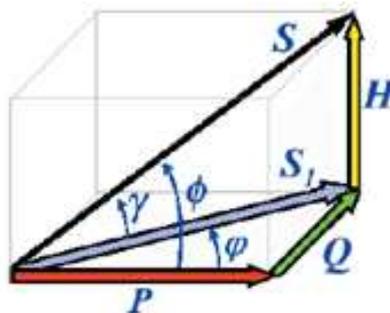


Figura 2.14 – Tetraedro das potências [Fonte: EDP/ MQEE, 2005].

O fator de potência (λ) é a relação entre a potência ativa P e a potência aparente S:

$$\lambda = \frac{P}{S} \quad (2.9)$$

O Fator de potência de defasagem ($\cos \varphi_1$) está relacionado a quantidades fundamentais, ou seja:

$$(\cos \varphi_1) = \frac{P_1}{S_1} \quad (2.10)$$

Com forma de onda puramente senoidal tem-se: $\cos \varphi_1 = \cos \varphi = \cos \lambda$;

O Fator de distorção é definido como a relação entre o fator de potência e o fator de defasagem, sendo sempre menor ou igual à unidade :

$$\nu = \frac{\lambda}{\cos \varphi_1} \quad (2.11)$$

Em análise harmônica, o co-seno do ângulo entre a componente fundamental da tensão e a componente fundamental da corrente ($\cos \varphi$) é denominado por fator de defasamento. O quociente entre S1 e S é denominado por fator de distorção e corresponde ao $\cos \gamma$.

- **Fator de crista:**

É a relação entre o valor de crista e o valor eficaz de uma quantidade periódica.

2.6.2 Influência das tensões e correntes harmônicas sobre os equipamentos

As influências das tensões e correntes harmônicas estão abaixo relacionadas [Dugan et al., 2004; EDP/ MQEE, 2005]:

Transformadores: há um aumento de perdas, causando redução de capacidade e diminuição da vida útil. O aumento das perdas no ferro pelos harmônicos de tensão e perdas no cobre pelos harmônicos de corrente são devido ao efeito pelicular, implicando numa redução da área efetivamente condutora à medida que se eleva a frequência da corrente. Normalmente as componentes harmônicas possuem amplitude reduzida, o que colabora para não tornar esses aumentos de perdas excessivos. Os transformadores de distribuição são dos equipamentos elétricos mais expostos à distorção harmônica, pois os harmônicos gerados nas várias instalações convergem para os transformadores, podendo ter efeitos nefastos nos

transformadores, aumentando a vibração, o ruído audível e as perdas [MQEE/EDP, 2005].

No entanto, podem aparecer situações específicas (ressonâncias, por exemplo) em que surjam componentes de alta frequência e amplitude elevada. Além disso, o efeito das reatâncias de dispersão fica ampliado, uma vez que seu valor aumenta com a frequência. Associada à dispersão existe ainda outro fator de perdas que se refere às correntes induzidas pelo fluxo disperso. Esta corrente manifesta-se nos enrolamentos, no núcleo, e nas peças metálicas adjacentes aos enrolamentos. Estas perdas crescem proporcionalmente ao quadrado da frequência e da corrente. Tem-se ainda uma maior influência das capacitâncias parasitas (entre espiras e entre enrolamento) que podem realizar acoplamentos não desejados e, eventualmente, produzir ressonâncias no próprio dispositivo [Dugan et al, 2004].

Quanto ao ruído ou zumbido de um transformador, este é causado por um fenômeno chamado Magnetoestricção, sendo uma das propriedades magnéticas que acompanha ferromagnetismo. Esse fenômeno se caracteriza quando um transformador é magneticamente excitado por uma tensão alternada e corrente, de modo que o núcleo torna-se estendido e contraído, duas vezes durante um ciclo completo de magnetização, de maneira não uniforme. Em 120 Hz, o material de ferro associado com o núcleo do transformador responde mecanicamente ao campo magnético que é impresso em cima dele. Para 60 Hz campos magnéticos aplicados em dispositivos elétricos AC, tais como transformadores, a mudança da amplitude da onda acontece duas vezes por ciclo, produzindo ruído em familiar e às vezes irritante em 120 Hz [Nave, 2003].

Um núcleo de transformador é constituído de muitas folhas de aço especial, também chamadas de lâminas. Ele é feito desta forma para reduzir as perdas e reduzir o efeito de aquecimento conseqüente. Se as extensões e contrações descritas ocorrem de forma irregular por toda uma folha, e cada folha está se comportando de forma irregular com relação a folha adjacente, então pode-se obter uma imagem de um movimento de contorção, quando está excitado, sendo suficiente para causar uma vibração, e como resultado um ruído [Masti et al, 2006].

O ato de magnetização pela aplicação de uma tensão para um transformador, produz um fluxo, ou linhas de força magnéticas no núcleo. O grau de fluxo determinará a quantidade de Magnetoestricção (extensões e contrações) e, portanto, o nível de ruído [Nave, C. R., 2003].

Em fluxos alternados, podemos esperar que estas extensões e contrações ocorram duas vezes durante uma tensão normal ou ciclo atual. Isto significa que o transformador vibra pelo menos duas vezes na frequência industrial, estando o ruído ou vibração se movendo a 120Hz. Isso é chamado de frequência do ruído fundamental. Portanto, desde que o núcleo não seja simétrico e os efeitos magnéticos não se comportem de uma forma uniforme, o ruído resultante será irregular, ou seja, o ruído ou vibração produzida, não será composto apenas de uma frequência de 120 Hz. Daí, encontrou-se a partir de um trabalho prático que o ruído do transformador é composto de frequências de múltiplos ímpares da fundamental conhecidas como 1ª, 3ª, 5ª e 7ª harmônicas. Isso significa que temos frequências de ruído de 120 (1ª h), 360 (3ª h), 600 (5ª), 840 (7ª) de ciclos por segundo [Masti et al., 2006].

Cabos condutores: Perdas por efeito pelicular e efeito de proximidade, onde a circulação de corrente alternada num condutor tende a ser efetuada pela periferia do condutor, o que implica uma diminuição da secção de condução e um aumento da resistência do condutor. Este fenómeno é designado por efeito pelicular e aumenta com a frequência da corrente. O efeito pelicular resultante de componentes harmônicas de elevada frequência pode atingir valores significativos, aumentando as perdas no sistema. Contudo, em condutores de reduzida secção, à frequência fundamental, este efeito é praticamente nulo. No caso de redes elétricas, pode haver sobre-aquecimento nos condutores aéreos, cabos isolados e equipamentos principais levando a perdas na expectativa de sua vida útil, podendo também induzir ruídos nas linhas de comunicação próximas e adjacentes [MQEE/EDP, 2005].

Os condutores elétricos, tanto os de utilização geral em uma dada instalação quanto os condutores internos e transformadores, motores elétricos, etc., são afetados pelas corrente harmônicas, devido o agravamento do efeito pelicular. Em razão do efeito pelicular, também chamado de efeito skin, que restringe a secção condutora para componentes de frequência elevada, os cabos condutores de alimentação têm um aumento de perdas devido às harmônicas de corrente. O efeito pelicular é um fenómeno físico que surge exclusivamente em circuitos de corrente alternada, sendo caracterizado pela circulação de uma maior parcela de corrente elétrica na periferia do condutor, à medida que se eleva a frequência. Em outras palavras, a profundidade de penetração da corrente alternada em um condutor é tanto menor quanto maior for à frequência desta. Esse fenómeno decorre de uma

maior concentração de linhas de força magnética na parte mais interna do condutor perante frequências mais elevadas. Havendo mais linhas de força (ou fluxo magnético) no centro do condutor, essa região apresentará maior indutância e, conseqüentemente, reatância indutiva mais elevada. Dessa forma a corrente desvia-se para regiões de menor impedância, buscando a periferia da seção transversal. O efeito pelicular faz com que a seção transversal de um dado condutor, quando “enxergada” pela corrente elétrica, pareça inferior à sua seção nominal e o resultado é uma maior resistência elétrica à circulação dessa corrente. Nesta situação há um maior aquecimento, o que se traduz em maiores perdas de energia elétrica por efeito Joule ($R \cdot I^2$). Portanto, aumenta com o aumento da frequência e com o diâmetro do condutor. De maneira geral, tal fenômeno começa a se manifestar a partir de 350 Hz, ou seja, perante a presença das harmônicas de ordem 7 e superiores, o que deve ser avaliado por projetistas e equipes de manutenção [Istone, 2004].

O efeito pelicular contribui para um aumento na temperatura, já que esse aquecimento é gerado pelas perdas causadas através da resistência AC do condutor, e, com o aumento de densidade de corrente na superfície do cabos, tende-se a se obter uma maior temperatura no mesmo, podendo haver danos, como o rompimento do condutor, por exemplo [Almeida Jr. et al., 2010].

Todas as harmônicas provocam perdas adicionais nos condutores de fase, porém o efeito pelicular, o qual é desprezível em 60 Hz, passa a se tornar importante em 350 Hz (7ª harmônica) e acima. Por exemplo, um condutor com 20 mm de diâmetro tem uma resistência aparente 60% maior em 350 Hz que sua resistência CC. A resistência aumentada, e até mais, a reatância aumentada (devido à frequência mais alta), resultará em um aumento do afundamento de tensão e da distorção de tensão [Keulenuer, 2007].

Capacitores: queima de fusíveis, e redução da vida útil. No caso de banco de capacitores, pode originar condições de ressonância, caracterizando uma sobretensão nos terminais das unidades capacitivas, podendo causar a degradação do isolamento das unidades capacitivas, e em casos extremos, uma completa danificação dos capacitores. Mesmo sem uma condição de ressonância, um capacitor é sempre um caminho de baixa impedância para as correntes harmônicas, e sempre estará sujeito a sobrecarga e sobreaquecimento excessivo.

Motores: redução da vida útil, aquecimento, ruídos e baixo rendimento.

Fusíveis e Disjuntores: operação falsa ou errônea, e componentes danificados. Um aumento da corrente eficaz devido à distorção harmônica sempre provocará um maior aquecimento, ocasionando uma redução em sua vida útil e, eventualmente, sua operação inadequada.

Medidores: possibilidade de medições errôneas e de maiores contas.

Máquinas Síncronas: sobreaquecimento das sapatas polares, causado pela circulação de correntes harmônicas nos enrolamentos amortecedores.

Acionamentos de Fontes: operações errôneas devido a múltiplas passagens por zero, e falha na comutação de circuitos.

Carregamento exagerado do circuito de neutro: principalmente em instalações que agregam muitos aparelhos eletrônicos e possuem malhas de terra mal projetadas.

Distúrbios por meio da criação de campos eletromagnéticos: linhas de potência em que circulam harmônicas podem induzir correntes em linhas de transmissão de dados que estejam dispostas nas vizinhanças da primeira, podendo causar mau funcionamento dos equipamentos aos quais as linhas de dados estão conectadas.

Efeitos em geradores CA: as harmônicas causam perdas adicionais nos enrolamentos e no circuito magnético, criam torques pulsantes (numa frequência diferente da gerada pelo alternador), geram vibrações e sobreaquecimentos nos enrolamentos de amortecimento. Devido o fato da reatância subtransitória X_d'' ser relativamente alta, a distorção harmônica total de tensão aumenta rapidamente com o acréscimo das correntes harmônicas [Pomilho, 2002].

Equipamentos eletrônicos e de informática: a distorção na forma de onda de tensão, provocada pela distorção harmônica da corrente, pode reduzir (achatar) os valores máximos da onda senoidal de tensão, impedindo que seja atingido o valor de pico, podendo comprometer o correto funcionamento de algumas fontes de alimentação de equipamentos eletrônicos e microprocessados.

2.6.3 Tensões e Correntes Harmônicas sob aspectos da Concessionária e do Consumidor

As concessionárias são responsáveis por garantir que a alimentação dos consumidores finais esteja livre de distorções, entretanto, as cargas dos consumidores ou a combinação delas faz com que as correntes que passam pelo sistema possam estar distorcidas, podendo distorcer a alimentação do sistema. Para

exemplificar as responsabilidades dos consumidores finais e concessionárias quanto às harmônicas, sejam estas de tensão ou corrente, deve-se analisar o caso de uma determinada carga não linear estar conectada em paralelo com a alimentação do sistema, como mostrado pela Figura 2.15 onde se pode também definir o PAC (Ponto de Acoplamento Comum tanto à concessionária quanto aos consumidores). Nesse exemplo, o PAC encontra-se localizado no lado secundário de um transformador, pois, é neste enrolamento que as cargas (consumidores) são conectadas.

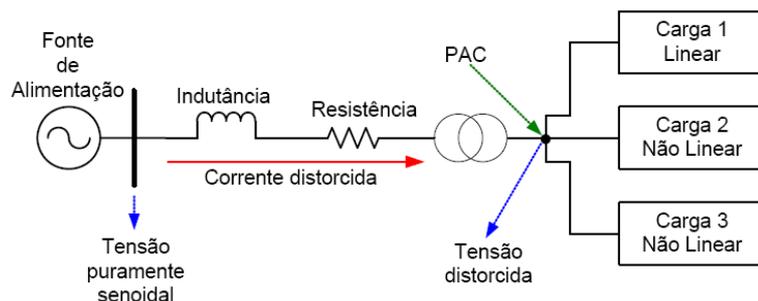


Figura 2.15 – Representação de distorções harmônicas em corrente e tensão, considerando a impedância do sistema e o conceito de PAC

Pela Figura 2.15 pode-se considerar a fonte de alimentação como sendo a concessionária e as cargas sendo os consumidores finais, onde a carga 1 tem característica linear, enquanto as cargas 2 e 3, tem característica não linear e representam, cada uma, fonte de corrente harmônica. Como a carga 1 tem característica linear, esta será afetada pela distorção harmônica provocada pelas cargas 2 e 3, as quais possuem alta densidade de correntes harmônicas que por conseqüência distorcem a tensão de alimentação do sistema. De acordo com esse exemplo, a recomendação IEEE Std. 519-1992 recomenda que o controle das correntes harmônicas devem ser realizado no estabelecimento dos consumidores e que ao se assumir que as correntes harmônicas injetadas no sistema estejam dentro de limites aceitáveis, pode-se dizer que caso haja distorção harmônica de tensão, a responsabilidade por estas distorções será atribuída à entidade que controla a impedância do sistema, geralmente a concessionária.

Portanto, no que se refere às harmônicas, deve-se observar que:

- “Quando se leva em consideração apenas a corrente do sistema, estar-se-á comentando sobre as distorções causadas por consumidores” e;

- “Quando se leva em consideração as distorções harmônicas de tensão passar-se-á a se referir à concessionária”.

Assim, em determinadas situações, é necessário implementar estratégias de mitigação da distorção harmônica para garantia do adequado funcionamento do equipamento mais sensível, existindo três situações para mitigação e três métodos para a solução destes problemas [Dugan et al., 2004]:

- Quando o sistema possui uma grande quantidade de fontes de harmônicas;
- Quando o caminho por onde a corrente harmônica flui é eletricamente longo e pode resultar em distorções de tensão ou interferências eletromagnéticas;
- Ou quando a resposta do sistema interfere nas correntes harmônicas de forma a amplificá-las.

Algumas medidas que podem ser tomadas para a resolução dos problemas acima citados estão conforme abaixo [Dugan et al., 2004]:

- Reduzir as correntes harmônicas que as cargas estão produzindo, porém, geralmente este método é empregado para cargas que estejam nitidamente em má operação;
- Bloquear determinadas correntes harmônicas por meio de filtros sintonizados na frequência que se deseja eliminar do sistema e modificar a resposta em frequência do sistema para que não haja ressonância entre certas harmônicas que poderiam ser prejudiciais ao próprio sistema, normalmente por meio do emprego de filtros paralelo, reatores ou até mesmo a modificação do banco de capacitores;
- Modificar a resposta em frequência do sistema para que não haja ressonância entre certas harmônicas que poderiam ser prejudiciais ao próprio sistema, normalmente por emprego de filtros paralelo, reatores, ou até mesmo modificação de banco de capacitores.

2.6.4 Normas e Critérios de Avaliação de Distorção Harmônica

2.6.4.1 Norma IEEE Std. 519

Essa Norma americana trata basicamente dos seguintes assuntos: definições e notação simbólica; normas relacionadas e referências bibliográficas; geração de harmônicas; características de resposta do sistema; efeitos das harmônicas; compensação reativa e controle de harmônicas; métodos de análise; medições práticas recomendadas para consumidores individuais e para concessionárias;

metodologias recomendadas para avaliação de novas fontes harmônicas; exemplos de aplicação. Destacam-se apenas alguns pontos principais, como limites de correntes harmônicas para o consumidor e limites de tensões harmônicas globais para o sistema (concessionárias) e limites às descontinuidades causadas pela comutação de chaves eletrônicas "notching" ou recortes, que é uma distorção muito freqüente provocada pelos conversores eletrônicos usados para o acionamento de motores. A aplicação dessa norma será tratada com maior ênfase no capítulo 4.

2.6.4.2 Norma IEC 61000-3-2

Esta norma refere-se às limitações das harmônicas de corrente injetadas na rede pública de alimentação com valor menor do que 16 ampères por fase, conectado a uma rede pública de baixa tensão alternada, de 50 ou 60 Hz. Os equipamentos são classificados em 4 classes: A, B, C e D.

Classe A, para equipamentos com alimentação trifásica equilibrada; aparelhos de uso doméstico, excluindo os classe D; ferramentas, exceto as portáteis; "dimmers" para lâmpadas incandescentes; equipamentos de áudio e todos os demais não incluídos nas classes seguintes; *Classe B*, para ferramentas portáteis; *Classe C*, para dispositivos de iluminação e; *Classe D*, para computadores pessoais, monitores de vídeo, aparelhos de televisão, etc., devendo a potência ativa de entrada ser igual ou inferior a 600W.

2.6.4.3 Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica

No módulo 8 do PRODIST definem-se os fenômenos, caracterizam-se os parâmetros, estabelecem-se as amostras e o modo de medir, o processo e periodicidade de coleta de dados e envio à ANEEL das informações relativas à qualidade da energia e de seu fornecimento. Os aspectos considerados da qualidade do produto em regime permanente ou transitório são: tensão em regime permanente; fator de potência; harmônicos; desequilíbrio de tensão; flutuação de tensão; variações de tensão de curta duração e; variação de freqüência. A aplicação dessa norma será tratada com maior ênfase no capítulo 4.

2.7 FLUTUAÇÕES DE TENSÃO

São mudanças sustentadas da amplitude da tensão fundamental, conforme exemplificado na Figura 2.16 [IEEE – Std 1159, 1995]. Em geral são provocadas por variações de cargas como fornos a arco, máquinas de solda, laminadores, elevadores de minas e ferrovias, partida de grandes motores, bombas e compressores. O efeito principal é o fenômeno de *flicker*. Pode ocasionar oscilações de potência nas linhas de transmissão, levando os geradores a oscilar entre si (oscilações eletromecânicas) ou com a turbina (ressonância sub-síncrona), além de também poderem ser decorrentes de ajuste inadequado ou descoordenado dos reguladores de tensão. [Pomilho, 2002].

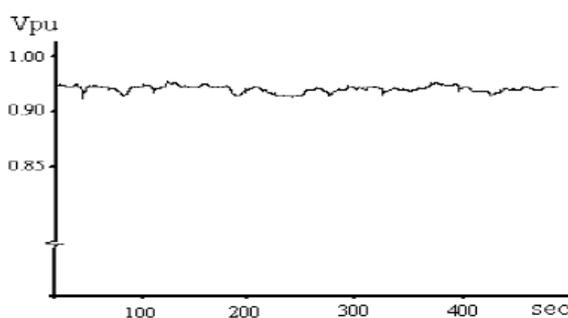


Figura 2.16 – Flutuações de tensão

Dependendo da forma e da frequência com que ocorrem as flutuações de tensão nas lâmpadas, a cintilação luminosa é mais ou menos perceptível pelo olho e cérebro humanos. O *flicker* está, portanto, associado à fisiologia humana.

Para considerar estes fatores, a norma baseia a definição do nível de *flicker* em uma distribuição estatística das variações de tensão medidas. A forma de avaliação é definida minuciosamente na norma e gera dois parâmetros de medida [PRODIST – Módulo 8]: PST (*Short Term Probability*) e Plt (*Long Term Probability*). Pst ou Severidade de Curta Duração, é uma medida de curto prazo, definida para intervalos de dez minutos de duração e; Plt ou Severidade de Longa Duração é uma medida de longo prazo, definida para intervalos de duas horas de duração e calculada a partir dos 12 valores de Pst obtidos durante este tempo.

2.8 DESEQUILÍBRIOS DE TENSÃO

Nos sistemas elétricos as tensões fornecidas devem ter as mesmas amplitudes e defasagens, porém nem sempre é possível manter esse equilíbrio,

devido às seguintes causas: impedâncias desiguais em linhas de transmissão e de distribuição; cargas monofásicas e bifásicas acopladas de forma aleatória à rede trifásica; cargas trifásicas desbalanceadas; desequilíbrio em banco de capacitores [Manito, 2009];

Suas causas podem estar relacionadas às subestações que alimentam ferrovias, grandes veículos de tração monofásicos ou usinas siderúrgicas que utilizem fornos a arco; existência de transformadores que operem, ainda que temporariamente, com uma fase aberta; transposição incompleta ou assimétrica de linhas de transmissão [Canova, 2010].

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

$$\text{Desequilíbrio de tensão} = \frac{\text{Máximo desvio da média de}(V_{ab}, V_{bc}, V_{ca})}{\text{Média de}(V_{ab}, V_{bc}, V_{ca})} \times 100 \quad (2.12)$$

Também, pode-se obter o desequilíbrio de tensão através das componentes simétricas, sendo esta a forma mais utilizada.

A operação com tensões desequilibradas pode provocar aquecimento excessivo dos equipamentos, como em máquinas elétricas girantes, por exemplo, além de disparos indevidos de dispositivos de proteção, surgimento de harmônicos não característicos em conversores estáticos, dentre outros [Manito, 2009].

2.9 VARIAÇÕES DE FREQUÊNCIA

Variações na frequência de um sistema elétrico são definidas como sendo desvios no valor da frequência fundamental deste sistema (50 ou 60Hz). A frequência do sistema de potência está diretamente associada à velocidade de rotação dos geradores que suprem o sistema. Pequenas variações de frequência podem ser observadas como resultado do balanço dinâmico entre carga e geração no caso de alguma alteração (variações na faixa de $60 \pm 0,5\text{Hz}$). Podem ser causadas por faltas em sistemas de transmissão, saída de um grande bloco de carga ou pela saída de operação de uma grande fonte de geração. Em sistemas isolados, entretanto, como é o caso da geração própria nas indústrias, na eventualidade de um distúrbio, a magnitude e o tempo de permanência das máquinas operando fora da velocidade, resultam em desvios da frequência em proporções mais significativas.

2.10 CONCLUSÃO

Neste capítulo se verificou que são inúmeros os problemas que afetam a QEE. Pode-se perceber que mesmo as cargas lineares podem impor transitórios significativos, capazes de perturbar a operação normal de outras cargas do sistema, valendo medidas de mitigação para contornar esses distúrbios. Com relação às cargas não lineares, especificamente às distorções harmônicas, pode-se perceber que, à medida que o problema de distorção harmônica vem se agravando nos últimos anos, cresce a necessidade de estabelecer limites mais rigorosos, atendendo aos interesses de todos os consumidores, fabricantes de equipamentos elétricos e concessionárias de energia. Essa necessidade de estabelecer limites aceitáveis para os níveis harmônicos em sistemas de potência e instalações industriais, é que tem estimulado a monitoração da qualidade de energia elétrica que é entregue aos consumidores.

CAPÍTULO 3

SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA DO SUDESTE DO ESTADO DO PARÁ

3.1. INTRODUÇÃO

A estrutura do sistema elétrico de potência compreende os sistemas de geração, transmissão, distribuição e subestações de energia elétrica, em geral cobrindo uma grande área geográfica.

O sistema atual de energia elétrica é baseado em grandes usinas de geração que transmitem energia através de sistemas de transmissão de alta tensão, que é então distribuída para sistemas de distribuição de média e baixa tensão. Em geral o fluxo de energia é unidirecional e a energia é despachada e controlada por centro(s) de despacho com base em requisitos pré-definidos.

Normalmente os sistemas de distribuição são gerenciados por monopólios empresariais, enquanto o setor de geração e de transmissão apresenta certa competitividade em um sistema desverticalizado [ANEEL, 2010]. A Figura 3.1 ilustra os três segmentos tradicionais de redes de energia elétrica.

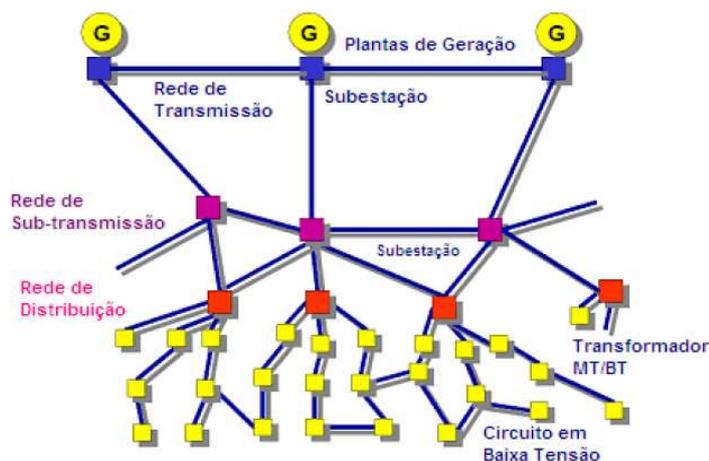


Figura 3.1 – Estrutura tradicional de uma rede de energia elétrica [Fonte: Aneel]

3.1.1. Geração de Energia Elétrica

Na geração de energia elétrica a tensão alternada produzida, tem frequência fixa e amplitude que varia conforme a modalidade do atendimento em baixa, média ou alta tensão. Essa tensão, que tem forma de onda senoidal, propaga-se pelo sistema elétrico mantendo a frequência constante e modificando a sua amplitude à medida que vá obtendo as transformações de tensão até chegar aos consumidores finais.

3.1.2. Rede de Transmissão

A rede de transmissão liga as grandes usinas de geração às áreas de grande consumo. Em geral apenas poucos consumidores com um alto consumo de energia elétrica são conectados às redes de transmissão onde predomina a estrutura de linhas aéreas. A segurança é um aspecto fundamental para as redes de transmissão. Qualquer falta neste nível pode levar a descontinuidade de suprimento para um grande número de consumidores. A energia elétrica é permanentemente monitorada e gerenciada por um centro de controle. O nível de tensão depende do país, mas normalmente o nível de tensão estabelecido está entre 220 kV e 765 kV.

3.1.3 Rede de Subtransmissão

A rede de subtransmissão recebe energia da rede de transmissão com objetivo de transportar energia elétrica a pequenas cidades ou importantes consumidores industriais. O nível de tensão está entre 35 kV e 160 kV. O arranjo das redes de subtransmissão pode ser em anel para aumentar a segurança do sistema ou radial. A estrutura dessas redes é em geral em linhas aéreas, por vezes cabos subterrâneos próximos a centros urbanos fazem parte da rede. A permissão para novas linhas aéreas está cada vez mais demorada devido ao grande número de estudos de impacto ambiental e oposição social. Como resultado, é cada vez mais difícil e caro para as redes de subtransmissão alcançar áreas de alta densidade populacional. Os sistemas de proteção são do mesmo tipo daqueles usados para as redes de transmissão e o controle é regional.

3.1.4. Redes de Distribuição

As redes de distribuição alimentam consumidores industriais de médio e pequeno porte, consumidores comerciais e de serviços e consumidores residenciais.

Os níveis de tensão de distribuição são assim classificados segundo o Prodist [ANEEL, 2010]:

- Alta tensão de distribuição (AT): tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou superior a 69kV e inferior a 230kV;
- Média tensão de distribuição (MT): tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1kV e inferior a 69kV;
- Baixa tensão de distribuição (BT): tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1kV.

De acordo com a Resolução Nº 456/2000 da ANEEL e o módulo 3 do Prodist, a tensão de fornecimento para a unidade consumidora se dará de acordo com a potência instalada:

- Tensão secundária de distribuição inferior a 2,3kV: quando a carga instalada na unidade consumidora for igual ou inferior a 75 kW;
- Tensão primária de distribuição inferior a 69 kV: quando a carga instalada na unidade consumidora for superior a 75 kW e a demanda contratada ou estimada pelo interessado, para o fornecimento, for igual ou inferior a 2.500 kW;
- Tensão primária de distribuição igual ou superior a 69 kV: quando a demanda contratada ou estimada pelo interessado, para o fornecimento, for superior a 2.500 kW.

As tensões de conexão padronizadas para AT e MT são: 138 kV (AT), 69 kV (AT), 34,5 kV (MT) e 13,8 kV (MT). Os níveis de tensões praticados no Brasil são: 765 kV, 525 kV, 500 kV, 440 kV, 345 kV, 300 kV, 230 kV, 161 kV, 138 kV, 132 kV, 115 kV, 88 kV, 69 kV, 34,5 kV, 23 kV, 13,8 kV, 440 V, 380 V, 220 V, 110 V [ANEEL, 2010]. O setor terciário, tais como hospitais, edifícios administrativos, pequenas indústrias, etc, são os principais usuários da rede MT.

A rede BT representa o nível final na estrutura de um sistema de potência. Um grande número de consumidores é atendido pelas redes em BT. Tais redes são em geral operadas manualmente e possuem níveis de tensão conforme tabela 3.1, conforme módulo 3 do PRODIST.

Tabela 3.1 - Tensões Nominais Padronizadas de Baixa Tensão

Sistema	Tensão Nominal (V)
Trifásico	220 / 127 - 380 / 220
Monofásico	254 / 127
	440 / 220

A Tabela 3.2 e a Figura 3.3 a seguir mostram respectivamente, a classificação dos níveis de tensões praticados no Brasil e um diagrama com a representação dos vários segmentos de um sistema de potência com seus respectivos níveis de tensão.

Tabela 3.2 – Níveis de tensões praticadas no Brasil

NÍVEL DE TENSÃO	CLASSIFICAÇÃO	DENOMINAÇÃO
$> 765 \text{ kV}$	UAT	Ultra Alta Tensão
$230 \text{ kV} < V \leq 765 \text{ kV}$	EAT	Extra Alta Tensão
$35 \text{ kV} < V \leq 230 \text{ kV}$	AT	Alta Tensão
$1 \text{ kV} \leq V \leq 35 \text{ kV}$	MT	Média Tensão
$V \leq 1000 \text{ V}$	BT	Baixa Tensão

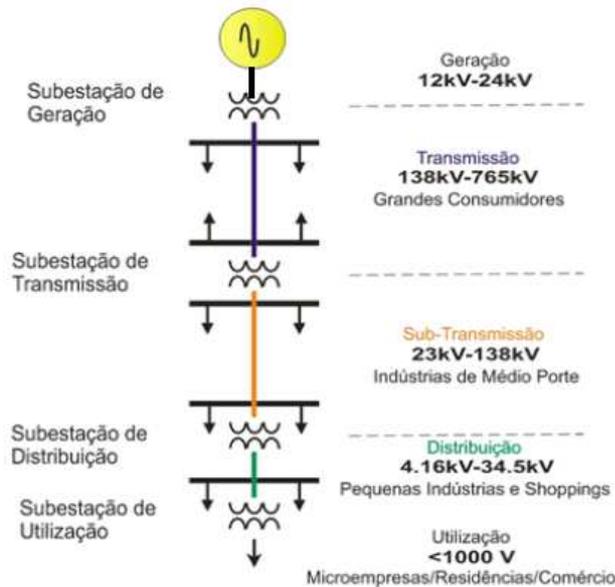


Figura 3.2 – Níveis de tensão por segmentos [ANEEL, 2010].

3.2. DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS DE SUBTRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA NA REGIÃO SUDESTE DO PARÁ

Dada a grande demanda para a manutenção do consumo de energia elétrica atual, o cenário energético da região aponta para necessidades de ampliação dos sistemas da Rede Básica, além dos sistemas de sub transmissão e distribuição da CELPA, conforme já comentado no capítulo 1. Esse aumento da demanda poderá impactar diretamente na qualidade da energia fornecida, devido à instalação de cargas industriais atendidas em 138 kV e em 13,8 kV.

Atualmente a CELPA possui 27 subestações distribuidoras para suprir a região sudeste do Pará, sendo a SE Marabá, a subestação principal do sistema CELPA na região. A SE Marabá, que é atendida diretamente pela ELN, supre a maior parte da demanda. O restante é suprido pelas SE's Carajás, Onça Puma e Sossego, através da CVRD. Na Tabela 3.3 encontra-se a relação das SE's do sistema CELPA, na região e na Tabela 3.4 encontram-se relacionadas as LD's. Essas subestações são atendidas pelas linhas de sub transmissão (69 ou 138 kV) e

de distribuição (34,5 ou 13,8 kV), num total de 21 LD's relacionadas, sendo atualmente a LD Marabá - Xinguara a mais importante sob o enfoque de carregamento.

