

**Universidade Federal de Itajubá**

**MONITORAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA  
EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

**Marcos Oriano Barbosa de Medeiros**

**Itajubá, dezembro de 2003**

**Universidade Federal de Itajubá**

**MONITORAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA  
EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

**Marcos Oriano Barbosa de Medeiros**

Dissertação submetida à Coordenação da Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – CPG da Universidade Federal de Itajubá, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

***Orientação: Prof. Dr. José Policarpo G. de Abreu***

***Co-Orientação: Prof. Dr. José Maria de Carvalho Filho***

**Itajubá, dezembro de 2003**

***Tu és fiel Senhor, meu Pai celeste;  
Pleno poder a teus filhos darás;  
Nunca mudaste, tu nunca faltaste;  
Tal como eras, Tu sempre serás.  
Tu és fiel Senhor, Tu és fiel Senhor  
Dia após dia, com bênçãos sem fim;  
Tua mercê me sustenta e me guarda  
Tu és fiel Senhor fiel a mim!***

***T. O. Chisholm***

***No princípio era o Verbo, e o Verbo  
estava com Deus, e o Verbo era Deus.  
Todas as coisas foram feitas por Ele, e  
sem Ele nada do que foi feito se fez.***

***João 1: 1 e 3***

***À Deborah, Marina e Luciana***

## **AGRADECIMENTOS**

Aos Professores José Maria de Carvalho Filho e José Policarpo G. Abreu, integrantes do Grupo de Qualidade de Energia Elétrica da UNIFEI, pela orientação e valiosas sugestões na execução desse trabalho.

À minha esposa Deborah pelo incentivo e a prestimosa ajuda na elaboração do texto.

Às minhas filhas Marina e Luciana por entenderem a minha ausência e falta de tempo nesse período.

Aos meus pais e irmãos pelo apoio e incentivo.

À Companhia Energética do Ceará, pela confiança e oportunidade.

À todos irmãos em Cristo que não me esqueceram em suas orações.

E a todos que direta ou indiretamente me auxiliaram durante o curso, bem como no desenvolvimento desse trabalho.

## SUMÁRIO

<b>AGRADECIMENTOS .....</b>	<b>5</b>
<b>SUMÁRIO .....</b>	<b>6</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>12</b>
<b>ÍNDICE DE TABELAS .....</b>	<b>16</b>
<b>ÍNDICE DE ABREVIATURAS .....</b>	<b>18</b>
<b>CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO .....</b>	<b>20</b>
1.1. <b>CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....</b>	<b>20</b>
1.2. <b>OBJETIVOS .....</b>	<b>20</b>
1.3. <b>RELEVÂNCIA DO ESTUDO .....</b>	<b>21</b>
1.4. <b>PROGRAMAS DE MONITORAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA .....</b>	<b>21</b>
1.4.1 <b>EXPERIÊNCIA CANADENSE .....</b>	<b>22</b>
1.4.2 <b>EXPERIÊNCIA AMERICANA .....</b>	<b>27</b>
1.4.3 <b>EXPERIÊNCIA ESPANHOLA .....</b>	<b>30</b>
1.4.4 <b>EXPERIÊNCIA DINAMARQUESA .....</b>	<b>32</b>
1.5. <b>ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....</b>	<b>32</b>
<b>CAPÍTULO 2 – PROGRAMA DE MONITORAÇÃO DA QEE EM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>34</b>
2.1. <b>CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....</b>	<b>35</b>
2.2. <b>ITENS DE INVESTIGAÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA .....</b>	<b>35</b>
2.2.1 <b>TRANSITÓRIOS .....</b>	<b>35</b>
2.2.2 <b>VARIAÇÕES DE CURTA DURAÇÃO .....</b>	<b>38</b>
2.2.3 <b>VARIAÇÕES DE TENSÃO DE LONGA DURAÇÃO .....</b>	<b>40</b>
2.2.3.1 <b>INTERRUPÇÕES SUSTENTADAS .....</b>	<b>40</b>
2.2.3.2 <b>SUBTENSÕES .....</b>	<b>40</b>
2.2.3.3 <b>SOBRETENSÕES .....</b>	<b>40</b>
2.2.4 <b>DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO .....</b>	<b>41</b>
2.2.5 <b>DISTORÇÃO DE FORMA DE ONDA .....</b>	<b>41</b>
2.2.5.1 <b>HARMÔNICOS .....</b>	<b>41</b>
2.2.5.2 <b>INTERHARMÔNICOS .....</b>	<b>42</b>
2.2.5.4 <b>RUÍDO .....</b>	<b>42</b>

2.2.5.5	DC OFFSET .....	43
2.2.6	FLUTUAÇÃO DE TENSÃO .....	43
2.2.7	VARIAÇÕES DE FREQUÊNCIA .....	43
2.3.	PROGRAMA DE MONITORAÇÃO DA COELCE .....	44
2.3.1	DESCRIÇÃO DO PROGRAMA .....	44
2.3.2	DEFINIÇÃO DOS PONTOS DE MONITORAÇÃO .....	44
2.3.3	DEFINIÇÃO E AQUISIÇÃO DOS REGISTRADORES DIGITAIS DE PERTURBAÇÕES .....	47
2.3.4	PROTOCOLO DE MEDIÇÃO ADOTADO NO PROGRAMA .....	49
2.3.5	INSTALAÇÃO DOS RDPS .....	49
2.3.6	AQUISIÇÃO DE DADOS .....	50
2.3.7	SIMULAÇÃO E COMPARAÇÃO COM DADOS AQUISITADOS.....	52
2.4.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	53
<b>CAPÍTULO 3 – APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS DE MEDIÇÃO .....</b>		<b>56</b>
3.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	56
3.2.	VALORES DE CONFORMIDADE.....	56
3.2.1.	TENSÃO EM ESTADO PERMANENTE.....	56
3.2.2.	DISTORÇÃO.....	57
3.2.3.	TRANSITÓRIOS DE TENSÃO .....	58
3.2.4.	FREQUÊNCIA.....	58
3.2.5.	DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO .....	59
3.3.	APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS .....	59
3.3.1.	MEDIÇÕES PERIÓDICAS.....	60
3.3.2.	VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO .....	67
3.4.	QUADRO RESUMO .....	70
3.5.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	71
<b>CAPÍTULO 4 – CÁLCULO E ESTIMATIVA DE AFUNDAMENTOS MOMENTÂNEOS DE TENSÃO .....</b>		<b>74</b>
4.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	74
4.2.	MÉTODOS DE DETERMINAÇÃO DAS VTCD.....	74
4.2.1	MÉTODO DA DISTÂNCIA CRÍTICA .....	74
4.2.1.1	SISTEMAS RADIAIS .....	74
4.2.1.2	SISTEMAS EM ANEL.....	75

4.2.1.3	SIMULAÇÕES .....	76
4.2.2	MÉTODO DA POSIÇÃO DA FALTA .....	76
4.2.3	CÁLCULO DE VTCD EM SISTEMAS MALHADOS .....	76
4.3.	ÁREA DE VULNERABILIDADE.....	78
4.3.1	INFLUÊNCIA DA CONFIGURAÇÃO – SISTEMAS RADIAIS.....	79
4.3.2	INFLUÊNCIA DA CONFIGURAÇÃO – SISTEMAS RADIAIS DERIVADOS .....	80
4.3.3	AVALIAÇÃO QUANTITATIVA DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA .....	81
4.3.4	INDICADORES BASEADOS NA NRS 048 .....	82
4.4.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	83
<b>CAPÍTULO 5 – AFUNDAMENTOS DE TENSÃO - ANÁLISE COMPARATIVA .....</b>		<b>85</b>
5.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	85
5.2.	METODOLOGIA.....	85
5.2.1	DELIMITAÇÃO DA SIMULAÇÃO.....	85
5.2.2	COLETA DE DADOS.....	85
5.2.3	FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS.....	86
5.2.3.1	FERRAMENTAS UTILIZADAS NAS SIMULAÇÕES.....	86
5.2.3.2	FERRAMENTAS UTILIZADAS NO TRATAMENTO ESTATÍSTICO .....	86
5.2.4	MODELAGEM DO SISTEMA.....	87
5.3.	RESULTADOS OBTIDOS.....	87
5.4.	COMPARAÇÃO.....	91
5.4.1	SAZONALIDADE .....	91
5.4.2	TAXA DE FALHAS .....	91
5.4.3	OBTENÇÃO DAS VTCD .....	92
5.5.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	92
<b>CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES.....</b>		<b>95</b>
6.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	95
6.2.	PRINCIPAIS CONCLUSÕES.....	96
6.3.	CONTRIBUIÇÕES APRESENTADAS .....	97
6.4.	PROPOSTAS PARA DESENVOLVIMENTOS FUTUROS .....	97
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>		<b>99</b>
<b>APÊNDICE A –.....</b>		<b>102</b>



<b>REGISTRADORES DIGITAIS DE PERTURBAÇÕES.....</b>	<b>102</b>
<b>1.1. INTRODUÇÃO.....</b>	<b>103</b>
<b>1.2. FUNÇÕES DOS PRINCIPAIS MÓDULOS .....</b>	<b>103</b>
<b>1.2.1 MÓDULO M1 .....</b>	<b>103</b>
<b>1.2.2 MÓDULO M2 .....</b>	<b>103</b>
<b>1.2.3 MÓDULO M3 .....</b>	<b>104</b>
<b>1.2.4 MÓDULO M4 .....</b>	<b>104</b>
<b>1.2.5 MÓDULO M5 .....</b>	<b>104</b>
<b>1.2.6 MÓDULO M6 .....</b>	<b>104</b>
<b>1.2.7 MÓDULO M7 .....</b>	<b>104</b>
<b>1.2.8 MÓDULO M8 .....</b>	<b>104</b>
<b>1.2.9 MÓDULO M9 .....</b>	<b>105</b>
<b>1.3. TAXA DE AMOSTRAGEM E RESOLUÇÃO.....</b>	<b>105</b>
<b>1.3.1 TAXA DE AMOSTRAGEM .....</b>	<b>105</b>
<b>1.3.2 RESOLUÇÃO .....</b>	<b>105</b>
<b>1.4. TRATAMENTO DE SINAIS E ALGORITMOS .....</b>	<b>106</b>
<b>1.4.1 OBTENÇÃO DO VALOR EFICAZ.....</b>	<b>106</b>
<b>1.4.2 VALOR EFICAZ DE SINAIS DIGITALIZADOS .....</b>	<b>107</b>
<b>1.4.3 MÉTODO DA JANELA FIXA.....</b>	<b>108</b>
<b>1.4.4 MÉTODO DA JANELA DESLIZANTE.....</b>	<b>108</b>
<b>1.4.5 COMPENSAÇÃO DA VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA.....</b>	<b>109</b>
<b>1.4.6 APLICAÇÃO DOS MÉTODOS.....</b>	<b>109</b>
<b>1.5. PARAMETRIZAÇÃO DOS RDP .....</b>	<b>110</b>
<b>1.5.1 ELEMENTOS BÁSICOS DA CONFIGURAÇÃO DE TRIGGER DE VMT .....</b>	<b>110</b>
<b>1.5.2 PARAMETRIZAÇÃO BÁSICA .....</b>	<b>111</b>
<b>APÊNDICE B.....</b>	<b>113</b>
<b>PEGASYS NETWORK.....</b>	<b>113</b>
<b>1.1. INTRODUÇÃO.....</b>	<b>114</b>
<b>1.2. CARACTERÍSTICAS .....</b>	<b>114</b>
<b>1.3. PRINCIPAIS TELAS DISPONÍVEIS NO SISTEMA .....</b>	<b>115</b>
<b>1.3.1 DADOS EM TEMPO REAL .....</b>	<b>115</b>

---

1.3.2	DIAGRAMAS COM VALORES EM TEMPO REAL .....	116
1.3.3	GERAÇÃO DE ALARMES .....	116
1.3.4	REGISTROS INSTANTÂNEOS.....	117
1.3.5	MÁXIMOS E MÍNIMOS.....	118
1.3.6	FUNÇÕES DO SISTEMA .....	119
1.4.	CONFIGURAÇÕES.....	119
1.4.1	CONFIGURAÇÃO DOS SÍTIOS.....	119
1.4.2	CONFIGURAÇÃO DA INSTALAÇÃO .....	120
1.5.	ANÁLISE DA QUALIDADE DA ENERGIA .....	120
1.5.1	ANÁLISE DE DISTÚRBIOS .....	120
1.5.2	ANÁLISE DE HARMÔNICOS.....	120
1.5.3	MEDIÇÕES PERIÓDICAS.....	120
1.5.4	OSCILAÇÕES TRANSITÓRIAS DE TENSÃO.....	121
1.6.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	122
	APÊNDICE C.....	124
	REQUISITOS PARA TRANSDUTORES APLICADOS AO MONITORAMENTO .....	124
1.1.	INTRODUÇÃO.....	125
1.2.	NÍVEIS DO SINAL .....	125
1.2.1	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL .....	125
1.2.2	TRANSFORMADORES DE CORRENTE.....	125
1.3.	RESPOSTAS DE FREQUÊNCIA.....	125
1.3.1	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL .....	125
1.3.2	TRANSFORMADORES DE CORRENTE.....	126
1.4.	CONSIDERAÇÕES SOBRE A INSTALAÇÃO .....	126
1.4.1	TRANSDUTORES DA SUBESTAÇÃO .....	127
1.4.2	LOCALIZADOS EM LINHAS AÉREAS DA CONCESSIONÁRIA .....	127
1.4.3	SÍTIO SECUNDÁRIO.....	127
	ANEXO I – RESULTADOS DE MEDIÇÃO DA TENSÃO EM REGIME PERMANENTE .....	129
	ANEXO II – RESULTADOS DE MEDIÇÃO DO DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO .....	140
	ANEXO III – RESULTADOS DE MEDIÇÃO DOS HARMÔNICOS DE TENSÃO.....	143
	ANEXO IV – RESULTADOS DE MEDIÇÃO DE VARIAÇÕES DE FREQUÊNCIA.....	154

---

<b>ANEXO V – APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS DE MEDIÇÃO DE VTCD .....</b>	<b>157</b>
<b>ANEXO VI – RESULTADOS DE MEDIÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA.....</b>	<b>165</b>
<b>ANEXO VII – EVENTOS REGISTRADOS DE VARIAÇÕES DE TENSÃO CURTA DURAÇÃO .....</b>	<b>173</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Custos estimados para interrupção de diversos setores .....	21
Figura 2: Percentagem de sítios versus número médio de VTCD em consumidores industriais .....	23
Figura 3: Percentagem de sítios versus número médio de VTCD por fase por mês por sítio .....	23
Figura 4: Percentagem de VTCD versus o número médio de VTCD por fase por mês por sítio.....	24
Figura 5: Percentagem de sítios versus número de VTCD por fase por mês por sítio em 120/208 V .....	24
Figura 6: Percentagem de sítios versus número de VTCD por fase por mês por sítio em 347/600 V. ....	24
Figura 7: Percentagem de sítios versus número de VTCD por fase por mês por sítio .....	25
Figura 8: Percentagem de VTCD versus o número médio VTCD por fase por mês por sítio.....	25
Figura 9: Histograma do VTHD de um três semanas de monitoração. ....	28
Figura 10: Histograma das interrupções e o total de VTCD.....	28
Figura 11: Histograma das durações dos VTCD e swells.....	29
Figura 12: Taxa de VTCD versus a densidade de descargas atmosférica.....	30
Figura 13: Transitório Impulsivo .....	36
Figura 14: Interrupção .....	38
Figura 15: Afundamento Momentâneo de Tensão ( <i>Voltage VTCD</i> ) .....	39
Figura 16: Harmônicos .....	41
Figura 17: Corte de Tensão.....	42
Figura 18: Flutuação de Tensão.....	43
Figura 19: Localização dos pontos de monitoramento na área metropolitana de Fortaleza.....	46
Figura 20: Localização dos pontos de monitoramento do Interior do estado do Ceará.....	47
Figura 21: Ligação do 3720 ACM à Estação Mestre via MODEM e Rede Telefônica. ....	50
Figura 22: Sistema de Três Fios Delta Utilizando 3TC e 2TP.....	50
Figura 23: Comparação do cálculo dos indicadores de desequilíbrio.....	59
Figura 24: Histograma de tensão na SE Aldeota. ....	61
Figura 25: Perfil de tensão para o dia 29/07/2001.....	61
Figura 26: Perfil de tensão para o dia 31/07/2001.....	61
Figura 27: Desequilíbrio de tensão na SE Aldeota 69 kV.....	62
Figura 28: Valores máximos de desequilíbrio por subestação monitorada.....	62
Figura 29: Histograma de THD de tensão fase-neutro .....	63
Figura 30: Histograma de 5º harmônico de tensão .....	64
Figura 31: Percentil de 95% da distorção harmônica total de tensão por subestação.....	65
Figura 32: Percentil de 95% de 5º harmônico de tensão por subestação.....	65
Figura 33: Histograma para variação de freq. na SE Aldeota .....	66
Figura 34: Histograma de Fator de Potência.....	66
Figura 35: Perfil do Fator de Potência para o dia 29/07/2001.....	67
Figura 36: Perfil do Fator de Potência para o dia 31/07/2001.....	67
Figura 37: Variação de Tensão de Curta Duração Típica.....	68
Figura 38: Amplitude vs. duração da variação de tensão na SE Aldeota .....	70
Figura 39: Histograma de amplitude de VTCD na SE Aldeota.....	70
Figura 40: Curto-circuito em um sistema radial de distribuição .....	75
Figura 41: Circuito equivalente para faltas em sistema em anel.....	75

Figura 42: Área de vulnerabilidade.....	79
Figura 43: Estrutura Típica de um Sistema Radial.....	79
Figura 44: Estrutura Geral do Sistema Interligado Brasileiro. ....	81
Figura 45: Área de Vulnerabilidade para Falta Monofásicas – SE Aldeota 69 kV.....	88
Figura 46: Área de Vulnerabilidade para Falta Trifásicas – SE Aldeota 69 kV .....	88
Figura 47: Número de Afundamentos por Tipo de Falta – SE Aldeota 69 kV.....	88
Figura 48: Número de Afundamentos por Nível de Tensão – SE Aldeota 69 kV.....	88
Figura 49 : Área de Vulnerabilidade para Falta Monofásicas – SE Coluna 69 kV .....	88
Figura 50 : Área de Vulnerabilidade para Falta Trifásicas – SE Coluna 69 kV .....	88
Figura 51: Número de Afundamentos por Tipo de Falta – SE Coluna 69 kV.....	88
Figura 52: Número de Afundamentos por Nível de Tensão – SE Coluna 69 kV .....	88
Figura 53: Área de Vulnerabilidade para Falta Monofásicas – SE Dist. Ind. 69 kV.....	89
Figura 54: Área de Vulnerabilidade para Falta Trifásicas – SE Dist. Ind. 69 kV .....	89
Figura 55: Número de Afundamentos por Tipo de Falta – SE Dist. Ind. 69 kV.....	89
Figura 56: Número de Afundamentos por Nível de Tensão – SE Dist. Ind. 69 kV.....	89
Figura 57: Área de Vulnerabilidade para Falta Monofásicas – SE Parangaba 69 kV .....	89
Figura 58: Área de Vulnerabilidade para Falta Trifásicas – SE Parangaba 69 kV .....	89
Figura 59: Número de Afundamentos por Tipo de Falta – SE Parangaba 69 kV .....	89
Figura 60: Número de Afundamentos por Nível de Tensão – SE Parangaba 69 kV .....	89
Figura 61: Área de Vulnerabilidade para Falta Monofásicas – SE Pecém 69 kV.....	90
Figura 62: Área de Vulnerabilidade para Falta Trifásicas – SE Pecém 69 kV .....	90
Figura 63: Número de Afundamentos por Tipo de Falta – SE Pecém 69 kV.....	90
Figura 64: Número de Afundamentos por Nível de Tensão – SE Pecém 69 kV.....	90
Figura 65: Área de Vulnerabilidade para Falta Monofásicas – SE Tauape 69 kV.....	90
Figura 66: Área de Vulnerabilidade para Falta Trifásicas – SE Tauape 69 kV .....	90
Figura 67: Número de Afundamentos por Tipo de Falta – SE Tauape 69 kV.....	90
Figura 68: Número de Afundamentos por Nível de Tensão – SE Tauape 69 kV.....	90
Figura 69: VTCD estimadas para um ano por simulação nas subestações .....	91
Figura 70: Estrutura Geral de um Registrador Digital de Perturbação.....	103
Figura 71: Janela com entrada e saída fixas.....	108
Figura 72: Esquema para atualização da janela de amostras Janela com entrada e saída fixas. ....	109
Figura 73: Sistema Genérico de Trigger de um RDP.....	110
Figura 74: Ajustes de limites de tensão e temporizações associadas à programação de <i>Trigger</i> .....	111
Figura 75: Estrutura do Sistema de aquisição PEGASYS .....	115
Figura 76: Tela de aquisição em tempo real do sítio Distrito Industrial II.....	116
Figura 77: Tela de aquisição em tempo real do sítio Distrito Industrial II.....	117
Figura 78: Relatório de Registro de Alarme .....	117
Figura 79: <i>Snapshot</i> dos harmônicos de tensão Tauape.....	118
Figura 80: Curva de Regulação de Tensão – Subestação Tauape 13,8kV .....	119
Figura 81: <i>Waveform capture</i> de tensão do sítio Distrito Industria II.....	121
Figura 82: Forma de Onda – SE Coluna no momento de uma falta no sistema. ....	122
Figura 83: Tela de eventos – SE Tauape barra de 13,8kV .....	122
Figura 84: Divisor de tensão capacitivo.....	126

Figura A I.85: Histograma de tensão na SE Coluna.....	129
Figura A I.86: Perfil de tensão para o dia 01/08/2001. ....	130
Figura A I.87: Histograma de tensão na SE Distrito Industrial .....	130
Figura A I.88: Perfil de tensão para o dia 29/07/2001. ....	131
Figura A.I.89: Perfil de tensão para o dia 31/07/2001. ....	131
Figura A I.90: Histograma de tensão na SE Parangaba. ....	132
Figura A. I.91: Perfil de tensão para o dia 29/07/2001. ....	132
Figura A I.92: Perfil de tensão para o dia 31/07/2001. ....	132
Figura A I.93: Histograma de tensão na SE Pecém.....	133
Figura A I.94: Perfil de tensão para o dia 29/07/2001. ....	133
Figura A I.95: Perfil de tensão para o dia 31/07/2001. ....	134
Figura A I.96: Histograma de tensão na SE Presidente Kennedy.....	135
Figura A I.97: Perfil de tensão para o dia 29/07/2001. ....	135
Figura A I.98: Perfil de tensão para o dia 31/07/2001. ....	135
Figura A I.99: Histograma de tensão na SE Tauape 69 kV.....	136
Figura A I.100: Perfil de tensão para o dia 01/08/2001. ....	136
Figura A I.101: Histograma de tensão na SE Tauape 13,8 kV.....	137
Figura A I.102: Perfil de tensão para o dia 22/07/2001. ....	138
Figura A I.103: Perfil de tensão para o dia 01/08/2001. ....	138
Figura A II.104: Desequilíbrio de tensão na SE Coluna 69 kV .....	140
Figura A II.105: Desequilíbrio de tensão na SE Distrito Industrial 69 kV.....	140
Figura A II.106: Desequilíbrio de tensão na SE Parangaba 69 kV .....	141
Figura A II.107: Desequilíbrio de tensão na SE Pecém 69 kV .....	141
Figura A II.108: Desequilíbrio de tensão na SE Tauape 69 Kv .....	141
Figura A III.109: Histograma de THD de tensão fase-neutro .....	143
Figura A III.110: Histograma de 5 <sup>o</sup> harmônico de tensão.....	144
Figura A III.111: Histograma de THD de tensão fase-neutro .....	145
Figura A III.112: Histograma de 5 <sup>o</sup> harmônico de tensão.....	145
Figura A III.113: Histograma de THD de tensão fase-neutro .....	146
Figura A III.114: Histograma de 5 <sup>o</sup> harmônico de tensão.....	147
Figura A III.115: Histograma de THD de tensão fase-neutro .....	147
Figura A III.116: Histograma de 5 <sup>o</sup> harmônico de tensão.....	148
Figura A III.117: Histograma de THD de tensão fase-neutro .....	149
Figura A III.118: Histograma de 5 <sup>o</sup> harmônico de tensão.....	149
Figura A III.119: Histograma de THD de tensão fase-fase .....	150
Figura A III.120: Histograma de 5 <sup>o</sup> harmônico de tensão.....	151
Figura A III.121: Histograma de THD de tensão fase-fase .....	151
Figura A III.122: Histograma de 5 <sup>o</sup> harmônico de tensão.....	152
Figura A IV.123: Histograma para variação de freq. na SE Coluna .....	154
Figura A IV.124: Histograma para variação de freq. na SE Distrito Industrial II.....	154
Figura A IV.125: Histograma para variação de freq. na SE Parangaba.....	155
Figura A IV.126: Histograma para variação de freq. na SE Pecém .....	155
Figura A IV.127: Histograma para variação de freq. na SE Tauape 69 kV .....	155

Figura A V.128: Amplitude vs. duração da variação de tensão na SE Coluna .....	157
Figura A V.129: Histograma de amplitude de VTCD na SE Coluna.....	157
Figura A V.130: Amplitude vs. duração da variação de tensão na SE Distrito Industrial .....	158
Figura A V.131: Histograma de amplitude de VTCD na SE Distrito Industrial .....	158
Figura A V.132: Amplitude vs. duração da variação de tensão na SE Parangaba .....	159
Figura A V.133: Histograma de amplitude de VTCD na SE Parangaba .....	159
Figura A V.134: Amplitude vs. duração de VTCD na SE Pecém .....	160
Figura A V.135: Histograma de amplitude de VTCD na SE Pecém.....	160
Figura A V.136: Amplitude vs. duração da variação de tensão na SE Tauape 69 kV .....	161
Figura A V.137: Histograma de amplitude de VTCD na SE Tauape 69 kV .....	161
Figura A V.138: Amplitude vs. duração da variação de tensão na SE Presidente Kennedy.....	162
Figura A V.139: Histograma de amplitude de VTCD na SE Pres. Kennedy .....	162
Figura A V.140: Amplitude vs. duração da variação de tensão na SE Tauape 13,8 kV .....	163
Figura A V.141: Histograma de amplitude de VTCD na SE Tauape 13,8 kV .....	163
Figura A VI.142: – Histograma de Fator de Potência.....	165
Figura A VI.143: Perfil do Fator de Potência para o dia 27/05/2001. ....	165
Figura A VI.144: Perfil do Fator de Potência para o dia 31/07/2001. ....	166
Figura A VI.145: Histograma de Fator de Potência.....	166
Figura A VI.146: – Perfil do Fator de Potência para o dia 29/07/2001. ....	167
Figura A VI.147: Perfil do Fator de Potência para o dia 31/07/2001. ....	167
Figura A VI.148: Histograma de Fator de Potência.....	168
Figura A VI.149: Perfil do Fator de Potência para o dia 29/07/2001. ....	168
Figura A VI.150: Perfil do Fator de Potência para o dia 31/07/2001. ....	168
Figura A VI.151: Histograma de Fator de Potência.....	169
Figura A VI.152: Perfil do Fator de Potência para o dia 29/07/2001. ....	169
Figura A VI.153: Perfil do Fator de Potência para o dia 31/07/2001. ....	170
Figura A VI.154: – Histograma de Fator de Potência.....	170
Figura A VI.155: Perfil do Fator de Potência para o dia 01/08/2001. ....	171

**ÍNDICE DE TABELAS**

Tabela 1: Resultados de um caso real para ilustrar o conceito de VTCD incidente.....	26
Tabela 2: Classificação Geral dos Distúrbios da qualidade da energia elétrica [1].....	36
Tabela 3: Programação das remotas 3720.....	49
Tabela 4: Faixas típicas dos parâmetros do suprimento de energia elétrica.....	56
Tabela 5: Limites de Variação de Tensão em regime permanente.....	57
Tabela 6: Limites de harmônicos estabelecidos pelo ONS.....	57
Tabela 7: Sumário das tensões fase-neutro (pu).....	60
Tabela 8: Sumário da distorção harmônica total de tensão.....	63
Tabela 9: Sumário da distorção de 5º harmônico de tensão.....	64
Tabela 10: Exemplo de informações obtidas na lista de eventos.....	68
Tabela 11: Quadro resumo dos indicadores de qualidade da energia na Coelce.....	71
Tabela 12: Condições de limites para o IAI e de participação da RB e RG.....	82
Tabela 13: Taxas de falhas utilizadas e percentual para as linhas de transmissão.....	86
Tabela 14: Período de Monitoramento.....	86
Tabela 15: Comparação entre número de VTCD anuais medidas e estimadas.....	92
Tabela A I.16: Sumário das tensões fase-neutro (pu).....	129
Tabela A I.17: Sumário das tensões fase-neutro (pu).....	130
Tabela A I.18: Sumário das tensões fase-neutro (pu).....	131
Tabela A I.19: Sumário das tensões fase-neutro (pu).....	133
Tabela A I.20: Sumário das tensões fase-fase (pu).....	134
Tabela A I.21: Sumário das tensões fase-neutro (pu).....	136
Tabela A I.22: Sumário das tensões fase-fase (pu).....	137
Tabela A III.23: Sumário da distorção harmônica total de tensão.....	143
Tabela A III.24: Sumário da distorção de 5º harmônico de tensão.....	144
Tabela A III.25: Sumário da distorção harmônica total de tensão.....	144
Tabela A III.26: Sumário da distorção de 5º harmônico de tensão.....	145
Tabela A III.27: Sumário da distorção harmônica total de tensão.....	146
Tabela A III.28: Sumário da distorção de 5º harmônico de tensão.....	146
Tabela A III.29: Sumário da distorção harmônica total de tensão.....	147
Tabela A III.30: Sumário da distorção de 5º harmônico de tensão.....	148
Tabela A III.31: Sumário da distorção harmônica total de tensão.....	148
Tabela A III.32: Sumário da distorção de 5º harmônico de tensão.....	149
Tabela A III.33: Sumário da distorção harmônica total de tensão.....	150
Tabela A III.34: Sumário da distorção de 5º harmônico de tensão.....	150
Tabela A III.35: Sumário da distorção harmônica total de tensão.....	151
Tabela A III.36: Sumário da distorção de 5º harmônico de tensão.....	152
Tabela 37: VTCD registradas em Aldeota no período de monitoração.....	173
Tabela 38: VTCD registradas em Coluna no período de monitoração.....	174
Tabela 39: VTCD registradas no Distrito Industrial no período de monitoração.....	176
Tabela 40: VTCD registradas em Parangaba no período de monitoração.....	178
Tabela 41: VTCD registradas em Pecém no período de monitoração.....	180