Tabela 3.3 - Relação das SE's da CELPA [Fonte:CELPA]

SUBESTAÇÕES		TRAFOS	POTÊNCIA (MVA)	TENSÃO PRIMÁRIA (kV)	TENSÃO SECUNDÁRIA (kV)	TENSÃO TERCIÁRIA (kV)
1	MARABÁ	ATF-01 (Banco)	150	230	138	13,8
		ATF-02	100	230	138	
		TF-03	6,3	13,8	34,5	
		TF-05	6,3	13,8	34,5	
2	REDEÇÃO	ATF-01	40	138	69	13,8
		TF-02	9,4	69	13,8	
		TF-03	9,3	69	13,8	
		TF-04	6,3	13,8	34,5	
3	CONCEIÇÃO DO ARAGUAIA	TF-01	9,4	69	13,8	
4	RIO MARIA	TF-01	12,5	138	13,8	
		TF-02	6,3	13,8	34,5	
5	XINGUARA	TF-01	15	138	13,8	
6	TUCUMÃ	TF-01	12,5	138	13,8	
		TF-02	6,3	13,8	34,5	
7	SÃO FÉLIX DO XINGÚ	TF-01	12,5	138	13,8	
		TF-02	6,3	13,8	34,5	
8	RIO VERMELHO	TF-01	12,5	138	34,5	
9	CURIONÓPOLIS	TF-01	2,5	34,5	13,8	
		TF-02	2,5	34,5	13,8	
10	PARAUPEBAS	TF-01	12,5	34,5	13,8	
		TF-02	12,5	34,5	13,8	
11	CARAJÁS	ATF-01	30	230	34,5	
		TF-01	16,7	230	34,5	
		TF-02	7,6	34,5	13,8	
12	VILA PLANALTO	TF-01	7,6	34,5	13,8	
13	ITUPIRANGA	TF-01	12,5	138	13,8	
		TF-02	6,3	13,8	34,5	
14	ITACAIÚNAS	TF-01	30	138	13,8	
		TF-02	30	138	13,8	
15	MORADA NOVA	TF-01	9,4	69	13,8	
16	RONDON DO PARA	TF-01	30	69	13,8	
17	DOM ELISEU	TF-01	30	69	13,8	
18	NOVA IPIXUNA	TF-01	6,3	69	13,8	
19	JACUNDÁ	TF-01	9,4	69	13,8	
		TF-02	9,3	69	13,8	
		TF-03	6,3	13,8	34,5	
20	GOIANÉSIA	TF-01	6,3	69	13,8	
		TF-02	6,3	13,8	34,5	
21	BREU BRANCO	TF-01	6,3	69	13,8	
		TF-02	6,3	13,8	34,5	
22	NOVO REPARTIMENTO	TF-01	9,4	69	13,8	
		TF-02	9,4	69	13,8	
23	ELDORADO DOS CARAJÁS	TF-01	15	138	34,5	
		TF-02	6,3	34,5	13,8	
24	CIDADE NOVA	TF-01	30	138	13,8	
25	ONÇA PUMA	TF-01	25	34,5	13,8	
26	SÃO DOMINGOS	TF-01	5,25	34,5	13,8	
		TF-02	5,25	34,5	13,8	
27	PAU D'ARCO	TF-01	6,3	34,5	13,8	

Tabela 3.4 - Relação das linhas de subtransmissão da CELPA [Fonte:CELPA]

DESCRIÇÃO	CÓDIGO DE OPERAÇÃO	TENSÃO (kV)
LD Marabá (ELN) – Jacundá	LD JAC-MAB	69
LD Redenção – Conceição do Araguaia	LD REN-COA	69
LD Marabá (ELN) – Rondon do Pará	LD ROP-MAB	69
LD Rondon do Pará – Dom Eliseu Corolle	LD ROP-DEC	69
LD Derivação SE Morada Nova	DER. MON	69
LD Derivação Rio Vermelho (na LD Marabá – Xinguara)	DER RVE/MAB-XIN	138
LD Marabá – Jacundá 2	MAR-JAC-2	69
LD Tucuruí – Breu Branco	LD TUC-BRB	69
LD Breu Branco - Goianésia	LD BRB-GOI	69
LD Derivação SE Eldorado dos Carajás (na LD Marabá – Xinguara)	DER. ELC	138
LD Marabá - Xinguara	LD MAB-XIN	138
LD Xinguara - Redenção	LD-XIN-REN	138
LD Derivação Rio Maria (na LD Xinguara - Redenção)	DER. RMA/XIN-REN	138
LD Tucumã – São Félix do Xingu	LD TUM-SFX	138
LD Marabá - Itacaiúnas	LD MAR-ITC	138
LD Itacaiúnas - Itupiranga	LD ITC-ITU	138
LD Itacaiúnas – Consumidor Particular	LD ITC-SIN	138
LD Tucuruí – Novo Repartimento	LD TUC-NOR	69
LD Onça Puma – Xinguara	LD ONP-XIN	138
LD Onça Puma - Tucumã	LD ONP-TUM	138
LD Derivação Cidade Nova (na LD Marabá – Itacaiúnas)	LD DER. CID/MAB-ITC	138
LT Marabá (ELN) – Marabá (CELPA)	LT MAB-MAR	230

3.3 ANÁLISES CRÍTICAS NO SISTEMA EXISTENTE NA REGIÃO

Conforme visto na Figura 1.8 do Capítulo 1, o sistema de subtransmissão da concessionária para o atendimento à região é radial simples, tendo basicamente seis fronteiras de atendimento. A 1ª Fronteira é a mais importante do sistema, sob o enfoque de concentração de importância de carga, sendo o principal objeto dessa análise crítica.

A extensão desse sistema propicia o carregamento de linhas de distribuição (LD), devido o crescimento natural da demanda de energia elétrica, propiciando o aparecimento de anomalias nos condutores, tais como “ponto-quente” nas conexões. De acordo com o valor da temperatura do ponto-quente, poderá haver o desligamento da LD pela atuação de relés de proteção, para o caso do rompimento do condutor no ponto-quente ou através de solicitação da própria manutenção para a correção dessa anomalia. De qualquer forma, em se tratando de um sistema radial simples, os prejuízos são inevitáveis.

A principal linha de distribuição da CELPA na região é a LD de 138 kV denominada de LD Marabá - Xinguara. No ano de 2008, essa LD esgotou a sua

capacidade de transmissão, chegando a operar próximo ao seu limite térmico. Essa LD, conforme mostrado e destacado no desenho da Figura 3.3, era responsável pelo atendimento direto em 138 kV às SE's: Eldorado dos Carajás, Rio Vermelho, Rio Maria, Xinguara / Tucumã / São Félix do Xingu, Xinguara / Redenção / Conceição do Araguaia. A confiabilidade dessa LD era baixa. Um desligamento da LD Marabá – Xinguara deixava praticamente todo o sudeste do Pará sem energia elétrica, causando sérios transtornos à concessionária de energia elétrica e aos seus consumidores.

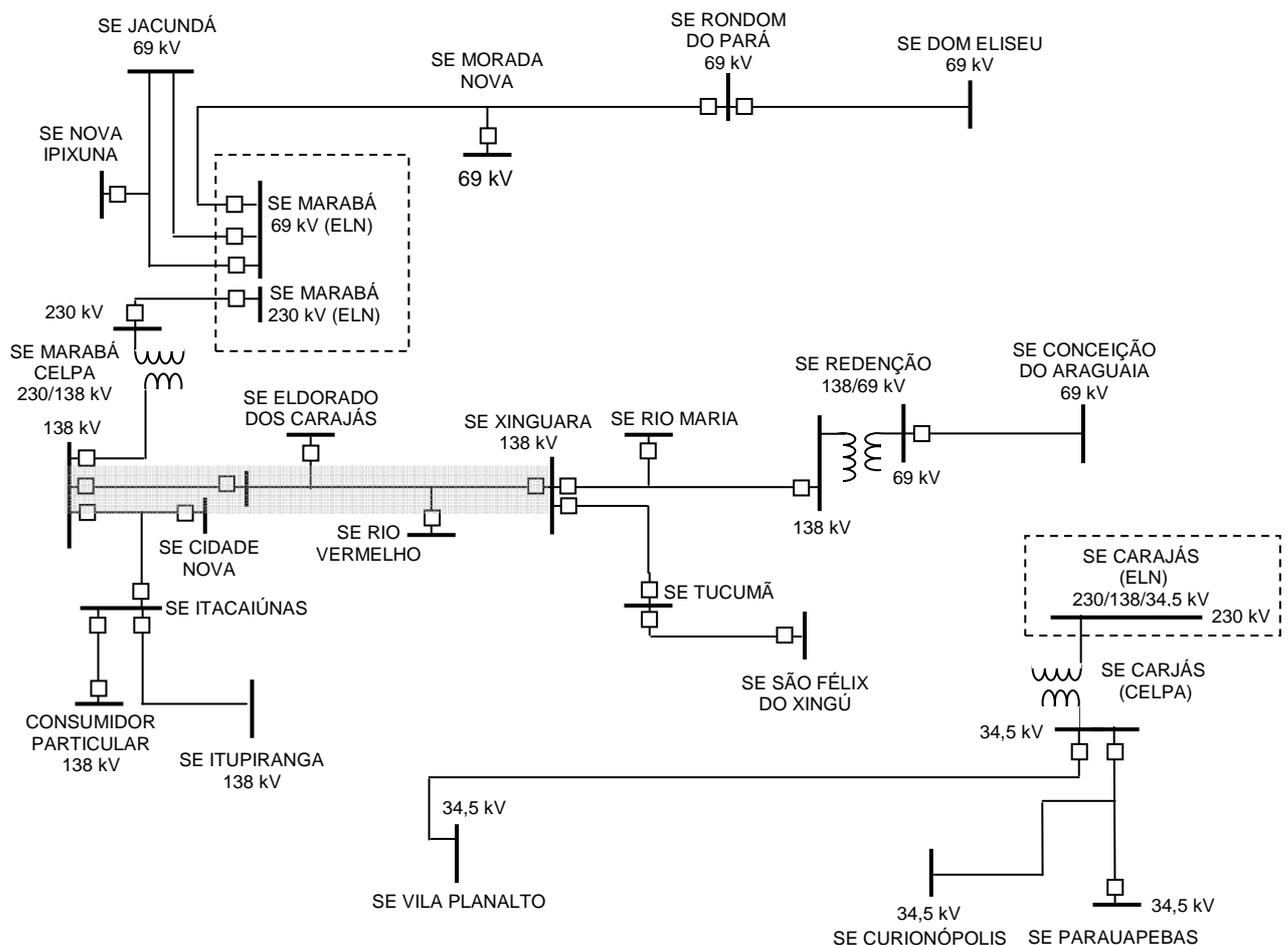


Figura 3.3 – Detalhe do atendimento pela LD Marabá - Xinguara

Por ser radial e de suprimento unilateral, o sistema de subtransmissão da Regional Marabá era bastante restrito quanto a flexibilidade operacional. Tudo isso, são fatores que impediam o crescimento da demanda na região.

Com a implantação de novas subestações particulares para exploração de minérios na região, tais como níquel e cobre, relativos aos projetos da CVRD, denominados “Onça Puma” e “Salobo”, respectivamente, foi possível à CELPA solucionar os problemas de atendimento energético à região, já que a CVRD é

atendida em tensão primária de 230 kV, pela ELETRONORTE. Então, a solução para o problema foi rearranjar o sistema, tendo em vista as novas possibilidades de atendimento a partir das subestações da CVRD. Primeiramente o atendimento as SE's da CELPA, Tucumã e São Félix do Xingu, passou a ser através da SE da CVRD "Onça-Puma", conforme mostrado na Figura 3.4.

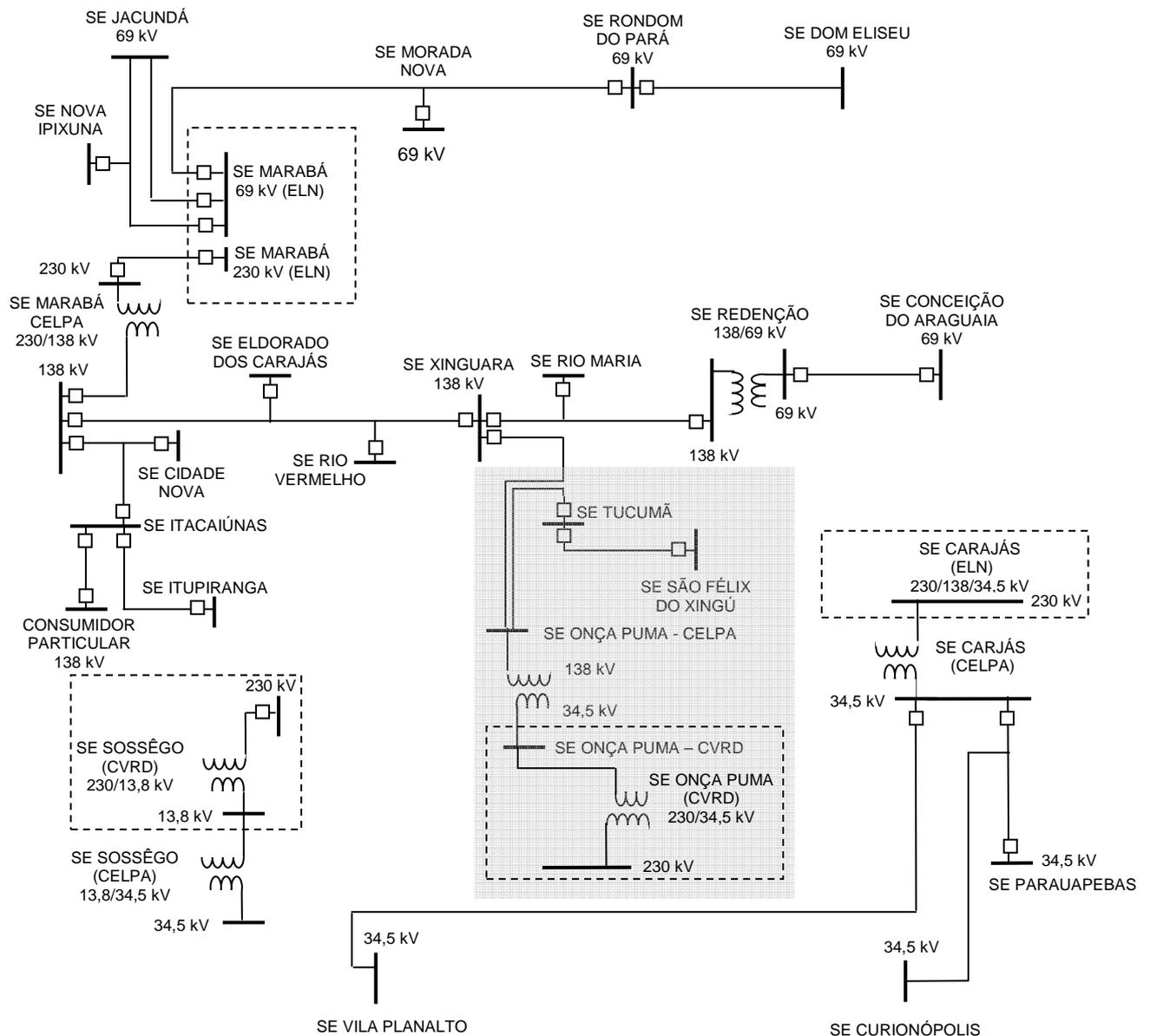


Figura 3.4 – Atendimento através da SE Onça Puma

Esse arranjo, acima descrito, possibilitou que a SE Xinguara tivesse alternativa operacional através de um segundo atendimento em 138 kV, a partir da SE Onça Puma. Assim sendo, as SE's Tucumã e São Félix do Xingu passaram ser atendidas pela SE Onça Puma, porém com flexibilidade operacional para poder ser

atendida pela SE Xinguara, se necessário. Essas mudanças na configuração desse sistema afastaram a possibilidade de reprimir a demanda na região, com consequência de alívio de mais de 10% no carregamento da LD – Marabá - Xinguara.

Em função de que a SE Sossego (CVRD) é atendida em 230 kV pela ELN, foi possível se estabelecer um terceiro atendimento à SE Xinguara. A Figura 3.5 a seguir retrata esse terceiro arranjo.

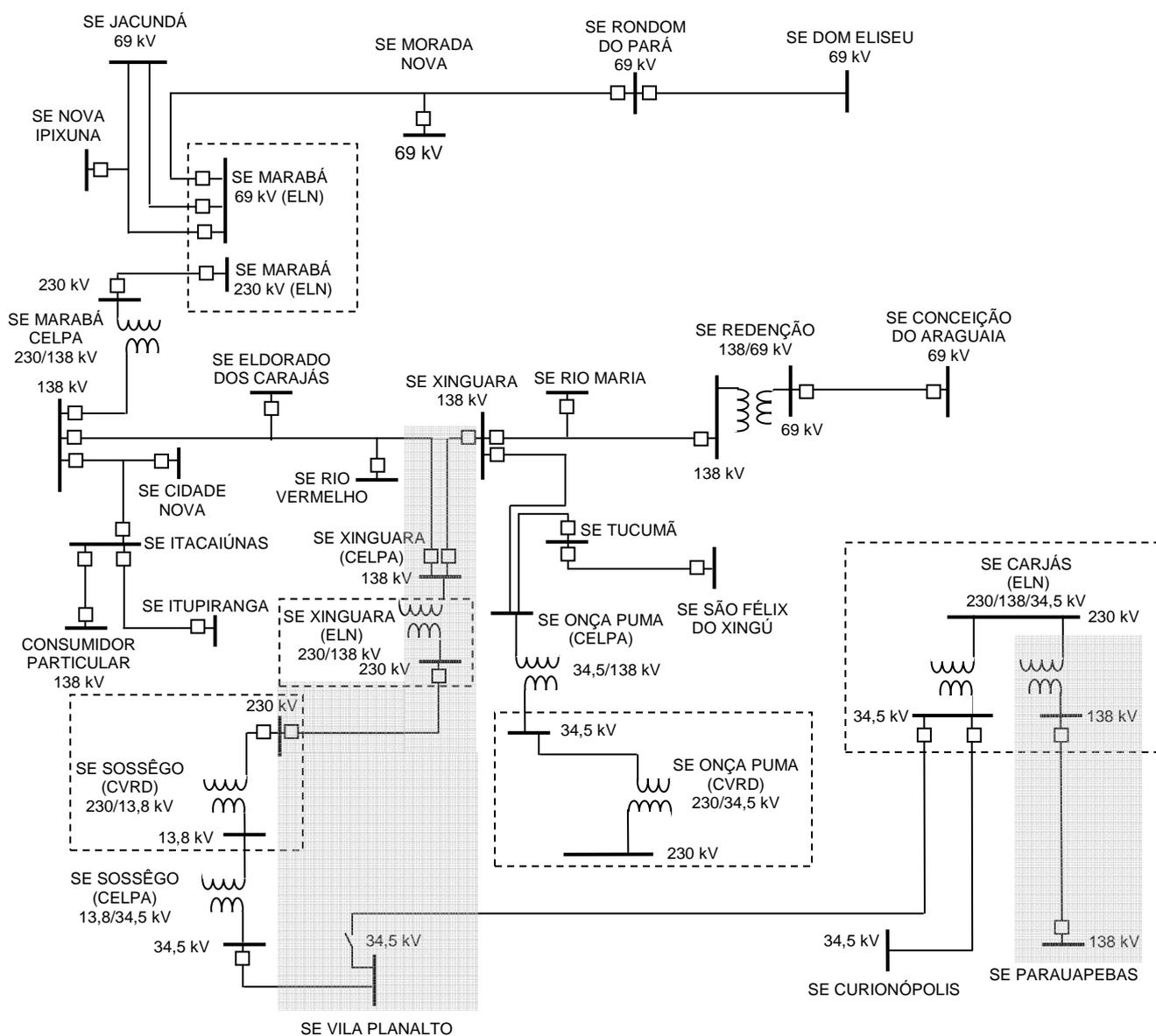


Figura 3.5 – Terceiro atendimento, pela SE Xinguara

Para concretizar esse terceiro arranjo, está sendo construído pela CELPA uma LD que interligará o setor de 138 kV das SE's Xinguara da CELPA com a da ELETRONORTE, cuja previsão para entrar em operação está para junho/2012.

Outras melhorias são relativas à ampliação das SE's Carajás e Parauapebas, a partir da inclusão de setores de 138 kV, prevista para operar em maio/2012.

Com a implantação do terceiro atendimento, a SE Xinguara passará a ser estratégica para o sistema da região sudeste do Estado do Pará, devido ficar dotada de recursos de flexibilidade operacionais para atendimento às demais subestações, gerando maior confiabilidade a esse sistema.

3.3.1 Desempenho do sistema da Regional Marabá perante o sistema interligado da CELPA

Tomando-se por base o último relatório operativo anual da CELPA referente ao ano de 2010, tem-se os seguintes resultados para o desempenho do sistema da Regional Marabá:

a) Demanda máxima coincidente

Relativamente à contribuição da Regional Marabá, para a demanda máxima coincidente do sistema interligado da CELPA, tem na subestação Marabá a terceira com maior contribuição. Nos últimos três anos, está sendo superada apenas pelas duas Regionais da Região Metropolitana de Belém, no caso as Regionais Guamá e Utinga.

b) Evolução da demanda

Quanto à evolução da demanda máxima do sistema interligado da CELPA, a SE Marabá também desponta como a terceira com maior crescimento, depois das SE's Utinga e Guamá (ambas do sistema da CELPA em Belém) para os anos de 2008, 2009 e 2010, com forte tendência de manter esse patamar. Nas Tabelas 3.5 e 3.6, a seguir, pode-se verificar a evolução da demanda através da energia (MWh), nos pontos de conexão (fronteira com a supridora), assim como em cada subestação do sistema.

Tabela 3.5 – Evolução do consumo de energia nos pontos de conexão (fronteira) com as SE's Marabá, Carajás e Onça Puma [Fonte: CELPA]

RELATÓRIO ANUAL DA OPERAÇÃO 2010															
ENERGIA NOS PONTOS DE CONEXÃO (MWh)															
Ponto de Intercâmbio	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	ACUMULADO 2010	ACUMULADO 2009	EVOL. % 09/10
MARABÁ 69KV	15.108,83	14.122,83	16.391,51	15.118,70	16.290,22	15.806,10	16.422,15	16.943,84	17.241,93	17.307,18	16.611,99	16.391,72	193.756,99	176.593,24	9,72
MARABÁ 230KV	100.903,05	87.105,63	96.622,93	90.176,20	98.878,85	98.104,74	100.786,70	99.529,78	101.977,61	99.570,96	96.357,29	94.102,26	1.164.116,00	1.128.665,04	3,14
CARAJÁS 230KV	18.023,27	21.305,05	28.206,59	27.357,33	21.447,84	19.968,60	21.022,17	21.120,71	22.113,55	22.586,17	22.234,00	21.903,01	267.288,29	208.688,36	28,08
ONÇA PUMA					8.460,81	8.283,51	7.860,42	9.044,75	8.514,08	8.063,78	8.876,80	9.036,08	69.140,22	0,00	

Tabela 3.6 – Evolução do consumo de energia por subestação do sistema de sub transmissão da Regional Marabá [Fonte: CELPA]

RELATÓRIO ANUAL DA OPERAÇÃO 2010													
ENERGIA MENSAL DAS SUBESTAÇÕES (MWh) 2010													
SUBESTAÇÕES	JANEIRO	FEVEREIRO	MARÇO	ABRIL	MAIO	JUNHO	JULHO	AGOSTO	SETEMBRO	OUTUBRO	NOVEMBRO	DEZEMBRO	ACUMULADO
BREU BRANCO 13,8 KV	1.814,05	1.618,00	1.893,00	1.715,00	1.870,00	1.816,00	1.862,00	1.936,00	1.884,00	1.928,00	1.875,60	1.956,00	22.167,65
BREU BRANCO 34,5 KV	1.224,15	1.371,74	1.555,84	1.407,04	1.551,00	1.542,00	1.367,10	1.414,35	1.444,59	1.449,72	1.328,90	1.347,01	17.003,44
CARAJÁS 13,8 KV	2.807,25	2.594,00	2.600,00	2.892,41	3.006,94	2.931,59	3.060,80	2.765,31	3.253,50	3.256,53	3.187,94	2.994,97	35.351,24
CONCEIÇÃO DO ARAGUAIA	4.455,86	3.974,92	4.607,32	4.522,39	4.981,79	4.769,60	4.922,69	4.737,95	4.915,29	4.699,55	4.426,39	4.513,17	55.526,92
CURIONÓPOLIS	631,58	527,26	559,01	531,58	594,71	833,00	907,52	896,41	893,00	886,79	1.098,10	1.365,01	9.703,97
ELDORADO DOS CARAJÁS	5.044,31	3.739,76	4.989,20	5.167,72	5.654,74	5.702,47	4.946,31	5.695,58	5.644,86	5.155,74	5.690,27	5.446,43	62.877,39
ELDORADO DOS CARAJÁS 13,8 KV	1.747,62	1.557,02	1.841,41	1.728,55	1.869,17	1.878,20	1.911,53	1.934,93	1.897,68	1.846,62	1.875,85	1.854,26	21.942,84
ELDORADO DOS CARAJÁS 34,5 KV	3.296,69	2.182,74	3.147,80	3.439,17	3.785,57	3.824,27	3.034,79	3.760,65	3.747,18	3.309,12	3.814,43	3.592,17	40.934,58
GOIANÉSIA 13,8 KV	1.926,02	1.815,50	1.958,80	1.959,02	2.140,08	2.053,36	2.230,06	2.236,80	2.237,86	2.313,20	2.211,85	2.209,20	25.291,77
GOIANÉSIA 34,5 KV	610,02	574,56	664,20	609,84	672,12	651,78	707,87	729,99	738,88	785,16	663,26	765,27	8.172,95
ITACAIUNAS	11.225,00	8.956,00	10.457,00	9.760,00	10.717,00	12.000,00	11.787,00	11.143,00	10.164,00	10.674,00	9.738,00	10.229,42	126.850,42
ITUPIRANGA	1.548,00	1.413,00	1.666,00	1.711,00	1.974,00	1.804,00	1.678,00	1.756,00	1.796,00	1.890,00	1.771,90	1.736,08	20.743,98
JACUNDÁ	3.532,79	3.255,08	3.886,97	3.510,23	3.732,50	3.662,69	3.819,06	3.997,97	3.987,28	4.056,07	3.829,33	3.701,50	44.971,47
JACUNDÁ 34,5 KV	110,34	98,82	113,04	108,18	120,78	119,88	123,30	127,53	121,77	106,02	126,31	106,56	1.382,53
MARABÁ	24.875,00	23.050,00	25.957,00	23.979,00	26.593,00	25.653,00	26.109,00	26.995,00	27.923,39	27.896,00	25.469,60	23.814,50	308.314,49
MORADA NOVA	3.214,00	2.609,00	2.834,00	2.867,00	2.913,00	2.837,00	2.783,00	3.042,00	3.052,00	2.997,00	3.011,00	2.995,00	34.954,00
NOVA IPIXUNA	774,04	813,00	911,00	822,00	915,00	895,00	931,00	959,00	973,00	978,00	989,00	973,00	10.933,04
NOVO REPARTIMENTO	5.083,81	4.791,90	5.483,00	5.170,91	5.648,82	5.419,92	5.649,95	5.904,10	5.906,96	6.106,00	5.838,21	5.831,10	66.834,68
ONÇA PUMA	4.215,90	8.391,67	8.020,35	8.821,06	8.599,92	8.975,28	9.044,75	9.345,08	9.193,76	8.970,57	9.036,08	9.261,42	92.614,42
PARAUPEBAS	13.487,82	12.881,68	15.327,19	14.641,42	16.406,18	14.140,69	15.041,59	15.237,81	15.558,64	16.150,62	15.807,06	15.867,91	180.548,61
REDENÇÃO	9.411,57	8.758,51	10.283,24	9.736,02	10.018,76	10.494,41	10.678,29	10.974,39	11.103,87	10.398,07	10.274,67	9.309,03	121.440,83
RIO MARIA	3.998,32	3.782,48	4.382,00	4.089,60	4.545,52	4.358,48	4.435,12	4.569,60	4.617,64	4.521,60	4.387,12	4.543,92	52.241,40
RIO VERMELHO	1.206,72	1.974,78	1.584,54	946,72	1.766,16	2.196,18	1.843,74	1.402,49	2.991,49	2.969,81	2.864,68	2.033,46	23.680,77
RONDON DO PARA	3.300,70	3.102,86	4.145,93	3.862,11	4.084,19	3.950,99	4.273,49	4.213,91	4.343,29	4.440,85	4.143,25	4.096,35	47.957,94

c) Energia interrompida

O Sistema Marabá foi o que mais contribuiu para o total da energia interrompida do sistema da CELPA (Regionais Belém, Marabá, Castanhal e Santarém), com 33,9%(2.631,8 MWh), durante todo o ano de 2010. As causas que se destacam são devido às manutenções programadas preventivas, representando 18,3% do total de energia interrompida do regional, conforme pode ser verificado na Figura 3.6.

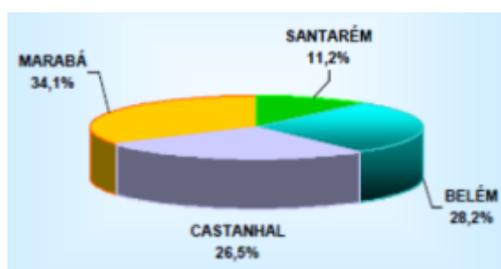


Figura 3.6 – Contribuição das Regionais da CELPA para a energia interrompida no ano de 2010

Dentre os desligamentos ocorridos na Regional Marabá durante o ano 2010, os descritos abaixo, influenciaram significativamente no desempenho do sistema interligado:

- Desligamento intempestivo da Linha de Subtransmissão Tucumã – São Felix de responsabilidade CELPA. Causa: Terceiros, data: 18/03/2010, Período: 07:51 às

03:30 h, Carga interrompida: 61,71 MWh, % em relação ao total interrompido: 0,79% da energia total interrompida;

- Desligamento intempestivo da Linha de Distribuição Marabá-Xinguara de responsabilidade CELPA. Causa: descarga atmosférica; Data: 11/05/ 2010, período: 16:41 às 17:17 h, Carga interrompida: 30,68 MWh, % em relação ao total interrompido: 0,39% da energia total interrompida;
- Desligamento intempestivo da SE Onça Puma de responsabilidade ELETRONORTE. Causa: intempestivo, Data: 20/10/2010, Período: 00:50 às 02:03h, Carga interrompida: 24,09 MWh, % em relação ao total interrompido: 0,31% da energia total interrompida;
- Desligamento intempestivo da subestação Jacundá de responsabilidade CELPA. Causa: equipamento de potência, Data: 25/12/2010, Período: 17:38 às 22:56h, Carga interrompida: 42,24 MWh, % em relação ao total interrompido: 0,54% da energia total interrompida.

Enquanto não houver outras alternativas para a flexibilização operacional, tais como duplicação de LD's no sistemas de subtransmissão e outras alternativas de atendimentos a partir da supridora ELETRONORTE, a CELPA deverá conviver com essa situação de criticidade.

3.4 TIPOS DE CARGAS (CARGAS TÍPICAS INDUSTRIAIS ATENDIDAS)

As principais cargas industriais existentes na Regional Marabá e que são atendidas pela CELPA, são os consumidores do ramo de siderurgia, atendidos pela SE Itacaiúnas, nas tensões de 138 kV e 13,8 kV.