Tabela 42: VTCD registradas em Presidente Kennedy no período de monitoração.....	181
Tabela 43: VTCD registradas em Tauape 69 kV no período de monitoração .....	182
Tabela 44: VTCD registradas em Tauape 13,8 kV no período de monitoração .....	182

## ABREVIATURAS

AMT	- Afundamento Momentâneo de Tensão
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	- American National Standards Institute
ASD	- Adjustable Speed Drives
CBEMA	- Computer Business Equipment Manufacturer Associations
CCVT	- TP com acoplamento capacitivo
CIGRÉ	- Congress Internationale des Grand Réseaux Électriques a Haute Tension
CLP	- Controlador Lógico Programável
DHT	- Distorção Harmônica Total
DNAEE	- Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EMT	- Elevação Momentânea de Tensão
EPRI	- Electric Power Research Institute
FFT	- Fast Fourier Transform
IAI	- Incidência Anual de Interrupções
IEC	- International Electrotechnical Commission
IEEE	- Institute of Electrical and Electronics Engineers
ITIC	- Information Technology Industry Curve
ONS	- Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAC	- Ponto de Acoplamento Comum
QEE	- Qualidade da Energia Elétrica
RDP	- Registrador Digital de Perturbação
TC	- Transformador de Corrente
TP	- Transformador de Potencial
VMT	- Variações Momentâneas de Tensão
VTCD	- Variação de Tensão de Curta Duração
VTT	- Variações Temporárias de Tensão

# **CAPÍTULO 1**

## **Introdução**

## **CAPÍTULO 1 – Introdução**

### **1.1. Considerações Iniciais**

Os equipamentos utilizados nas mais variadas atividades da sociedade moderna estão cada vez mais sensíveis às variações da qualidade do suprimento de energia elétrica. Tais equipamentos tanto podem causar distúrbios eletromagnéticos como serem afetados por eles. Isso tem ocasionado diversos transtornos, além de enormes prejuízos nos setores industriais, comerciais e até mesmo residenciais. A Figura 1 mostra os custos estimados por ano devido a interrupção de diversos processos. A crescente aplicação de equipamentos que utilizam eletrônica de potência tem poluído os sistemas elétricos com conseqüente perda da qualidade de energia elétrica. Ironicamente, os equipamentos desenvolvidos para atender ao crescente interesse pela conservação de energia, têm contribuído de forma significativa para a perda de qualidade de energia elétrica, com conseqüente perda econômica.

As concessionárias de energia elétrica, por sua vez, estão sofrendo desgastes na sua imagem empresarial e têm se avolumado os custos com pedidos de ressarcimento de prejuízos sofridos por consumidores, decorrentes da má qualidade da energia. Com isso, nestes últimos anos, tem se intensificado a investigação da qualidade de energia elétrica entre as empresas concessionárias de energia que aliadas a instituições de pesquisas, a fabricantes de equipamentos e ainda a consumidores, buscam minimizar os prejuízos causados pela perda da qualidade do suprimento de energia.

Nessa nova realidade que o setor elétrico está se inserindo, baseada no mercado e na competição, a qualidade do *produto* eletricidade será determinante na busca de clientes que desejam ter suas expectativas de satisfação e produtividade atendidas.

Em geral a investigação da qualidade de energia elétrica requer monitoração, tanto para identificar os problemas como para verificar soluções implementadas que visem minimizar os efeitos danosos da má qualidade da onda de tensão ou corrente ofertada aos consumidores.

### **1.2. Objetivos**

Nesta dissertação será apresentado o desenvolvimento de um programa de monitoração e análise da qualidade da energia elétrica na área de concessão de uma Distribuidora com o objetivo de determinar indicadores que expressem a Qualidade da Energia Elétrica nos Pontos de Conexão com a Transmissora e em alguns Pontos de Entrega, de formas qualitativa e quantitativa, permitindo estabelecer relações de causa-efeito que venham subsidiar ações de caráter preventivo ou corretivo para operação de um sistema elétrico ou mesmo no planejamento da operação e expansão do sistema elétrico de distribuição.

Outro objetivo desta dissertação será propor uma metodologia para implantação de um programa de monitoração da Qualidade da Energia Elétrica em um sistema de distribuição.

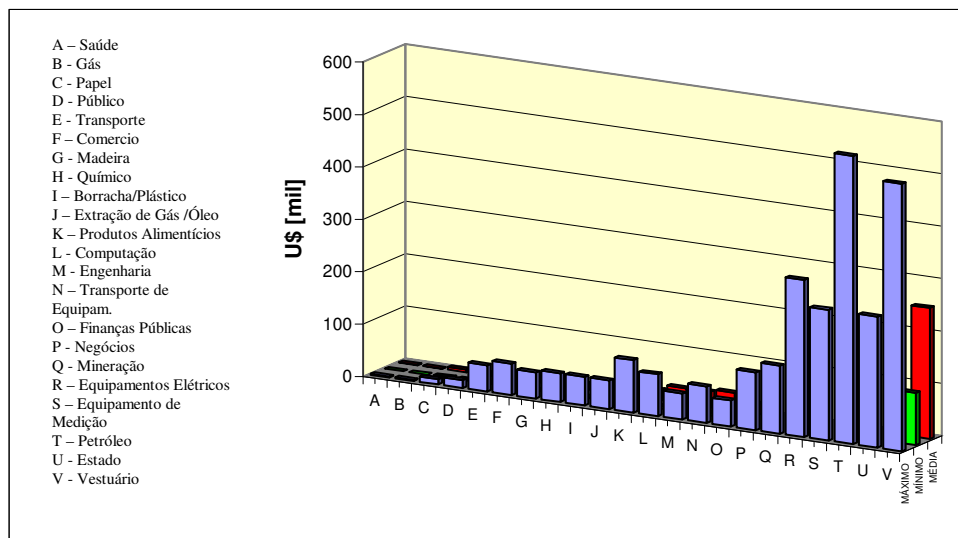


Figura 1: Custos estimados para interrupção de diversos setores

### 1.3. Relevância do Estudo

É imprescindível que empresas de energia elétrica orientem esforços no sentido de implementar programas de diagnóstico e controle da Qualidade da Energia Elétrica (QEE), já que a mesma está se transformando num fator de competitividade com a possibilidade da oferta de contratos diferenciados, em função dos requisitos de qualidade da energia exigidos pelos consumidores.

Deve-se ressaltar a importância de um programa como este desenvolvido nesta dissertação, pois a contribuição que um programa de monitoração contínua da qualidade da energia pode trazer é bastante relevante para a prestação de um serviço de melhor qualidade aos consumidores, pois a empresa de distribuição passará a conhecer melhor os problemas de qualidade de energia de seu sistema, podendo analisá-los e planejar, de forma adequada, as melhores soluções.

Eventuais queixas de consumidores, principalmente aqueles de grande porte ligados aos sistemas de 69 kV e 13,8 kV, poderão ser melhor avaliadas com base em dados de medição. A ligação de novos consumidores com processos sensíveis a problemas associados à QEE poderá obedecer também a critérios ligados à qualidade da energia, uma vez que serão conhecidos os níveis de qualidade das diversas subestações do sistema.

Desenvolvimento de programas como o aqui descrito faz com que a distribuidora passe a registrar indicadores de qualidade de energia, podendo se preparar melhor para atender aos requisitos regulatórios impostos pelas agências reguladoras.

### 1.4. Programas de Monitoração da Qualidade da Energia Elétrica

Com um objetivo de ter um apanhado dos principais programas de monitoração da qualidade de energia elétrica implementados nos países mais desenvolvidos e também para dar

idéia de como tem sido tratada a qualidade de energia por instituições de pesquisa atuando conjuntamente com concessionárias de energia elétrica, serão apresentadas algumas experiências de campanhas de monitoração da qualidade de energia elétrica. Entidades de pesquisa tais como *Canadian Electrical Association (CEA)* e *Electric Power Research Institute (EPRI)*, implantaram programas de monitoração em países como Canadá, Estados Unidos e Espanha como veremos a seguir.

#### 1.4.1 Experiência Canadense

A *Canadian Electrical Association (CEA)* [26] realizou uma pesquisa durante três anos no Canadá, contando com a participação de 22 concessionárias de energia elétrica em todo o país, representando nove das 10 províncias e um dos dois territórios, totalizando um número de 550 sítios distribuídos entre consumidores industriais, comerciais e residenciais. Esperava-se que até o final do programa, 720 locais fossem monitorados. Cada sítio foi monitorado por um período de 25 dias. Aproximadamente 10% dos sítios foram monitorados na tensão primária, a fim de que se obtivesse uma indicação da característica da qualidade de energia elétrica dos sistemas de distribuição que alimentavam os referidos consumidores. Os principais objetivos buscados foram: obter uma indicação do nível da qualidade de energia que existia no Canadá; obter dados relacionados com a qualidade de energia existente para satisfazer algumas das necessidades imediatas das concessionárias canadenses; formar uma base de dados para subsidiar futuras pesquisas de outras concessionárias ou organizações que por sua vez viessem a usar diferentes protocolos de medição e metodologia; familiarizar as concessionárias membros da CEA com RDP de qualidade de energia elétrica e com trabalhos de medição e aquisição de dados relacionados com a qualidade de energia elétrica.

Os Registradores Digitais de Perturbação (RDP) básicos de medição foram escolhidos para medir perturbações transitórias e tensões em regime permanente. Foram usados o BMI 2460 de dois canais e o BMI 4800 de quatro canais. Não foi possível realizar uma medição de distorção harmônica contínua com nenhum dos RDP avaliados. O requisito para esses RDP foi, portanto reduzido para poucos “*instantâneos*” de harmônicos, onde tais aquisições tiveram que ser inicializadas manualmente.

Devido a grande quantidade de dados coletados, e por não ser muito prática a apresentação das plotagens de cada distúrbio de tensão e cada sumário de tensão diário registrado durante um mês na monitoração para cata sítio, tornou-se necessária a implementação de *softwares* especiais para fazer a análise dos dados registrados pelos diversos RDP. Esses *softwares* faziam um tratamento estatístico dos dados gravados nos discos, emitindo relatórios de alguns itens abordados pela qualidade de energia elétrica.

### 1.4.1.1 Resultados

A seguir apresenta-se os resultados da pesquisa realizada pela Canadian Electrical Association (CEA) enfocando as *Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD)* em grupos de consumidores industriais, comerciais e residenciais:

#### a) Grupo de Consumidores Industriais

O número médio de VTCD por fase por mês para clientes industriais monitorados em níveis de tensão de serviço está mostrado na Figura 2. É importante notar que um significativo número de sítios (28%) não sofreu VTCD durante o período de monitoração.

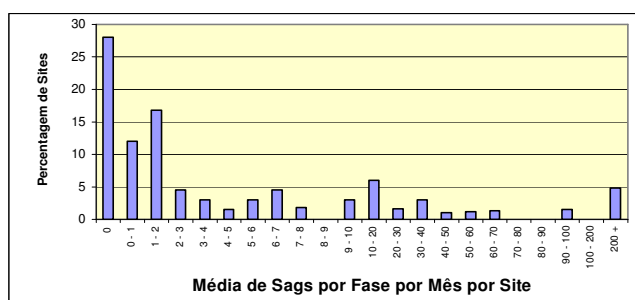


Figura 2: Percentagem de sítios versus número médio de VTCD por fase por mês por sítio em consumidores industriais

O número médio de VTCD por mês por fase por sítio monitorado para os clientes industriais em níveis de tensão de serviço foi 38. Todavia o valor médio tendeu a subir devido a influência significativa de vários sítios com alta freqüência de ocorrência de VTCD.

O número médio de VTCD por fase por mês por sítio (aproximadamente 4) para clientes industriais monitorados em níveis de tensão primária é mostrado na Figura 3. Do ponto de vista da concessionária de distribuição, um significativo número de sítios (31%) não sofreu VTCD em seu primário durante o período de monitoração.

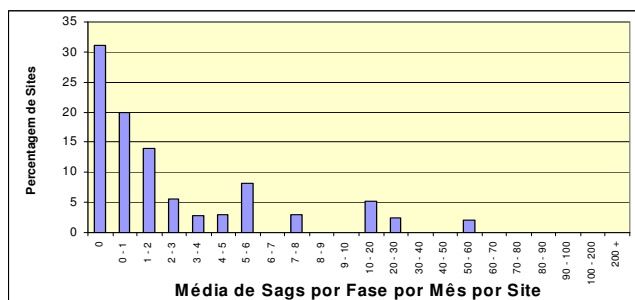


Figura 3: Percentagem de sítios versus número médio de VTCD por fase por mês por sítio

A percentagem acumulada dos sítios onde o número de VTCD é menor ou igual a um valor especificado para monitoração primário e secundário dos clientes está mostrado na Figura 4. O número médio de VTCD monitorados em níveis de tensão primárias foi significativamente maior que aqueles ocorridos em níveis de tensão secundárias. Oitenta e cinco por cento dos sítios sofreu uma média de 10 - 20 VTCD para nível de tensão de utilização e uma média de 5 - 6 VTCD em

seu primário, indicando que a origem da maioria dos VTCD é provavelmente nos níveis de tensão de utilização para consumidores industriais. Baseado-se nesses valores médios, observou-se claramente, que o número de VTCD ocorridos nas instalações industriais é significativamente maior (38 comparado com a média de 4 VTCD por mês por fase) que os ocorridos na alimentação primária desses consumidores.

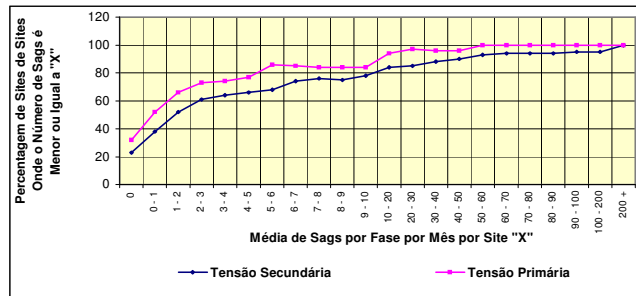


Figura 4: Porcentagem cumulativa de VTCD versus o número médio de VTCD por fase por mês por site.

### b) Grupo de Clientes Comerciais

O número médio de VTCD por fase por mês para consumidores comerciais monitorados em 120/208 V e 347/600 V estão mostrados nas Figura 5 e Figura 6, respectivamente. É importante notar que um número significativo de sítios comerciais não sofreu VTCD durante o período de monitoração (aproximadamente 23% para os sítios monitorados em 120/208 V) e 28% para os sítios monitorados em 347/600 V). Os sítios comerciais monitorados em 120/208 V tiveram mais sítios com uma alta frequência de VTCD que os sítios comerciais monitorados em 347/600 V.

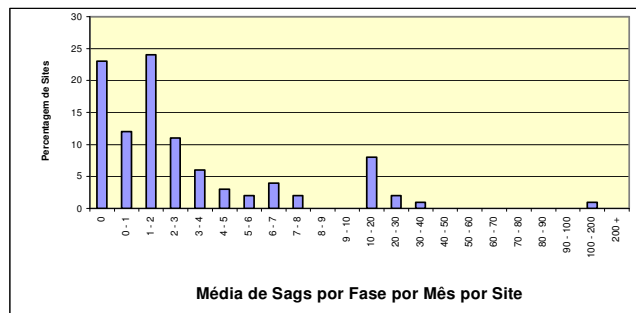


Figura 5: Porcentagem de sítios versus número médio de VTCD por fase por mês por site em 120/208 V

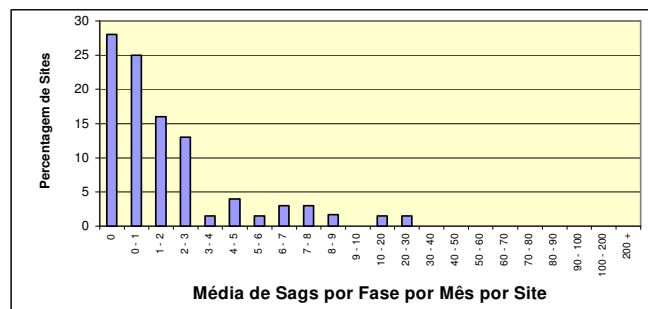


Figura 6: Porcentagem de sítios versus número médio de VTCD por fase por mês por site em 347/600 V.