3.4.1 Consumidor atendido em 138 kV (SE Particular)

A subestação desse consumidor industrial tem arranjo de barra simples, sendo composto por uma entrada de LD que alimenta o barramento principal de 138 kV e daí, com duas derivações desse barramento, para atender dois transformadores abaixadores. O primeiro transformador tem as seguintes características: 138.000 (delta) / 13.800 V (estrela aterrada) – 20/25 MVA. O segundo transformador tem as seguintes características: 138.000 (delta) / 33.000 V (estrela aterrada) – 40/50 MVA. Relativamente ao consumo de energia elétrica, os dados referentes ao período de janeiro/2011 a agosto/2011, são conforme Tabela

3.7 a seguir, onde alguns significados de siglas, fora da UI (Unidad Internacional) são esclarecidos, para melhor compreensão:

- P significa fora “na ponta” e F/G significa “fora da ponta”;
- UFDR significa “demanda de energia reativa”;
- DMCR significa “demanda contratada”;
- UFER significa “consumo de energia reativa”

Tabela 3.7 – Registros de consumo e demanda do Consumidor Particular atendido em 138 kV

[Fonte: CELPA]

Data		ANO 2011							
		Ago	Jul	Jun	Mai	Abr	Mar	Fev	Jan
Grandezas									
Kw	P	13104	14313,6	13910,4	13272	13809,6	13238,4	13910,6	12196,8
	F/G	43814,4	43545,6	43142,4	42537,6	43041,6	42638,4	42403,2	43243,2
kW Ultrapassado	P								
	F/G								
kWh	P	625346	648933	543589	597298	506410	574560	532274	548713
	F/G	17834086	18834816	12237850	15839619	16722342	16658880	15271200	16579281
kVArh	P								
	F/G								
Fator de Potência	P	1	1	1	1	1	1	1	1
	F/G	1	1	1	1	1	1	1	1
UFDR	P	0	0	0	0	0	0	0	0
	F/G	0	0	0	0	0	0	0	0
DMCR	P	10694,8	11222,4	11183,6	10533,8	10936,6	10676,4	11180,4	10516,8
	F/G	33507,5	35271,6	34455,2	33793,2	33112,8	32457,6	32818,8	32926
UFER	P	0	0	0	0	0	0	0	0
	F/G	76020	127125	371775	245464	178928	255360	215880	72240
Fator de Carga	P	0,69	0,72	0,59	0,68	0,58	0,63	0,64	0,71
	F/G	0,58	0,66	0,43	0,55	0,59	0,58	0,59	0,56
Corrente Primária	P	58,59	65,09	63,26	60,38	62,80	60,20	53,26	55,47
	F/G	200,11	199,37	202,16	196,44	197,83	196,88	195,56	197,51

Esse consumidor de 138 kV opera fornos a arco em suas instalações, o qual tem trazido problemas aos consumidores ligados próximos à siderurgia e à própria indústria, que conta ainda com outros de setores industriais (laminação) que são sensíveis às variações de tensão.

Como já citado no capítulo 2, fornos à arco são cargas altamente perturbadoras, provocando distorção harmônica de tensão (DHT) e flutuação de tensão (Flicker). A minimização desses efeitos é de responsabilidade do consumidor, que deverá dimensionar adequadamente os filtros de harmônicos e compensadores para as flutuações de tensão, em função da potência de curto-circuito disponível no ponto de conexão com o Ponto de Acoplamento Comum.

Para o atendimento da demanda desse consumidor foi prevista a instalação de um segundo transformador 230/138 kV, na SE Marabá (CELPA). Definiu-se que o segundo transformador 230/138 kV seria de 100 MVA, dimensionando-se a

impedância do mesmo para permitir a operação em paralelo com o existente 150/100/50 MVA.

Quando da entrada em operação do forno do consumidor, os transformadores 230/138 kV da SE Marabá estavam operando isoladamente, com o transformador de 150 MVA atendendo o sistema de Xinguara e região, e o transformador de 100 MVA (novo) alimentando a SE Itacaiúnas e o consumidor de 138 kV. Nestas condições, as potências de curto-circuito trifásico, com as atuais condições do Sistema Interligado Nacional – SIN, são iguais a 750 MVA na barra de 138 kV da SE Marabá e 593 na barra de 138 kV do consumidor. Esta configuração operativa foi definida em função da necessidade de se operar os barramentos de 138 kV da SE Marabá com níveis de tensão diferentes. Assim sendo, o barramento que atende o sistema de Xinguara necessita ser regulado com tensões elevadas, da ordem de 107 a 108% da nominal, em carga pesada, devido à grande queda de tensão ao longo dos extensos circuitos de 138 kV. Também, precisa ser regulado com tensões relativamente baixas na carga leve/mínima, quando as capacitâncias das linhas de transmissão prevalecem sobre as demandas das cargas, provocando tensões elevadas na ponta do sistema. Estes níveis de tensão não são compatíveis para o sistema Itacaiúnas, porque resultariam em tensões altas na carga pesada e baixas na carga leve/mínima. Como a potência de curto-circuito nessas condições não atende as necessidades do consumidor de 138 kV, há necessidade de operar com os dois transformadores da SE Marabá em paralelo.

Para permitir a operação em paralelo dos transformadores 230/138 kV na SE Marabá a CELPA providenciou a instalação de bancos de capacitores ao longo do sistema de Xinguara, com controles automáticos de inserção e retirada, para regulação de tensão, conforme Tabela 3.8.

Tabela 3.8 – BC´s instalados pela CELPA para permitir a operação em paralelo dos transformadores da SE Marabá

SE	Capacitores - MVar	
	Existente / previsto	Adicionado
Rio Vermelho - 34,5 kV		2,4
Xinguara - 13,8 kV	2,4	3,6
Rio Maria - 13,8 kV		1,2
Redenção – Terciário 13,8 kV	2,4	1,2
Conceição do Araguaia – 13,8 kV	2,7	3,3
Tucumã – 13,8 kV		3,6
TOTAL	7,5	15,3

Relativamente às alternativas para aumentar a potência de curto-circuito para o consumidor de 138 kV, foram estudadas diversas configurações. A melhor configuração ao atendimento, pode ser visto na Figura 3.7 a seguir. Nessa configuração há a implementação de um circuito expresso exclusivo para o forno a arco do consumidor, que além de melhorar a potência de curto-circuito no ponto de alimentação do forno, apresenta a vantagem de reduzir bastante as variações de tensão nos consumidores de Itacaiúnas e Xinguara, bem como nas demais cargas do próprio consumidor industrial.

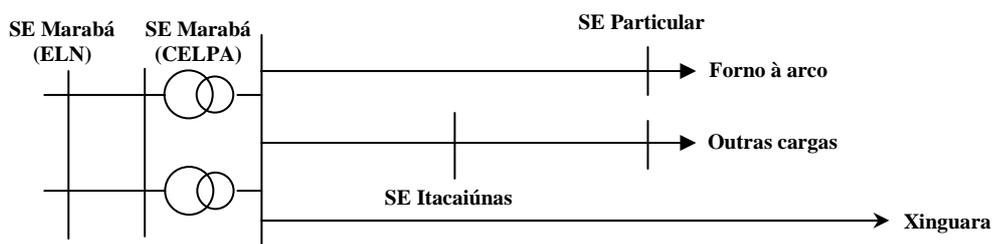


Figura 3.7 – Configuração futura de atendimento ao Consumidor Particular

Porém, conforme mostrado na Figura 3.8 a seguir, o atendimento atual para a SE Particular é feito a partir da SE Itacaiúnas, com apenas um circuito de 138 kV. Atualmente o Consumidor Particular está planejando a entrada de mais um transformador de 138.000 V (delta) / 13.800 V (estrela aterrada) – 20/25 MVA, que com as modificações executadas pela CELPA, conforme já comentado, a partir do atendimento pelas SE's Onça Puma, Sossego e Carajás, garantirá mais esse incremento de carga. Isso exigirá da CELPA a realização de estudos para verificar a possibilidade de atendimento ao consumidor, dentro do enfoque da Qualidade de Energia Elétrica e das exigências da ANEEL, prevendo-se inclusive a construção do segundo circuito de atendimento ao Consumidor Particular, cuja configuração ficará conforme mostrado anteriormente na Figura 3.7.

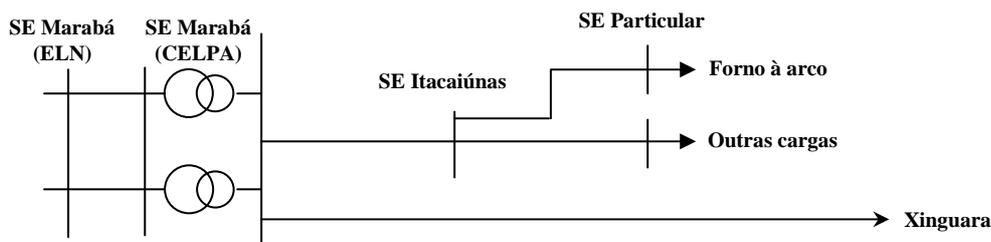


Figura 3.8 – Atendimento atual em 138 kV ao Consumidor Particular

Na condição da configuração atual, só com a operação em paralelo dos transformadores da SE Marabá, houve o acréscimo de aproximadamente 300 MVA de potência de curto-circuito na barra de 138 kV da SE Particular. Após a entrada em operação dos dois transformadores da SE Marabá, em paralelo, observou-se que a variação de tensão na barra de 138 kV da SE Particular, quando da operação do forno a arco, foi de 1,7%. Este valor está dentro da faixa de variação de tensão permitida pela legislação do setor elétrico, que é de $\pm 5\%$ [CELPA].

3.4.2 Consumidor atendido em 13,8 kV

A subestação de um dos principais consumidores atendido em 13,8 kV através do alimentador IC-10 da SE Itacaiúnas, tem arranjo de barra simples e rebaixa essa tensão para 440 V através de vários transformadores de potências distintas e que são distribuídos por toda a sua planta industrial. Também, esse consumidor possui uma Usina Dieselétrica (UDE) que entra em operação paralela com o sistema da CELPA, como co-geração, no período de ponta. Essa UDE tem potência nominal de 5.000 kVA e é conectada ao sistema interno de 13,8 kV através de transformador elevador de 0,44/13,8 kV – 5.500 kVA.

Relativamente ao consumo de energia elétrica, os dados referentes ao ano de agosto / 2011, são conforme Tabela 3.9 a seguir, onde P significa fora “na ponta” e F/G significa “fora da ponta”:

Esse consumidor não possui fornos a arco. Seus fornos são denominados de “altos fornos”, os quais utilizam carvão vegetal para o seu funcionamento. Para a redução de seu consumo de energia elétrica, o consumidor se utiliza de uma estratégia que consiste de uma unidade de Tratamento de Emissões Gasosas dos Altos Fornos. Nesse sistema, o gás gerado é canalizado e tratado. Parte desse gás (60%) retorna para o alto forno, para queima e fornecimento de energia. O restante é conduzido por uma canalização até uma usina termelétrica (co-geração) interna, responsável pelo abastecimento de energia elétrica da unidade.

Devido essa estratégia e ao seu sistema de co-geração, observa-se uma constância de sua carga, durante os períodos “na ponta” e fora dela, conforme pode ser verificado na Tabela 3.9. Todavia, existe previsão de ampliação da siderurgia dentro de um horizonte de três anos, inclusive com a instalação de mais uma UDE, operando também como co-geração.

- Relativamente ao consumo de energia elétrica, os dados referentes ao período de janeiro/2011 a agosto/2011, são conforme Tabela 3.9 a seguir [CELPA].

Tabela 3.9 – Registros de consumo e demanda de um Consumidor Industrial atendido em 13,8 kV, pelo alimentador IC-10 da SE Itacaiúnas

Data		ANO 2011							
		Ago	Jul	Jun	Mai	Abr	Mar	Fev	Jan
Grandezas									
Kw	P	5670	5856,4	5367,5	5478,4	5070,2	5740,5	5715,3	5755,6
	F/G								
kW Ultrapassado	P								
	F/G								
kWh	P	112693	115539	187601	85916	110232	57517	136480	139618
	F/G	1538366	1885584	2789347	1931966	1901353	1277399	1437266	1500794
kVArh	P								
	F/G								
Fator de Potência	P	1	1	1	1	1	1	1	1
	F/G	1	1	1	1	1	1	1	1
UFDR	P								
	F/G	73,7	276	0	0	0	250,1	13,2	0
DMCR	P								
	F/G	5823,7	6132,4	5615,8	5639,7	5053,8	6000,1	5763,2	5394
UFER	P	9359	9642	13035	4932	5833	2512	5013	5295
	F/G	69170	92534	117545	62375	64430	37065	42599	47820
Fator de Carga	P								
	F/G	0,38	0,47	0,77	0,50	0,55	0,31	0,41	0,38
Corrente Primária	P								
	F/G	269,44	279,40	254,39	257,18	238,39	268,63	267,61	270,08

Onde:

- P significa fora “na ponta” e F/G significa “fora da ponta”;
- UFDR significa “demanda de energia reativa”;
- DMCR significa “demanda contratada”;
- UFER significa “consumo de energia reativa”.

3.4.3 Outros consumidores

A SE Itacaiúnas, também denominada de SE Distrito Industrial, localizada na cidade de Marabá, é responsável pelo atendimento às demais cargas siderúrgicas implantadas, todas alimentadas em 13,8 kV e classificadas como menos importante no contexto dessa dissertação. Esses consumidores menores são supridos pelos alimentadores IC-06, IC-08, IC-10 e IC-11.

3.5 FORMA DE CRESCIMENTO QUE IMPACTA NA QUALIDADE DO ATENDIMENTO

As formas de crescimento estão intimamente ligadas aos aspectos sócios econômicos, conforme relatados no capítulo 1. A forma de crescimento de carga impacta diretamente na qualidade do atendimento podendo levar ao aumento do DEC. O crescimento de carga é decorrente da evolução do consumo, que por sua vez, gera fatores que podem contribuir ou não, para um melhor desempenho na qualidade do atendimento [Ribeiro, 2004].

Quanto maior for o crescimento de carga, maior será a vigilância da concessionária ao seu sistema, entre os quais destacam-se a superação de condutores de linhas de AT, MT e BT, superação de equipamentos em subestação e em linhas de distribuição, surgimento de anomalias em conexões (ponto – quente) e maiores dificuldades para a manutenção do sistema, face a exigência dos consumidores perante às necessidades de desligamentos programados, para efetuar-se manutenções preventivas e corretivas.

A evolução no consumo pode ser atribuída a três fatores básicos, principalmente no que se refere ao uso de energia elétrica [Ribeiro, 2004]:

- Atendimento à demanda, especialmente através das novas ligações de cargas elétricas.
- Facilidade de acesso a financiamentos e transferência de renda, que devido a estabilização da moeda, gera expressivo incremento na aquisição de equipamentos industriais e eletroeletrônicos, por parte de consumidores, contribuindo expressivamente para o aumento da demanda;
- Tendência crescente observada nos grandes centros urbanos de “encasulamento”, ou seja: concentração de atividades profissionais e de lazer nas residências, com maior segurança e economia.

Estes fatos criaram condições para uma maior utilização de energia elétrica por parte dos consumidores residenciais, bem como para a migração de consumidores de faixas mais baixas de consumo para faixas mais altas. Apesar de ter ocorrido em todas as faixas, esse movimento nas faixas mais baixas se justifica pelo aumento de renda e pela aquisição de equipamentos eletroeletrônicos [MME, 2010].

Como conseqüência da evolução do consumo, poderá haver impactos diretos na qualidade do atendimento. A qualidade da energia fornecida em uma unidade de

consumo (residência, comércio ou indústria) depende do sistema elétrico que a empresa distribuidora construiu ao longo dos anos e de como esse sistema é ampliado e mantido. A demanda cresce com o surgimento de novos consumidores e com o aumento da quantidade de energia consumida por seus clientes. Para atender à demanda, com o nível de qualidade ideal, para a adequada prestação do serviço determinado pela ANEEL, a concessionária precisa ampliar e fazer a manutenção do sistema elétrico existente. A ampliação pode ser realizada pela construção de novas subestações, de linhas de transmissão e de distribuição ou pela adoção de equipamentos com novas tecnologias. A manutenção visa conservar o sistema em boas condições para o adequado fornecimento de energia. Os custos para ampliar o sistema elétrico e mantê-lo são considerados no momento de fixação das tarifas praticadas pelas empresas distribuidoras, durante o processo de revisão tarifária. Os recursos aplicados em ampliação compõem a base de investimentos a serem remunerados e os recursos aplicados em manutenção fazem parte dos custos operacionais da empresa. A ANEEL não acata necessariamente todos os custos apresentados pelas concessionárias. Eles devem resultar de manutenções e ampliações realizadas nos bens em serviço, ou seja, aqueles utilizados na distribuição de energia. Também é necessário que esses custos tenham sido calculados de forma a respeitar os critérios de qualidade estabelecidos pela Agência. Assim, no processo de revisão tarifária, os custos apresentados pela empresa são avaliados pela ANEEL para garantir que o repasse à tarifa limite-se àqueles realizados, tendo como finalidade a adequada prestação do serviço de distribuição de energia elétrica [ANEEL, 2010].

O crescimento de carga pode elevar às perdas na distribuição. As perdas são divididas em perdas técnicas (inerentes ao transporte de energia pelas redes) e comerciais ou não técnicas (consumo de energia não medido ou não faturado, por erro de medição, furto ou fraude). A inadimplência, que também pode ser considerada como perda, é o montante devido pelos consumidores por falta de pagamento. As perdas e a inadimplência são recuperadas, em parte, pelas distribuidoras, o que repercute em aumento das tarifas para todos os consumidores. A ANEEL dá tratamento especial ao tema, incluindo na tarifa apenas parte do valor das perdas comerciais e da inadimplência. A idéia é estimular as concessionárias a investirem na redução desses índices para onerar menos o consumidor adimplente e honesto [ANEEL, 2010].

3.6 CONCLUSÃO

Pode-se observar que tanto pelo âmbito político, através dos Governos Federal e Estadual, quanto pelo âmbito técnico, está havendo uma preparação para a avalanche do incremento de novas cargas que surgirão nas regiões sul e sudeste do Pará, principalmente na região sudeste, em decorrência da evolução do crescimento acentuado de novas cargas instaladas.

Enquanto as obras de implantação dos sistemas de geração (Belo Monte e Marabá) e das ampliações dos sistemas de transmissão, subtransmissão e distribuição, não estiverem concluídas e em operação, terá de se conviver dentro dos recursos limitados que já existem implantados no sistema, porém precisando de adequações técnicas necessárias para que haja qualidade, pelo menos paliativa, de atendimento. Um exemplo é o incremento na confiabilidade operacional do sistema da Regional Marabá, através das fronteiras de suprimento pelas das SE's da CVRD, no caso SE Onça Puma e SE Sossego.

O plano de melhorias que está sendo implantado pela Celpa se alinha às políticas públicas de desenvolvimento estratégico do Pará, de forma a minimizar os impactos decorrentes do crescimento de carga nas regiões sul e sudeste do Pará.

CAPÍTULO 4

ESTUDO DE CASO NA REGIONAL MARABÁ

4.1 INTRODUÇÃO

Conforme foi citado no capítulo 1, um dos aspectos motivadores para o desenvolvimento dessa dissertação diz respeito à constatação de ocorrências de distúrbios da QEE em subestações da CELPA, da Regional Marabá. O caso em questão refere-se à ocorrência específica na SE Itupiranga envolvendo também a SE Itacaiúnas.

a) Ocorrência:

No dia 04/02/2009, houve desligamento da SE Itupiranga pela atuação das proteções do Transformador nº 1, 51G (sobrecorrente de terra, temporizada) e 86 (relé de bloqueio), provocado por um curto-circuito envolvendo as três buchas (fases A,B e V) do disjuntor 8552-2, devido ao rompimento dos três condutores, entre o disjuntor e a chave seccionadora 8529-8 (lado da fonte), danificando as referidas buchas.

b) Levantamento de fatos para análise da causa da ocorrência:

Foi verificado que o Transformador Nº 1 (TFF-01) da SE Itupiranga está emitindo ruídos estranhos, de maneira intermitente, como se estivesse obtendo rejeição e entrada de grandes blocos de cargas, acompanhado de oscilação de tensão no barramento de 15 kV.

Os condutores de força que são conectados ao religador que alimentam o barramento de 15 kV da SE Itupiranga estavam encapsulados através de uma camada enrolada de fita tipo auto-fusão (3M Scotch), desde a bucha do religador 8552-2 até certa parte do condutor, onde o rompimento do condutor deu-se na fronteira com a parte encapsulada, conforme mostrado nas Figuras 4.1 e 4.2, a seguir. Observou-se que esses condutores se apresentavam com bastante sujeira em sua superfície, mesmo por debaixo da camada de fita de auto-fusão, deduzindo-se que foram encapsulados sem estarem devidamente limpos.

Observou-se (visualmente) flutuações de tensão nos voltímetros, do barramento de 138 kV e de 220 V do quadro de serviços auxiliares, da SE Itupiranga.

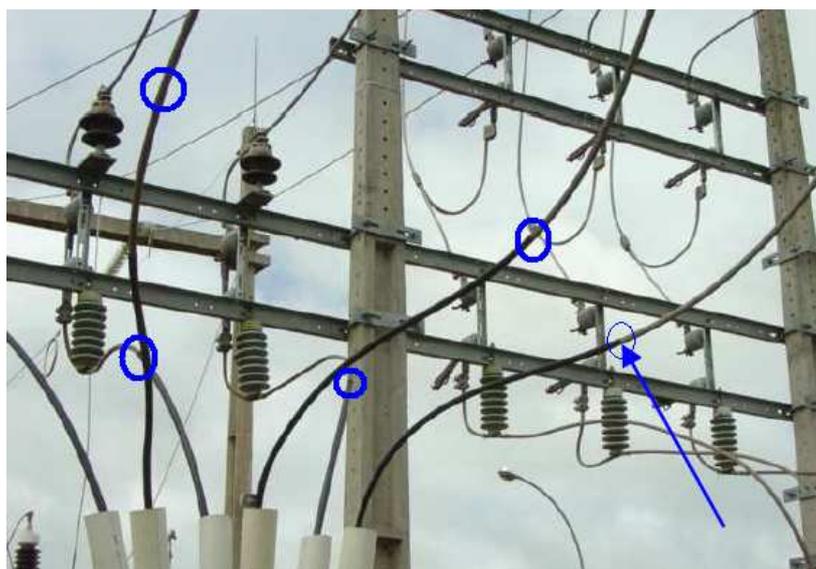


Figura 4.1 – Fronteira entre a parte encapsulada e a parte nua do condutor



Figura 4.2 – Foto do estado em que se encontrava um dos cabos condutores

c) Recomendações sobre a ocorrência

Recomendou-se que as subestações Itupiranga e Itacaiúnas fossem avaliadas, dentro do foco de Qualidade de Energia Elétrica, com o objetivo de análise para a ocorrência e definições de soluções viáveis.

Em atendimento a essa recomendação, iniciou-se em maio/2011, um estudo voltado à qualidade de energia das SE's Itacaiúnas e Itupiranga, começando pela campanha de medição, que é objeto do próximo tópico, ressaltando-se que as conclusões finais sobre esta ocorrência, são abordadas na análise conclusiva das simulações realizadas, no capítulo 5.

4.2 CAMPANHAS DE MEDIÇÃO REALIZADA NAS SE'S ITUPIRANGA E ITACAIÚNAS

Nos tópicos a seguir, apresentam-se os resultados da campanha de medição realizada no período de 28/08/2011 a 09/09/2011, nas SE's Itacaiúnas e Itupiranga, assim como as técnicas utilizadas no monitoramento e a análise dos resultados, de

forma a obter-se parâmetros reais de medição para efeitos de validação das simulações, a qual é objeto do capítulo 5. O diagrama unifilar do sistema elétrico no qual se realizou a campanha de medição está apresentado na Figura 4.3, a seguir. Ao final das descrições de cada campanha de medição é apresentada uma tabela com resumo das principais constatações verificadas.

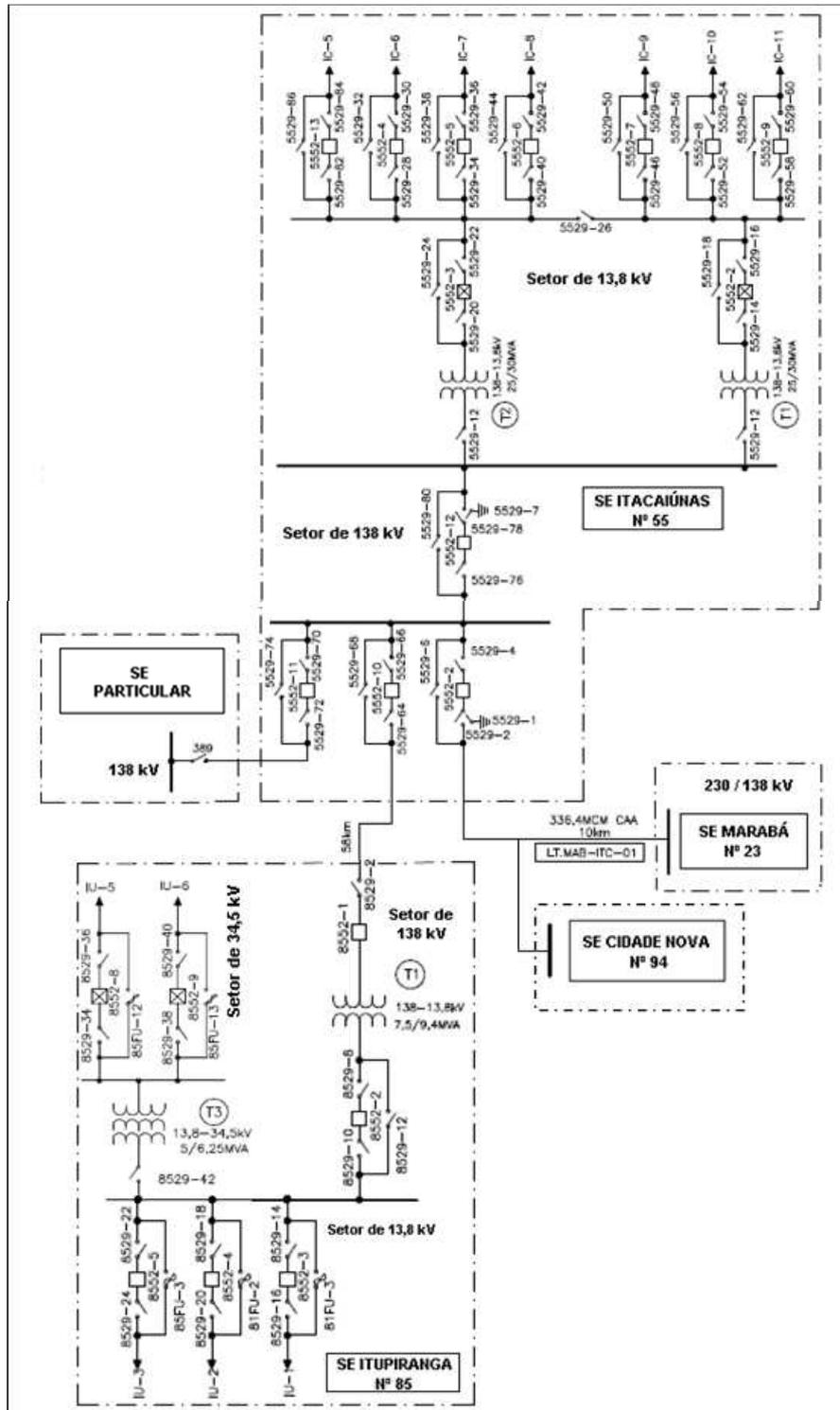


Figura 4.3 – Diagrama unifilar simplificado do sistema elétrico para a campanha de medição

4.2.1 Descrição da SE Itacaiúnas

A subestação Itacaiúnas é concebida com arranjo de barramento simples em seu circuito de Alta Tensão (setor de 138 kV) e com arranjo de barramento simples seccionado em seu circuito de Baixa Tensão (setor de 13,8 kV), sendo composta por uma entrada de Linha de Distribuição (LD) em 138 kV, duas saídas de LD em 138 kV, dois transformadores abaixadores (138 kV / 13,8 kV) e sete alimentadores em 13,8 kV.

O barramento de 138 kV é alimentado pela LD Marabá-Itacaiúnas-1 (LD-MAB-ITC-1) e supre através de duas saídas de LD, uma subestação de um Consumidor Particular (consumidor industrial com atuação no ramo de siderurgia) e a subestação Itupiranga, do sistema elétrico da CELPA.

O mesmo barramento de 138 kV supre o setor de 13,8 kV da SE Itacaiúnas, através de dois transformadores idênticos denominados de T1 e T2, que podem operar ou não em paralelo e rebaixam a tensão para 13,8 kV. Os transformadores T1 e T2 tem as seguintes características nominais: Potência: 25 / 30 MVA (ONAN / ONAF); Relação: 138 / 13,8 kV e; Conexão: Dyn1 (delta – estrela aterrada).

No barramento de 13,8 kV, ao todo, são conectados sete alimentadores, denominados de IC-6, IC-7, IC-8, IC-9, IC-10 e IC-11, sendo que os alimentadores IC-7 e IC-9 se encontram fora de operação. Esses alimentadores podem operar em barramentos separados, em esquema de quatro e três alimentadores, se o barramento operar aberto através da chave seccionadora 5529-26, conforme pode ser visto na figura 4.3.

O perfil da carga desses alimentadores é caracterizado como industrial, uma vez que atendem somente indústrias siderúrgicas.

4.2.2 Descrição da SE Itupiranga

A subestação Itupiranga é concebida com arranjo de barramento simples em seu circuito de Alta Tensão (setor de 138 kV) e também em arranjo de barramento simples em seus circuitos de Baixa Tensão (13,8 kV e 34,5 kV). Esse dois setores de Baixa Tensão são compostos por uma entrada de LD, um transformador abaixador (138 / 13,8 kV), três alimentadores em 13,8 kV, um transformador elevador (34,5 / 13,8 kV) e dois alimentadores em 34,5 kV.

O barramento de 138 kV é alimentado pela LD Itacaiúnas-Itupiranga1 (LD ITC-ITU-1) e supre o setor de 13,8 kV, através de um transformador denominado

deT1, que tem as seguintes características nominais: Potência: 7,5 / 9,3 MVA (ONAN / ONAF); Relação: 138 / 13,8 kV e; Conexão: Dyn1 (delta – estrela aterrada).

No barramento de 13,8 kV, são conectados três alimentadores, denominados de UI-1, UI-2 e UI-3, dos quais apenas o UI-1 e UI-3 se encontram em operação e suprem cargas residenciais e comerciais da cidade de Itupiranga. Nesse barramento, é conectado um vão de saída, para alimentar um transformador elevador denominado de T3, de forma a suprir o setor de 34,5 kV e tem as seguintes características nominais: Potência: 5 / 6,25 MVA (ONAN / ONAF); Relação: 34,5 / 13,8 kV e; Conexão: YNynd1 (estrela aterrada – estrela aterrada - delta).

No barramento de 34,5 kV, ao todo, são conectados dois alimentadores, que são denominados de UI-5 e UI-6. Esses alimentadores suprem cargas rurais e fazem parte do Programa Luz para Todos, do Governo Federal.

4.3 NORMAS APLICADAS NA CAMPANHA DE MEDIÇÃO

Para a avaliação da campanha de medição, foram aplicadas a norma da ANEEL relativa ao Módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) e a norma internacional do “Institute of Electrical and Electronic Engineers” (IEEE), denominada IEEE 519.

Nenhum ponto acerca das correntes harmônicas é mencionado no documento do PRODIST, daí a necessidade de utilizar-se recomendações da IEEE 519.

Também, o Módulo 8 do PRODIST não apresenta os protocolos de medição a serem adotados pelos equipamentos de monitoração e nem as obrigações legais quanto às medições de qualidade de energia a serem realizadas pelas concessionárias.

4.3.1 Tópicos do Módulo 8 – PRODIST

4.3.1.1 Tensão em Regime Permanente

Para a Tensão de Regime Permanente são estabelecidos os limites da Tensão de Atendimento (TA), classificados como adequados, precários e críticos, para os níveis de tensão em regime permanente, tomando-se como referência a tensão nominal. Para cada Tensão de Referência (TR), as leituras associadas a mesma, classificam-se nas categorias adequada, precária ou crítica. A análise é feita baseando-se no afastamento do valor da Tensão de Leitura (TL) em relação à

Tensão de Referência, através de critério de comparação, dentro de uma faixa admissível denominada de Faixa de Variação da Tensão de Leitura.

As faixas de classificação da TA podem ser observadas nas tabelas 4.1 e 4.2, relativas aos níveis de tensão em 138 kV, 69 kV, 34,5 kV e 13,8 kV.

Tabela 4.1– Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,95 TR$ ou $1,05TR < TL \leq 1,07TR$
Crítica	$TL < 0,90$ ou $TL > 1,07TR$

Tabela 4.2– Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 1 kV e inferior a 69 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93 TR$
Crítica	$TL < 0,90$ ou $TL > 1,07TR$

Após a obtenção do conjunto de leituras válidas, oriundas de medições amostrais, devem ser calculados o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e para tensão crítica (DRC) de acordo com as seguintes expressões:

$$DRP = \frac{npl}{1008} \cdot 100 [\%] \quad (4.1)$$

$$DRC = \frac{npc}{1008} \cdot 100 [\%] \quad (4.2)$$

Onde, nlp e npc representam o maior valor entre as fases do número de leituras situadas nas faixas precária e crítica, respectivamente. Disto, surgem dois índices, estabelecendo-se os seguintes indicadores: o valor da Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária - DRP_M ficando estabelecido em 3% (três por cento) e o valor da Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Crítica - DRC_M ficando estabelecido em 0,5% (meio por cento).

4.3.1.2 Desequilíbrio de Tensão

O desequilíbrio de tensão é o fenômeno associado a alterações dos padrões trifásicos do sistema de distribuição. A Tabela 4.3 a seguir, apresenta a terminologia aplicável às formulações de cálculo do desequilíbrio de tensão.

Tabela 4.3 – Terminologia para desequilíbrio de tensão

IDENTIFICAÇÃO DA GRANDEZA	SÍMBOLO
Fator de desequilíbrio	FD
Magnitude das tensões trifásicas de linha (RMS)	Vab, Vbc e Vca

O valor de referência nos barramentos do sistema de distribuição, com exceção da BT, deve ser igual ou inferior a 2%.

A expressão para o cálculo do desequilíbrio de tensão pode ser assim definida:

$$FD\% = 100 \cdot \frac{\sqrt{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}}{\sqrt{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (4.3)$$

Sendo:
$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)}$$

4.3.1.3 Fator de Potência

O valor do fator de potência deverá ser calculado a partir dos valores registrados das potências ativa e reativa (P, Q) ou das respectivas energias (EA, ER), utilizando-se as seguintes fórmulas:

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad \text{ou} \quad \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \quad (4.4)$$

Com relação aos valores de referência, para unidade consumidora ou conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 (noventa e dois centésimos) e 1,00 (um) indutivo ou 1,00 (um) e 0,92 (noventa e dois centésimos) capacitivo, de acordo com a regulamentação vigente, segundo o módulo 8 do PRODIST.

4.3.1.4 Distorções Harmônicas

Em se tratando das distorções harmônicas, o PRODIST trata somente dos aspectos relativos às formas de onda da tensão, definindo a terminologia a ser aplicada ao fenômeno, bem como as formulações precedentes e limites de referências. A tabela 4.4 a seguir sintetiza a terminologia aplicável às formulações do cálculo de valores de referência para as distorções harmônicas.

Tabela 4.4 – Terminologia dos harmônicos

IDENTIFICAÇÃO DA GRANDEZA	SÍMBOLO
Distorção individual de tensão de ordem h	DIT _h %
Distorção harmônica total de tensão	DTT %
Tensão harmônica de ordem h	V _h
Ordem harmônica	H
Ordem harmônica máxima	H _{máx}
Ordem harmônica mínima	H _{min}
Tensão fundamental medida	V ₁

As seguintes expressões para quantificação dos conteúdos harmônicos são assim definidas:

$$DIT_h = \frac{V_h}{V_1} \cdot 100 \quad (4.5)$$

$$DTT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hmáx} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (4.6)$$

Onde:

DTI_h é a distorção harmônica individual de tensão de ordem h (expresso em percentual);

DTT é a distorção harmônica individual de tensão (percentual);

V_h é a tensão harmônica de ordem h e;

V₁ é a tensão fundamental medida.

Os valores de referência para as distorções harmônicas totais (DTT) estão indicados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Valores de referência globais das distorções harmônicas totais (em porcentagem da tensão fundamental)

Tensão Nominal do Barramento	Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT) [%]
V _N ≤ 1 kV	10
1 kV < V _N ≤ 13,8 kV	8
13,8 < V _N ≤ 69 kV	6
69 kV < V _N < 230 kV	3

Os valores das distorções harmônicas individuais (DIT) são indicados na Tabela 4.6 a seguir.

Tabela 4.6 - Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão (em porcentagem da tensão fundamental)

Ordem Harmônica	Distorção Harmônica Individual de Tensão [%]				
	$V_n \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n \leq 13,8 \text{ kV}$	$13,8 < V_n \leq 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$	
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	0,5	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
	>12	1	0,5	0,5	0,5

4.3.2 Tópicos da Norma IEEE-519

Esta norma irá subsidiar os resultados relativos à distorção de corrente, no que diz respeito às práticas e requisitos para o controle de harmônicas, já que não é mencionado pelo PRODIST.

Nesta norma há recomendações que descrevem os principais fenômenos causadores de distorção harmônica, além de indicar métodos de medição e limites de distorção. Seu enfoque é diverso, uma vez que os limites estabelecidos referem-se aos valores medidos no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), e não em cada equipamento individual, diferentemente da norma IEC. A filosofia é que não interessa ao sistema o que ocorre dentro de uma instalação, mas sim o que reflete para o exterior, ou seja, para os outros consumidores conectados à mesma alimentação. Os limites diferem de acordo com o nível de tensão e com o nível de curto-circuito do PAC. Obviamente, quanto maior for a corrente de curto-circuito (I_{cc}) em relação à corrente de carga, maiores são as distorções de corrente admissíveis, uma vez que distorcerão em menor intensidade a tensão no PAC. À medida que se eleva o nível de tensão, menores são os limites aceitáveis.

De acordo com a norma IEEE-519, as distorções harmônicas totais de corrente, são denominadas de TDD (Total Demand Distortion) ou simplesmente DTI,

para consumidores individuais conectados ao sistema elétrico. A grandeza TDD é definida como a distorção harmônica da corrente, em % (por cento) da máxima demanda da corrente de carga. Os limites de distorção harmônica de corrente, mostrados nas Tabelas 4.7, 4.8 e 4.9 a seguir, são classificados tanto em relação à tensão nominal dos circuitos quanto em relação às ordens harmônicas individuais.

Tabela 4.7- Limites de Distorção de corrente harmônica (I_h/I_1) em % (por cento) para Carga Não Linear Conectada no PCA da Concessionária a uma Tensão de 120 V a 69.000 V.

I_{sc}/I_1	Harmônica de Ordem Ímpar					TDD (%)
	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	
< 20*	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20 < 50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50 < 100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100 < 1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
> 1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

Onde I_{sc} é a corrente máxima de curto-circuito no PAC, I_1 é a média da corrente de demanda máxima no PAC e TDD é a Taxa de Distorção de Demanda. Harmônicas pares estão limitadas a 25% dos limites dos harmônicos ímpares imediatamente superior; Distorções de corrente que resultem em *dc offset* não são permitidas; *Todo equipamento de geração é limitado a esses valores de distorção de corrente independente da relação I_{sc}/I_1 .

Tabela 4.8 - Limites de Distorção da corrente harmônica (I_h/I_1) em % (por cento) para Sistemas de Sub-Transmissão genéricos (69.001 V a 161.000 V)

I_{sc}/I_1	Harmônica de Ordem Ímpar					TDD (%)
	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	
< 20*	2,0	4,0	0,75	0,3	0,15	2,5
20 < 50	3,5	1,75	1,25	0,5	0,25	4,0
50 < 100	5,0	2,25	2,0	0,75	0,35	6,0
100 < 1000	6,0	2,75	2,5	1,0	0,5	7,5
> 1000	7,5	3,5	3,0	1,25	0,7	10,0

As harmônicas pares são limitadas a 25% dos limites das harmônicas ímpares superiores; As distorções de corrente que resultarem em um *dc offset*, p.ex., conversores de meia onda, não são permitidos; *Todo equipamento de geração é limitado a esses valores de distorção de corrente independente da relação I_{sc}/I_1 .

Tabela 4.9 - Limites de distorção de corrente harmônica (I_h/I_1) em % (por cento) para Sistemas de Transmissão genéricos (>161 kV), Geração Distribuída e Co-geração

I_{sc}/I_1	Harmônica de Ordem Ímpar					TDD (%)
	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	
< 50*	2,0	1,0	0,75	0,3	0,15	2,5
≥ 50	3,0	1,5	1,15	0,45	0,22	3,75

As harmônicas pares são limitadas a 25% dos limites das harmônicas ímpares superiores; As distorções de corrente que resultarem em um dc offset, p.ex., conversores de meia onda, não são permitidos; *Todo equipamento de geração é limitado a esses valores de distorção de corrente independente da relação ISC/I1.

4.4 CAMPANHAS DE MEDIÇÃO

As campanhas de medição foram realizadas com o objetivo de se obter características de regime permanente dos alimentadores em operação nas subestações Itacaiúnas e Itupiranga, de modo a ter-se uma descrição detalhada com relação aos níveis RMS das tensões e correntes em 60 Hz, nas fases A, B e C. Também foram realizadas medições de tensões e correntes harmônicas, no intuito de avaliar se esses pontos de medição apresentam níveis de propagação de harmônicos fora das faixas especificadas pelas normas vigentes.

As leituras foram obtidas por meio de instrumentos que operam segundo o princípio da amostragem digital e que atendem aos requisitos do PRODIST em seu módulo 8. O instrumento utilizado na campanha de medição foi um analisador de qualidade de energia, MARH-21, que é um medidor e registrador de grandezas em tempo-real (tensão, corrente e harmônicas). Para os períodos menores, foram utilizados os analisadores de qualidade de energia, PowerNet P-600 e Fluke 435. Esses instrumentos foram instalados nas subestações, sendo conectados aos circuitos secundários dos transformadores de potencial (TP) e dos transformadores de corrente (TC) correspondentes aos circuitos primários sob medição. Também, realizaram-se estudos de curto-circuito para este sistema com a utilização do ANAFAS (Programa de Análise de Falhas Simultâneas), resultando os níveis de curto circuito apresentados na Tabela 4.10, para efeito de utilizar a norma IEEE 519 com relação aos limites de distorção harmônica de corrente, conforme será abordado no capítulo 5.

Tabela 4.10 – Níveis de Curto-Circuito obtidos pelo programa ANAFAS

SUBESTAÇÃO	NÍVEL DE CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO (A/FASE)
SE ITACAIÚNAS 138 KV	2.011
SE ITACAIUNAS 13,8 KV	7.825
SE ITUPIRANGA 13,8 KV	3.506
SE ITUPIRANGA 34,5 KV	645

Durante as medições, os alimentadores IC – 7 e IC -9 estavam fora de operação no ato da medição, assim como o T2, de modo que apenas o transformador T1 supria energia para todas as cargas. As medições nos alimentadores IC-06, IC-08, IC-10 e IC-11 foram obtidas num período de 1 dia, enquanto que as medições nas três linhas de 138 kV foram obtidas ao longo de 7 dias. A Tabela 4.11 mostra o período da medição de cada local trabalhado, por subestação.

Tabela 4.11 – Período de medição por subestação

ITEM	SUBESTAÇÃO	LOCAL MEDIDO	TENSÃO	PERÍODO DA MEDIÇÃO
1	ITUPIRANGA	SECUNDÁRIO DO T1	13,8 kV	7 dias – 31/08 a 07/09/2011
2	ITUPIRANGA	AL-UI-1	13,8 kV	1 dia – 30/08/2011
3	ITUPIRANGA	AL-UI-3	13,8 kV	1 dia – 30/08/2011
4	ITUPIRANGA	AL-UI-5	34,5 kV	4 dias – 02/09/2011 a 05/09/2011
5	ITUPIRANGA	AL-UI-6	34,5 kV	4 dias – 02/09/2011 a 05/09/2011
6	ITACAIÚNAS	LD-MAR-ITC-1	138 kV	7 dias – 31/08/2011 a 07/09/2011
7	ITACAIÚNAS	LD-ITC-SIN-1	138 kV	7 dias - 31/08/2011 a 07/09/2011
8	ITACAIÚNAS	LD-ITC-ITU-1	138 kV	7 dias - 31/08/2011 a 07/09/2011
9	ITACAIÚNAS	SECUNDÁRIO DO T1	13,8	1 dia – 01/09/2011

4.5 RESULTADOS DA CAMPANHA DE MEDIÇÃO NA SE ITACAIÚNAS

4.5.1 Medição no Secundário do Transformador T1 (13,8 kV)

4.5.1.1 Registros

Os registros das medições encontram-se conforme Figuras 4.4 e 4.5, a seguir.

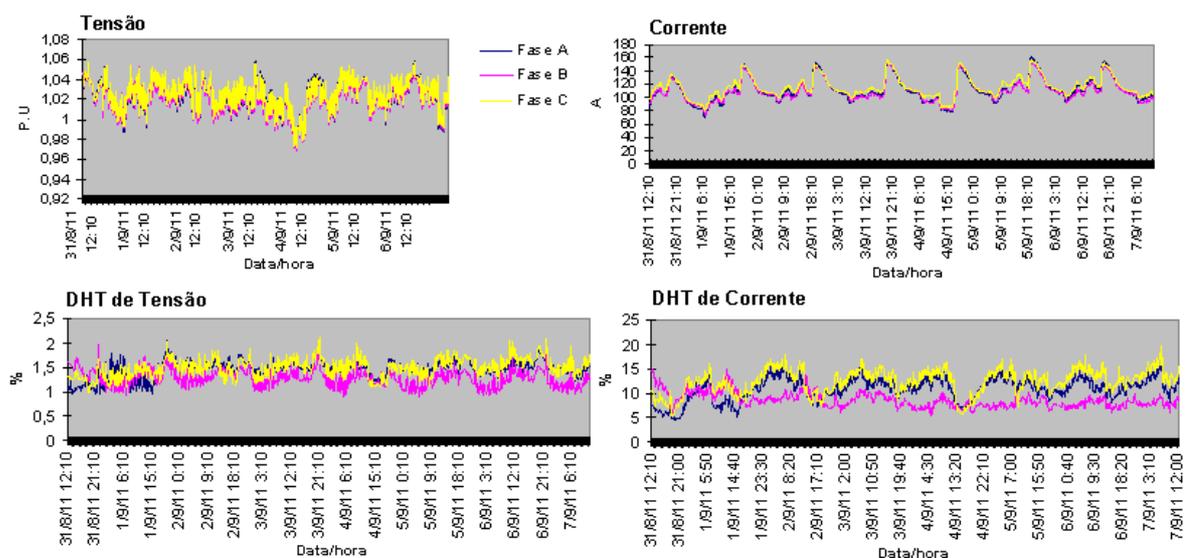


Figura 4.4– Medições de Tensão, Corrente, Distorção Harmônica Total de Tensão e Corrente, nas fases A, B e C do secundário do T1 da SE Itupiranga, realizadas no período de 31/08 a 07/09/2011.

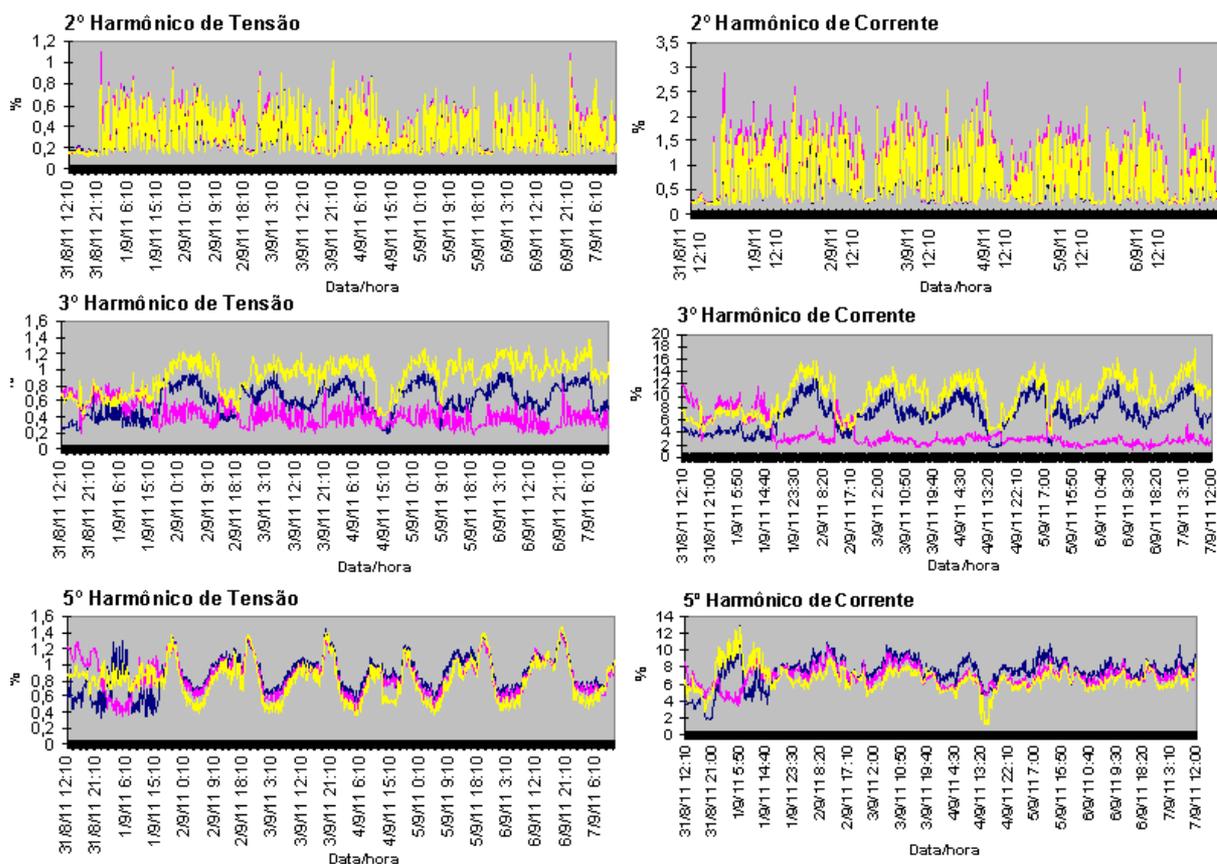


Figura 4.5- Medições de Distorção Harmônicas Individual de Tensão e Corrente, para 2ª, 3ª e 5ª harmônicas, nas fases A, B e C do secundário do T1 da SE Itupiranga, realizadas no período de 01/08 a 07/09/2011.

4.5.1.2 Análise dos resultados

As análises dos resultados, com os respectivos comentários, encontram-se nas Tabelas 4.12, 4.13, 4.14 e 4.15, a seguir.

Tabela 4.12 – Resultado da medição de tensão, no secundário do T1 da SE Itupiranga

MEDIÇÃO DE TENSÃO NO SECUNDÁRIO DO T1 DA SE ITUPIRANGA								
REF.	NORMA PRODIST	MÁX. Fase A	MÁX. Fase B	MÁX. Fase C	MIN. Fase A	MIN. Fase B	MIN. Fase C	DESEQ. FD
TL (pu)	$0,93 \leq TL \leq 1,05$	1,058862	1,05707	1,05804	0,96975	0,96825	0,97067	-
FD (%)	≤ 2	-	-	-	-	-	-	0,14
DRP (%)	$DRP_M \leq 3$	0 (n = 0)	0 (n = 0)	0 (n = 0)	-	-	-	-
DRC (%)	$DRC_M \leq 0,5$	2,08333 (n = 19)	2,08333 (n = 14)	2,08333 (n = 21)	-	-	-	-

Os valores de tensão se encontram em níveis adequados na maior parte do período considerado, porém em alguns momentos, atingiu níveis considerados críticos segundo o módulo 8 do PRODIST ($TL > 1,05$ pu), não sendo registrados

problemas de subtensão; O ponto de medição não atende ao índice DRCM, o qual tem limite igual a 0,5 pelo PRODIST.

Tabela 4.13 – Resultado da medição de corrente, no secundário do transformador 1 da SE Itupiranga

MEDIÇÃO DE CORRENTE NO SECUNDÁRIO DO T1 DA SE ITUPIRANGA							
REF.	MÁX. Fase A	MÁX. Fase B	MÁX. Fase C	MIN. Fase A	MIN. Fase B	MIN. Fase C	DESEQ.
(A)	≈164	≈164	≈164	≈70	≈70	≈70	2,8%

As correntes nas fases A, B e C, tem um perfil de consumo típico residencial e comercial, composto pelo consumo conjunto das cargas dos alimentadores de 13,8 kV; As cargas apresentam-se razoavelmente equilibradas, com um desequilíbrio calculado em torno de 2,8%, sendo a fase C a mais carregada.

Tabela 4.14 – Resultado das medições de DTT e DTI, no secundário do transformador T1 da SE Itupiranga

MEDIÇÃO DE HARMÔNICOS TOTAIS NO SECUNDÁRIO DO T1 DA SE ITUPIRANGA					
REFERÊNCIA	NORMA PRODIST	NORMA IEEE 519	MÁX. Fase A	MÁX. Fase B	MÁX. Fase C
DTT (%)	≤ 8	-	< 2,5	< 2,5	< 2,5
DTI (%)	-	Para $I_{cc}/I_L = 29,22$ ≤ 8	17,36	15,13	19,65

Com relação à DTT, não houve violação da norma (módulo 8 do PRODIST). Em relação a DTI este ponto de medição não atende a esta norma IEEE 519.

Tabela 4.15 - Resultado das medições de DIT e DTI, no secundário do transformador T1 da SE Itupiranga

MEDIÇÃO DE HARMÔNICOS INDIVIDUAIS NO SECUNDÁRIO DO T1 DA SE ITUPIRANGA					
REFERÊNCIA	NORMA PRODIST	NORMA IEEE 519	MÁX. Fase A	MÁX. Fase B	MÁX. Fase C
DTTi (%)	< 8	-	< 2,5	< 2,5	< 2,5
DTI (%)	-	≤ 7	> 7	> 7	> 7

Para as DIT, verifica-se que os harmônicos mais significativos foram os de 2ª, 3ª e 5ª ordens e que todos eles atendem individualmente aos limites impostos pelo PRODIST. Para DTI, verifica-se que tanto o 2º, 3º e 5º harmônicos apresentam distorções superiores ao valor recomendado na norma IEEE-519, que é de 7% e para harmônicos pares esse valor deve ser ¼ do valor limite para os harmônicos ímpares, o que resulta para o 2º harmônico um limiar de 1,75%.

4.5.2 Medição no Secundário do Alimentador IU-1

4.5.2.1 Registros

Os registros das medições encontram-se conforme Figuras 4.6 e 4.7, a seguir.

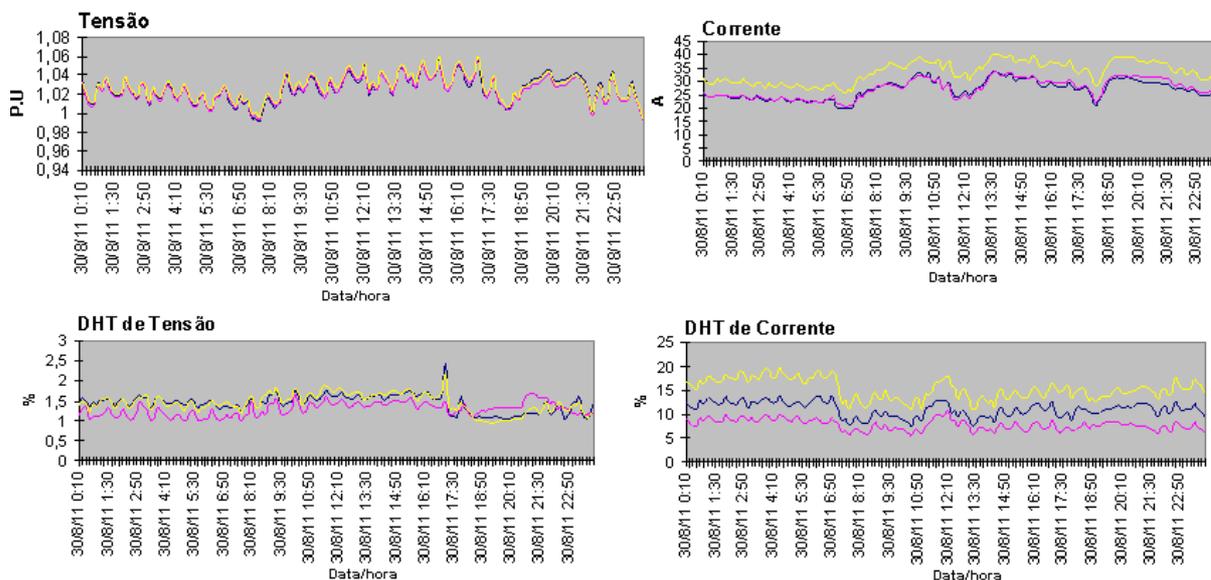


Figura 4.6 – Medições de Tensão, Corrente, Distorção Harmônica Total de Tensão e Corrente, nas fases A, B e C do Alimentador IU-1 da SE Itupiranga, realizadas no dia 30/08/2011.

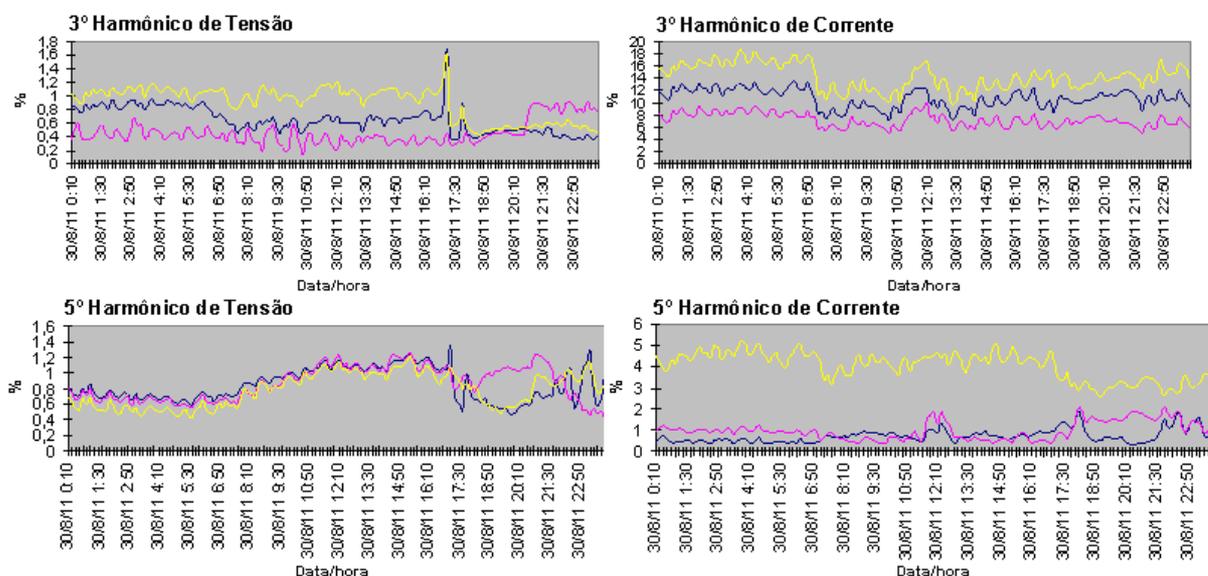


Figura 4.7 - Medições das Distorções Harmônicas de Tensão e Corrente, para 3ª e 5ª harmônicas, nas fases A, B e C do Alimentador IU-1 da SE Itupiranga, realizadas no dia 30/08/2011.

4.5.2.2 Análise dos resultados

As análises dos resultados, com os respectivos comentários, encontram-se nas Tabelas 4.16, 4.17, 4.18 e 4.19, a seguir.

Tabela 4.16 – Resultado da medição de tensão do Alimentador UI-1 da SE Itupiranga

MEDIÇÃO DE TENSÃO NO ALIMENTADOR UI-1 DA SE ITUPIRANGA								
REF.	NORMA PRODIST	MÁX. Fase A	MÁX. Fase B	MÁX. Fase C	MIN. Fase A	MIN. Fase B	MIN. Fase C	DESEQ. FD
TL (pu)	$0,93 \leq TL \leq 1,05$ (pu)	1,056957	1,058185	1,060026	0,99121	0,991014	0,993577	-
FD (%)	≤ 2	-	-	-	-	-	-	0,2

Os valores de tensão se encontram em níveis adequados na maior parte do período considerado, porém em alguns momentos, atingiu níveis considerados críticos segundo o módulo 8 do PRODIST ($TL > 1,05$ pu); Para o desequilíbrio de tensão neste ponto constata-se que a norma é atendida, ficando em torno de 0,17%, abaixo dos 2% estabelecidos no módulo 8 do PRODIST.

Tabela 4.17 – Resultado da medição de corrente do alimentador IU-1 da SE Itupiranga

MEDIÇÃO DE CORRENTE NO ALIMENTADOR UI-1 DA SE ITUPIRANGA							
UN	MÁX. Fase A	MÁX. Fase B	MÁX. Fase C	MIN. Fase A	MIN. Fase B	MIN. Fase C	DESEQ.
(A)	$\approx 34,5$	$\approx 34,5$	≈ 40	≈ 20	≈ 20	≈ 20	14,5%

Para os valores medidos de corrente, a fase C é a mais carregada, com um valor médio de 33,41 A contra 26,86 A na fase A e 27,27 A na fase B, tendo um desequilíbrio de corrente de aproximadamente 14,5%.

Tabela 4.18 - Resultado das medições de DTT e DTI, do alimentador UI-1 da SE Itupiranga

MEDIÇÃO DE HARMÔNICOS TOTAIS DE TENSÃO E CORRENTE NO ALIMENTADOR UI-1 DA SE ITUPIRANGA					
REF.	NORMA PRODIST	NORMA IEEE 519	MÁX. Fase A	MÁX. Fase B	MÁX. Fase C
DTT (%)	≤ 8	-	$< 2,5$	$< 2,5$	$< 2,5$
DTI (%)	-	Para $I_{CC}/I_L = 29,22$ ≤ 8	14,5	10,6	19,7

Com relação à DTT, não houve violação da norma (módulo 8 do PRODIST); O ponto de medição para a DTI, não atende a norma IEEE 519, onde se observa maior valor na fase C.

Tabela 4.19 - Resultado das medições de DTTi e DTIi, do alimentador UI-1 da SE Itupiranga

MEDIÇÃO DE HARMÔNICOS INDIVIDUAIS NO ALIMENTADOR UI-1					
REF.	NORMA PRODIST	NORMA IEEE 519	MÁX. Fase A	MÁX. Fase B	MÁX. Fase C
DIT (%)	< 8	-	$< 2,5$	$< 2,5$	$< 2,5$
DTI (%)	-	≤ 7	> 7	> 7	> 7

Para as DIT e DTI medidos neste alimentador, os mais significativos foram os de 3ª e 5ª ordens, apesar de que estão presentes harmônicos de 2ª, 7ª 9ª, e 11ª ordens. As DIT de 3ª e 5ª ordens não ultrapassam os valores limiares do PRODIST, ao passo que para as DTI, observa-se que o 5º harmônico atende a norma IEEE-

519, enquanto que o 3º harmônico apresenta níveis bem acima do limiar de 7% do recomendado pela norma IEEE-519. O 3º harmônico foi o que mais contribuiu para o valor elevado da DTI% neste ponto.

4.5.3 Medição no Secundário do Alimentador IU-3

4.5.3.1 Registros

Os registros das medições encontram-se conforme Figuras 4.8 e 4.9, a seguir.

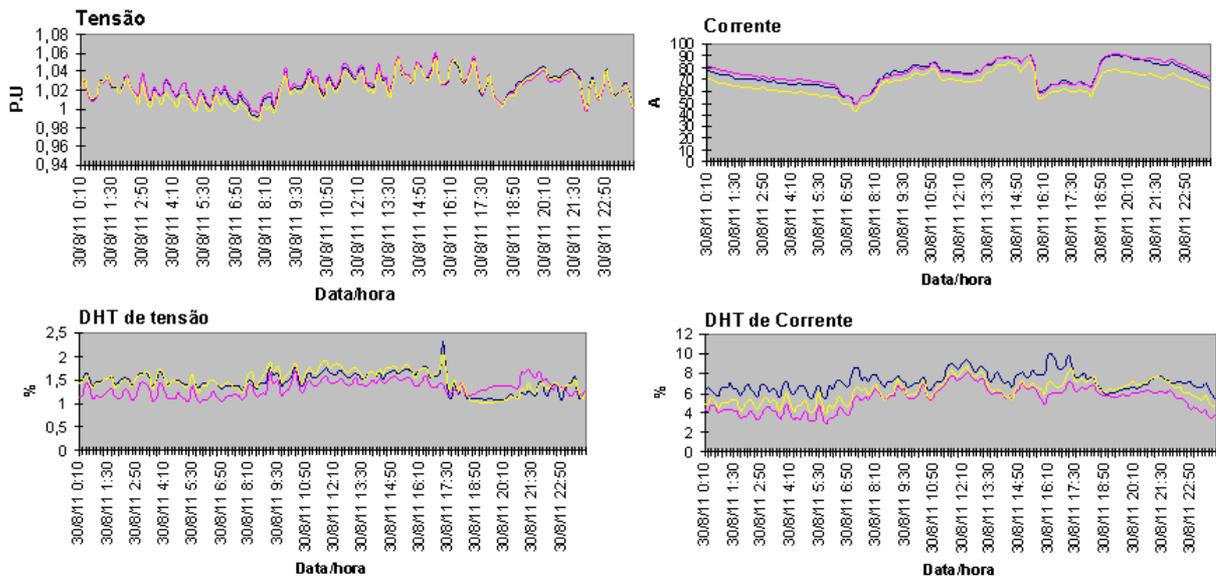


Figura 4.8 – Medições de Tensão, Corrente, Distorção Harmônica Total de Tensão e Corrente, nas fases A, B e C do Alimentador IU-3 da SE Itupiranga, realizadas no dia 30/08/2011.