O número médio de VTCD por fase por mês por site para clientes comerciais monitorados no nível de tensão primária está mostrado na Figura 7. Do ponto de vista da concessionária de



distribuição, um número significativo de sítios (aproximadamente 31%), não sofreu VTCD no seu primário durante a monitoração.

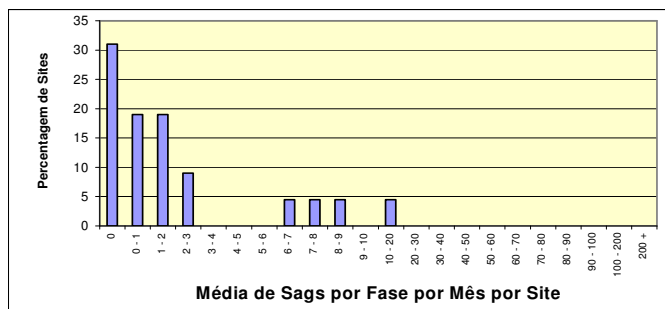


Figura 7: Percentagem de sítios versus número médio de VTCD por fase por mês por sítio em consumidores comerciais monitorados no nível de tensão primária

A percentagem acumulada de sítios onde o número de VTCD é menor ou igual ao valor especificado para o primário e secundário em clientes comerciais monitorados está mostrada na Figura 8. O número médio de VTCD monitorados na tensão de utilização de 120/208 V foi maior que os ocorridos no primário (70% de sítios sofreu 2-3 VTCD no seu secundário e apenas 1-2 VTCD, no seu primário). É importante notar que a monitoração do primário e do secundário foram conduzidas independentemente e não houve simultaneidade.

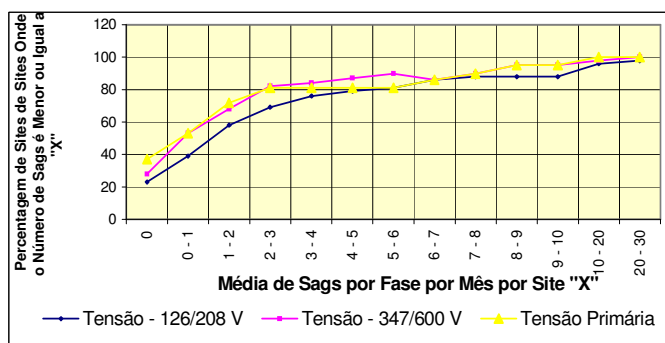


Figura 8: Percentagem cumulativa de VTCD versus o número médio VTCD por fase por mês por sítio.

### c) Variação de Tensão de Curta Duração Incidente

A Variação de Tensão de Curta Duração Incidente foi definida nessa pesquisa, como a ocorrência de um VTCD em uma ou mais fases dentro de um intervalo bem pequeno, por exemplo um segundo. O número de VTCD seria igual ao número de fases que experimentaram um VTCD. Existem várias maneiras de apresentar estatísticas de VTCD de um sítio, algumas delas podem levar a uma grande confusão.

Na Tabela 1 estão apresentados os resultados de um caso real estudado durante a pesquisa que ilustra o conceito de VTCD incidente e sua correlação com o número total de VTCD ocorrido. Neste estudo verificou-se que quando o nível de tensão ficava abaixo de 90% do valor base para uma planta particular por mais de 0.1 s em uma ou mais fases, as plantas com controle automático sofriam interrupção. Foi feito um acompanhamento da planta por um período de um mês.

Embora tenha havido o registro de 17 VTCD durante o mês de monitoração, o pessoal da planta afirmou que esse valor foi muito alto. Pode-se concluir que há uma necessidade de se definir melhor a incidência de VTCD em um sítio, devido a dificuldade na interpretação do número total de VTCD. As VTCD podem ocorrer em combinações, dentro de um pequeno intervalo de tempo. Para um sistema trifásico, existem sete combinações de VTCD possíveis, ou seja: na fase 1, fase 2, fase 3, fase 1 e 2, em ambas fases 1 e 2, em ambas fases 2 e 3, em ambas fases 3 e 1, e em todas as fases 1 a 3. Se uma VTCD ocorre em duas ou mais fases quase simultaneamente, então o número total de VTCD ocorrido seria igual ao número de fases afetadas, mas o número de VTCD incidente seria um.

Como pode ser visto na Tabela 1, oito VTCD interromperam a planta com controle automático, ou seja os VTCD números 1, 2, 5, 6, 7, 10, 13 e 16. Entretanto, no relatório de saídas por mês da planta foram registradas apenas cinco saídas. Verificou-se portanto, uma diferença significativa, isso devido a que quando duas ou mais VTCD com características que possam interromper o sistema ocorreram dentro de um pequeno intervalo de tempo, apenas uma interrupção foi verificada na planta.

O trabalho apresentou a seguinte estatística de VTCD para um mês:

- Número total de VTCD = 17;
- Número total de VTCD por fase = 5,67;
- Número total de VTCD incidente = 9 [assumindo a VTCD na fase ocorrendo dentro de 1 s];
- Número total de VTCD capazes de gerar interrupções = 8;
- Número total de VTCD incidentes capazes de gerar interrupções = 5 (numero de saídas da planta);

Verificou-se também que existe uma pequena correlação entre o número total de VTCD registrados em um sítio e o número total de VTCD de tensão incidente. Por exemplo, se 10 - 12 VTCD ocorrem em um sítio, então 50% ou 60% ou 73% ou 82% ou 100% dessas VTCD resultaram em VTCD de tensão incidentes.

Tabela 1: Resultados de um caso real para ilustrar o conceito de VTCD incidente.

Incidência	VTCD	Dia	Tempo	Fase	Tensão (%)	Duração
1	1	11	01:17:23.66	3	81	3.00 E-01
	2	11	01:17:23.72	2	74	3.00 E-01
2	3	11	20:14:38:63	2	90	1.00 E-01
3	4	12	15:13:12.00	1	92	1.00 E-01
4	5	13	21:53:21.46	2	88	2.00E-01
	6	13	21:53:21.49	3	89	1.00E-01
5	7	14	23:38:38.14	1	89	2.00E-01
	8	14	23:38:38.15	2	90	1.00 E-01
6	9	14	01:19:13.01	1	90	2.00E-01
7	10	14	02:04:09.78	1	89	2.00E-01
	11	14	02:04:09.96	2	90	1.00E-01
	12	14	02:04:09.87	3	91	1.00E-01

8	13	14	02:19:15.73	1	89	1.00E-01
	14	14	02:19:15.74	2	90	1.00E-01
	15	14	02:19:15.83	3	91	1.00E-01
9	16	26	20:10:28.86	1	89	1.00E-01
	17	26	20:10:28.92	3	91	1.00E-01

#### d) Frequência de VTCD em Fases Individual e Múltiplas

Um interessante questionamento levantado durante a pesquisa realizada pela Canadian Electrical Association (CEA), foi se uma determinada fase é mais sujeita a VTCD de tensão que as outras, ou se há uma incidência distribuída uniformemente. Foi verificado que muitos dos equipamentos que sofriam um significativo número de interrupções, após serem remanejados para outras fases, ficavam menos susceptíveis a VTCD.

Verificou-se também que, para determinados sítios, a ocorrência de múltiplos VTCD, particularmente em duas fases, pareceram ser o modo dominante de incidência enquanto que em outros houve uma maior susceptibilidade a VTCD monofásicos. Portanto, cada sítio exibiu um padrão único de VTCD. Logo, pode-se concluir que a ocorrência de VTCD geralmente não é uniformemente distribuída, e o número médio de VTCD pode ser enganoso quando as estimativas são baseadas em um curto período de monitoramento.

### 1.4.2 Experiência Americana

Nos Estados Unidos, devido ao crescente interesse por parte das concessionárias e consumidores de energia elétrica, o *Electric Power Research Institute – EPRI* conduziu, em 1992, uma pesquisa (*EPRI Research Project 3098-1, An Assessment of Distribution Power Quality*) [27] e [28] a fim de avaliar a qualidade de energia em alimentadores de distribuição de diversas concessionárias de energia elétrica americanas. A pesquisa foi realizada em um período de dois anos. Para tanto foram monitorados 300 sítios em 100 alimentadores distribuídos entre as vinte e quatro concessionárias associadas ao EPRI, em diferentes localizações agregando, assim, prática operacional bem diversificada ao estudo. Os principais objetivos buscados na pesquisa foram: efetuar monitoramento e simulação de fenômenos relacionados com qualidade de energia em sistemas de distribuição; avaliar a qualidade de energia em alimentadores de distribuição; criar uma base de dados com validade estatística de vários fenômenos relacionados com a qualidade de energia elétrica em sistemas de distribuição; comparar os resultados da nova pesquisa com pesquisas anteriores, relacionadas com qualidade de energia.

O Registrador Digital de Perturbação (RDP) escolhido para realizar a captura dos fenômenos exigidos para execução do projeto foi *PQ Node*.

#### 1.4.2.1 Resultados

##### a) Monitoração de Harmônicos

Os RDP foram ajustados para capturar tensões e correntes trifásicas em estado permanente a cada meia hora. A Figura 9 mostra um histograma de uma amostra com mil medições de THD de tensão, feitas em um VTCD durante três semanas.

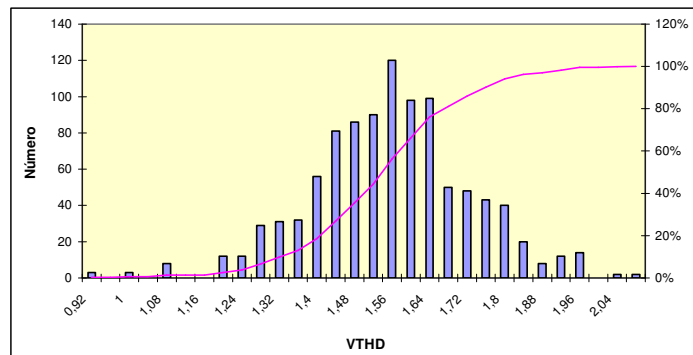


Figura 9: Histograma do VTCD de um três semanas de monitoração.

### b) Monitoração de VTCD

A Figura 10 mostra o histograma das interrupções e a taxa de VTCD que foram registradas pelos instrumentos instalados pelo EPRI para o desenvolvimento da pesquisa. Nesse histograma estão representados apenas os Afundamentos Momentâneos de Tensão (AMT); as Elevações Momentâneas de Tensão (EMT) não foram consideradas.

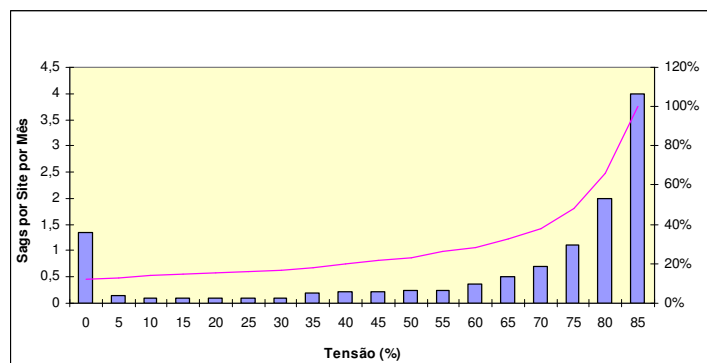


Figura 10: Histograma das interrupções e o total de VTCD

Com relação a monitoração de VTCD, as principais conclusões dos autores foram:

- A maioria dos VTCD tiveram uma magnitude de cerca de 80% e duração de 4-10 ciclos;
- Cerca de 42% de todos VTCD medidos ocorreram fora da tolerância CBEMA;
- Descargas atmosféricas em alimentadores parece ter sido a mais importante causa de VTCD
- O comprimento dos alimentadores tiveram pouca correlação com a taxa de incidência de VTCD de tensão em um dado ponto no alimentador;

### c) Outras Constatações

Algumas constatações foram feitas com relação a eventos individuais que começam a se tornar relevantes no que diz respeito a qualidade de energia elétrica. Um deles é o chaveamento

de banco de capacitores, uma operação comum que ocorre diariamente em muitos sistemas de distribuições. Este tipo de operação causa uma oscilação que normalmente não afeta os equipamentos anexados ao sistema de potência. Contudo o fato das cargas tornarem-se cada vez mais sensíveis, a má operação destas pode tornar-se mais comum, principalmente em sistemas industriais, os quais possuem capacitores aplicados a correção de fator de potência. Uma extensão do projeto *EPRI Research Project 3098-1* planeja incluir monitoramento no lado do clientes que permitirá a observação desse fenômeno.

Outro evento considerado na pesquisa e que ocorre em sistemas de potência com muita regularidade, embora não intencionalmente, são as faltas. As faltas têm muitas causas tais como descargas atmosféricas, queda de galhos de árvores, atividade de animais, falha de equipamentos, etc. A maioria das faltas são monofásicas e transitórias. Durante a ocorrência da falta verifica-se uma queda na tensão do alimentador. Isto é seguido pela perda completa da tensão no alimentador devido a atuação de um dispositivo de proteção como resultado da falta. A tensão nos alimentadores paralelos voltam ao normal após o dispositivo de proteção eliminar a falta. Se a falta for temporária, e religadores são usados na proteção, o alimentador sob falta será restabelecido após o religamento. Com relação a atuação dos dispositivos de proteção aplicados na distribuição, foram verificados três grupos principais de durações para VTCD, que são 2 - 4, 30 e 120 ciclos que podem ser vistos na Figura 11. O grupo de duração de 2 - 4 ciclos é representativo de dispositivos de proteção, usados em sistemas de distribuição que têm seus tempos de atuação dessa ordem, já que esses dispositivos são ajustados para eliminar a falta tão rápido quanto possível.

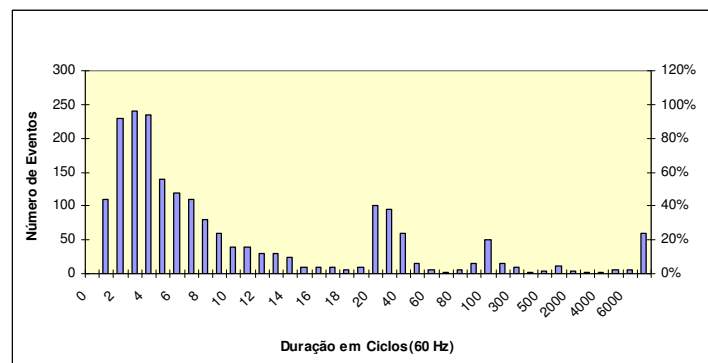


Figura 11: Histograma das durações dos VTCD e swells.

O grupo de duração de 30 ciclos foi verificado em alimentadores que possuíam religadores. Se uma falta acontecer, a tensão irá para zero após o disjuntor abrir e então será religado. O tempo mais rápido para estes dispositivos é cerca de 30 ciclos. Alguns dos alimentadores devido a coordenação da proteção o retardo de trip são tipicamente ajustado para 0,5 segundos, resultando em distúrbios registrados com duração de cerca de 30 ciclos.