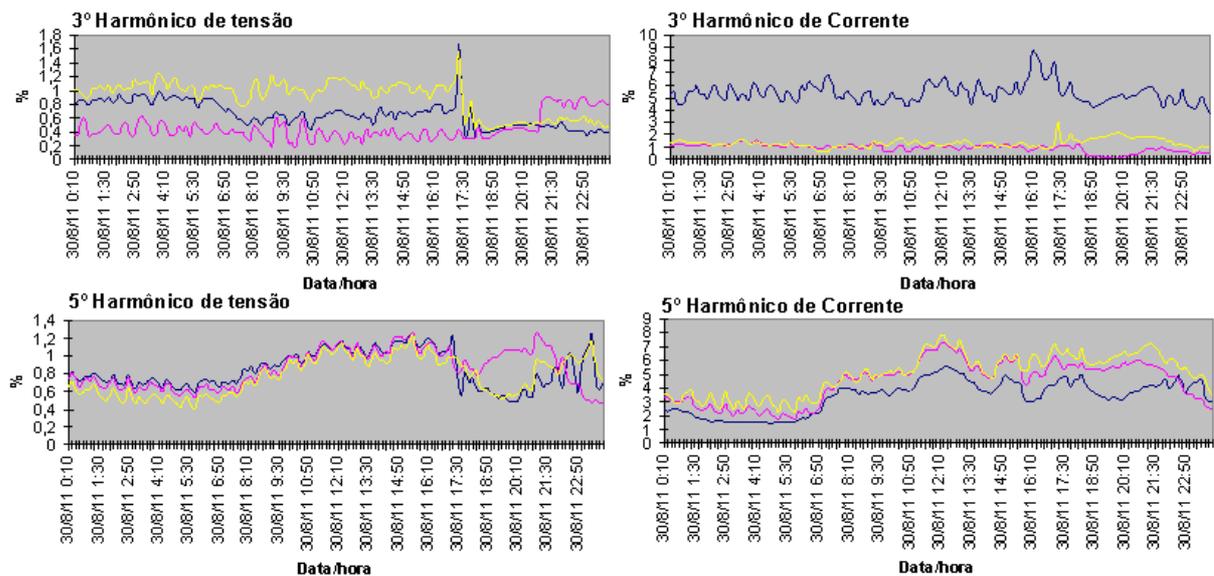


Figura 4.9 - Medições das Distorções Harmônicas de Tensão e Corrente, para 3ª e 5ª harmônicas, nas fases A, B e C do Alimentador IU-3 da SE Itupiranga, realizadas no dia 30/08/2011.

4.5.3.2 – Análise dos resultados

As análises dos resultados, com os respectivos comentários, encontram-se nas Tabelas 4.20, 4.21, 4.22 e 4.23, a seguir.

Tabela 4.20 – Resultado da medição de tensão do alimentador IU-3da SE Itupiranga

MEDIÇÃO DE TENSÃO NO ALIMENTADOR IU-3 DA SE ITUPIRANGA								
REF.	NORMA PRODIST	MÁX. Fase A	MÁX. Fase B	MÁX. Fase C	MIN. Fase A	MIN. Fase B	MIN. Fase C	DESEQ. FD
TL (pu)	$0,93 \leq TL \leq 1,05$	1,058872	1,066416	1,054627	0,993168	0,99579	0,987931	-
FD (%)	$\leq 2\%$	-	-	-	-	-	-	0,145%

Os valores de tensão se encontram em níveis adequados na maior parte do período considerado, porém em alguns momentos, atingiu níveis considerados críticos segundo o módulo 8 do PRODIST ($TL > 1,05$ pu); Para o desequilíbrio de tensão a norma é atendida pelo módulo 8 do PRODIST, ficando em torno de 0,145%.

Tabela 4.21 – Resultado da medição de corrente do alimentador IU-3 da SE Itupiranga

MEDIÇÃO DE CORRENTE NO ALIMENTADOR UI-3							
UN	MÁX. Fase A	MÁX. Fase B	MÁX. Fase C	MIN. Fase A	MIN. Fase B	MIN. Fase C	DESEQ.
(A)	≈74,19	≈75,02	≈66,56	≈20	≈20	≈20	4,31%

No que diz respeito aos valores medidos de corrente, a fase C se encontra menos carregada, resultando em um desequilíbrio de corrente de aproximadamente 4,31%.

Tabela 4.22 - Resultado das medições de DTT e DTI, do alimentador UI-3 da SE Itupiranga

MEDIÇÃO DE HARMÔNICOS TOTAIS DE TENSÃO E CORRENTE NO ALIMENTADOR UI-3					
REF.	NORMA PRODIST	NORMA IEEE 519	MÁX. Fase A	MÁX. Fase B	MÁX. Fase C
DHT (%)	≤ 8	-	< 2,5	< 2,5	< 2,5
DTI (%)	-	Para $I_{CC}/I_L = 29,22$ ≤ 8	9,975	8,2	8,8

Com relação à DHT, não houve violação da norma (módulo 8 do PRODIST); No período de carregamento mais leve, a DTI% encontra-se abaixo do limiar da norma IEEE 519, sendo menor que 8%, enquanto que para o período de maior carregamento é ultrapassado, sendo a fase A a de maiores valores atingindo um valor máximo igual a 9,975%.

Tabela 4.23 - Resultado das medições de DIT e DTI, do alimentador UI-3 da SE Itupiranga

MEDIÇÃO DE HARMÔNICOS INDIVIDUAIS NO ALIMENTADOR UI-3					
REF.	NORMA PRODIST	NORMA IEEE 519	MÁX. Fase A	MÁX. Fase B	MÁX. Fase C
DTTi (%)	< 8	-	< 2,5	< 2,5	< 2,5
DTI (%)	-	≤ 7	> 7	> 7	> 7

As DITi e DTI, mais significativas foram os de 3ª e 5ª ordens; Os harmônicos de tensão individuais de 3ª e 5ª ordens não ultrapassam os valores limiares do PRODIST, como também os respectivos harmônicos de corrente atendem a norma IEEE-519 na maior parte do período de medição.

4.5.4 Medição no Secundário do Alimentador UI-5

4.5.4.1 Registros

Os registros das medições encontram-se conforme Figuras 4.10, 4.11 e 4.12, a seguir.

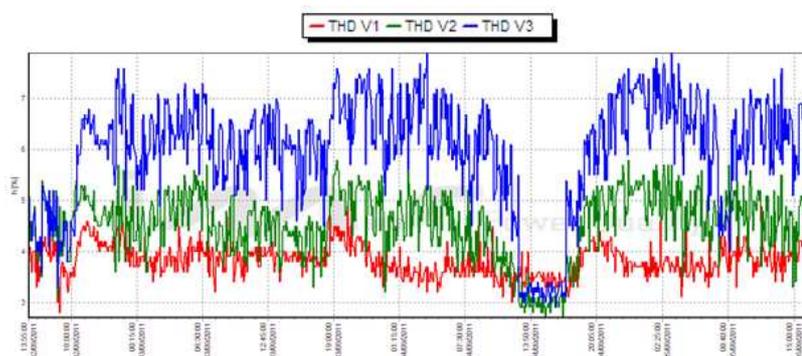


Figura 4.10 – Valores de distorção harmônica total de tensão medidos nas fases A (vermelho), B (verde) e C(azul) do Alimentador IU-05 da SE Itupiranga, no período de 02/09/2011 a 05/09/2011.

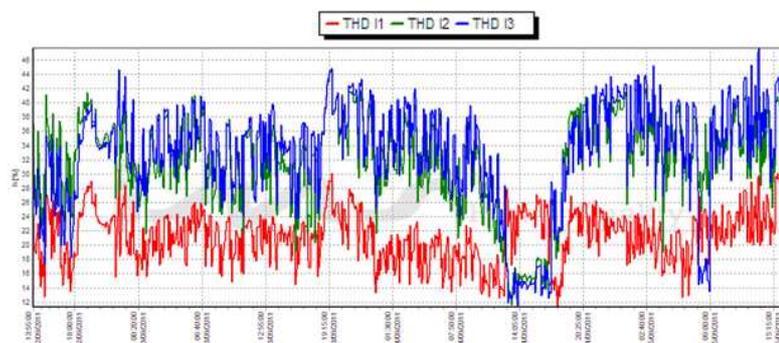


Figura 4.11 – Valores de distorção harmônica total de corrente medidos nas fases A (vermelho), B (verde) e C(azul) do Alimentador IU-05 da SE Itupiranga, no período de 02/09/2011 a 05/09/2011.

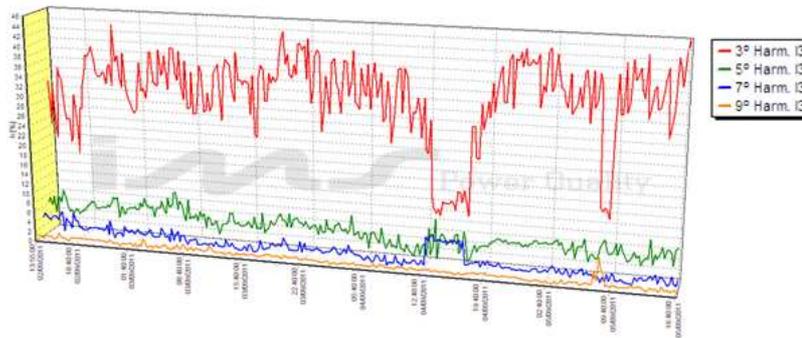


Figura 4.12 – Valores de distorção harmônica individual de corrente medidos na fase C, sendo representado em vermelho a componente de 3º Harmônico do Alimentador IU-05 da SE Itupiranga, no período de 02/09/2011 a 05/09/2011.

4.5.4.2 Análise dos resultados

A análise dos resultados, com os respectivos comentários, encontra-se nas Tabelas 4.24 e 4.25, a seguir.

Tabela 4.24 – Resultado da medição de tensão do alimentador IU-5 da SE Itupiranga

MEDIÇÃO DE TENSÃO NO ALIMENTADOR IU-5 DA SE ITUPIRANGA								
REF.	NORMA PRODIST	MÁX. Fase A	MÁX. Fase B	MÁX. Fase C	MIN. Fase A	MIN. Fase B	MIN. Fase C	FD
TL (pu)	0,93 ≤ TL ≤ 1,05	> 1,05	> 1,05	> 1,05	< 0,98	< 0,98	< 0,98	-
FD (%)	≤ 2	-	-	-	-	-	-	< 2

Os valores de tensão se encontram em níveis adequados na maior parte do período considerado, atingindo níveis considerados críticos em alguns momentos, segundo o módulo 8 do PRODIST (TL > 1,05 pu); Para o desequilíbrio de tensão a norma é atendida (< 2%).

Tabela 4.25 - Resultado das medições de DTT e DTI, do alimentador UI-5 da SE Itupiranga

MEDIÇÃO DE HARMÔNICOS TOTAIS DE TENSÃO E CORRENTE, E INDIVIDUAL DE CORRENTE NA FASE C, DO ALIMENTADOR UI-5 DA SE ITUPIRANGA					
REF.	NORMA PRODIST	NORMA IEEE 519	MÁX. Fase A	MÁX. Fase B	MÁX. Fase C
DTT(%)	< 6	-	<6	< 6	< 6
DTI (%)	-	≤ 7	> 7	> 7	> 7
DTI (%)	-	≤ 7	-	-	> 7 (para 3º e 5º harmônicos)

Pelos valores de DTT%, este alimentador atende a recomendação do PRODIST; Com relação a DTI% não atende a norma IEEE-519, apresentando valores elevados em todas as fases; A maior contribuição para os elevados valores de DTI% é devido a componente de 3º harmônico, para os harmônicos de 3ª, 5ª, e 7ª ordens da fase C, não atendendo a norma IEEE-519.

Medição no Secundário do Alimentador UI-6

4.5.5.1 Registros

Os registros das medições encontram-se conforme Figuras 4.13 e 4.14, a seguir.

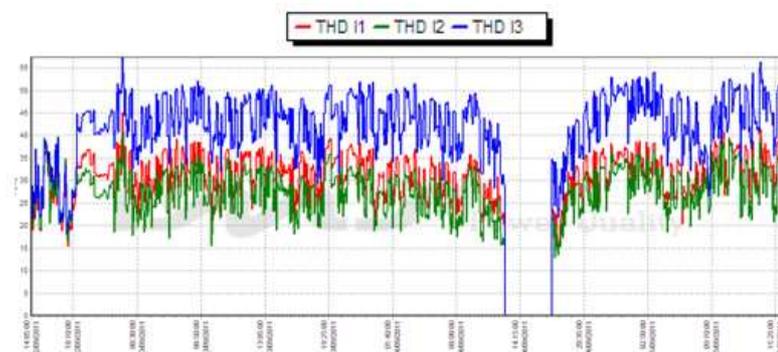


Figura 4.13 – Valores de distorção harmônica total de corrente medidos na fase C, sendo representado em vermelho a fase A, em verde a fase B e em azul a fase C do Alimentador IU-05 da SE Itupiranga do dia 02/09/2011 ao dia 05/09/2011.

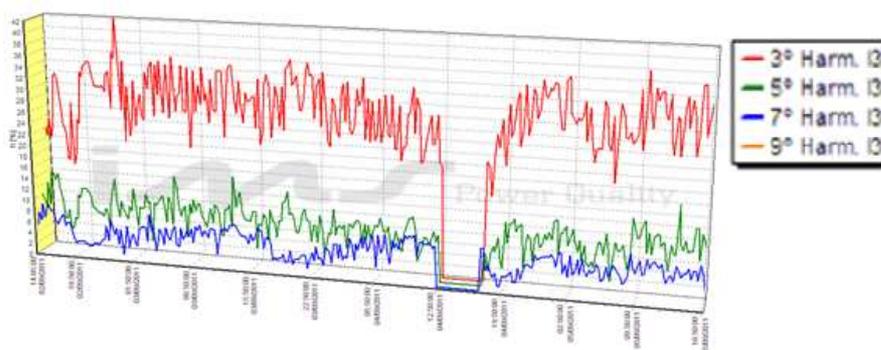


Figura 4.14 – Valores de distorção harmônica individual de corrente medidos na fase A, sendo representado em vermelho a componente de 3º Harmônico do Alimentador IU-06 da SE Itupiranga do dia 02/09/2011 ao dia 05/09/2011.

4.5.5.2 Análise dos resultados

As análises dos resultados, com os respectivos comentários, encontram-se nas Tabelas 4.26 e 4.27, a seguir.

Tabela 4.26 – Resultado da medição de tensão do alimentador IU-6 da SE Itupiranga

MEDIÇÃO DE TENSÃO NO ALIMENTADOR IU-6 DA SE ITUPIRANGA								
REF.	NORMA PRODIST	MÁX. Fase A	MÁX. Fase B	MÁX. Fase C	MIN. Fase A	MIN. Fase B	MIN. Fase C	FD
TL (pu)	$0,93 \leq TL \leq 1,05$	> 1,05	>1,05	>1,05	< 0,98	< 0,98	< 0,98	-
FD (%)	≤ 2	-	-	-	-	-	-	< 2%

Os valores de tensão se encontram em níveis adequados na maior parte do período considerado, porém em alguns momentos, atingiu níveis considerados críticos segundo o módulo 8 do PRODIST (TL > 1,05 pu); Para o desequilíbrio de tensão a norma é atendida, pelo PRODIST.

Tabela 4.27 - Resultado das medições de DTT e DTI, do alimentador UI-6 da SE Itupiranga

MEDIÇÃO DE HARMÔNICOS TOTAIS DE TENSÃO E CORRENTE, E INDIVIDUAL DE CORRENTE NA FASE C DO ALIMENTADOR UI-6 DA SE ITUPIRANGA					
REF.	NORMA PRODIST	NORMA IEEE 519	MÁX. Fase A	MÁX. Fase B	MÁX. Fase C
DTT (%)	< 6	-	< 6	< 6	< 6
DTI (%)	-	≤ 7	> 7	> 7	> 7
DTI (%)	-	≤ 7	-	-	> 7% (Para 3º e 5º harmônicos)

Para o alimentador IU-06, repete-se o comportamento verificado para o alimentador IU-05; A análise dos valores de DTT% demonstra que este alimentador, na média, atende ao PRODIST; Com relação a DTI% este alimentador não atende a norma IEEE-519, apresentando valores elevados em todas as fases; A maior contribuição individual de distorção harmônica para os elevados valores de DTI% medidos é devido a componente de 3º harmônico, fato este ilustrado na Figura 4.14 para os harmônicos de 3ª, 5ª, e 7ª ordens da fase C, não atendendo a norma IEEE-519.

4.5.6 Resumo das principais constatações para a SE Itupiranga

A Tabela 4.28 a seguir, mostra as principais constatações observadas na SE Itupiranga, durante a campanha de medição.

Tabela 4.28 – Constatações verificadas com a campanha de medição na SE Itupiranga

ITEM	PONTO DE MEDIÇÃO	CONSTATAÇÃO
1	Secundário do T1 (13,8 kV) / Medição de 7 dias	1.1-Tensões críticas observadas na operação (TL>1,05 pu).
		1.2-DRCM > 0,5% (não atende o PRODIST).
		1.3-DTT< 8% (atende o PRODIST).
		1.4-Harmônicos individuais de tensão e corrente mais significativos: 2º, 3º e 5º.
		1.5-Harmônios individuais de tensão: atendem ao PRODIST.
		1.6-DTI%>8% (não atende a norma IEEE-519).
		1.7-Harmônicos individuais de corrente: 2º - não atende a norma IEEE-519 em alguns momentos de medição; 3º e 5º - não atendem a norma IEEE-519.
2	Alimentador IU-1 (13,8kV) / Medição de 24 horas	2.1-Desequilíbrio de tensão < 2% (Atende ao PRODIST).
		2.2-Tensões críticas observadas na operação (TL > 1,05 pu).
		2.3-DTT% < 8% (Atende ao PRODIST).
		2.4-Harmônicos individuais de tensão e corrente mais significativos: 3º e 5º.
		2.5-Harmônicos individuais de tensão atendem ao PRODIST.
		2.6-DTI% > 8% (Não atende a norma IEEE 519).
		2.7-Harmônicos individuais de corrente: 3º – não atende a norma IEEE 519; 5º – atende a norma IEEE 519.
3	Alimentador IU-3 (13,8kV) / Medição de 24 horas	3.1-Desequilíbrio de tensão < 2% (Atende ao PRODIST).
		3.2-Tensões críticas observadas na operação (TL > 1,05 pu)
		3.3-DTT% < 8% (Atende ao PRODIST).
		3.4-Harmônicos individuais de tensão e corrente mais significativos: 3º e 5º.
		3.5-Harmônicos individuais de tensão: atendem ao PRODIST.
		3.6-DTI% > 8% em períodos de maior carregamento.
		3.7-Harmônicos individuais de corrente: 3º – atende a norma IEEE 519; 5º – atende a norma IEEE 519.
4	Alimentador IU-5 (34,5 kV) / Medição de 24 horas	4.1-Desequilíbrio de tensão < 2% (Atende ao PRODIST).
		4.2-Tensões críticas observadas na operação (TL > 1,05 pu).
		4.3-DTT% < 8% (Atende ao PRODIST).
		4.4-Harmônicos individuais de corrente mais significativos: 3º.
		4.5-Harmônicos individuais de tensão atendem ao PRODIST.
5	Alimentador IU-6 (34,5 kV) / Medição de 24 horas	5.1-Desequilíbrio de tensão < 2% (Atende ao PRODIST).
		5.2-Tensões críticas observadas na operação (TL > 1,05 pu)
		5.3-DTT% < 8% (Atende ao PRODIST).
		5.4-Harmônicos individuais de corrente mais significativos: 3º.
		5.5-Harmônicos individuais de tensão atendem ao PRODIST.

4.7 RESULTADOS DA CAMPANHA DE MEDIÇÃO NA SE ITACAIÚNAS

4.7.1 Medição na chegada da LD Marabá - Itacaiúnas (138 kV)

4.7.1.1 - Registros

Os registros das medições encontram-se na Figura 4.15, a seguir.

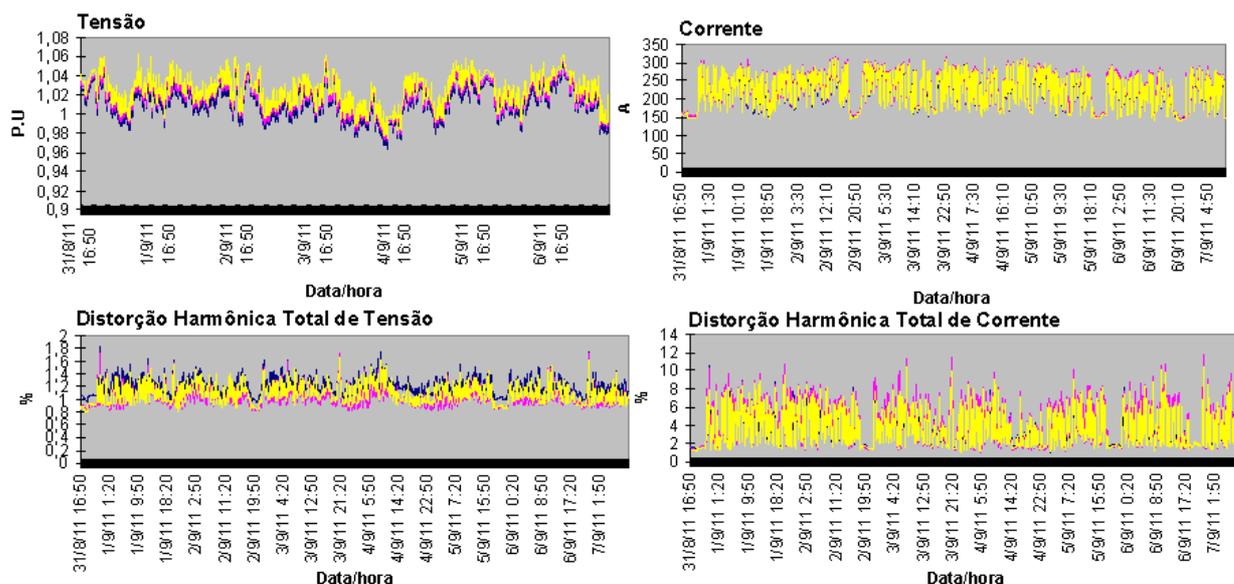


Figura 4.15– Medições de Tensão, Corrente, Distorção Harmônica Total de Tensão e Corrente, nas fases A, B e C na chegada da LD Marabá - Itacaiúnas, realizadas no período de 31/08 a 07/09/2011

4.7.1.2 – Análise dos resultados

As análises dos resultados, com os respectivos comentários, encontram-se nas Tabelas 4.29, 4.30 e 4.31, a seguir.

Tabela 4.29 – Resultado da medição de tensão chegada da LD Marabá–Itacaiúnas, na SE Itacaiúnas

MEDIÇÃO DE TENSÃO NA CHEGADA DA LD MARABÁ-ITACAIÚNA DA SE ITACAIÚNAS								
REF.	NORMA PRODIST	MÁX. Fase A	MÁX. Fase B	MÁX. Fase C	MIN. Fase A	MIN. Fase B	MIN. Fase C	FD
TL (pu)	$0,95 \leq TL \leq 1,05$	1,055694	1,059814	1,063221	0,96393	0,97093	0,97467	-
FD (%)	$\leq 2\%$	-	-	-	-	-	-	< 2
DRP (%)	$DRP_M \leq 3\%$	6,54761905 (n = 12)	6,54761905 (n = 28)	6,54761905 (n = 66)	-	-	-	-
DRC (%)	$DRC_M \leq 0,5\%$	0 (n = 19)	0 (n = 14)	0 (n = 21)	-	-	-	-

Os valores médios das tensões medidas estão próximas ou acima de 1 pu, com registros freqüentes de tensões precárias (acima de 1,05 pu), com indicador DRPM = 6,547619048 situando-se bem acima do valor limiar estabelecido pelo PRODIST que é de 3%, não atendendo. O ponto de medição atende ao índice DRCM o qual tem limite igual a 0,5%.

Tabela 4.30 – Resultado da medição de corrente na chegada da LD Marabá-Itacaiúnas, na SE Itacaiúnas

MEDIÇÃO DE CORRENTE NA CHEGADA DA LD MARABÁ – ITACAIÚNAS DA SE ITACAIÚNAS							
UN	MÁX. Fase A	MÁX. Fase B	MÁX. Fase C	MIN. Fase A	MIN. Fase B	MIN. Fase C	DESEQ.
(A)	313,032	316,483	312,916	140,01	143,091	139,371	≈2%

As correntes nas fases A, B e C, tem um perfil de consumo típico industrial e comercial, composto pelo consumo conjunto das cargas dos alimentadores IU-01, IU- 03 IU-05 e IU-06. As cargas apresentam-se razoavelmente equilibradas, com um desequilíbrio calculado em torno de 2%, sendo a fase B, a mais carregada.

Tabela 4.31 – Resultado da medição de DTT e DTI na chegada da LD Marabá-Itacaiúnas, na SE Itacaiúnas

MEDIÇÃO DE HARMÔNICOS TOTAIS NA CHEGADA DA LD MARABÁ – ITACAIÚNAS DA SE ITACAIÚNAS								
REFERÊNCIA	NORMA PRODIST	NORMA IEEE 519	Fase A		Fase B		Fase C	
			MÁX.	MÍN.	MÁX.	MÍN.	MÁX.	MÍN.
DTT (%)	≤ 8	-	1,838	0,95	1,734	0,81	1,657	0,799
DTI (%)	-	$I_{cc}/I_L=20$ ≤ 2,5	10,767	1,058	11,949%	0,99	10,46	0,956

Com relação à DTT%, não houve violação da norma (módulo 8 do PRODIST); Com relação à DTI%, este ponto de medição não atende a esta norma IEEE 519, pois o ponto de medição foi enquadrado na relação $I_{cc}/I_L < 20$, e para esta relação, em tensão de 138 kV a DTI% não pode ultrapassar a 2,5%.

4.7.2 Medição na saída da LD Itacaiúnas - Consumidor Particular (138 kV)

4.7.2.1 Registros

Para a medição de tensão, a análise com relação ao comportamento da tensão se mantém iguais a da LD Marabá – Itacaiúnas, em razão dos pontos medidos serem os mesmos, isto é, pertencem ao mesmo TP (transformador de potencial). Os registros das medições encontram-se na Figura 4.16, a seguir.

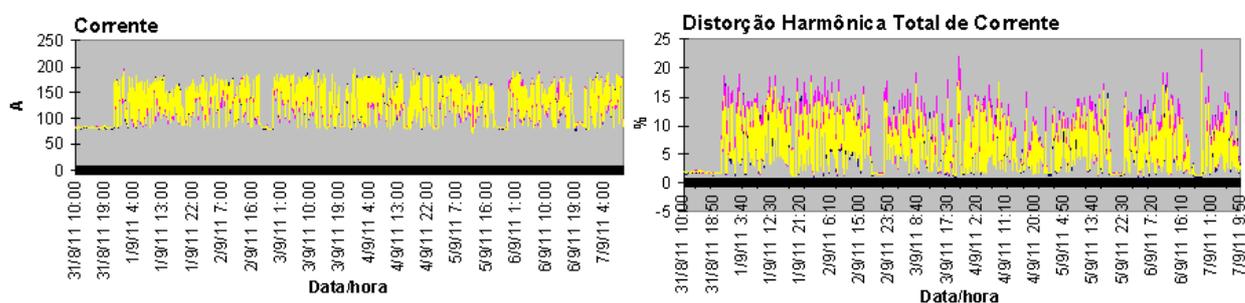


Figura 4.16 – Medições de Corrente e Distorção Harmônica Total de Corrente, nas fases A, B e C da LD Itacaiúnas – Consumidor Particular, na SE Itacaiúnas, realizadas no dia 31/08 a 07/09/2011.

4.7.2.2 Análise dos resultados

As análises dos resultados, com os respectivos comentários, encontram-se nas Tabelas 4.32 e 4.33, a seguir.

Tabela 4.32 – Resultado da medição de corrente LD Itacaiúnas – Consumidor Particular, na SE Itacaiúnas

MEDIÇÃO DE CORRENTE NA SAÍDA DA LD ITACAIUNAS-CONSUMIDOR PARTICULAR DA SE ITACAIUNAS							
UN	MÁX. Fase A	MÁX. Fase B	MÁX. Fase C	MIN. Fase A	MIN. Fase B	MIN. Fase C	DESEQ.
(A)	195,534	196,186	193,831	74,836	78,58	70,004	2,8%

As correntes têm um perfil de consumo típico industrial, já que alimenta uma indústria siderúrgica. As cargas apresentam-se razoavelmente equilibradas, com um desequilíbrio calculado em torno de 2,8%, sendo a fase B, a mais carregada.

Tabela 4.33 – Resultados da medição de DTT e DTI na saída da LD Itacaiúnas - Consumidor Particular, na SE Itacaiúnas

DE HARMÔNICOS TOTAIS NA SAÍDA DA LD ITACAIUNAS-CONSUMIDOR PARTICULAR DA SE ITACAIUNAS								
REFERÊNCIA	NORMA PRODIST	NORMA IEEE 519	Fase A		Fase B		Fase C	
			MÁX	MÍN.	MÁX.	MÍN.	MÁX.	MÍN.
DTT (%)	≤ 8	-	1,838	0,95	1,734	0,81	1,657	0,799
DTI (%)	-	Para $I_{CC}/I_L = 13,41$ ≤ 2,5	19,878	0,869	22,723	1,042	18,788	1,048

Com relação à distorção harmônica total de tensão, houve violação da norma (módulo 8 do PRODIST), com valores bastante elevados; Com relação à distorção harmônica total de corrente os valores não atendem a norma IEEE 519. O nível de curto-circuito para este ponto é de 2.011 A, que dividido por uma corrente média de 150 A, fornece a relação $I_{CC}/I_L = 13,41$. Para esta relação e para o nível de 138 kV, o limiar de DTI% é igual a 2,5%.

4.7.3 Medição na saída da LD Itacaiunas – Itupiranga

4.7.3.1 Registros

Para a medição de tensão, a análise com relação ao comportamento da tensão se mantém igual a da LD Marabá – Itacaiúnas, em razão dos pontos medidos serem os mesmos, isto é, pertencem ao mesmo TP (transformador de potencial).

Os registros das medições encontram-se na Figura 4.17, a seguir.

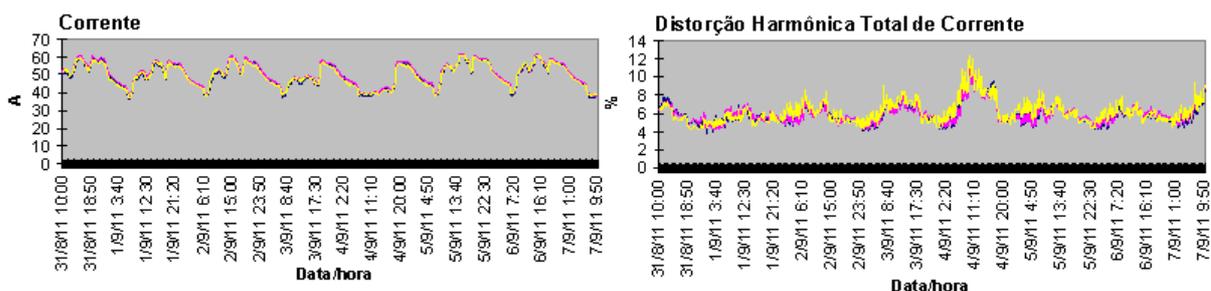


Figura 4.17 – Medições de Corrente e Distorção Harmônica Total de Corrente, nas fases A, B e C da LD Itacaiúnas – Itupiranga, na SE Itacaiúnas, realizadas no dia 31/08 a 07/09/2011.

4.7.3.2 Análise dos resultados

As análises dos resultados, com os respectivos comentários, encontram-se nas Tabelas 4.34 e 4.35, a seguir.