Com relação a fenômenos de alta frequência o PQNode foi usado para detectar transientes induzidos por descargas atmosféricas nos sistemas de distribuição. A precisão das medidas de

alta frequência foi colocada sob suspeita devido às características dos transdutores usados. A Figura 12 mostra a correlação entre a taxa de VTCD incidente e o número de descargas por quilômetro quadrado por ano. Isto indica que existe uma forte correlação entre a susceptibilidade média da área no país às descargas, e a taxa VTCD incidente. Apesar disso não ter sido uma real surpresa, a correlação foi mais forte que o esperado. Portanto existem outros fatores que afetam a taxa de VTCD, esses fatores podem diminuir a aparente correlação pela introdução de ruídos nos dados. A força desta correlação observada indicou que as descargas são provavelmente o mais importante causador do fenômeno de VTCD.

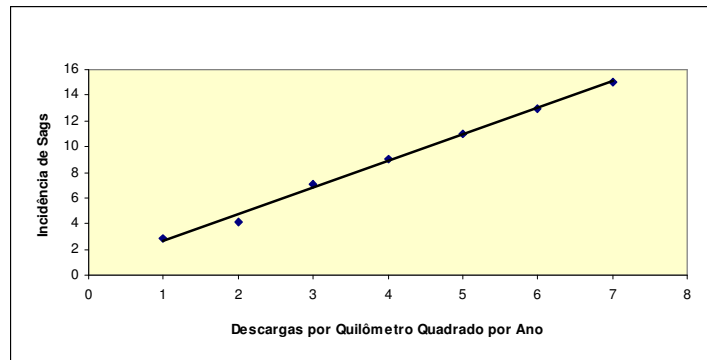


Figura 12: Taxa de VTCD versus a densidade de descargas atmosférica.

### 1.4.3 Experiência Espanhola

Na Espanha, a IBERDROLA, juntamente com o Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Politécnica de Valência, iniciou em 1990, um projeto denominado “*Estudo das interrupções de curta duração da rede espanhola e métodos para minimizar seus efeitos*” [29]. O projeto pretendia encontrar e analisar as causas das perturbações e também definir áreas geográficas e setores relevantes do mercado no que diz respeito à qualidade de energia elétrica, para posteriores e mais amplas pesquisas.

O principal objetivo buscado no projeto foi o desenvolvimento de métodos que permitissem uma redução das perdas financeiras, técnicas e sociais imposta às distribuidoras e aos usuários, causadas por fornecimento de energia elétrica com qualidade inadequada.

Inicialmente o projeto foi desenvolvido em uma região industrializada, onde predominavam indústrias de cerâmica, embora outras atividades fossem abordadas no projeto, tais como, indústria química, indústria de papel e hospitais. Outras atividades seriam contempladas em fases posteriores do projeto.

Após uma fase de testes em laboratório, que permitiu a reprodução e registro de diferentes perturbações, a fim de que fossem comparadas com os registros dos RDP sob teste, chegou-se à conclusão de que os RDP mais apropriados para o projeto seriam os RDP *Dranetz* (modelos 657 e 658) e *BMI* (modelos 8800 e *PQ Node*).

#### 1.4.3.1 Resultados

Na fase preliminar do projeto foram visitadas 71 indústrias de diferentes atividades, verificando-se problemas causados pela incidência de subtensões os quais serão enumerados por setor produtivo:

##### a) Indústrias de cerâmica

As perturbações causavam o desligamento do *queimador* resultando em perda de produção e perda de tempo de aproximadamente meia hora para o restabelecimento dos processos normais. Com o resultado da inspeção visual detectou-se possíveis elementos perturbadores tais como: moinhos, motores de prensas, motores de velocidade variáveis alimentados por conversores eletrônicos de frequência, ligação abrupta de carga, bancos de capacitores, aterramentos defeituosos e cargas desbalanceadas.

##### b) Fábrica de esmalte e pigmento

As perturbações provocavam a desconexão do *queimador* implicando na perda da qualidade do produto. Foram também observadas partidas e inversões repetitivas nos processos de trituração, os quais produziam picos de corrente e subtensões transitórias.

##### c) Fábricas de piso e revestimentos

Verificou-se, além da abertura da válvula elétrica principal e subsequente parada do *queimador*, a parada dos ventiladores, exaustão e da série de rolos, com consequência imediata de perda na qualidade do produto.

##### d) Fábrica de essências aromáticas

Verificou-se a possibilidade de alto risco de explosão devido às paradas aleatórias.

##### e) Tecelagem e fábricas de meias

As perturbações provocavam a parada do processo que utilizava diferentes níveis de automação com emprego de CLPs, mal funcionamento do acionamento eletrônico de velocidade variável para máquinas de corrente contínua e conversores de frequência para máquinas assíncronas, e ainda produziam a parada de várias máquinas provocando perda de controle e rompimento de fio.

##### f) Fiação e tingimento de algodão

Quebra do fio durante a fiação. Durante o tingimento, as paradas indesejáveis causavam uma exposição excessiva a soda cáustica e às tinturas, implicando na perda da qualidade do produto. Com o resultado da inspeção visual detectou-se possíveis elementos perturbadores tais como: compressores de ar, acionamento eletrônico de máquinas de corrente contínua e conversores de frequência.

##### g) Indústrias de papel

Muitas perturbações causavam atuações das proteções principalmente em indústrias que utilizavam cogeração. No caso de indústria sem cogeração, verificou-se uma grande incidência de paradas nos rolos acionados por controle eletrônico. Com o resultado da inspeção visual foram detectados possíveis elementos perturbadores tais como: acionamentos de máquinas com

corrente de partidas muito altas, cargas não lineares como retificadores e conversores de frequência, manutenção inadequada dos aterramentos e cargas desbalanceadas.

h) Indústria de plástico

Parada das injetoras devido ao controle automático e os acionamentos e ajustes eletrônicos das máquinas de corrente contínua.

i) Indústria de móveis

Perda de qualidade devido a interrupções na fase de colagem e de envernizamento.

j) Materiais de construção

As perturbações provocavam paradas durante a moagem provocando a perda da batelada. Adicionalmente verificou-se parada no controle eletrônico do processo implicando na perda da qualidade final do produto.

k) Hospitais

Encontrou-se erros em resultados de exames clínicos feitos com equipamentos de alta tecnologia.

#### 1.4.4 Experiência Dinamarquesa

Um comitê dinamarquês publicou uma recomendação nacional para qualidade de tensão, baseada nos níveis de compatibilização, apresentada na norma europeia EN50160, visando a preparação para a desregulamentação do mercado de energia que leva a uma acirrada competição. Dentro desse novo cenário a qualidade de energia elétrica cada vez mais se tornará um fator competitivo, tornando-se de vital importância para as concessionárias de energia elétrica o monitoramento da qualidade de energia devido a vários motivos dentre eles: tecnológicos, econômicos, competitivos e jurídicos.

O programa dinamarquês [30] teve como objetivos: avaliar a qualidade de tensão no sistema de distribuição de acordo com a norma EN50160 e a *recomendação dinamarquesa*; propor recomendações para aquisição de instrumentos de medição de qualidade de energia pelas concessionárias; orientar cada concessionária individualmente a respeito da avaliação da qualidade de tensão por métodos estatísticos; acompanhar os desenvolvimentos em qualidade de tensão a longo prazo, no sentido de se tomarem medidas apropriadas para prevenção de futuros problemas.

Na primeira fase do programa foram comparados os instrumentos de medição disponíveis no mercado, sendo então adquirida experiência com a operação dos mesmos. Na área compreendida pela NESSA foram utilizados os instrumentos *Oscilostore P513*, fabricação SIEMENS.

#### 1.5. Estrutura da Dissertação

Neste capítulo primeiro apresentam-se os objetivos principais buscados nesta dissertação além de mostrar a importância do tema discutido ressaltando os benefícios de um programa de



monitoração contínua da qualidade da energia para a prestação de um serviço de melhor qualidade aos consumidores.

No segundo capítulo faz-se uma discussão sobre os principais itens de avaliação da Qualidade da Energia Elétrica e também é apresentado o desenvolvimento do programa de monitoração e análise da qualidade da energia elétrica proposto.

No Capítulo 3 são apresentados os resultados e análises das medições feitas no período de aquisição de dados. Os dados adquiridos foram comparados com valores de conformidade estipulados em resoluções ou procedimentos em vigor no setor elétrico.

No Capítulo 4 são discutidos métodos de determinação da magnitude das VTCD e a associação desses cálculos a métodos estatísticos adotados para prever o número de eventos com características específicas, que têm sido de grande importância para desenvolvimentos de técnicas e equipamentos utilizados na mitigação dos efeitos das variações de tensão de curta duração.

No Capítulo 5 é realizada a simulação e comparação com os dados de variação momentânea de tensão adquiridos. As simulações realizadas tiveram como objetivo estimar o número de VTCD ocorridas no período de um ano nos sítios monitorados. As estimativas obtidas foram comparadas aos valores obtidos por monitoração, para se avaliar a precisão do método e do procedimento adotado na estimativa e dar consistência para previsões futuras.

No Capítulo 6 são apresentadas as principais conclusões tiradas do estudo desenvolvido nesta dissertação.

No Apêndice A são apresentadas as principais funções dos Registradores Digitais de Perturbação disponíveis no mercado, detalhando os principais módulos comuns à maioria dos equipamentos bem como os algoritmos utilizados no tratamento de sinais.

No Apêndice B contém informações sobre o *software* responsável pela execução das tarefas de aquisição dos dados, armazenamento em banco de dados relacional, comunicação com os RDP, comunicação com demais estações de trabalho e visualização de dados de gerenciamento do sistema de monitoração.

Nos Anexos de I a VI são apresentados os resultados e análises das medições dos itens monitorados, feitas no período de monitoramento dos sítios instalados nas subestações Coluna, Distrito Industrial II, Parangaba, Pecém, Presidente Kennedy e Tauape.

O Anexo VII contém os registros das datas, horas, duração e amplitude por fase de cada Variações de Tensão de Curta Duração adquirida pelas remotas durante o período de monitoramento.

## **CAPÍTULO 2**

# **Monitoração de Qualidade da Energia Elétrica em Sistema de Distribuição**

## 2.1. Considerações Iniciais

Neste capítulo será feito um resumo dos principais itens de qualidade de energia elétrica que afetam de forma significativa os clientes de uma concessionária de energia elétrica. Será também descrito o desenvolvimento do programa de monitoramento aplicado na pesquisa para determinação de indicadores que expressem a QEE em pontos predefinidos de um sistema de distribuição.

## 2.2. Itens de Investigação da Qualidade de Energia Elétrica

Apesar do esforço feito por algumas instituições internacionais e nacionais como, por exemplo, o *Institute of Electrical and Electronics Engineers Standards Coordinating Committee 22* (IEEE SCC22) nos Estados Unidos, a *International Electrotechnical Commission* (IEC) e o *Congress Internationale des Grand Réseaux Électriques a Haute Tension* (CIGRE) na Europa, e no Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, ainda não existe uma padronização dos itens de qualidade de energia elétrica. A comunidade de qualidade de energia tem classificado alguns itens de avaliação da qualidade nas categorias conforme descrito no item 2 deste capítulo, onde também serão comentadas as principais causas dos distúrbios associados à degradação da QEE. [1], [12].

### 2.2.1 Transitórios

O termo transitório tem sido usado na análise de sistemas de potência para caracterizar eventos de natureza momentânea. Outro termo bastante comum na literatura, e que é considerado sinônimo é surto, porém este termo tem sido aplicado indiscriminadamente, sendo por vezes ambíguo. Por conta disso a comunidade científica tem evitado seu uso.

Os eventos transitórios podem ser classificados em duas categorias: *transitórios impulsivos* e *transitórios oscilatórios*.

#### 2.2.1.1 Transitório Impulsivo

O que caracteriza o transitório impulsivo é o fato dele ser súbito, não provocar alterações nas condições de estado permanente da tensão e/ou corrente, e sua polaridade ser unidirecional (positiva ou negativa). A Figura 13 apresenta um transitório impulsivo típico, superposto à onda de tensão de frequência fundamental. Os transitórios impulsivos possuem um tempo de subida e um tempo de decaimento. Por exemplo, um transitório de  $1,2 \times 50$  s 2 kV, atinge seu valor de pico (2 kV) em  $1,2\mu$ s e decai para um valor de 1 kV em  $50\mu$ s.

A causa mais comum dos transitórios impulsivos é a descarga atmosférica. Devido à alta frequência, os transitórios impulsivos são amortecidos rapidamente em decorrência da resistência presente nos componentes do sistema restringindo a sua propagação.

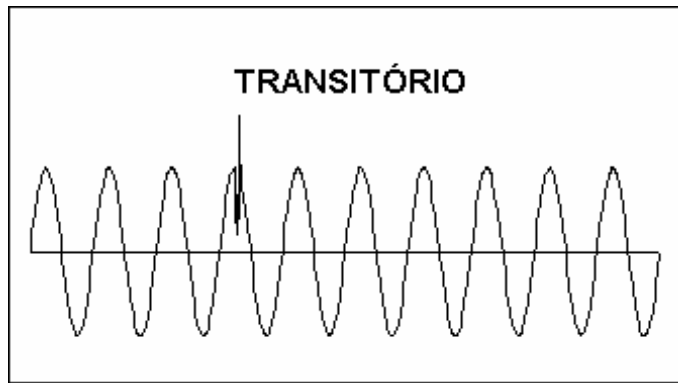


Figura 13: Transitório Impulsivo

### 2.2.1.2 Transitório Oscilatório

Transitórios oscilatórios consistem de variações de tensão e corrente cujos valores instantâneos mudam de polaridade rapidamente. São caracterizados pelo conteúdo espectral (frequência predominante), duração e magnitude. As faixas de variação de frequência da classificação mostrada na Tabela 2 foram escolhidas para coincidir com os tipos de transitórios mais comuns nos sistemas de potência.

Tabela 2: Classificação Geral dos Distúrbios da qualidade da energia elétrica [1]

CATEGORIAS	Espectro Típico	Duração Típica	Magnitude
1 Transitórios			
1.1 Impulsivos			
Nanosegundos	Acima de 5 ns	< 50 ns	
Microsegundo	Acima de 1µs	50 ns – 1 ms	
Milisegundo	Acima de 0,1 ms	> 1 ms	
1.2 Oscilatórios			
Baixa frequência	< 5 kHz	0,3 – 50 ms	0 – 4 p.u.
Média frequência	5 – 500 kHz	20 µs	0 – 8 p.u.
Alta frequência	0,5 – 5 MHz	5 µs	0 – 4 p.u.
2 Variações de Curta Duração			
2.1 Instantânea			
Interrupção		0,5 – 30 ciclos	< 0,1 p.u.
Sag de Tensão		0,5 – 30 ciclos	0,1 a 0,9 p.u.
Swell de Tensão		0,5 – 30 ciclos	1,1 a 1,4 p.u.
2.2 Momentânea			
Interrupção		30 – 3 s	< 0,1 p.u.
Sag de Tensão		30 – 3 s	0,1 a 0,9 p.u.

CATEGORIAS	Espectro Típico	Duração Típica	Magnitude
------------	-----------------	----------------	-----------

Swell de Tensão		30 – 3 s	1,1 a 1,8 p.u.
2.3 Temporária			
Interrupção		3 s – 1 m	< 0,1 p.u.
Sag de Tensão		3 s – 1 m	0,1 a 0,9 p.u.
Swell de Tensão		3 s – 1 m	1,1 a 1,2 p.u.
3 Variações de Longa Duração			
Interrupção Sustentada		>1 min.	0,0 p.u.
Subtensões		>1 min.	0,8 a 0,9 p.u.
Sobretensões		>1 min.	1,1 a 1,2 p.u.
4 Desequilíbrios		estado permanente	0,01 a 0,02 p.u.
5 Distorção de Forma de Onda			
5.1 Harmônicos	0 – 100 <sup>o</sup> harm.	Estado permanente	0 – 0,2 p.u.
5.2 Interharmônicos	0 – 6 kHz	estado permanente	0 – 0,02 p.u.
Corte (Notch)		estado permanente	
Ruído		estado permanente	0 – 0,01 p.u.
DC offset		estado permanente	0 – 0,001 p.u.
6 Flutuação de Tensão		intermitente	0,001 – 0,07 p.u.
7 Variações de Freqüência		< 10 s	

Transitórios com freqüência dominante maior que 500 kHz e duração típica medida em microssegundos são considerados transitórios oscilatórios de alta freqüência. Esses transitórios são normalmente causados por resposta do sistema a transitórios impulsivos.

Transitórios com componente de freqüência fundamental, entre 500 kHz e 5 kHz, com duração de dezenas de microssegundos são denominados transitórios de média freqüência. Esses transitórios podem ser causados por energização de bancos de capacitores na configuração *back-to-back*, manobras em linhas de transmissão ou ser originados da resposta do sistema a transitórios impulsivos.

Transitórios com componente de freqüência primária menor que 5 kHz e com duração de 0,3 a 50 ms são denominados transitórios de baixa freqüência. Estes fenômenos são freqüentemente encontrados em sistemas de sub-transmissão e distribuição e podem ser causados por vários tipos de eventos. O mais freqüente é a energização de banco de capacitores que resulta em um transitório oscilatório de tensão com freqüência primária entre 300 e 900 Hz. O pico pode alcançar 2,0 pu, mas valores típicos estão entre 1,3 e 1,5 pu com duração entre 0,5 e 3 ciclos dependendo da atenuação do sistema.

Transitórios oscilatórios com freqüência principal menor que 300 Hz podem ser encontradas em sistemas de distribuição, e estão associados com ferroressonância e energização de transformadores.

## 2.2.2 Variações de Curta Duração

Esta categoria contempla a classificação da IEC dos fenômenos de afundamento de tensão e interrupções curtas. Cada tipo de variação pode ser designado como instantânea, momentânea ou temporária, dependendo da duração.

As variações de tensão de curta duração são, geralmente, originárias de faltas no sistema elétrico, energização de grandes blocos de carga, perda de conexão intermitente na instalação, entre outros. Dependendo da localização da falta (podem ser próxima ou distantes do ponto de interesse e nesse caso o impacto na tensão permanece enquanto não há atuação da proteção) e das condições operacionais do sistema, a falta pode causar elevação de tensão (*EMT*), depressão de tensão (*AMT*) ou ainda a interrupção.

### 2.2.2.1 Interrupção Transitória

A interrupção (Ver Figura 14) ocorre quando a tensão de suprimento ou corrente de carga sofre um decréscimo a um valor menor que 0,1 pu por um período de tempo não excedente a 1 minuto. As interrupções podem ser o resultado de faltas no sistema elétrico, falhas de equipamentos ou mau funcionamento dos sistemas de controle. A duração da interrupção devido às faltas no sistema elétrico é determinada pelos tempos de atuação dos dispositivos de proteção e em função do evento que gerou a falta.

Algumas interrupções podem ser precedidas por afundamentos de tensão quando estas interrupções são devidas à faltas no sistema. O afundamento ocorre entre o tempo inicial da falta até a atuação da proteção. O tempo de interrupção depende da filosofia de proteção adotada. Os religamentos instantâneos limitam as interrupções causadas por faltas não permanentes a menos de 30 ciclos, enquanto que os religamentos temporizados causam interrupções momentâneas ou temporárias.

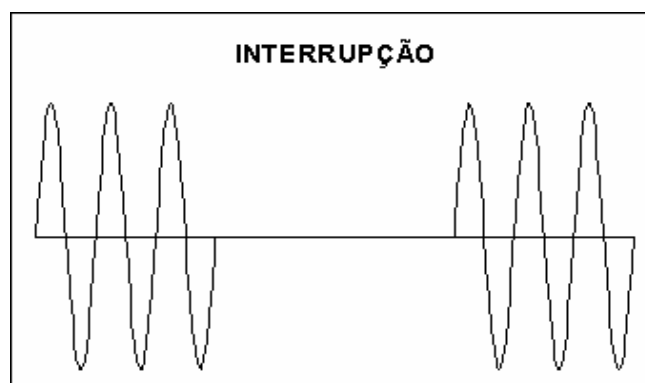


Figura 14: Interrupção

### 2.2.2.2 Afundamento de Tensão

O afundamento (Ver Figura 15) de tensão consiste na redução momentânea do valor eficaz da tensão da ordem de 0,1 a 0,9 p.u., com duração entre 0,5 ciclo a um minuto.

Geralmente está associada a faltas no sistema, mas também pode ser gerada pela entrada de cargas ou partida de grandes motores.

O submódulo 2 dos Procedimentos de Rede – ONS [18], define o Afundamento Momentâneo de Tensão como o evento em que o valor eficaz da tensão é superior ou igual a 0,1 pu e inferior 0,9 pu da tensão nominal durante um intervalo de tempo superior ou igual a um ciclo (16,67 ms) e inferior ou igual a três segundos.

O termo *sag* tem sido usado para descrever decréscimo de curta duração na tensão. Embora o termo não esteja formalmente definido, tem sido cada vez mais usado e aceito pelas concessionárias, fabricantes e usuários. A definição adotada pela IEC para esse fenômeno é *dip*. Os dois termos são considerados intercambiáveis sendo que *sag* tem sido preferido pela comunidade de qualidade de energia elétrica dos Estados Unidos.

As durações dos afundamentos são subdivididas em três categorias: instantâneas, momentâneas e temporárias. Estas subdivisões têm a intenção de correlacionar os *VTCD* com os tempos típicos utilizados pela proteção.

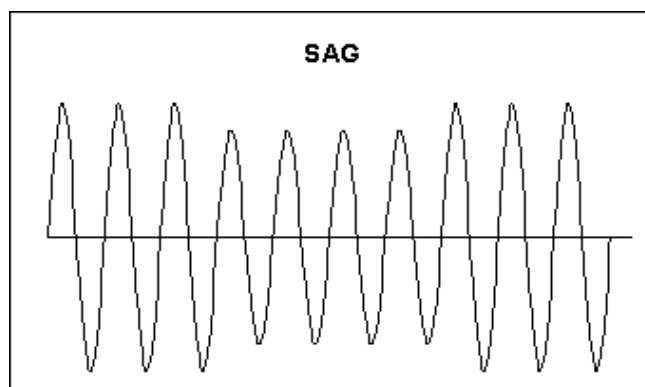


Figura 15: Afundamento Momentâneo de Tensão (*Voltage VTCD*)

### 2.2.2.3 Elevação de Tensão

A elevação de tensão consiste no incremento do valor eficaz da tensão na faixa de 1,1 a 1,8 p.u. com duração de 0,5 ciclo a 1 minuto.

As elevações de tensão são caracterizadas por suas magnitudes (valor *rms*) e duração. A sua severidade durante a condição de falta é função da localização da falta, da impedância do sistema e condições do aterramento. Em sistemas isolados, a tensão fase-terra para as fases sãs será 1,73 pu durante a condição de curto-circuito fase-terra. Perto da subestação, em sistemas aterrados, não haverá acréscimo de tensão nas fases não defeituosas, porque o transformador da subestação é usualmente conectado em delta estrela aterrado, provendo um caminho de baixa impedância de seqüência zero para a corrente de falta.

O Submódulo 2 dos Procedimentos de Rede – ONS [18], define a Elevação Momentânea de Tensão como o evento em que o valor eficaz da tensão é superior ou igual a 1,1 pu da tensão nominal durante um intervalo de tempo superior ou igual a um ciclo (16,67 ms) e inferior ou igual a três segundos.

Em algumas publicações, o termo *swell* é usado como sinônimo do termo sobretensão temporária. A definição formal de *swell* dada pelo IEEE – C62.41 – 1991 é um acréscimo momentâneo da tensão de suprimento acima dos limites normais, com duração maior que 0,5 ciclo e menor que alguns segundos.

A elevação de tensão é, geralmente, associada a condições de falta desequilibrada no sistema, saída de grandes blocos de carga e entrada de bancos de capacitores.

### **2.2.3 Variações na Tensão de Longa Duração**

As variações de tensão de longa duração englobam variações do valor eficaz da tensão durante um tempo superior a 1 minuto. Portanto, são consideradas como distúrbios de regime permanente. Geralmente estão associadas a variações da carga ou a perda de interligações no sistema elétrico. São classificados como interrupções sustentadas, subtensões ou sobretensões.

#### **2.2.3.1 Interrupções Sustentadas**

Consistem na redução de tensão de suprimento a zero, por tempo superior a 1 minuto. São de natureza permanente e requerem intervenção manual para restabelecimento da energia elétrica do sistema. O uso do termo interrupção no contexto da qualidade de energia elétrica não tem nenhuma relação com a confiabilidade ou outras estatísticas de continuidade de serviço.

#### **2.2.3.2 Subtensões**

Subtensões são definidas como uma redução no valor eficaz da tensão a valores menores que 0,9 p.u. por um período superior a 1 minuto.

A entrada de carga ou a saída de banco de capacitores pode provocar subtensões até que os equipamentos de regulação de tensão do sistema atuem e retornem a tensão a seus limites normais. Subtensões também podem ser causadas por sobrecargas em alimentadores.

#### **2.2.3.3 Sobretensões**

As sobretensões são caracterizadas pelo aumento do valor eficaz da tensão para valores maiores que 1,1 pu, durante um período superior a 1 minuto.

As sobretensões podem ter origem na saída de grandes blocos de carga, entrada de banco de capacitores e ajuste incorreto de *taps* de transformadores.



## 2.2.4 Desequilíbrio de Tensão

O desequilíbrio de tensão é definido como a razão entre a componente de seqüência negativa, ou zero, pela componente de seqüência positiva. A tensão de seqüência negativa, ou zero, em sistemas de potência, geralmente é o resultado de desequilíbrio de carga, o qual causa o fluxo de corrente de seqüência zero ou negativa. O desequilíbrio de tensão pode ser estimado como o máximo desvio da média das tensões das três fases, dividido pela média das tensões, expresso em porcentagem.

A principal fonte de desequilíbrio de tensão é a conexão de cargas monofásicas em circuitos trifásicos. Anomalias em banco de capacitores, tais como queima de fusíveis em uma das fases em banco trifásicos, também podem causar este distúrbio.

## 2.2.5 Distorção de Forma de Onda

A distorção de forma de onda é o desvio, em regime permanente, da forma de onda da corrente ou tensão em relação ao sinal senoidal puro (Figura 16). São cinco os tipos principais de distorção de forma de onda:

### 2.2.5.1 Harmônicos

Harmônicos são tensões ou correntes senoidais que têm freqüências múltiplas da freqüência fundamental (50 ou 60 Hz). Os harmônicos se somam vetorialmente com a componente fundamental. A distorção harmônica ocorre devido à queda de tensão provocada pela circulação das correntes harmônicas na impedância do sistema. Originam-se devido à operação de cargas não lineares no sistema elétrico, tais como fornos a arco, fornos de indução, conversores estáticos, máquinas de solda, lâmpadas fluorescentes, etc. O nível de distorção harmônica pode ser caracterizado pelo espectro de freqüência com suas magnitudes e ângulos para todas as componentes harmônicas. É comum utilizar-se, para a quantificação deste distúrbio, a distorção total de tensão ou de corrente.

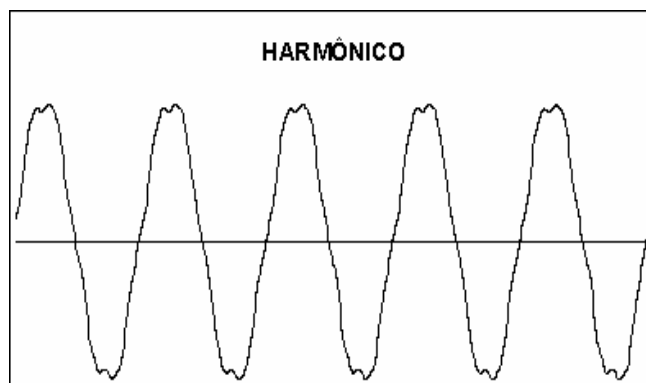


Figura 16: Harmônicos

### 2.2.5.2 Interharmônicos

Interharmônicos são tensões ou correntes senoidais cujas freqüências não são múltiplas da freqüência fundamental (50 ou 60 Hz). Os interharmônicos podem ser encontrados em todas as classes de tensão do sistema elétrico. Esses distúrbios surgem em freqüências discretas ou num espectro amplo de freqüência. As principais fontes de interharmônicos são os conversores estáticos de freqüência, motores de indução, fornos a arco e máquinas de solda.

### 2.2.5.3 Corte de Tensão (Efeito Notch)

Consiste em um distúrbio periódico da tensão, causado pela operação normal dos equipamentos que utilizam a eletrônica de potência, quando a corrente é comutada de uma fase para a outra (Figura 17). Durante este período ocorre um curto-circuito momentâneo entre as duas fases. Este distúrbio representa um caso especial que se enquadra entre transitórios e distorção harmônica. Desde que o efeito do corte ocorra continuamente (estado permanente), ele pode ser caracterizado através do espectro harmônico. As principais fontes causadoras de corte de tensão são os conversores trifásicos.

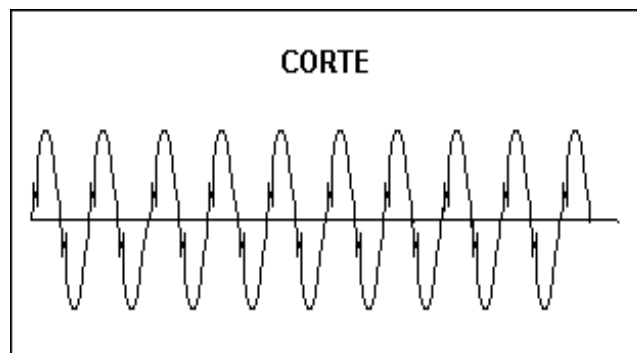


Figura 17: Corte de Tensão

### 2.2.5.4 Ruído

O fenômeno conhecido como ruído é um sinal indesejável, com espectro de freqüência amplo, menor que 200 kHz, de baixa intensidade, superposto à corrente ou tensão nos condutores de fase, ou encontrado nos condutores de neutro. Basicamente, o ruído consiste de alguma distorção indesejada no sinal elétrico que não pode ser classificada como distorção harmônica ou transitória.

A faixa de freqüência e nível de magnitude dependem da fonte que produz o ruído e ainda das características do sistema. A magnitude típica do ruído é menor que 1% da magnitude da tensão. Normalmente, este tipo de interferência é resultado de operações defeituosas, de

equipamentos, instalação inadequada de componentes no sistema da concessionária ou dos consumidores e aterramentos impróprios.

#### 2.2.5.5 DC Offset

A presença de tensão DC ou corrente DC em sistemas AC é denominado de *offset*. Este fenômeno pode ocorrer devido ao efeito da retificação de meia onda.