Tabela 4.34 –Resultado da medição de corrente LD Itacaiúnas –Itupiranga, na SE Itacaiúnas

MEDIÇÃO DE CORRENTE NA SAÍDA DA LD ITACAIUNAS-ITUPIRANGA, DA SE ITACAIÚNAS							
UN	MÁX. Fase A	MÁX. Fase B	MÁX. Fase C	MIN. Fase A	MIN. Fase B	MIN. Fase C	DESEQ.
(A)	61,13	61,89	61,11	36,07	37,62	36,8	2,8%

As correntes têm perfil de consumo tipicamente residencial estando razoavelmente equilibradas, com valor em torno de 0,3%, sendo a fase B, a mais carregada.

Tabela 4.35 – Resultados da medição de DTT e DTI na saída da LD Itacaiúnas-Itupiranga, na SE Itacaiúnas

MEDIÇÃO DE HARMÔNICOS TOTAIS NA SAÍDA DA LD ITACAIUNAS-ITUPIRANGA DA SE ITACAIÚNAS								
REFERÊNCIA	NORMA PRODIST	NORMA IEEE 519	Fase A		Fase B		Fase C	
			MÁX	MÍN.	MÁX.	MÍN.	MÁX.	MÍN.
DTT (%)	≤ 8	-	1,838	0,95	1,734	0,81	1,657	0,799
DTI (%)	-	$I_{cc}/I_L = 35,56$ ≤ 4	11,89	3,86	11,53	4,19	12,55	4,16

Com relação à distorção harmônica total de tensão, houve violação da norma (módulo 8 do PRODIST); Com relação à distorção harmônica total de corrente os valores não atendem a norma IEEE 519, pois para a relação $I_{cc}/I_L = 36,56$, a máxima DTI% admissível para esta LD é igual a 4.

4.7.4 Medição no Secundário do Transformador 1

4.7.4.1 Registros

Os registros das medições encontram-se nas Figuras 4.18 e 4.19, a seguir.

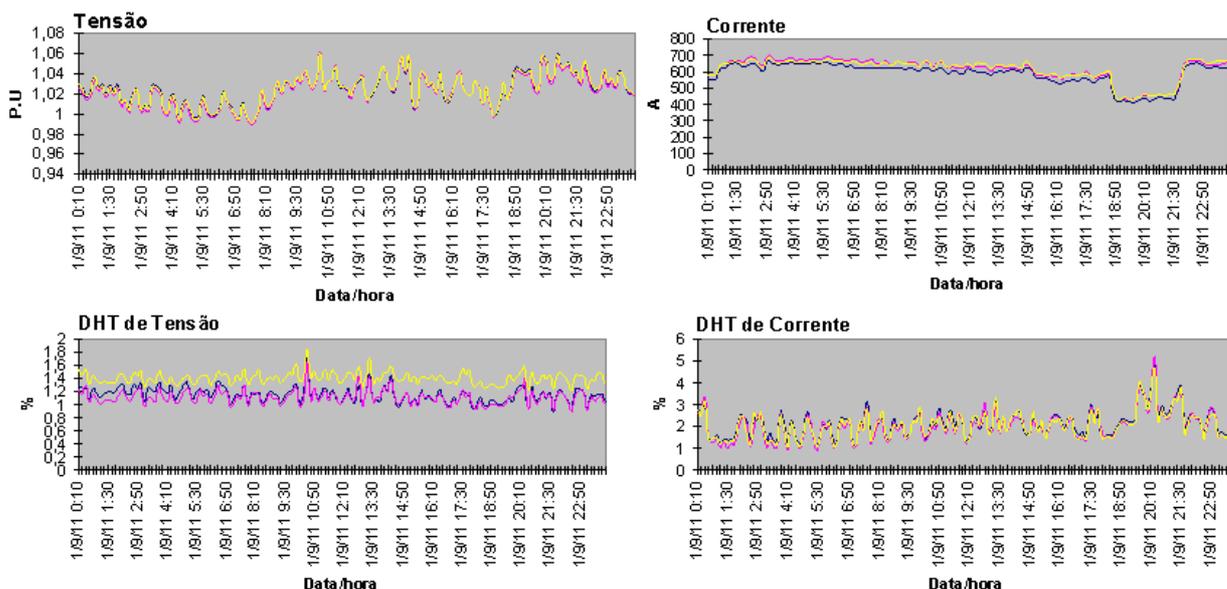


Figura 4.18 – Medições de Tensão, Corrente, Distorção Harmônica Total de Tensão e Corrente, nas fases A, B e C do secundário do T1 da SE Itacaiúnas, realizadas no dia 01/09/2011.

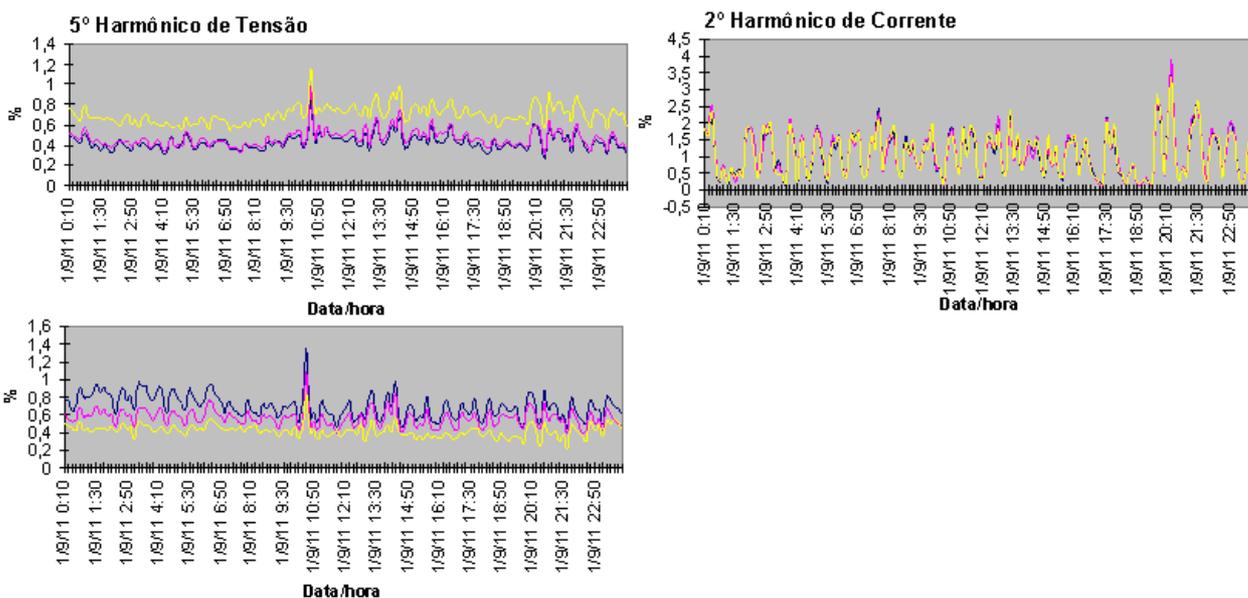


Figura 4.19 - Medições das Distorções Harmônicas de Tensão para 2ª, 3ª e 5ª harmônicas, e de Corrente para 2ª harmônica, nas fases A, B e C do secundário do T1 da SE Itacaiúnas, realizadas no dia 01/09/2011.

4.7.4.2 Análise dos resultados

As análise dos resultados, com os respectivos comentários, encontra-se nas Tabelas 4.36, 4.37, 4.38 e 4.39, a seguir.

Tabela 4.36 – Resultado da medição de tensão no secundário do transformador 1, da SE Itacaiúnas

MEDIÇÃO DE TENSÃO NO SECUNDÁRIO DO T1 DA SE DA SE ITACAIÚNAS								
REF.	NORMA PRODIST	MÁX. Fase A	MÁX. Fase B	MÁX. Fase C	MIN. Fase A	MIN. Fase B	MIN. Fase C	FD
TL (pu)	$0,93 \leq TL \leq 1,05$	1,062316	1,06206	1,01034	0,99031	0,99017	0,99069	-
FD (%)	$\leq 2\%$	-	-	-	-	-	-	0,07

Os valores de tensão se encontram em níveis adequados na maior parte do período considerado, porém em alguns momentos atingiu níveis considerados como crítico ($> 1,05$ pu), estando o desequilíbrio de tensão em torno de 0,07%, bem abaixo do limite estabelecido no PRODIST.

Tabela 4.37 – Resultado da medição de corrente no secundário do transformador T1, na SE Itacaiúnas

MEDIÇÃO DE CORRENTE NO SECUNDÁRIO DO TRANSFORMADOR 1 DA SE DA SE ITACAIÚNAS							
UN	MÁX. Fase A	MÁX. Fase B	MÁX. Fase C	MIN. Fase A	MIN. Fase B	MIN. Fase C	DESEQ.
(A)	670	675	680	400	420	420	1,4%

Observou-se um desequilíbrio em torno de 1,4%, sendo a fase A, a menos carregada.

Tabela 4.38 – Resultados da medição de DTT e DTI, no secundário do transformador T1, na SE Itacaiúnas

MEDIÇÃO DE HARMÔNICOS TOTAIS NO SECUNDÁRIO DO TRANSFORMADOR T1 DA SE ITACAIÚNAS								
REFERÊNCIA	NORMA PRODIST	NORMA IEEE 519	Fase A		Fase B		Fase C	
			MÁX	MIN.	MÁX.	MIN.	MÁX.	MIN.
DTT	$\leq 8\%$	-	1,8	0,83	1,79%	0,84%	1,88%	1,1%
DTI	-	$I_{cc}/I_L = 13,04$ $\leq 5\%$	4,8%	1,2%	5%	1%	4,7%	1%

Com relação à DTT%, a fase C contém mais distorção ao longo do período, porém não houve violação da norma (módulo 8 do PRODIST); Com relação à DTI%, os níveis de distorção de corrente não atingiram valores elevados. Considerando que a relação I_{cc}/I_L foi calculada igual a 13,04 para este ponto de medição, a norma IEEE 519 estabelece o valor de 5% para a DTI%. Logo este ponto atende ao valor recomendado na norma.

Tabela 4.39 - Resultado das medições de DTTi e DTI, no secundário do transformador T1 da SE Itupiranga

MEDIÇÃO DE HARMÔNICOS INDIVIDUAIS NO SECUNDÁRIO DO T1 DA SE ITACAIÚNAS					
REF.	NORMA PRODIST	NORMA IEEE 519	MÁX. Fase A	MÁX. Fase B	MÁX. Fase C
DTTi	$< 8\%$	-	$< 2,5\%$	$< 2,5\%$	$< 2,5\%$
DTI	-	$\leq 1\%$	$\approx 3,8\%$	$\approx 3,8\%$	$\approx 3,8\%$

Para as distorções harmônicas individuais de tensão, os harmônicos mais significativos foram os de 5ª e 7ª ordens. Todos eles atendem individualmente aos

limites impostos pelo PRODIST. Para às distorções harmônicas de corrente, a mesma não atende a norma IEEE-519, onde o harmônico mais significativo foi o de 2ª ordem e o valor limiar para esta componente nas condições de nível de curto-circuito e corrente de carga calculados, na tensão de 13,8 kV, é de 1%.

4.7.5 Resumo das principais constatações para a SE Itacaiúnas

.A Tabela 4.40, a seguir, mostra as principais constatações observadas na SE Itacaiúnas, durante a campanha de medição.

Tabela 4.40 – Constatações verificadas com a campanha de medição na SE Itacaiúnas

ITEM	PONTO DE MEDIÇÃO	CONSTATAÇÃO
1	LD Marabá-Itacaiúnas (13,8 kV) / Medição de 7 dias	1.1-Ocorrência de valores precários de tensão para 138 kV (1,05 pu<TL<1,07 pu).
		1.2-DRPM > 5 % (não atende o PRODIST).
		1.3-DTT < 3% (atende o PRODIST).
		1.4-DTI% > 2,5% (não atende a norma IEEE-519).
2	LD Itacaiúnas-Consumidor Particular (13,8 kV) / Medição de 7 dias	2.1-Ocorrência de valores precários de tensão para 138 kV (1,05 pu<TL<1,07 pu).
		2.2-DRPM >5 % (não atende o PRODIST).
		2.3-DTT <3 % (atende o PRODIST).
		2.4-DTI% >2,5% (não atende a norma IEEE-519).
3	LD Itacaiúnas-Itupiranga (13,8 kV) / Medição de 7 dias	3.1-Ocorrência de valores precários de tensão para 138 kV (1,05 pu<TL<1,07 pu).
		3.2-DRPM >5 % (não atende o PRODIST).
		3.3-DTT<3% (atende o PRODIST).
		3.4-DTI% >2,5% (não atende a norma IEEE-519).
4	Secundário do T1 (13,8 kV) / Medição de 24 horas	4.1-Desequilíbrio de tensão < 2% (Atende ao PRODIST).
		4.2-Ocorrência de valores críticos de tensão (TL > 1,05 pu).
		4.3-DTT% < 8% (Atende ao PRODIST).
		4.4-DTI% <5% (Atende a norma IEEE-519).
		4.5-Harmônicos individuais de tensão mais significativos: 5º e 7º.
		4.6-Harmônicos de corrente mais significativo: 2º (Não atende a norma IEEE-519).

4.8 CONCLUSÃO

De uma forma geral, os principais problemas identificados a partir dos resultados das campanhas de medição podem ser resumidos conforme abaixo:

- Problemas de regulação de tensão, os quais apareceram em todas as subestações avaliadas, apresentando muitos pontos com valores de tensão críticos e precários, freqüentemente não atendendo aos índices estabelecidos pelo PRODIST para o desempenho do valor RMS da tensão;
- Propagação de correntes harmônicas em níveis elevados, nos sistemas elétricos das Subestações Itacaiúnas e Itupiranga, provenientes do Consumidor Particular;
- Propagação de terceira harmônica no sistema primário, oriunda de cargas monofásicas rurais, em virtude do desequilíbrio causado na rede trifásica.

As análises dos resultados da campanha de medição apresentam subsídios suficientes para que se possa aprofundar o estudo, utilizando-se simulações computacionais, conforme será debatido no capítulo 5, cujo maior objetivo é de validar essas simulações pelos programas ATP, ANAREDE e ANAFÁS, além de concluir o estudo de caso envolvendo a SE Itupiranga.

CAPÍTULO 5

REALIZAÇÃO DE ESTUDOS DE SIMULAÇÃO NAS SUBESTAÇÕES ITACAIÚNAS E ITUPIRANGA

5.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo apresentam-se os resultados da simulação computacional desenvolvidos para a rede elétrica em estudo, a partir dos programas de simulação ANAREDE, ANAFAS e ATP. O arquivo com os dados de barra e de linha do sistema elétrico da Regional Marabá foram fornecidos pela CELPA. Em seguida, foram modificados a fim de utilizar os valores de potências ativa e reativa das cargas, que por sua vez, foram medidos via campanha de medição, de forma que os resultados do fluxo de carga do caso base são validados com as medidas obtidas na campanha de medição.

Estudos de fluxo de carga e curto-circuito foram realizados utilizando os softwares ANAREDE e ANAFAS, respectivamente, para a avaliação da operação do sistema elétrico sob as condições encontradas nas campanhas de medição. A utilização do software ANAFAS diz respeito a necessidade de se utilizar a norma IEEE 519 com relação aos limites de distorção de corrente.

Realizaram-se também estudos utilizando o software ATP - Alternative Transient Program, para modelar as fontes harmônicas e calcular a propagação das correntes harmônicas, avaliando seus impactos.

5.2 DESCRIÇÕES SUMÁRIAS DOS PROGRAMAS UTILIZADOS

5.2.1 ANAFAS (Programa de Análises de Faltas Simultâneas)

O ANAFAS é uma ferramenta interativa para análise de faltas em sistemas elétricos permitindo a modelagem fiel do sistema (carregamento pré-falta, representação da capacitância das linhas e de cargas, etc.) e a simulação de diversos tipos de defeito, que podem ser compostos para definição de faltas simultâneas, constituindo-se em uma poderosa ferramenta de auxílio para estudos e análise de curto-circuito. O ANAFAS é flexível, permitindo a execução de estudos individuais, onde o usuário especifica diretamente cada caso, composto por uma ou mais faltas simultâneas; e de estudos em grandes sistemas, onde os casos são gerados automaticamente pelo programa, através da combinação de tipos de curto-

circuito, pontos-de-falta e contingências, definidos pelo usuário, tendo como principais características funcionais:

- Facilidade e flexibilidade na execução de casos, permitindo a modelagem de defeitos simultâneos (compostos) aplicados sobre barras e/ou pontos intermediários de linhas de transmissão; modelagem de diversos tipos de defeitos, incluindo curtos-circuitos “shunt”, com ou sem impedância; e de abertura (interrupção) de circuitos;
- Grande capacidade, permitindo a solução direta de curtos-circuitos em sistemas elétricos de grande porte, aliada a alta eficiência computacional, devido ao uso de técnicas de esparsidade (matrizes e vetores esparsos), resultando em execução rápida, independentemente do porte do sistema;
- Permite a modelagem fiel do sistema elétrico, com possibilidade de representação do carregamento pré-falta, defasamento de transformadores, “tap” dos transformadores fora da posição nominal, etc.;
- Execução de estudos macro especificados pelo usuário;
- Solução orientada a ponto de falta ou ponto de orientação, onde o usuário define as grandezas a serem observadas;
- Outros serviços, como cálculo de equivalentes de curto-circuito, estudo de superação de disjuntores, diversos tipos de relatórios de dados, comparação de configurações e evolução de nível de curtos-circuitos;
- Emissão de relatórios de dados do sistema: barras, circuitos, geradores, transformadores, mútuas, grupo de mútuas, impedâncias e admitâncias primitivas, impedâncias de barra, injeções de corrente pré-falta, fluxo pré-falta e níveis de curtos-circuitos.

A metodologia utilizada [Francisco, 2005] combina a representação em componentes de sequência para o sistema balanceado com a representação trifásica para a parte desbalanceada do sistema (defeito). Esta combinação permite a representação apurada de defeitos assimétricos simultâneos, onde a rede elétrica é modelada por duas matrizes de admitâncias de barras esparsas, sendo uma assimétrica para as sequências positivas e negativas, e uma simétrica para a sequência zero [CARVALHO et al., 2005].

5.2.2 ANAREDE, versão V08-AGO-2004

O programa ANAREDE foi utilizado para modelar o sistema elétrico e gerar o fluxo de potência. Uma das finalidades do programa ANAREDE é realizar cálculos de fluxos de potência, pelos métodos Newton-Raphson e Desacoplado Rápido. O programa tem a opção de gerar dados em forma de relatório, em tabelas ou representação gráfica, onde são monitoradas diversas variáveis como módulo e fases das tensões, cargas ativas e reativas, fluxos de potência nas linhas, transformadores e elementos shunts, perdas, etc., definidos pelo usuário. Os dados de saída do ANAREDE subsidiam a modelagem da rede elétrica nos programas ATP e ANAFAS, a fim de reproduzir a condição de regime permanente [Francisco, 2005].

O programa ANAREDE é formado por um conjunto de seis aplicações computacionais integrados, para estudos de sistemas elétricos em regime permanente, sendo normalmente utilizado pelas áreas de planejamento e operação de sistemas elétricos de potência, sendo compostos pelos seguintes programas [Francisco, 2005]:

- Programa de Fluxo de Potência, que permite o cálculo do estado operativo da rede elétricas para as condições definidas de carga, geração, topologia e restrições operacionais;
- Programa de Equivalente de Redes, que tem como finalidade a determinação de um modelo reduzido da rede elétrica, que represente com precisão adequada o comportamento a resposta de um sistema equivalente, quando o sistema interno de interesse é submetido a impactos;
- Programa de Análise de Contingências, que processa sequencialmente um conjunto de casos de contingências com a finalidade de detectar dificuldades operativas. Para cada caso de contingência é executada uma solução de fluxo de potência e é efetuada monitoração do estado operativo da rede elétrica, sendo o resultado traduzido em índices de severidade, apresentados em ordem decrescente;
- Programa de Análise de Sensibilidade, que tem como objetivo o cálculo de fatores de sensibilidade de primeira ordem, que traduzem o comportamento de determinadas grandezas da rede elétrica em relação a uma grandeza ou conjunto de variáveis de controle, tais como: tensão em barras de geração;

injeções de potência ativa e reativa em barramentos; e variações de tapes em transformadores;

- Programa de Redespacho de Potência Ativa, que determina um ponto de operação que satisfaça as restrições operacionais (limite de fluxo em circuitos, limite de geração ou intercâmbio de potência ativa, ou qualquer combinação linear entre fluxo e geração de potência ativa) e otimize uma função objetivo (mínimo desvio absoluto ou quadrático do ponto de operação, mínimo corte de carga, mínimo carregamento do sistema, ou qualquer função convexa definida pelo usuário);
- Programa de Fluxo de Potência Continuado, que processam sequencialmente vários casos de fluxo de potência, aumentando a carga de um conjunto de barramentos especificados. Este programa é utilizado para determinação da margem de estabilidade de tensão e para análise da variação de perfil de tensão (curvas P-V e P-Q). Determina também o vetor tangente, classificando as barras críticas.

5.2.3 - Alternative Transients Program – ATP

O ATP é um programa desenvolvido originalmente para a simulação de fenômenos transitórios em SEPs e a sua aplicação em estudos da QEE, abrangendo diversas áreas como:

- Desenvolvimento de modelos para componentes do sistema de potência e fonte de perturbações;
- Análises dos efeitos das perturbações relacionadas com a qualidade de energia, mediante simulações no domínio do tempo e em regime permanente;

Portanto, o ATP é aplicado em estudos de análises de surtos de tensão originados por chaveamento e descargas atmosféricas, coordenação de isolamento, modelagem de relés de proteção, qualidade de energia elétrica, modelagem de HVDC e FACTS, entre outras [CARVALHO et al., 2005].

Apesar do ATP ser a ferramenta computacional mais utilizada para estudos de transitórios eletromagnéticos, a sua formatação de entrada de dados por ser muito rígida, acaba se tornando um grande obstáculo para quem deseja utilizá-la. Por isso as simulações apresentadas normalmente são desenvolvidas pelo seu aplicativo ATPDraw, sendo possível construir um diagrama unifilar a partir de modelos predefinidos dos principais componentes de uma rede elétrica, tais como:

chaves, geradores, transformadores, linhas de transmissão, pára-raios, reatores, não-linearidades, entre outros. O ATPDraw é um software com interfaces para o ambiente operacional Windows, com muitos recursos gráficos, que permitem a criação e edição dos arquivos de dados de entrada para o processamento no ATP, assim como impressão gráfica feitas por meio de programas específicos como o PLOTXY e PCPLOT [Carvalho et al., 2005].

Os resultados obtidos nas simulações destacam a importância de se usar o ATP em estudos de qualidade de energia elétrica. Como às vezes não se tem disponibilidade de equipamentos para se registrar esses fenômenos nos sistemas elétricos, um programa que descreve o comportamento dinâmico e transitório do sistema de forma detalhada e precisa, se torna fundamental para as análises de tais fenômenos.

5.3 SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

As simulações computacionais foram divididas em três classes, sendo elas as simulações de curto-circuito, as simulações de regime permanente (fluxo de potência) e as simulações de propagação de harmônicos.

Inicialmente, para efeito de utilizar a norma IEEE 519 com relação aos limites de distorção harmônica de corrente, realizaram-se estudos de curto-circuito para este sistema com a utilização do ANAFAS, resultando nos níveis de curto circuito que foram apresentados na Tabela 4.12., do capítulo 4.

Nas simulações foram realizados estudos de fluxo de carga para a avaliação em regime permanente do entorno da SE Itacaiúnas, objetivando apontar violações em indicadores de qualidade da energia elétrica, bem como determinar os ajustes, ampliações e reforços necessários para mitigação destas violações, de maneira a tornar o sistema elétrico em estudo, viável do ponto de vista técnico operativo. Também foram realizados estudos de propagação harmônica nesse sistema elétrico, utilizando o software ATP, com o objetivo de identificar as principais fontes geradoras das distorções harmônicas presentes nas medições realizadas.

5.3.1 Estudos de Fluxo de Carga

O cenário analisado leva em conta o nível de carregamento pesado do sistema elétrico em estudo, no entorno da SE Itacaiúnas, extraído das medições

realizadas “in loco”, e que representou o cenário operativo mais crítico dentre os patamares de carga. A partir das informações apresentadas no diagrama unifilar da Figura 4.3 do capítulo 4 e no arquivo de entrada de dados do estudo de fluxo de carga, fornecidos pela CELPA, foi possível identificar os elementos que compõem o sistema elétrico em estudo.

5.3.2 Análise do Caso Base – Cenário de Carga Pesada

A caracterização do caso base diz respeito às comparações executadas entre os resultados dos valores medidos na campanha de medição, com os valores calculados, de forma a validar o modelo do sistema elétrico utilizado nas simulações.

De acordo com a Tabela 5.1, os valores calculados de tensão em pu, em cada subestação (Itacaiúnas, Itupiranga e Consumidor Particular), por meio da simulação, são aproximados dos valores medidos na campanha de medição, servindo para validar o modelo elétrico utilizado nas simulações. Os resultados mostraram que houve violação de tensão na barra de 13,8 kV da SE Itacaiúnas e na barra de 34,5 kV da SE Itupiranga, para o cenário de carga pesada, com as tensões alcançando valores de 1,055 pu e 1,059 pu, respectivamente, ultrapassando a máxima tensão de 1,05 pu para os níveis de 13,8 kV e 34,5 kV, estabelecido pelo PRODIST.

Esse comportamento é preocupante, pois as tensões nas referidas barras ultrapassaram o limite máximo permitido, mesmo para um patamar de carga pesada, o que se conclui que a tensão pode atingir valores ainda maiores quando o patamar de carga for leve. A causa deste problema identificado é devido ao sobre dimensionamento das linhas de transmissão que interligam a SE-Itacaiúnas 138 kV e SE- Dercid (derivação para a SE Cidade Nova) 138 kV; e a SE-Dercid 138 kV e SE-Itupiranga 138 kV, as quais operam com baixo carregamento de 11,6 % e 2,5 %, respectivamente, de acordo com a Tabela 5.2, resultando em um elevado efeito capacitivo.

Tabela 5.1. Resultados da simulação para o caso base - Dados de barra

Nome da Barra	V(pu)	Fase (graus)	Shunt (MVar)	V _{medido} (pu)	Erro %
Itacaiúnas 138 kV	1,040	-7,3	0,0	1,030	0,97
Consumidor Particular 138 kV	1,039	-7,4	0,00	1,029	0,97
Dercid 138 kV	1,037	-7,6	0,0	1,025	1,17
Itacaiúnas 13,8 kV	1,055	-9,2	0,00	1,066	1,03
Itupiranga 138 kV	1,035	-7,8	0,00	S/ Medição	-
Itupiranga 13,8 kV	1,022	-9,2	0,00	1,024	0,19
Itupiranga 34,5 kV	1,059	-9,8	0,00	1,054	0,47

Tabela 5.2. Resultados da simulação para o caso base - Dados de linha

Nº Circuito	Da Barra	Para Barra	Fluxo (MW)	Fluxo (MVar)	Carreg. %	Tap
1	Itacaiúnas 138 kV	Itacaiúnas 13,8 kV	10,9	4,1	37,3	0,975F
1	Itacaiúnas 138 kV	Consumidor Particular 138 kV	38,5	8,0	29,8	-
1	Itacaiúnas 138 kV	Dercid 138 kV	15,1	2,6	11,6	
1	Cidade Nova 138 kV	Itupiranga 138 kV	3,1	-1,2	2,5	
1	Itupiranga 138 kV	Itupiranga 13,8 kV	3,1	1,7	38,4	1,00F
1	Itupiranga 13,8 kV	Itupiranga 34,5 kV	0,8	-2,7	45,8	1,00F

Como consequência, para linhas operando com baixo carregamento, há a redução de magnetização do elemento indutivo da linha, provocando um elevado efeito capacitivo, levando à operação de linhas sob tensões elevadas e ainda que nos limites máximos das faixas aceitáveis, pode ter consequências graves na ocorrência de rejeições de carga que levem o sistema a níveis insuportáveis de tensão. Além disso, processos de controle industriais podem ter sua capacidade de operação comprometida sob estas condições.

5.3.3 Soluções Propostas

O sistema elétrico em estudo não possui equipamentos que possam ser utilizados tanto para consumir reativos em excesso, assim como para injetar reativos no sistema, de forma a melhorar os perfis de tensão. Dentro desse contexto, esses problemas de elevação de tensão podem ser solucionados com duas propostas alternativas, conforme abaixo proposto na Tabela 5.3, sendo que a 1ª solução não implicará em investimentos adicionais, diferentemente da 2ª solução, quando são necessários investimentos adicionais de compra e instalação de dois reatores.

Tabela 5.3 – Soluções Propostas

SUBESTAÇÃO	1ª SOLUÇÃO	2ª SOLUÇÃO
Itacaiúnas	Transformador 1 (138/13,8 kV): Mudança no tape fixo, passando de 0,975 pu para 1,03 pu	Instalação de um banco de reatores de 20 MVar na barra de 138 kV
Itupiranga	Transformador 1 (138/13,8 kV): Mudança no tape fixo, passando de 1,0 pu para 1,02 pu	Instalação de um banco de reatores de 20 MVar na barra de 138 kV
	Transformador 3 (13,8/34,5 kV): Mudança no tape fixo, passando de 1,0 pu para 1,05 pu	

A seguir, é mostrado os resultados das simulações e análises, para as duas soluções recomendadas, considerando tanto o caso base (cenário carga pesada),

bem como algumas contingências no sistema elétrico em estudo, a fim de avaliar-se a robustez das soluções propostas.

a) Para a 1ª solução, são analisadas as seguintes situações:

- Resultado das mudanças nos tapes fixos dos transformadores das SE's Itacaiúnas e Itupiranga, considerando-se o sistema em operação de carga pesada, conforme será visto no sub item 7.1.2.1;
- Resultado das mudanças nos tapes fixos dos transformadores das SE's Itacaiúnas e Itupiranga, considerando-se a saída de um alimentador de 13,8 kV na SE Itacaiúnas, conforme será visto no sub item 7.1.2.2;
- Resultado das mudanças nos tapes fixos dos transformadores das SE's Itacaiúnas e Itupiranga, considerando-se a saída de um alimentador de 13,8 kV na SE Itupiranga, conforme será visto no sub item 7.1.2.3;
- Resultado das mudanças nos tapes fixos dos transformadores das SE's Itacaiúnas e Itupiranga, considerando-se a saída de um alimentador de 34,5 kV na SE Itupiranga, conforme será visto no sub item 7.1.2.4.

b) Para a 2ª solução, são analisadas as seguintes situações:

- Resultados com a inserção de reatores nas barras de 138 kV das SE's Itupiranga e Itacaiúnas, considerando-se o sistema em operação normal, conforme será visto no sub item 7.1.2.5;
- Resultados com a inserção de reatores nas barras de 138 kV das SE's Itupiranga e Itacaiúnas, considerando-se a saída de um alimentador de 13,8 kV na SE Itacaiúnas, conforme será visto no sub item 7.1.2.6;
- Resultados com a inserção de reatores nas barras de 138 kV das SE's Itupiranga e Itacaiúnas, considerando-se a saída de um alimentador de 13,8 kV na SE Itupiranga, conforme será visto no sub item 7.1.2.7;
- Resultados com a inserção de reatores nas barras de 138 kV das SE's Itupiranga e Itacaiúnas, considerando-se a saída de um alimentador de 34,5 kV na SE Itupiranga, conforme será visto no sub item 7.1.2.8.

5.3.3.1 Análise dos resultado das mudanças nos tapes fixos dos transformadores das SE's Itacaiúnas e Itupiranga, em operação de carga pesada (1ª solução)

Os resultados das simulações mostraram que a 1ª solução recomendada obteve melhoria no perfil de tensão das barras de 13,8 kV da SE Itacaiúnas, 13,8 kV e 34,5 kV da SE Itupiranga, por meio de ajustes de tape de seus respectivos transformadores com tape fixo, a fim de reduzir as sobre tensões, conforme é mostrados nas Tabelas 5.4 e 5.5.

O ajuste de tapes possibilitou a melhoria efetiva do perfil da tensão local, praticamente não havendo alteração nas tensões de outras barras, principalmente as que operam em 138 kV, obtendo-se resultados satisfatórios.

Além disso, com a perspectiva do aquecimento da economia da região nos próximos anos, estima-se que haverá um aumento do nível de consumo do sistema elétrico de Marabá, principalmente, no distrito industrial, o que resultará na redução gradual do efeito capacitivo, e conseqüente redução das elevadas tensões na barras de 138 kV.

Tabela 5.4. Resultados da simulação para a 1ª. solução recomendada (ajustes dos tapes) - Dados de barra

Nome da Barra	V (pu)	Fase (graus)	Shunt (MVar)
Itacaiúnas 138 kV	1,040	-7,3	0,0
Consumidor Particular 138 kV	1,040	-7,4	0,00
Dercid 138 kV	1,037	-7,6	0,0
Itacaiúnas 13,8 kV	0,999	-9,2	0,00
Itupiranga 138 kV	1,035	-7,8	0,00
Itupiranga 13,8 kV	1,003	-9,2	0,00
Itupiranga 34,5 kV	0,994	-9,9	0,00

Tabela 5.5. Resultados da simulação para a 1ª. solução recomendada (ajustes dos tapes) - Dados de linha

Nº Circuito	Da Barra	Para Barra	Fluxo (MW)	Fluxo (MVar)	Carreg.%	Tap
1	Itacaiúnas 138 kV	Itacaiúnas 13,8 kV	10,2	3,7	34,7	1,030F
1	Itacaiúnas 138 kV	Consumidor Particular 138 kV	38,5	8,0	29,8	-
1	Itacaiúnas 138 kV	Cidade Nova 138 kV	15,0	2,4	11,5	
1	Cidade Nova 138 kV	Itupiranga 138 kV	3,1	-1,3	2,5	
1	Itupiranga 138 kV	Itupiranga 13,8 kV	3,1	1,6	37,1	1,020F
1	Itupiranga 13,8 kV	Itupiranga 34,5 kV	0,8	-2,7	45,8	1,050F

5.3.3.2 Análise dos resultados com mudanças nos tapes fixos dos transformadores das SE's Itacaiúnas e Itupiranga, com a saída de um transformador na SE Itacaiúnas (1ª solução)

Os resultados das simulações mostraram, de acordo com as Tabelas 5.6 e 5.7, que a saída de um alimentador 13,8 kV da SE-Itacaiúnas não provocou nenhuma violação seja de tensão ou de carregamento, mostrando que a solução proposta é robusta a tal contingência.

Tabela 5.6 - Resultados da simulação para a saída de um alimentador 13,8 kV da SE Itacaiúnas - Dados de barra

Nome da Barra	V (pu)	Fase (graus)	Shunt (MVar)
Itacaiúnas 138 kV	1,042	-6,8	0,0
Consumidor Particular 138 kV	1,042	-6,9	0,00
Dercid 138 kV	1,039	-7,1	0,0
Itacaiúnas 13,8 kV	1,012	-6,8	0,00
Itupiranga 138 kV	1,037	-7,3	0,00
Itupiranga 13,8 kV	1,004	-8,7	0,00
Itupiranga 34,5 kV	0,996	-9,4	0,00

Tabela 5.7. Resultados da simulação para a saída de um alimentdor 13,8 kV da SE Itacaiúnas - Dados de linha

Nº Circuito	Da Barra	Para Barra	Fluxo (MW)	Fluxo (MVar)	Carreg.%	Tap
1	Itacaiúnas 138 kV	Itacaiúnas 13,8 kV	0,0	0,0	0,0	1,030F
1	Itacaiúnas 138 kV	Consumidor Particular 138 kV	38,5	8,0	29,7	-
1	Itacaiúnas 138 kV	Dercid 138 kV	15,1	2,4	11,5	
1	Dercid 138 kV	Itupiranga 138 kV	3,1	-1,3	2,5	
1	Itupiranga 138 kV	Itupiranga 13,8 kV	3,1	1,6	37,2	1,020F
1	Itupiranga 13,8 kV	Itupiranga 34,5 kV	0,8	-2,7	46,4	1,050F

5.3.3.3 Análise dos resultados das mudanças nos tapes fixos dos transformadores das SE's Itacaiúnas e Itupiranga, com a saída de um alimentador de 13,8 kV na SE Itupiranga (1ª solução)

Os resultados das simulações mostraram, de acordo com as Tabelas 5.8 e 5.9, que a saída de um alimentador 13,8 kV da SE Itupiranga também não provocou nenhuma violação seja de tensão ou de carregamento, mostrando que a solução proposta é robusta a tal contingência, embora, provoque a redução das margens de tensão em relação ao limite superior, principalmente, nas barras de Itupiranga.

Tabela 5.8 - Resultados da simulação com a saída de um alimentador de 13,8 kV da SE Itupiranga - Dados de barra

Nome da Barra	V (pu)	Fase (graus)	Shunt (MVar)
Itacaiúnas 138 kV	1,042	-7,2	0,0
Consumidor Particular 138 kV	1,041	-7,3	0,00
Dercid 138 kV	1,040	-7,5	0,0
Itacaiúnas 13,8 kV	1,000	-9,1	0,00
Itupiranga 138 kV	1,044	-7,6	0,00
Itupiranga 13,8 kV	1,045	-8,0	0,00
Itupiranga 34,5 kV	1,033	-8,6	0,00

Tabela 5.9 - Resultados da simulação com a saída de um alimentador de 13,8 kV da SE Itupiranga - Dados de linha

Nº Circuito	Da Barra	Para Barra	Fluxo (MW)	Fluxo (MVar)	Carreg. %	Tap
1	Itacaiúnas 138 kV	Itacaiúnas 13,8 kV	10,2	3,7	34,7	1,030F
1	Itacaiúnas 138 kV	Consumidor Particular 138 kV	38,5	8,0	29,7	-
1	Itacaiúnas 138 kV	Dercid 138 kV	12,7	-1,8	9,7	
1	Dercid 138 kV	Itupiranga 138 kV	0,8	-5,5	4,2	
1	Itupiranga 138 kV	Itupiranga 13,8 kV	0,8	-2,6	29,2	1,020F
1	Itupiranga 13,8 kV	Itupiranga 34,5 kV	0,8	-2,7	44,7	1,050F

5.3.3.4 Análise dos resultados das mudanças nos tapes fixos dos transformadores das SE's Itacaiúnas e Itupiranga, com a saída de um alimentador de 34,5 kV na SE Itupiranga (1ª solução)

Os resultados das simulações mostraram, de acordo com as Tabelas 5.10 e 5.11, que a saída do alimentador da SE-Itupiranga 34,5 kV não provocou nenhuma violação seja de tensão ou de carregamento, mostrando que a solução proposta é robusta a tal contingência, embora, provoque a redução das margens de tensão na barra de 34,5 kV da SE Itupiranga em relação ao limite inferior de 0,93 pu, estabelecido no PRODIST. A redução da tensão de 34,5 kV, mesmo com a retirada da carga, é devido a característica capacitiva de tal alimentador, pelo fato do mesmo ser muito longo e relativamente pouco carregado, devido atender cargas do PLT.

Tabela 5.10 -. Resultados da simulação considerando a saída do alimentador de 34,5 kV da SE Itupiranga - Dados de barra

Nome da Barra	V (pu)	Fase (graus)	Shunt (MVar)
Itacaiúnas 138 kV	1,040	-7,2	0,0
Consumidor Particular 138 kV	1,039	-7,3	0,00
Dercid 138 kV	1,035	-7,5	0,0
Itacaiúnas 13,8 kV	0,998	-9,2	0,00
Itupiranga 138 kV	1,032	-7,6	0,00
Itupiranga 13,8 kV	0,978	-8,7	0,00
Itupiranga 34,5 kV	0,931	-8,7	0,00

Tabela 5.11 - Resultados da simulação considerando a saída do alimentador de 34,5 kV da SE Itupiranga - Dados de linha

Nº Circuito	Da Barra	Para Barra	Fluxo (MW)	Fluxo (MVar)	Carreg. %	Tap
1	Itacaiúnas 138 kV	Itacaiúnas 13,8 kV	10,2	3,7	34,7	1,030F
1	Itacaiúnas 138 kV	Consumidor Particular 138 kV	38,5	8,0	29,8	-
1	Itacaiúnas 138 kV	Dercid 138 kV	14,2	5,0	11,4	
1	Dercid 138 kV	Itupiranga 138 kV	2,2	1,3	2,0	
1	Itupiranga 138 kV	Itupiranga 13,8 kV	2,2	4,1	50,4	1,020F
1	Itupiranga 13,8 kV	Itupiranga 34,5 kV	0,0	0,0	0,0	1,050F

5.3.3.5 Análise dos resultados das mudanças com a inserção de dois reatores nas barras de 138 kV das SE's Itacaiúnas e Itupiranga, em operação de carga pesada (2ª solução)

Os resultados das simulações mostraram que esta solução obteve melhoria global no perfil de tensão das barras do sistema elétrico em estudo, sendo um banco instalado na barra de 138 kV da SE Itacaiúnas e outro na barra de 138 kV da SE Itupiranga, a fim de reduzir as sobre tensões, como podem ser observados nas Tabelas 5.12 e 5.13.

Esses dispositivos de compensação são para operar no controle de tensão de carga leve, pois reatores instalados em shunt na extremidade de linhas absorvem potência reativa em circulação pelo sistema, reduzindo as tensões nos terminais, devido ao elevado efeito capacitivo dessas linhas.

Tabela 5.12 - Resultados da simulação com a adoção da 2ª. solução recomendada (inserção de reatores) - Dados de barra

Nome da Barra	V (pu)	Fase (graus)	Shunt (MVar)
Itacaiúnas 138 kV	1,030	-7,2	-21,2
Consumidor Particular 138 kV	1,029	-7,3	0,00
Dercid 138 kV	1,018	-7,4	0,0
Itacaiúnas 13,8 kV	1,044	-9,1	0,00
Itupiranga 138 kV	0,995	-7,1	-19,8
Itupiranga 13,8 kV	0,984	-8,6	0,00
Itupiranga 34,5 kV	1,022	-9,2	0,00

Tabela 5.13 - Resultados da simulação com a adoção da 2ª. solução recomendada (inserção de reatores) - Dados de linha

Nº Circuito	Da Barra	Para Barra	Fluxo (MW)	Fluxo (MVar)	Carreg. %	Tap
1	Itacaiúnas 138 kV	Itacaiúnas 13,8 kV	10,8	4,0	37,1	0,975F
1	Itacaiúnas 138 kV	Consumidor Particular 138 kV	38,5	8,0	30,1	-
1	Itacaiúnas 138 kV	Dercid 138 kV	15,2	22,9	21,0	
1	Dercid 138 kV	Itupiranga 138 kV	3,2	18,9	14,8	
1	Itupiranga 138 kV	Itupiranga 13,8 kV	3,0	1,4	37,3	1,000F
1	Itupiranga 13,8 kV	Itupiranga 34,5 kV	0,8	-2,7	47,4	1,000F

5.3.3.6 Análise dos resultados das mudanças com a inserção de reatores nas barras de 138 kV das SE's Itacaiúnas e Itupiranga, considerando a saída de um Alimentador de 13,8 kV da SE Itacaiúnas (2ª solução)

Os resultados das simulações mostraram, de acordo com a Tabela 5.14, que a saída de um alimentador de 13,8 kV da SE Itacaiúnas provocou violação do limite superior de tensão somente na própria barra de Itacaiúnas 13,8 kV, evidenciando a natureza capacitiva do sistema, mesmo para um nível de carga pesada.

Tabela 5.14 - Resultados da simulação referente a 2ª. solução recomendada, com a saída de um alimentador de 13,8 kV da SE Itacaiúnas - Dados de barra

Nome da Barra	V (pu)	Fase (graus)	Shunt (MVar)
Itacaiúnas 138 kV	1,032	-6,7	-21,3
Consumidor Particular 138 kV	1,031	-6,7	0,00
Dercid 138 kV	1,020	-6,8	0,0
Itacaiúnas 13,8 kV	1,058	-6,7	0,00
Itupiranga 138 kV	0,997	-6,5	-19,9
Itupiranga 13,8 kV	0,986	-8,0	0,00
Itupiranga 34,5 kV	1,024	-8,6	0,00

No entanto, a tensão na SE Itacaiúnas já apresentava baixa margem de segurança em relação ao limite superior de tensão de 1,05 pu, mesmo com a

solução recomendada com a instalação de reatores, conforme Tabela 7.9. Neste caso, junto com a instalação dos reatores, pode-se ajustar o tape do transformador 138/13,8 kV da SE Itacaiúnas, para solucionar tal problema local. As outras barras do sistema apresentaram boa margem de segurança tanto em relação ao limite inferior quanto ao limite superior de tensão. A tabela 5.15, mostra os resultados da simulação para esse caso.

Tabela 5.15 - Resultados da simulação referente a 2ª. solução recomendada, com a saída de um alimentador de 13,8 kV da SE Itacaiúnas - Dados de linha

Nº Circuito	Da Barra	Para Barra	Fluxo (MW)	Fluxo (MVar)	Carreg. %	Tap
1	Itacaiúnas 138 kV	Itacaiúnas 13,8 kV	0,0	0,0	0,0	0,975F
1	Itacaiúnas 138 kV	Consumidor Particular 138 kV	38,5	8,0	30,0	-
1	Itacaiúnas 138 kV	Dercid 138 kV	15,3	23,0	21,1	-
1	Dercid 138 kV	Itupiranga 138 kV	3,2	19,0	14,9	-
1	Itupiranga 138 kV	Itupiranga 13,8 kV	3,0	1,4	37,3	1,000F
1	Itupiranga 13,8 kV	Itupiranga 34,5 kV	0,8	-2,7	47,4	1,000F

5.3.3.7 Análise dos resultados das mudanças com a inserção de reatores nas barras de 138 kV das SE's Itacaiúnas e Itupiranga, considerando a Saída de um Alimentador de 13,8 kV da SE Itupiranga (2ª solução)

Os resultados das simulações mostraram, de acordo com a Tabela 5.16, que a saída de um alimentador em 13,8 kV da SE Itupiranga provocou violação do limite superior de tensão somente na barra Itupiranga 34,5 kV, também como no caso anterior, evidenciando a natureza capacitiva do sistema.

Tabela 5.16 - Resultados da simulação referente a 2ª. solução recomendada, com a saída de um alimentador de 13,8 kV da SE Itupiranga - Dados de barra

Nome da Barra	V (pu)	Fase (graus)	Shunt (MVar)
Itacaiúnas 138 kV	1,031	-7,1	-21,3
Consumidor Particular 138 kV	1,030	-7,2	0,00
Dercid 138 kV	1,021	-7,2	0,0
Itacaiúnas 13,8 kV	1,045	-8,9	0,00
Itupiranga 138 kV	1,003	-6,9	-20,1
Itupiranga 13,8 kV	1,025	-7,3	0,00
Itupiranga 34,5 kV	1,062	-7,8	0,00

Neste caso, recomenda-se também o ajuste do tape do transformador 138 kV-13,8 kV, da SE Itupiranga junto com a instalação dos bancos de reatores, para solucionar tal problema local. As outras barras do sistema apresentaram boa

margem de segurança tanto em relação ao limite inferior quanto ao limite superior de tensão, com exceção da barra 13,8 kV da SE Itacaiúnas, conforme Tabela 5.17..

Tabela 5.17.- Resultados da simulação referente a 2ª. solução recomendada, com a saída de um alimentador de 13,8 kV da SE Itupiranga - Dados de linha

Nº Circuito	Da Barra	Para Barra	Fluxo (MW)	Fluxo (MVar)	Carreg. %	Tap
1	Itacaiúnas 138 kV	Itacaiúnas 13,8 kV	10,8	4,0	37,1	0,975F
1	Itacaiúnas 138 kV	Consumidor Particular 138 kV	38,5	8,0	30,1	-
1	Itacaiúnas 138 kV	Dercid 138 kV	12,9	18,9	17,5	
1	Dercid 138 kV	Itupiranga 138 kV	0,9	15,0	11,6	
1	Itupiranga 138 kV	Itupiranga 13,8 kV	0,8	-2,6	30,4	1,000F
1	Itupiranga 13,8 kV	Itupiranga 34,5 kV	0,8	-2,7	45,6	1,000F

5.3.3.8 Análise dos resultados das mudanças com a inserção de reatores nas barras de 138 kV das SE's Itacaiúnas e Itupiranga, considerando a Saída de um Alimentador de 34,5 kV da SE Itupiranga (2ª solução)

Os resultados das simulações mostraram, conforme as Tabelas 5.18 e 5.19, que a saída do alimentador de 34,5 kV da SE Itupiranga não provocou nenhuma violação de tensão ou de carregamento, mostrando que essa solução é robusta a tal contingência, embora, provoque a redução das margens de tensão em relação ao limite inferior, principalmente, nas barras de Itupiranga em 13,8 kV e 34,5 kV.

Tabela 5.18 - Resultados da simulação referente a 2ª. solução recomendada, com a saída do alimentador de 34,5 kV da SE Itupiranga - Dados de Barra

Nome da Barra	V (pu)	Fase (graus)	Shunt (MVar)
Itacaiúnas 138 kV	1,029	-7,2	-21,2
Consumidor Particular 138 kV	1,028	-7,2	0,00
Dercid 138 kV	1,016	-7,3	0,0
Itacaiúnas 13,8 kV	1,044	-9,0	0,00
Itupiranga 138 kV	0,991	-6,9	-19,6
Itupiranga 13,8 kV	0,958	-8,0	0,00
Itupiranga 34,5 kV	0,958	-8,0	0,00

Tabela 5.19 - Resultados da simulação referente a 2ª. solução recomendada, com a saída do alimentador de 34,5 kV da SE Itupiranga - Dados de linha

Nº Circuito	Da Barra	Para Barra	Fluxo (MW)	Fluxo (MVar)	Carreg. %	Tap
1	Itacaiúnas 138 kV	Itacaiúnas 13,8 kV	10,7	4,0	37,1	0,975F
1	Itacaiúnas 138 kV	Consumidor Particular 138 kV	38,5	8,0	30,1	-
1	Itacaiúnas 138 kV	Dercid 138 kV	14,4	25,5	22,4	
1	Dercid 138 kV	Itupiranga 138 kV	2,4	21,5	16,7	
1	Itupiranga 138 kV	Itupiranga 13,8 kV	2,2	4,0	50,6	1,000F
1	Itupiranga 13,8 kV	Itupiranga 34,5 kV	0,0	0,0	0,0	1,000F

5.3.4 Solução Alternativa

Uma 3ª solução pode ser oriunda da junção das duas primeiras, a fim de atender a problemática principal de elevadas tensões nas barras do sistema elétrico em estudo. Neste caso, se a 2ª solução recomendada vier a ser adotada, com a instalação de bancos de reatores, novos ajustes nos tapes dos transformadores com tape fixo do sistema poderão ser adotados, com o intuito de buscar uma melhor solução.

5.4 ANÁLISE DA PROPAGAÇÃO DE HARMÔNICOS NAS SUBESTAÇÕES ITACAIÚNAS E ITUPIRANGA

A existência de um significativo número de consumidores especiais, principalmente indústrias siderúrgicas na região de Marabá, foi o principal motivador do estudo de propagação harmônica na SE Itacaiúnas, uma vez que muitas dessas siderúrgicas são supridas pela própria SE Itacaiúnas. Além disso, devido ao fato da SE Itupiranga ser suprida pela subestação de Itacaiúnas, fez-se necessário estender o estudo harmônico para a SE Itupiranga, de tal forma a avaliar quão forte é a influência desses consumidores nesta subestação, uma vez que se observou níveis consideráveis de componentes harmônicas atípicas em sistemas elétricos, essencialmente o 2º harmônico.

O estudo de propagação harmônica das SEs Itacaiúnas e Itupiranga foi realizado no software ATP. Durante o estudo, modelaram-se as duas subestações no ATP Draw, sendo que os alimentadores foram considerados como cargas de impedância constante e os consumidores especiais como fontes de correntes harmônicas. Além disso, também se considerou como fonte de harmônicos os alimentadores IU-05 e IU-06, uma vez que se observaram níveis significativos de correntes harmônicas medidas nos mesmos. De acordo com a figura 5.1, mostrando as duas SE's modeladas no ATP, consideraram-se três fontes harmônicas de correntes: Fonte 1: Consumidor Particular, uma siderúrgica ligada na barra de 138 kV da SE Itacaiúnas; Fonte 2: as siderúrgicas ligadas à barra de 13,8 kV da SE Itacaiúnas; Fonte 3: os alimentadores IU-05 e IU-06, que suprem energia elétrica para consumidores rurais num nível de tensão de 34,5 kV da SE Itupiranga. No primeiro momento do estudo harmônico das SE's Itacaiúnas e Itupiranga, validaram-se os resultados da

simulação do modelo ATP dessas SE's como apresentado na Figura 5.1, a seguir, com as medições obtidas em campo.

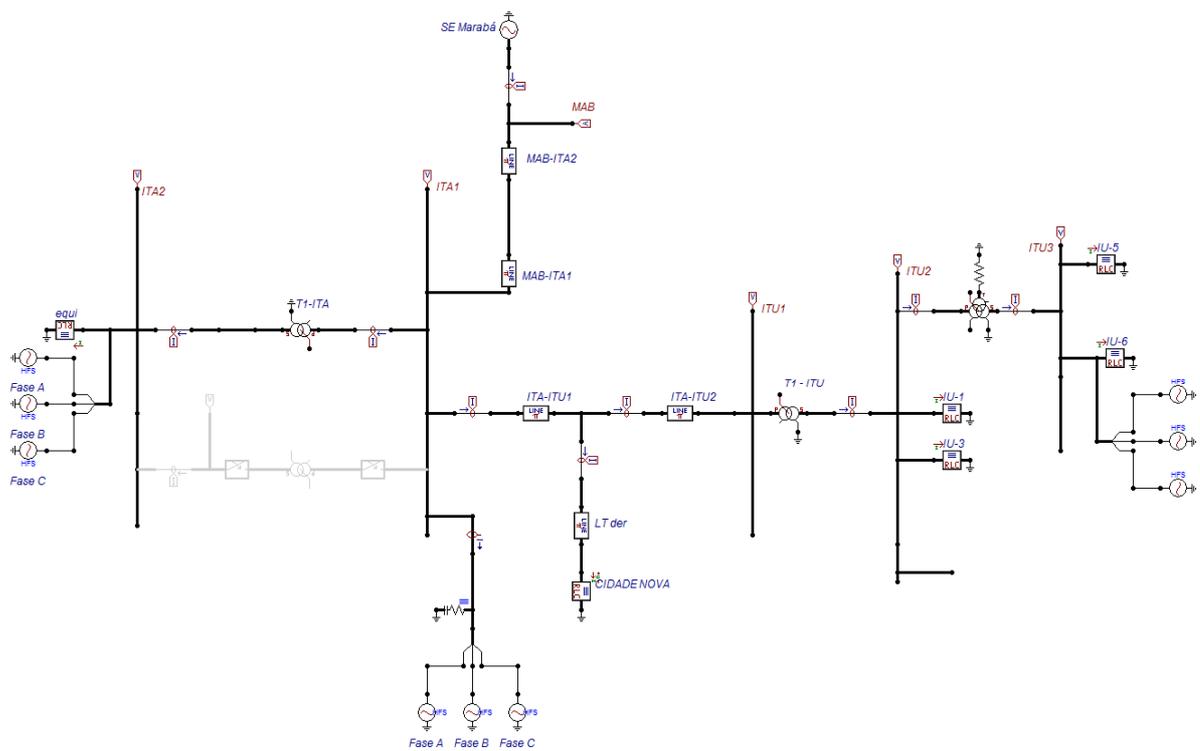


Figura 5.1 - Subestações de Itacaiúnas e Itupiranga modeladas no ATP, para efeito do estudo de propagação harmônica.

As Tabelas 5.20 e 5.21 mostram os níveis de distorção harmônica total de tensão e individual do 2º, 3º, 5º e 7º harmônicos de tensão proveniente da simulação e das campanhas de medições, respectivamente. Observa-se por comparação, que alguns valores não coincidem perfeitamente, o que se explica pelo fato de nos estudos de simulação terem sido considerados somente um conjunto menor de componentes harmônicas, ou seja, as mais significativas, ao passo que as medidas englobam a influência (interação) de todas as componentes harmônicas presentes nas instalações elétrica.

Tabela 5.20 - Níveis de distorção harmônica total de tensão e individuais do 2º, 3º, 5º e 7º harmônicos de tensão das três fases nas barras de 34,5 kV, 13,8 kV e 138 kV obtidos por simulação, utilizando o modelo ATP da Figura 5.1

SE	Barra (kV)	DTT %			DIT ₂ (%)			DIT ₃ (%)			DIT ₅ (%)			DIT ₇ (%)		
		A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Itupiranga	34,5	4,40	4,57	4,24	0,7	0,7	0,7	3,8	3,9	3,8	1,5	1,3	1,3	1,5	1,3	1,3
Itupiranga	13,8	1,33	1,28	1,19	0,55	0,58	0,54	0,25	0,28	0,18	0,85	0,84	0,73	0,85	0,84	0,73
Itacaiúnas	13,8	1,08	1,26	0,82	0,65	0,73	0,59	0,05	0,09	0,04	0,55	0,62	0,47	0,6	0,71	0,3
Itacaiúnas	138	1,19	1,25	1,21	0,65	0,67	0,64	0,46	0,48	0,48	0,52	0,58	0,55	0,53	0,6	0,56

Tabela 5.21 - Níveis de distorção harmônica total de tensão e individuais do 2º, 3º, 5º e 7º harmônicos de tensão das três fases nas barras de 34,5 kV, 13,8 kV e 138 kV obtidos da campanha de medição

SE	Barra (kV)	DTT %			DIT ₂ (%)			DIT ₃ (%)			DIT ₅ (%)			DIT ₇ (%)		
		A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Itupiranga	34,5	3,3	4,2	5,3	0,8	0,6	0,5	3,6	3,4	3,8	1,8	1,6	1,5	0,5	0,3	0,2
Itupiranga	13,8	1,57	1,34	1,56	0,47	0,50	0,39	0,56	0,41	0,95	1,04	0,89	0,89	0,45	0,37	0,45
Itacaiúnas	13,8	1,25	1,13	1,20	0,33	0,23	0,27	0,27	0,25	0,28	0,56	0,5	0,54	0,69	0,52	0,63
Itacaiúnas	138	1,55	1,33	1,50	0,7	0,6	0,66	0,48	0,46	0,53	0,52	0,47	0,53	0,52	0,4	0,51

As Figuras 5.2, 5.3, 5.4, 5.5 e 5.6 a seguir, foram obtidas pela simulação no ATP, e mostram os níveis de distorção harmônica total de tensão e individual do 2º ao 12º harmônico de tensão.

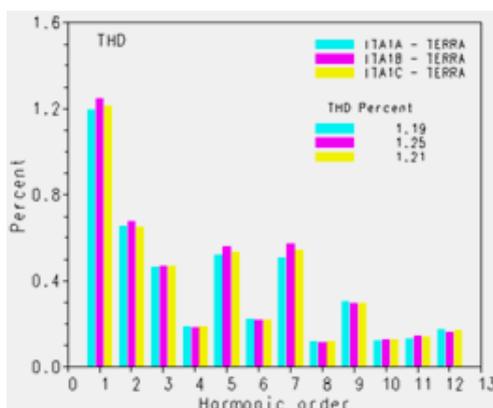


Figura 5.2 - Níveis de distorção harmônica total e individual de tensão das fases A (azul), B (vermelho) e C (amarelo) na barra de 138 kV da SE Itacaiúnas.

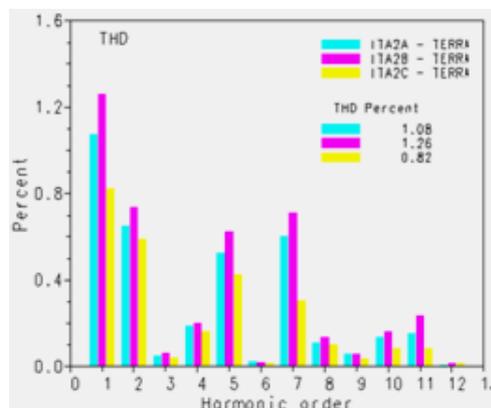


Figura 5.3 - Níveis de distorção harmônica total e individual de tensão das fases A (azul), B (vermelho) e C (amarelo) na barra de 13,8 kV da SE Itacaiúnas.

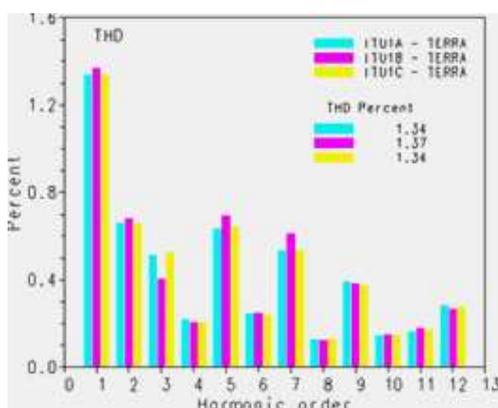


Figura 5.4 - Níveis de distorção harmônica total e individual de tensão das fases A (azul), B (vermelho) e C (amarelo) na barra de 138 kV de Itupiranga.

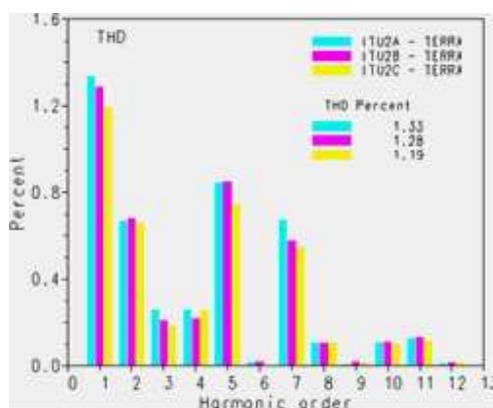


Figura 5.5 - Níveis de distorção harmônica total e individual de tensão das fases A (azul), B (vermelho) e C (amarelo) na barra de 13,8 kV de Itupiranga.

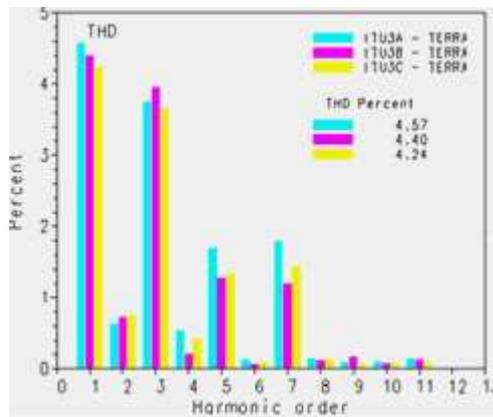


Figura 5.6 - Níveis de distorção harmônica total e individual de tensão das fases A (azul), B (vermelho) e C (amarelo) na barra de 34,5 kV de Itupiranga.

Analisando as Figuras 5.2 a 5.6, nota-se a presença do 2º harmônico de tensão em níveis considerados elevados nas barras de 138 kV e 13,8 kV da SE Itacaiúnas e nas barras de 138 kV, 13,8 kV e 34,5 kV da SE Itupiranga. Além desse harmônico, também se constatou a presença de outros harmônicos pares de tensão com níveis mais elevados do que o normal.

5.4.1 Contribuição da Fonte 1 (Consumidor Particular - 138 kV) na distorção harmônica de tensão das SE's Itacaiúnas e Itupiranga

Uma característica importante do estudo harmônico realizado por meio de simulação de um fluxo de carga harmônico é a possibilidade de se avaliar a extensão dos impactos provocados por cada uma das fontes harmônicas separadamente, e, portanto, dando ao engenheiro uma clara visão da influência de cada fonte.

Para avaliar o impacto da propagação dos harmônicos gerados pelo Consumidor Particular, nas subestações Itacaiúnas e Itupiranga, foram realizadas simulações incluindo somente a Fonte 1, obtendo-se os resultados mostrados nas Figuras 5.7, 5.8, 5.9, 5.10, e 5.11. Observou-se que a operação do processo industrial do Consumidor Particular, provoca o aparecimento de harmônicos pares em níveis significativos, porém, dentro dos limites estabelecidos por normas nacionais com o PRODIST, nas barras das duas subestações, como visto nas Figuras 5.7 a 5.11.

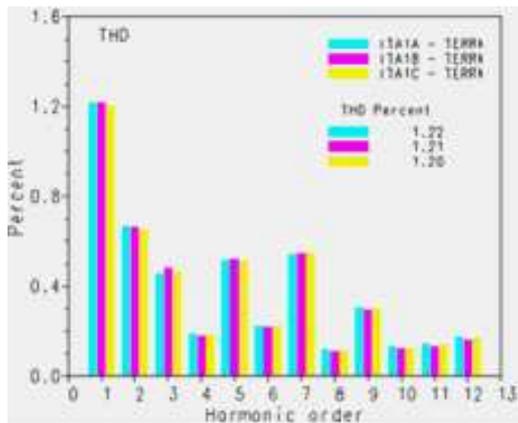


Figura 5.7 - Nível de distorção harmônica de tensão da barra de 138 kV da SE Itacaiúnas, devido a Fonte 1.