### 2.2.6 Flutuação de Tensão

Flutuações de tensão (Ver Figura 18) são variações sistemáticas no perfil da tensão ou uma série de variações aleatórias da magnitude da tensão, as quais, normalmente, não excedem o limite especificado (ANSI C84.1 – 1982) de 0,95 -1,05 pu.

Qualquer carga que apresenta variação de corrente, principalmente da componente reativa, pode causar flutuação de tensão. Fornos a arco, laminadores e máquinas de solda são as cargas mais comuns que geram este distúrbio em sistemas de distribuição e transmissão.

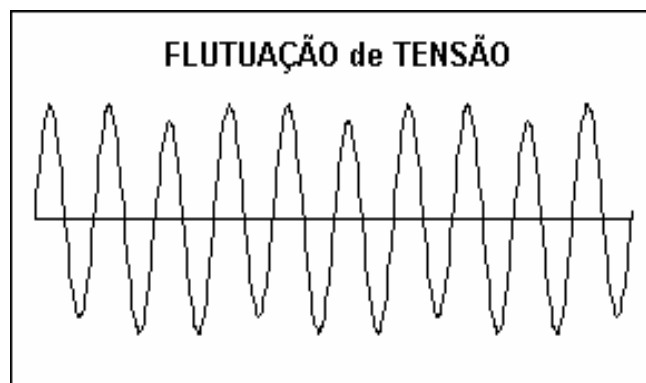


Figura 18: Flutuação de Tensão

### 2.2.7 Variações de Freqüência

Em sistemas elétricos, a freqüência está diretamente relacionada com a rotação dos geradores do sistema. Em qualquer instante esta depende do balanço entre a carga e a geração disponível. Quando este equilíbrio é alterado pequenas variações de freqüência deverão ocorrer. A intensidade do desvio de freqüência e sua duração dependem das características da carga e da resposta do sistema de controle da geração frente às variações da carga.

Variações de freqüência que ultrapassam os valores limites das condições normais de regime permanente são, normalmente, causadas por faltas no sistema de transmissão, desconexão de grandes blocos de carga e saída de grandes parques de geração, mas devido à interconexão dos sistemas elétricos modernos estes distúrbios são raros de ocorrer. Elas são mais prováveis de acontecer em sistemas de consumidores que possuem geração própria, quando passam a operar na configuração isolada.

### 2.3. Programa de Monitoração da COELCE

A COELCE, assumindo posição de vanguarda no setor elétrico nacional, desde 1996, juntamente com outras empresas e instituições de pesquisa, tem desenvolvido atividades de investigação da QEE em sua área de concessão a exemplo deste desenvolvido nessa dissertação que passaremos a descrever.

#### 2.3.1 Descrição do Programa

Foram instalados oito Registradores Digitais de Perturbação - RDP em pontos do sistema de distribuição da COELCE, visando monitorar tanto a qualidade da energia entregue pela supridora (CHESF), como avaliar a qualidade da energia fornecida aos seus clientes.

Os principais distúrbios de QEE monitorados e avaliados no programa foram:

- Regulação de Tensão;
- Desequilíbrio de Tensão;
- Variações de Tensão de Curta Duração;
- Harmônicos de Tensão;
- Freqüência;
- Fator de Potência.

A pesquisa foi dividida em seis etapas: definição dos pontos de monitoração; definição e aquisição dos RDP; pesquisa de parâmetros de medida; instalação dos RDP; aquisição de dados; e finalmente simulação/comparação dos dados de variação momentânea de tensão.

#### 2.3.2 Definição dos Pontos de Monitoração

No programa foram monitorados sete sítios com previsão de ampliação deste número em fases futuras. Procurou-se distribuir os RDP em pontos do sistema considerados estratégicos em função da importância da carga e também das características do sistema elétrico quanto aos fenômenos relacionados com a QEE.

Os sítios escolhidos possuem as seguintes características:

**Sítio 1 - SE Tauape - TAP:** Subestação abaixadora 69kV/13,8kV localizada no bairro São João do Tauape no município de Fortaleza. Essa subestação deriva do ponto de suprimento da CHESF que define o Regional Delmiro Gouveia e tem uma potência instalada de 53,2 MVA. Dessa subestação derivam linhas de transmissão na classe de 72,5kV, que alimentam cargas de grande importância dentre elas indústrias de alimentos, indústria petroquímica e o maior bloco de carga comercial de Fortaleza. Foi instalado um RDP no setor de 69kV e outro no setor de 13,8 kV.

**Sítio 2 - SE Aldeota - ADT:** Subestação abaixadora 69kV/13,8kV localizada no bairro Aldeota no município de Fortaleza. Essa subestação é alimentada por duas LTs, que derivam da SE Tauape e está contida no Regional Delmiro Gouveia da CHESF, com potência instalada de 131,4 MVA. Dessa subestação derivam cargas residenciais e comerciais de grande importância. Foi instalado um RDP no setor de 69 kV.

**Sítio 3 - SE Presidente Kennedy - PSK:** Subestação abaixadora localizada no bairro Presidente Kennedy no município de Fortaleza. Essa subestação é alimentada por duas LTs, que derivam da SE Parangaba e está contida no Regional Fortaleza da CHESF, com potência instalada de 51,6 MVA. Dessa subestação derivam cargas residenciais, comerciais e industriais de grande importância. Foi instalado um RDP no setor de 13,8 kV.

**Sítio 4 - SE Distrito Industrial II - DID:** Subestação abaixadora 69kV/13,8kV localizada no bairro Distrito Industrial no município de Pajussara. Essa subestação deriva do ponto de suprimento da CHESF que define o Regional Fortaleza e tem uma potência instalada de 53,2 MVA. Dessa subestação derivam linhas de transmissão na classe de 72,5kV, que alimentam cargas industriais de grande porte. Foi instalado um RDP no setor de 69kV.

**Sítio 5 - SE Parangaba - PGB:** Subestação abaixadora 69kV/13,8kV da COELCE localizada no bairro Parangaba no município de Fortaleza. Essa subestação deriva do ponto de suprimento da CHESF que define o Regional Fortaleza e tem uma potência instalada de 53,2 MVA. Dessa subestação derivam linhas de transmissão na classe de 72,5kV, além de cargas residenciais e comerciais de grande importância. Foi instalado um RDP no setor de 69kV.

**Sítio 6 - Coluna - CLN:** Subestação abaixadora 69kV/13,8kV da COELCE localizada no município de Horizonte. Essa subestação deriva do ponto de suprimento da CHESF que define o Regional Fortaleza e tem uma potência instalada de 12,6 MVA. Dessa subestação derivam linhas de transmissão na classe de 72,5kV, que alimenta cargas industriais de grande porte. Foi instalado um RDP no setor de 69kV.

**Sítio 7 - Pecém - PCM:** Subestação abaixadora 69kV/13,8kV da COELCE localizada no município de Pecém. Essa subestação deriva do ponto de suprimento da CHESF que define o Regional Cauípe e tem uma potência instalada de 26,6 MVA. Dessa subestação derivam linhas de transmissão na classe de 72,5kV, que alimenta cargas do porto de Pecém. Foi instalado um RDP no setor de 69kV. A localização dos sítios de monitoramento pode ser visualizada nas Figura 19 e Figura 20



Figura 19: Localização dos pontos de monitoramento instalados na área metropolitana de Fortaleza.

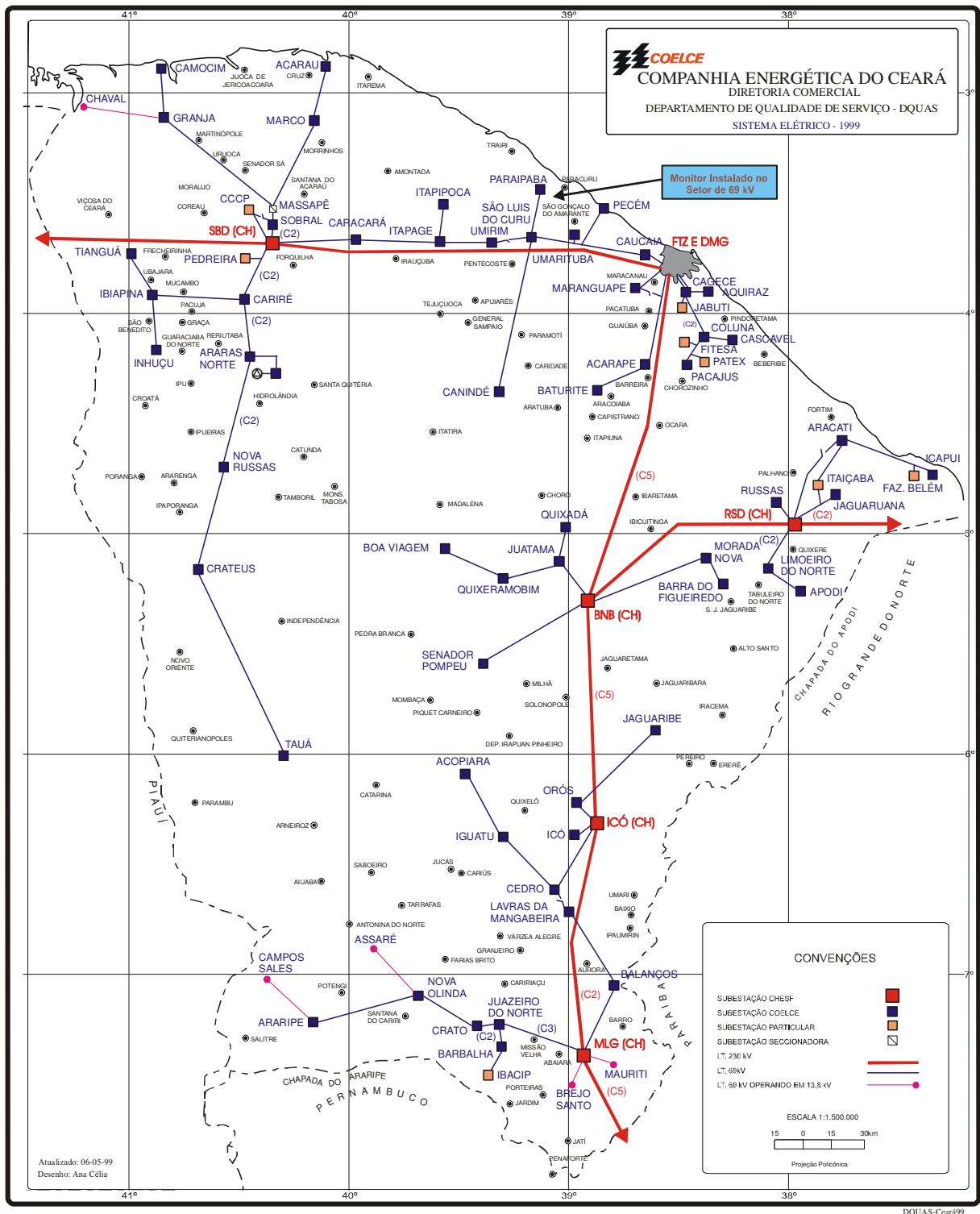


Figura 20: Localização dos pontos de monitoramento instalados no sistema do Interior do estado do Ceará

### 2.3.3 Definição e Aquisição dos Registradores Digitais de Perturbações

Para a seleção dos RDPs utilizados na pesquisa, foi feita uma avaliação entre os RDP disponíveis comercialmente, para identificar o que melhor se adequasse aos propósitos do programa e que satisfizesse algumas exigências técnicas tais como capacidade do monitor em registrar perturbações de tensão com duração desde microssegundos até segundos, registrar

tensões em regime permanente, registrar Distorção Harmônica Total (DHT), reinicialização automática da monitoração após qualquer falha de energia, armazenamento dos dados coletados em memória de massa, fácil acesso aos dados armazenados para facilitar posterior processamento computacional.

O RDP escolhido foi o ACM 3720 do fabricante canadense *Power Electronic Measurements LTD [15]*. O ACM 3720 é um RDP com *hardware* baseado em microprocessador de 16 *bits* e *clock* de 13,5 MHz, tendo a capacidade de registro e análise dos principais itens de qualidade de energia além de agregar algumas funções de controle. Utiliza um *software* para processamento de informação em tempo real. Suas principais características são:

- Entradas para 3 sinais de tensão, 4 de corrente, 4 sinais digitais, com contadores de pulso para uma frequência máxima de oscilação de 10 Hz, uma entrada analógica de tensão, uma saída analógica de corrente e quatro saídas de relés. As entradas de corrente aceitam TCs de 5A, não sendo necessária à instalação TPs para sistemas estrela até 347V fase-neutro e 600 V fase-fase;
- Oito registradores periódicos programáveis, disparados por intervalos de tempo ou por eventos, com capacidade de armazenamento de até 12 parâmetros cada. Um destes registradores tem alta velocidade de registro (2 ciclos);
- Captura de formas de onda de tensão e corrente. Há duas modalidades de captura: *waveform capture*, que permite a gravação de um ciclo de forma de onda, com 128 amostras; e *waveform record*, que permite a gravação de um conjunto de tensões e correntes de 36 ciclos x 16 amostras por ciclo, dois conjuntos de 18 ciclos x 16 amostras por ciclo ou três conjuntos de 12 ciclos x 16 amostras por ciclo;
- Registro de eventos com data e hora com resolução de 1 ms;
- Valores limites de *setpoints* programáveis para executar determinadas ações (gravação de dados, captura de forma de onda, etc.);
- Medição de tensões, correntes, potências, fatores de potência, frequência e desequilíbrios. Os valores de tensões e correntes são valores *true RMS*. A atualização de seus valores se dá a cada segundo, exceto para as medições de alta velocidade, que são atualizadas a cada 2 ciclos;
- Medição de harmônicos de tensão e corrente até a 15ª ordem. Os valores de harmônicos são obtidos por uma FFT de um ciclo, calculada e atualizada a cada 30 s, aproximadamente.
- Registra os valores máximos e mínimos de até 16 parâmetros;
- A interface com o usuário é feita tanto no próprio equipamento como via *software* através da porta de comunicação disponível;



- Recursos de desenho para plotagens de diagramas com indicação de parâmetros em tempo real;
- Fornece três tipos de dados *on-board* que são: *logging* dos eventos, *logging* dos mínimos/máximos, *logging* dos históricos;
- Equipado com portas de comunicação RS-232 ou RS-485;

No Apêndice A é feita uma exposição das funções gerais dos RDPs.

### 2.3.4 Protocolo de Medição Adotado no Programa

A coleta de informações dos RDPs foi regida pelo protocolo de medição conforme descrito na Tabela 3. [6]

Tabela 3: Programação das remotas 3720

Grandeza	Programação
Tensões e correntes eficazes, potências, fatores de potência e frequências	Registro periódico a cada 30 minutos.
Harmônicos de tensão: distorção harmônica total (THD), 3 <sup>o</sup> , 5 <sup>o</sup> , 7 <sup>o</sup> , 11 <sup>o</sup> , 13 <sup>o</sup> .	Registro periódico a cada 30 minutos.
Desequilíbrios	Obtidos por pós - processamento, para poupar memória da remota.
Variações de tensão de curta duração	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Registro de formas de onda de tensão e corrente com 12 ciclos;</li> <li>▪ Registro controlado por setpoint de tensão eficaz a cada dois ciclos, até o final do evento.</li> <li>▪ Ajustes de subtensão de 85% e sobretensão de 110%, com time delay de 2 ciclos.</li> </ul>

### 2.3.5 Instalação dos RDPs

A Figura 21 mostra a forma de integração utilizada entre o 3720 ACM e a Estação Mestre prevista no programa.