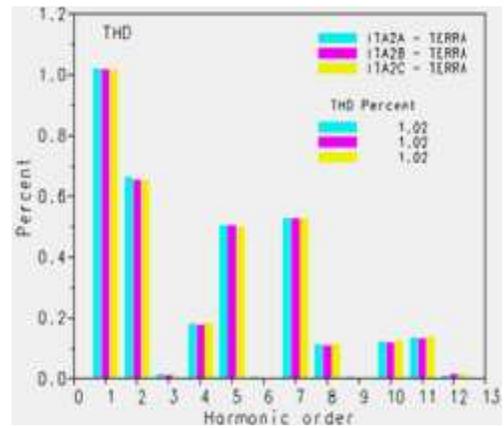


Figura 5.8 - Níveis de distorção harmônica da barra de 13,8 kV da SE Itacaiúnas, devido a Fonte 1.

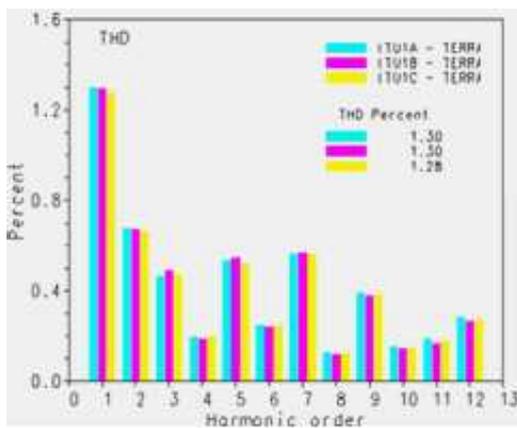


Figura 5.9 - Níveis de Distorção Harmônica de tensão da barra de 138 kV da SE Itupiranga, devido a Fonte 1.

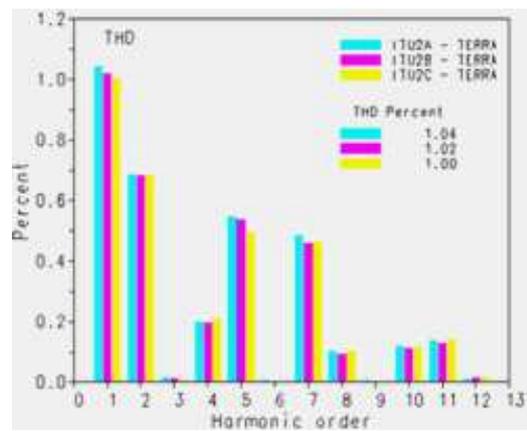


Figura 5.10 - Níveis de Distorção harmônica de tensão da barra de 13,8 kV da SE Itupiranga, devido a Fonte 1.

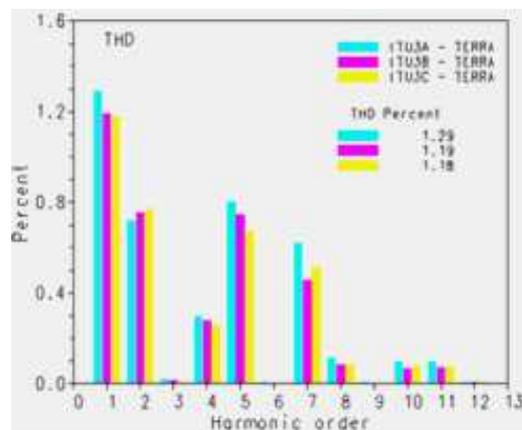


Figura 5.11 - Níveis de distorção harmônica da barra de 34,5 kV da SE Itupiranga, devido a Fonte 1.

5.4.2 Contribuição da Fonte 2 (Siderúrgicas ligadas a barra de 13,8 kV da SE Itacaiúnas) na Distorção Harmônica das SE's Itacaiúnas e Itupiranga

Para o estudo da influência da fonte 2 nos níveis de distorção harmônica de tensão das SE's Itacaiúnas e Itupiranga, desativou-se no diagrama ATP da Figura 5.1, as fontes 1 e 3 de tal forma a evitar a interação dos harmônicos provenientes dessas fontes com os harmônicos provenientes da fonte 2.

As Figuras 5.12 e 5.13 mostram os níveis de distorção harmônica total de tensão e individual para os harmônicos de tensão de ordens 2 à 12 nas fases A, B e C das barras de 138 kV e 13,8 kV da SE Itacaiúnas, respectivamente; enquanto que as Figuras 5.14, 5.15, e 5.16 mostram os níveis de distorção harmônica total de tensão e individual para as ordens de 2 à 12 nas fases A, B e C das barras de 138 kV, 13,8 kV e 34,5 kV da SE Itupiranga, respectivamente.

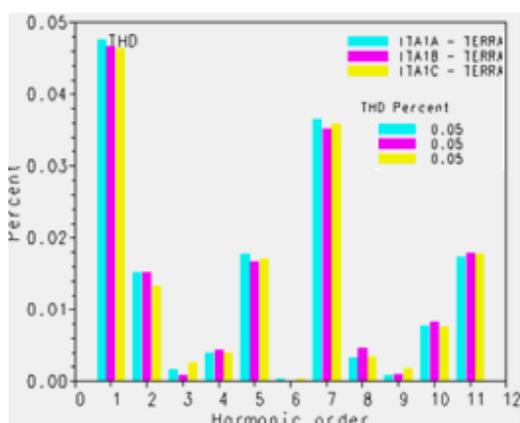


Figura 5.12 - Níveis de distorção harmônica de tensão da barra de 138 kV da SE Itacaiúnas, devido a Fonte 2.

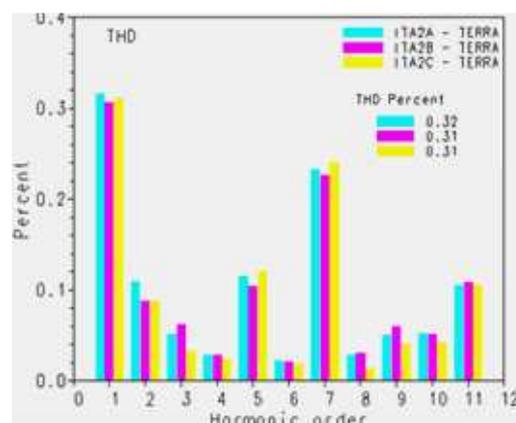


Figura 5.13 - Níveis de distorção harmônica de tensão da barra de 13,8 kV da SE Itacaiúnas, devido a Fonte 2.

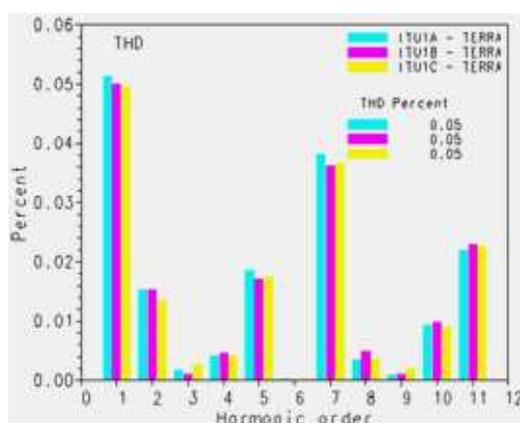


Figura 5.14 - Níveis de distorção harmônica de tensão da barra de 138 kV da SE Itupiranga, devido a Fonte 2.

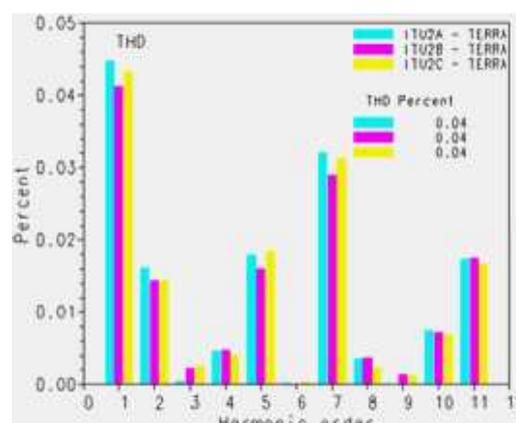


Figura 5.15 - Níveis de distorção harmônica de tensão da barra de 13,8 kV da SE Itupiranga, devido a Fonte 2.

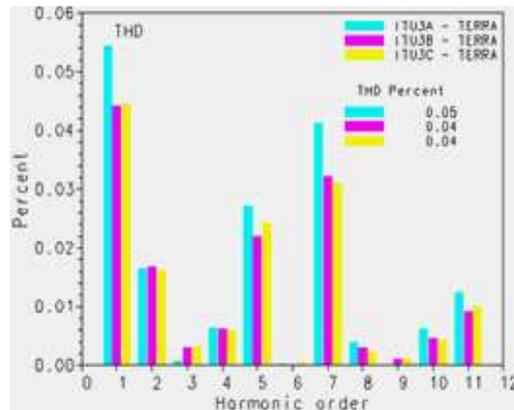


Figura 5.16 - Níveis de distorção harmônica de tensão da barra de 34,5 kV da SE Itupiranga, devido a Fonte 2.

Analisando-se os gráficos apresentados nessas figuras, pode-se perceber que as siderúrgicas ligadas na barra de 13,8 kV da SE Itacaiúnas influencia de modo mais significativo os níveis de distorção harmônica de tensão da barra em que elas estão ligadas, enquanto que as outras barras apresentam níveis de distorção muito pequenos. Além disso, pode-se perceber que os harmônicos de ordem 3, 6 e 9, gerados na barra de 13,8 kV de Itacaiúnas, sofrem uma redução em seus níveis devido o tipo de ligação delta-estrela aterrada do transformador desta subestação, tendo pouca contribuição nos outros pontos analisados.

Além disso, pode-se notar que a Fonte 2 também gera o 2º harmônico, porém em níveis menores, fato este que se explica pelo tipo de forno utilizado pelas siderúrgicas ligadas na barra de 13,8 kV da SE Itacaiúnas. Deve-se ressaltar que, embora exista uma siderúrgica ligada neste barramento que possua um forno elétrico a arco, a mesma se encontrava fora de operação no momento utilizado no estudo harmônico.

5.4.3 Contribuição da Fonte 3 (Alimentadores rurais IU-05 e IU-06) na Distorção Harmônica das SE's Itacaiúnas e Itupiranga

Para o estudo da influência da Fonte3 nos níveis de distorção harmônica de tensão das SE's Itacaiúnas e Itupiranga, novamente desprezou-se as Fontes 1 e 2 no diagrama de simulação ATP.

As Figuras 5.17 e 5.18 mostram os níveis de distorção harmônica total de tensão e individual para os harmônicos de ordem 2 à 12 nas fases A, B e C das barras de 138 kV e 13,8 kV da SE Itacaiúnas, respectivamente, enquanto que as

Figuras 5.19, 5.20 e 5.21 mostram os níveis de distorção harmônica total e individual de ordem 2 à 12 nas fases A, B e C das barras de 138 kV, 13,8 kV e 34,5 kV da SE Itupiranga, respectivamente.

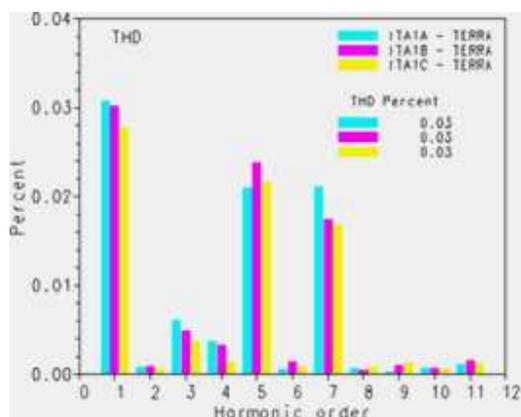


Figura 5.17 - Níveis de distorção harmônica de tensão da barra de 138 kV da SE Itacaiúnas, devido a Fonte 3.

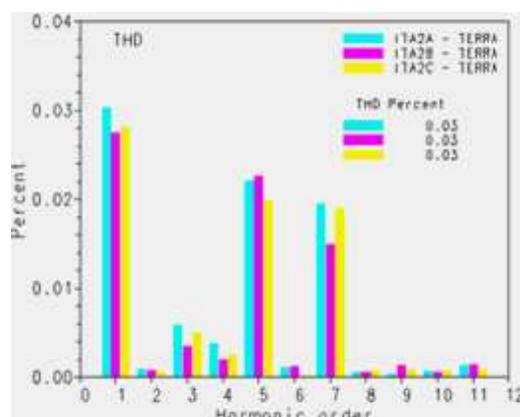


Figura 5.18 - Níveis de distorção harmônica de tensão da barra de 13,8 kV da SE Itacaiúnas, devido a Fonte 3.

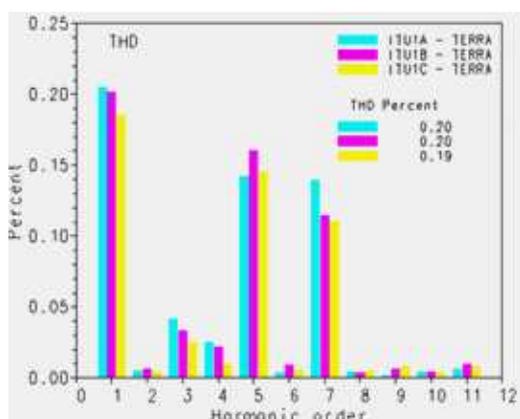


Figura 5.19 - Níveis de distorção harmônica de tensão da barra de 138 kV da SE Itupiranga, devido a Fonte 3.

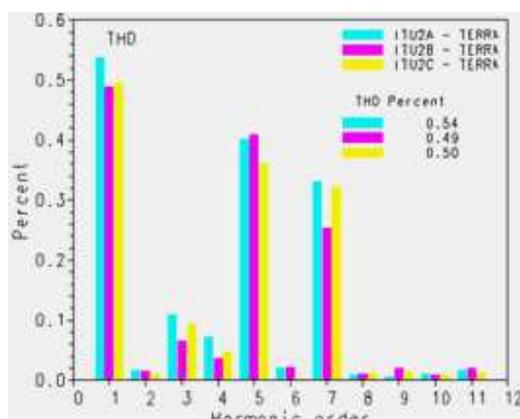


Figura 5.20 - Níveis de distorção harmônica de tensão da barra de 13,8 kV da SE Itupiranga, devido a Fonte 3.

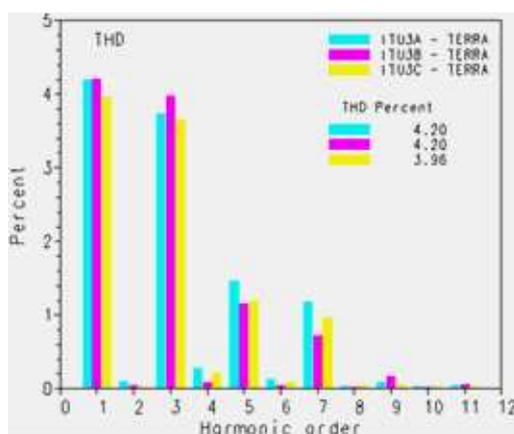


Figura 5.21- Níveis de distorção harmônica de tensão da barra de 34,5 kV da SE Itupiranga, devido a Fonte 3.

Analisando essas Figuras anteriores, pode-se notar que a Fonte 3 apresenta uma pequena influência nos níveis de distorção harmônica nas barras da SE Itacaiúnas e uma influência mais significativa nas barras da SE Itupiranga, principalmente na barra de 34,5 kV. Além disso, um ponto importante observado durante o estudo harmônico foi a considerável redução da tensão do 3º harmônico na barra de 13,8 kV, fato este que se deve à ligação do transformador T2 entre as barras de 13,8 kV e 34,5 kV.

Comparando os níveis do 2º harmônico de tensão gerados pelas três fontes harmônicas consideradas no estudo, nota-se que o Consumidor Particular é a principal fonte geradora de 2º harmônico, uma vez que ela provocou o surgimento de níveis mais significativos deste harmônico em todos os pontos analisados.

5.5 CONCLUSÃO

Nos casos dos sistemas elétricos atendidos pelas SE's Itacaiúnas e Itupiranga, as grandes cargas industriais atendidas por esses sistemas apresentam alto potencial de geração de conteúdo harmônico, que ao propagar-se no sistema elétrico pode provocar efeitos nocivos aos equipamentos elétricos como, redução de vida útil, queima de componentes, amplificação do efeito skin em condutores, ruído audível em transformadores, entre outros. Como solução mitigadora para esses problemas sugere-se, via os estudos de simulação, várias alternativas de solução, priorizando aquelas de menor investimento.

Conforme comentado no capítulo 4, com o intuito de validar as simulações computacionais através dos programas ATP, ANAREDE e ANAFAS foram realizados registros de ocorrências na campanha de medição de forma a se ter parâmetros de comparação entre os resultados das simulações e os dados medidos. Dessa comparação com os casos reais, chegou-se a uma boa aproximação das simulações computacionais, validando-se o modelo considerado. Com isso, foi possível concluir-se o estudo de caso introduzido no capítulo 4, conforme descritos a seguir:

- **Para a emissão de ruídos do transformador da SE Itupiranga**

Segundo a literatura técnica, a presença principalmente do 2º harmônico, mas também dos 3º, 5º e 7º harmônicos é responsável pelo surgimento de um fenômeno

conhecido como magnetostrição, que provoca a vibração das lâminas do núcleo do transformador e como consequência a emissão de um zumbido característico. Quando um transformador é ligado a um sistema de frequência “f”, seu núcleo fica sujeito a uma vibração mecânica complexa de frequência “2f”, resultante da superposição de vibrações senoidais cujas frequências são harmônicas pares da frequência do sistema elétrico [Guaraldo et al., 1997].

Então, tudo indica que os zumbidos observados nos transformadores das subestações de Itacaiúnas e Itupiranga são devido a presença, principalmente, do 2º harmônico, em combinação com o 3º, 5º, e 7º. Em outras subestações da CELPA, onde não ocorre a presença do 2º harmônico embora tenha a presença dos outros, não se tem observado esses zumbidos característicos. Uma recomendação para eliminar esses zumbidos provocados essencialmente pelo 2º harmônico é a inclusão de filtro para esse harmônico próximo ao Consumidor Particular, de forma a reduzir o nível de distorção provocado no restante do sistema elétrico.

- **Para o rompimento do condutor**

Ao que tudo indica, o rompimento do condutor foi devido à perda por efeito Joule na fronteira entre a parte isolada com a parte nua do condutor, provocada pelo efeito pelicular, aliando-se a um processo corrosivo no condutor de alumínio, nessa região de fronteira.

Com a simples mudança de permeabilidade relativa na superfície do condutor energizado, passando de um meio para outro, no caso “ar” e “borracha” (fita de proteção do condutor), haverá alteração do campo elétrico nessa interface, podendo provocar alterações eletroquímicas, levando à corrosão metálica [Prysmen Cables]. Também, a disposição física dos condutores, conforme foi mostrado na Figura 4.1, do capítulo 4, é propícia ao acúmulo de água no espaço entre a fita de borracha e o condutor, podendo causar corrosão metálica. Quase sempre, a corrosão metálica (por mecanismo eletroquímico), está associada à exposição do metal ou uma liga metálica a um meio com presença de moléculas de água, juntamente com o gás oxigênio ou íons de hidrogênio, num meio condutor [Tavares, 2009].

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES

6.1 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

A realização das campanhas de medição forneceu subsídios importantes para a elaboração de análises e diagnósticos mais realistas sobre o desempenho de parte do sistema elétrico da CELPA, servido pelas SE's Itacaiúnas e Itupiranga, com relação a qualidade da energia elétrica suprida aos consumidores atendidos por essas duas subestações.

Também, permitiu que fossem identificados pontos críticos na operação desse sistema, favorecendo que estudos complementares fossem realizados possibilitando proporem-se soluções mitigadoras para os principais problemas detectados.

Outro aspecto importante da realização das campanhas de medição e dos estudos complementares está relacionado com a identificação das principais fontes geradoras de distorções harmônicas, podendo-se, a partir desse fato, atribuir responsabilidades e tomar as medidas necessárias para a melhoria global dos índices que medem a qualidade da energia elétrica suprida aos consumidores, e evitar futuras penalidades impostas pela agência reguladora devido à transgressão desses índices.

Apesar dos dados de monitoramento apresentar resultados mais precisos em relação ao comportamento do sistema elétrico, os resultados das simulações computacionais destacaram sua importância, pois, como na maioria dos casos, não é economicamente viável instalar monitores em cada ponto do sistema elétrico. Devido a isso, programas que descrevem o comportamento do sistema elétrico de forma detalhada e precisa se tornam fundamentais para a análise de tais fenômenos.

Frente a este cenário, e considerando-se que esses aspectos ainda não estão completamente regulamentados pela agência reguladora, recomenda-se que a Empresa elabore suas próprias notas técnicas para regular a atribuição de responsabilidades entre concessionária e consumidor, com relação aos impactos de suas cargas especiais na rede elétrica.

6.2 – SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Baseando-se nos resultados comprovados através das simulações realizadas nesse estudo, podem-se sugerir os seguintes trabalhos futuros:

- Estimativa de propagação de harmônicos em sistemas de subtransmissão e distribuição, a partir de variáveis de estado amostrais obtidas em campanhas de medições setorizadas.
- Influência de distorções harmônicas no isolamento de condutores isolados, em Média tensão;
- Influência de distorções harmônicas em conexões elétricas de Alta e Média Tensões;
- Mitigação da terceira harmônica gerada por cargas monofásicas rurais, em média tensão.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AFONSO, J. L., MARTINS, J. S. Revista o Electricista, Departamento de Electrónica Industrial - Universidade do Minho, nº 9, 3º trimestre de 2004, ano 3, pp. 66-71.

ALMEIDA Jr., A. B. de; BISPO, D.; CAMACHO, J. R.; DELAÍBAS, A. C.; SILVA, S. de P. Efeito de Distribuição da Corrente em Cabos-Guarda Padrão e OPGW de Linhas Aéreas Através do Método de Elementos Finitos. In: SBSE – Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, maio, 2010, Belém, PA.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, Revisão 1, vigente a partir de 01/01/2010.

ALVES, M.F. and FONSECA, V.R.C. (2001) "Voltage Sag Stochastic Estimate". IEEE Industrial Application Society, Proceedings of Annual Meeting, Chicago, USA, 2001.

ANEEL (2010), Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.

ARRILLAGA, J.; WATSON, N. R. Power Systems Harmonics, 2nd Edition, 2003; John Wiley & Sons.

BERNARDES, R.; AYELLO, F. SMQEE – Sistema de Monitoramento da Qualidade de Energia Elétrica, Copyright IEEE Trabalho no. PCIC BR 2008 – 12, disponível em <http://www.selinc.com.br/art_tecnicos/> Acesso em 24/06/2011.

CANOVA, J. L; REIS, F. S. dos Medição da Qualidade da Energia Elétrica na Rede Básica do Sistema Interligado Nacional. In: INDUSCON 2010 - IX - International Conference for Industrial Applications, novembro 2010, São Paulo, SP.

CELPA Relatório Operativo anual 2010, Centrais Elétricas do Pará S/A., 2011. Publicação interna.

CENELEC EN 50160; Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Coimbra. Coimbra, Portugal, 2005.

CARVALHO, A. J. B.; CHARONE Jr., W., NUNES, M. V. A.,; MACHADO, J. M. M.; GHENDY Jr, C.; SILVA, J. S.; GARCEZ, J. N.; ALMEIDA, SANNY C. Análise do Comportamento das Variações de Tensão de Curta Duração (VTCDs) utilizando comparação entre os Programas ATP E ANAFAS. In: VI SBQEE Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, agosto 2005, Belém, PA.

COSTA, C. ASSIMETRIAS REGIONAIS NO BRASIL - Fundamentos para Criação do Estado de Carajás, Folha do Sudeste On Line.com, Regional, 21 março 2011. Disponível em <<http://www.folhadosudesteonline.com>>.

CSPE "Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica - Indicadores, Padrões e Penalidades". Documento Preliminar para Discussão. Versão 2, Jul. 1997.

Distribution Systems, European Committee for Electro technical Standardization, 1999.

DUGAN, R. C., MCGRANAGHAN, M. F., SANTOSO, S., BEATY, H. W. Electrical Power Systems Quality, 2004, McGraw-Hill.

FEDERAL PACIFIC UNIVERSITY; Understanding Transformer Noise; Disponível em <<http://www.federalpacific.com/university/transnoise/chapter9.html>>. Acesso em 02/12/2011.

FELBER, L. A. Regulação de Tensão em Subestações de Distribuição de Energia Elétrica. 2010. 138 páginas. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Itajubá, 2010.

FELBER, L. A.; H. ARANGO; BONATTO B. D.; GOUVÊA, M. R. Regulação de Tensão em Subestações de Distribuição de Energia Elétrica. In: INDUSCON 2010 - IX - International Conference for Industrial Applications, novembro 2010, São Paulo, SP.

FRANCISCO, G. de S., Avaliação de Ferramentas de Análise de Estabilidade de Tensão. Dissertação de Mestrado. 2005. 163 páginas. Universidade Federal de Itajubá.

GRANDI, A. L. Z. DE; SIQUEIRA M. J. V. Modelo de relatório de qualidade da energia elétrica atendendo os Procedimentos de Distribuição (PRODIST). In: VIII Congresso Brasileiro de Qualidade de Energia Elétrica, agosto 2009, Blumenau, SC.

GRANDI, A. L. Z. de; MARIA SIQUEIRA, J. V. Modelo de Relatório de Qualidade da Energia Elétrica atendendo os Procedimentos de Distribuição (PRODIST). In: VIII CBQEE Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica, agosto 2009, Blumenau, SC.

GUARALDO, N. J., MONTEIRO, C. L., GRIMONI, José A. B., KIATAKE, L. G. G., SAIDEL, M. A.; BISTAFA, S. R., Avaliação do Ruído de Transformadores no Entorno de SE's – Aplicativo e Simulação. Publicação científica In: XIV SNPTEE – XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, outubro 1997. Belém, PA..

IBGE. Região de Integração do Carajás, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Disponível em < <http://www.ibge.gov.br>>. Acesso em 07/06/2011.

IEC 1000-2-2 ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY (EMC) Section 2: Compatibility levels for low frequency conducted disturbances and signalling in public low voltage power supply systems IEC 61000-3-2 “Limits for harmonic current emissions (equipment input current $\leq 16\text{A}$ per phase)”. 1995.

IEC 146-1-1 Semiconductor convertors - General requirements and line commutated convertors - Part 1-1: Specifications of basic requirements <http://www.engematec.com.br/site/downloads/harmonicos_em_Instalacoes_eletricas.pdf>.

IEEE STANDARDS BOARD, "IEEE 446-1995 IEEE Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications (Orange Book)", USA, 1996, 309p. IEEE Std. 519 "IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems". Edition Oct. 1991.

IEEE STANDARDS BOARD, "IEEE Std 1159-1995-Recommended Practice For Monitoring El. Power Qual.", USA, nov., 1995, 70p.

IEEE Std. 519 "IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems". Edition Oct. 1991.

ISONI, M. A eficiência energética e seus possíveis efeitos sobre equipamentos e instalações. *Eletricidade Moderna*, São Paulo: Aranda, n. 363, p. 92-118, Papel. jun. 2004.

ITI (CBEMA) curve Application Note; "Technical Committee 3 (TC3) of the Information Technology Industry Council"; Disponível em: <<http://www.itic.org/technical/iticurv.pdf>>.

KEULENAUER, de H. Guia de Auto-avaliação de Qualidade de Energia. Leonardo Energie, 2007. Disponível em < <http://www.leonardo-energy.org>>.

MANITO, A. R. Análise da Qualidade da Tensão no Ponto de Conexão de uma Fábrica de Alumínio com o Sistema Interligado Nacional. Dissertação de Mestrado. 2009. 138 páginas. Programa de Pós-Graduação, UFPA.

MANITO, A. R.; TOSTES, M. E. L.; CARVALHO, C. C. M. M.; SANTOS, F. C.; MATOS, K. N.; SOUZA, P. P. de; BITTENCOURT, A. H. J. P.; OLIVEIRA, M. J. S.; PEREIRA, O. P. Análise da Qualidade da Tensão no Ponto de Conexão de uma Fábrica de Alumínio com o Sistema Interligado Nacional. In: XI Simpósio Especialista em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, março 2009, Belém, PA.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME. Estudos do Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico, Estudos de Expansão da Transmissão, Análise dos Sistemas Regionais, Subsistema Norte, ciclo 2006-2015, EPE, Ministério das Minas e Energia, 2006. Disponível em < <http://www.epe.gov.br>>. Acesso em 07/06/2011.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME. Oferta de Energia Elétrica, Capítulo III, Parte 2, PDE 2008 / 2017 – Transmissão de Energia Elétrica. EPE, Ministério das Minas e Energia, 2008. Disponível em < <http://www.epe.gov.br>>. Acesso em 06/06/2011.

MANUAL DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA - MQEE – EDP/ Universidade de Coimbra, dezembro/2005, Pt.

MASTI, R. S.; DESMET. W.; HEYLEN, W. On the Influence of Core Laminations Upon Power Transformer Noise. K.U. Leuven, Department of Mechanical Engineering, Division PMA Celestijnenlaan 300B, B-3001 Leuven, Belgium, 2004.

NAVE, C. R. Magnetostriction - Why Does the Transformer Hum?. Georgia State University, U.S.A. 2003. Disponível em <<http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/solids/magstrict.html>>. Acesso em 02/12/2011.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. Padrões de Desempenho da Rede Básica – Sub módulo 2.2, versão aprovada pelo Conselho Administrativo em outubro de 2000.

PAULO M. SILVEIRA, P. M.; ABREU, J. P. G., ALMEIDA, J. E. L.; PRINA, R.; CARVALHO, S. G. Avaliação dos efeitos das cargas não lineares residenciais na Qualidade de Energia Elétrica de um Sistema de Distribuição. In: XV CBA Congresso Brasileiro de Automática, 2004, Gramado, RS. Grupo de Estudos de Qualidade da Energia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá.

PENTEADO Neto, R. de A., Sistemas Para Detecção de Falta de Alta Impedância e de Rompimento de Condutores em Redes de Distribuição de Energia Elétrica. Tese de Doutorado. 2009. 114 páginas. Universidade Federal do Paraná.

PINHO, J. T.; GALHARDO, M. A. B. Interação Harmônica entre Suprimento e Cargas. In: VIII CBQEE Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica, agosto 2009, Blumenau, SC.

PIRES, A. I. Conceitos iniciais: qualidade de energia e harmônicos. Revista O Setor Elétrico, p. 32-38, janeiro 2010.

POMILHO, J. A.; Notas de Aula – Pós-Graduação, UNICAMP, 2002.

POWER QUALITY IN EUROPEAN ELECTRICITY SUPPLY NETWORKS - 1st Edition, Union of the Electricity Industry – Eurelectric, Feb. 2004.

PRYSMAN CABLES; Estado da Arte da Tecnologia de Acessórios Para Conexão de Cabos para Redes de Distribuição de MT Subterrâneas. Disponível em: <http://www.see.asso.fr/jicable/Other_Events/cabos09/content/Cabos'09%20P1.4.P.pdf>

RIBEIRO, F. P. Avaliação e Parecer Técnico Sobre Questões Especiais Relacionadas a Qualidade de Energia Elétrica. pribeiro@calvin.edu, Calvin College, Grand Rapids, Michigam, ONS, julho 2004. Disponível em <<http://www.calvin.edu/~pribeiro/misc/Relatorio>>. Acesso em 30/06/2011.

SOARES, T. M.; VIEIRA, J. P. A., TOSTES, M. E. L., BEZERRA, U. H.; SILVA, R. D. S., MANITO, A. R. A.; ESTEVES, E. A. C. Monitoração e Análise da Qualidade de Energia Elétrica – Estudo de Caso do Sistema Elétrico de Itaituba. In: IX CLAGTEE 2011 - The 9th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission, novembro 2011, Mar-del-Plata, Ar.

SOUZA, LUIZ FELIPE WILLCOX de; DUTT-ROSS, RICARDO PENIDO Algumas Experiências Relevantes em Monitoração e Análise de Qualidade de Energia

Elétrica – Harmônicos. In: V SBQEE Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, agosto 2003, Aracaju, SE.

TAVARES, P. H, Engenharia de Aplicações, Universidade Federal de Uberlândia, 2009. Disponível em:

<http://www.feelt.ufu.br/pastas/Ciencia_e_Tecnologia_dos_Materiais/Apostila_CTM_PARTE_1.pdf. Acesso em 06/12/2011.

TAVARES, C E.; PENICHE, R. A.; OLIVEIRA, J. C. de; RESENDE, J. W. Uma Estratégia para Modelagem de Fornos a Arco para Estudos de Desequilíbrios e Flutuações de Tensão. In: VI SBQEE Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, agosto 2005, Belém, PA.

TOSTES, M. E. L. Avaliação de Impactos na Rede de Distribuição Causados pela Geração de Harmônicos em Consumidores de Baixa Tensão. Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação, UFPA, 2003.