As informações de tensão e corrente para os RDP foram fornecidas através do uso de transformadores de instrumentos, instalados nos barramentos de 69kV (em dois caso no barramento de 13,8kV) das subestações previamente escolhidas.

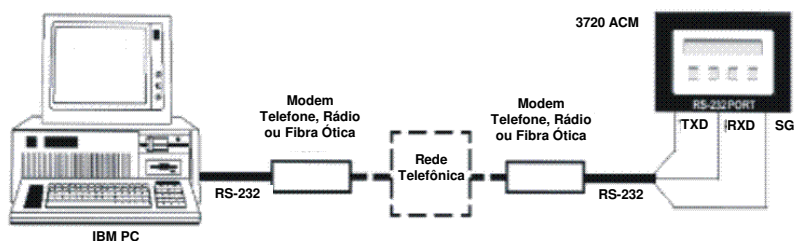


Figura 21: Ligação do 3720 ACM à Estação Mestre via MODEM e Rede Telefônica.

Na Figura 22 podemos observar a forma de ligação do 3720 ACM utilizadas no programa. Foi adotada a conexão em configuração típica de barramento com dois TPs e três TCs, comumente utilizada na medição operacional da COELCE.

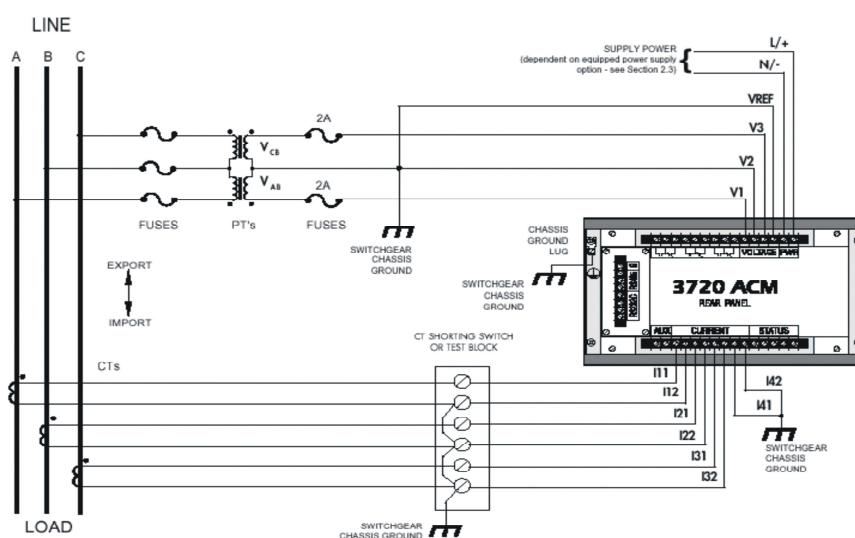


Figura 22: Sistema de Três Fios Delta Utilizando 3TC e 2TP.

Como o dimensionamento impróprio dos transdutores poderia resultar em danos para o transdutor ou para o instrumento de monitoração, podendo ainda haver perda de informações durante as aquisições de dados, foi feita uma avaliação quanto ao nível do sinal e resposta de frequência dos transdutores a serem utilizados. [1], [5]

Essas preocupações e considerações sobre os requisitos exigidos para os transdutores aplicados à monitoração da QEE, são discutidas mais detalhadamente no Apêndice C.

### 2.3.6 Aquisição de Dados

Os RDP utilizados têm a capacidade de registrar os parâmetros medidos em intervalos definidos pelo usuário, através de registros instantâneos. Os dados capturados podem ser automaticamente transferidos e armazenados no disco rígido do equipamento responsável pela aquisição, quando o RDP é conectado.

Tendo em vista a abrangência da pesquisa foi adquirida uma ferramenta que tornasse a aquisição e manipulação dos dados mais produtiva, já que o volume de dados aquisitados e processados seria muito grande tornando sua manipulação e análise extremamente dificultosa.

O *software* de gerenciamento adquirido foi o *Pegasys 2.0* [14], também fornecido pela *Power Electronic Measurements Ltd.* Este *software* permite a operação em rede, e seus módulos básicos são instalados em um servidor com sistema operacional Windows NT Server 4.0. Sua principal função é gerenciar o sistema de monitoração de qualidade de energia, executando as tarefas de aquisição dos dados, armazenamento em bancos de dados relacional, comunicação com remotas, comunicação com demais estações de trabalho e visualização de dados.

Cada uma das funções citadas é executada por um módulo diferente de *software*. Os principais módulos são listados a seguir:

- *Communication Server*: faz as comunicações com as remotas (por porta serial, linha discada – modem- ou rede *ethernet* e entre possíveis estações de trabalho. Deve estar sempre funcionando;
- *Log Server*: armazena os dados colhidos das remotas em um banco de dados relacional. O banco de dados utilizado pelo *Pegasys* é o *Sybase SQL Anywhere 5.0*. Este módulo também deve estar sempre funcionando;
- *VIP*: faz o gerenciamento das comunicações com as remotas e agrega dados de várias remotas. Também deve estar sempre funcionando;
- *Vista*: módulo para visualizar dados em tempo real ou fazer consultas a dados armazenados no banco de dados;
- *ION Designer*: módulo utilizado para programar as remotas, o *Log Server* e o *VIP*. Para as remotas da família ION, a programação é feita graficamente através da construção de um diagrama de blocos. Para as remotas 3720, a programação é feita por ajuste de parâmetros em janelas.

Além destes módulos, o *Pegasys* possui dois outros módulos que merecem destaque: o *Network Builder*, que permite se configurar a rede, e o *Report Generator*, que gera relatórios automaticamente.

O *Pegasys* é muito mais versátil do que as antigas ferramentas de visualização de dados da remota 3720, baseadas em sistemas DOS (*software MSCADA*). O módulo *Vista* possui várias funções avançadas de consulta e análise de dados. Vários usuários podem acessar os dados e trabalhar simultaneamente, fazendo as consultas e analisando os fenômenos independentemente dos demais usuários. Além disso, o banco de dados relacional permite que se desenvolvam outros aplicativos de análise de dados.

No Apêndice B são apresentadas mais detalhadamente as principais características e funções do *Pegasys*.

Apesar do sistema de monitoração ter sido concebido para operar com modems para a aquisição dos dados via linha discada, houve durante o período de aquisição diversos problemas de comunicação entre o servidor e a remota, tendo sido adotada uma solução alternativa que consistiu em se instalar o PEGASYS em um *notebook* e fazer a leitura periódica *in loco* através da porta serial. As leituras foram feitas em intervalos de 15 dias a 1 mês, o que causou grande perda de dados, inclusive a perda das formas de onda e os registros periódicos de alta velocidade, já que a capacidade de armazenamento de dados na memória da remota é bastante limitada. Deve-se destacar que estes registros são fundamentais para se obter dados confiáveis de duração e amplitude de VTCD nas subestações. A obtenção destes dados a partir da lista de eventos tem algumas limitações, como será discutido no Capítulo 3.

É muito importante que se tenha um sistema de comunicação de dados confiável para a aquisição remota diária dos dados registrados nas medições de campo. A leitura de dados mensal com um *notebook* não é suficiente para as remotas 3720, que têm uma capacidade limitada de armazenamento de dados em sua memória.

Caso a instalação de linhas telefônicas e modems nas subestações seja tecnicamente inviável, é aconselhável rever a concepção do sistema de monitoração de qualidade de energia a ser implementado. Tal sistema deverá utilizar remotas com maior capacidade de armazenamento e autonomia para operar por mais de um mês sem transferir seus dados para um computador. Estas remotas são usualmente mais caras. Um sistema com esta concepção traria muitas dificuldades operacionais quando o número de subestações monitoradas aumentasse.

### **2.3.7 Simulação e Comparação Com Dados Aquisitados**

As simulações realizadas tiveram como objetivo estimar o número de VTCD ocorridas ao longo de um ano nas subestações monitoradas. As estimativas obtidas foram comparadas aos valores obtidos por monitoração, para se avaliar a precisão do método adotado.

As ferramentas computacionais utilizadas para simulação de curtos-circuitos foram o ANAFAS [16] e o ANAQUALI [17]. O ANAFAS é um programa que se destina a análise de faltas simultâneas em sistemas elétricos. Ele permite simular vários tipos de defeitos, dentre eles: defeitos *shunt* ou série; defeitos simultâneos; curtos-circuitos fase-terra, fase-fase, fase-fase-terra e trifásico e faltas através de impedâncias.

Dentre as características do ANAFAS algumas foram importantes nas simulações, destacando-se a possibilidade de simular curtos-circuitos deslizantes, utilizar tensões pré-falta diferentes de 1 pu e a modelagem da defasagem angular nos transformadores delta-estrela utilizados no sistema da CHESF e COELCE.

O programa computacional ANAQUALI foi desenvolvido para ser utilizado em estudos de qualidade de tensão. Com ele, podem ser determinadas Áreas de Vulnerabilidade - AV e número esperado de ocorrências de afundamento de tensão em pontos do sistema que se deseje avaliar. Baseia-se na simulação de faltas deslizantes aplicadas ao longo das linhas e nos barramentos existentes dentro de uma área de influência pré-definida, com a monitoração das tensões fase-neutro e/ou fase-fase no ponto monitorado.

Para se determinar as Áreas de Vulnerabilidade, devem-se selecionar alguns parâmetros que seguem:

- os tipos de defeito, as áreas elétricas/geográficas e os níveis de tensão,
- tipo de tensão mínima na barra de interesse para caracterizar que houve afundamento (fase-neutro, fase-fase ou todas as 6),
- limite de tensão abaixo do qual caracteriza-se o afundamento de tensão,
- localização, que define que pontos de simulação de curto-circuito serão utilizados na formação da área de vulnerabilidade.

A modelagem do sistema, no programa ANAFAS, incluiu tanto o sistema de transmissão Norte-Nordeste quanto o sistema da COELCE até o nível de 69 kV. Para o sistema de transmissão, foi utilizado o arquivo oficial do ONS, em formato ANAFAS, para o Sistema Interligado Nacional, em sua configuração do mês de março de 2001, mantendo coerência com o período de monitoração, que ocorreu entre março de 2001 e julho de 2001. A modelagem do sistema da COELCE foi feita a partir dos arquivos ANAFAS para o horizonte operacional das diversas regiões envolvidas, sendo inseridos no arquivo do sistema Norte-Nordeste.

#### **2.4. Considerações Finais**

Deve-se ressaltar a importância de um programa de qualidade de energia como este descrito neste capítulo. Os benefícios que um programa de monitoração contínua da qualidade da energia pode trazer são bastante relevantes para a prestação de um serviço de melhor qualidade aos consumidores. Assim a empresa de distribuição passará a conhecer melhor os problemas de qualidade de energia de seu sistema, podendo analisá-los e planejar, de forma adequada, as melhores soluções. Eventuais queixas de consumidores, principalmente aqueles de grande porte ligados aos sistemas de 69 kV e 13,8 kV, poderão ser melhor avaliadas com base em dados de medição. A ligação de novos consumidores sensíveis a VTCD na área de concessão da distribuidora poderá obedecer também a critérios ligados à qualidade da energia, uma vez que serão conhecidos os níveis de qualidade das diversas subestações do sistema. A distribuidora passará a registrar indicadores de qualidade de energia, podendo se preparar melhor para atender aos requisitos regulatórios impostos pelas agências reguladoras.

Os problemas de comunicação verificados durante o período de aquisição dos dados são comuns nas fases iniciais de implementação de programas deste tipo e podem ser facilmente corrigidos.

No Capítulo 3 serão apresentados e discutidos os resultados obtidos através das medições realizadas no programa de monitoramento.

## **CAPÍTULO 3**

### **Apresentação e Análise dos Resultados de Medição**

## CAPÍTULO 3 – Apresentação e Análise dos Resultados de Medição

### 3.1. Considerações Iniciais

Neste capítulo serão apresentados os resultados e análises das medições feitas no período entre abril e julho de 2001. A monitoração compreendeu a medição periódica das tensões eficazes, correntes eficazes, harmônicos de tensão, frequência e fator de potência dos sete sítios monitorados. Os resultados foram comparados com valores de conformidade estipulados em resoluções ou procedimentos em vigor no setor elétrico.

### 3.2. Valores de conformidade

O suprimento de energia elétrica para alguns tipos de cargas deve ser confiável, livre de ruídos e de boa qualidade. A Tabela 4 mostra os parâmetros de qualidade de energia elétrica adotados por vários fabricantes de cargas sensíveis como computadores e sistemas automatizados. São apresentados apenas alguns exemplos, já que projetos de cargas desse tipo variam com o seu porte, sua capacidade de processamento e a tecnologia disponível na época da execução do projeto. Além disso, existe um grau de variação entre os fabricantes.

A seguir serão apresentados os principais itens de QEE considerados importantes pela maioria dos fabricantes de cargas sensíveis.

Tabela 4: Faixas típicas dos parâmetros do suprimento de energia elétrica da maioria dos fabricantes de computadores. [21]

Parâmetros	Faixa
1) Limite de tensão em estado permanente (todas as fases).	+6%, -13%
2) Distúrbios de tensão (todas as fases)	Surtos: +15% por no máximo 0,5 s Ag: -18% para no máximo 0,5 s Transitórios de tensão: 150-200% por 0,2 ms
3) Conteúdo harmônico	No máximo 5% com o equipamento operando
4) Compatibilidade eletromagnética	1 V/m máximo
5) Limites de frequência	60 Hz $\pm$ 0,5
6) Taxa de variação da frequência	1 Hz/s
7) Desbalanceamento de tensão trifásica	2,5% de média aritmética
8) Desbalanceamento trifásica da carga	5 – 20% máximo para qualquer uma fase
9) Fator de potência	0,8 – 0,9
10) Carga demandada	0,75 – 0,85 (da carga conectada)

#### 3.2.1. Tensão em Estado Permanente

A tolerância em 60 Hz varia entre os fabricantes, contudo os limites listados na ANSI C84.1-1989 são +6% e -13%.

Neste estudo foram utilizados, para efeito de comparação na análise dos dados de tensão adquiridas, a Portaria 47 do DNAEE [19] e os Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico [18]. Embora os Procedimentos de Rede não se apliquem a sistemas de distribuição, resolveu-se adotá-lo pois estipulam valores de tensão de 13,8kV e 69kV.



A ANEEL promulgou em dezembro de 2001 uma resolução que estabelece disposições relativas à conformidade de tensão em regime permanente, substituindo a Portaria 47. A Resolução 505 [20] estabelece um protocolo detalhado de medição de tensão, indicadores a serem atendidos e penalidades pelo não cumprimento destes indicadores. Entretanto a avaliação da conformidade das tensões nas subestações do sistema elétrico em estudo, não está prevista nessa Resolução. Os valores limites constantes da resolução dizem respeito a tensões de atendimento no ponto de entrega a consumidores, pontos de conexão entre concessionárias e pontos de conexão à rede básica.

Como a Resolução 505 foi promulgada em data posterior à execução da monitoração, utilizou-se a Portaria 47 como referência para analisar o fenômeno de regulação de tensão. Os limites previstos pelo ONS, no Módulo 2 dos Procedimentos de Rede, são um pouco mais rigorosos do que aqueles da Portaria 47. A Tabela 5 destaca os limites previstos em cada uma destas referências.

Tabela 5: Limites de Variação de Tensão em regime permanente

Referência	Tensão Mínima	Tensão Máxima
Portaria 47 - DNAEE	92,5 %	105%
Procedimentos de Rede - ONS	95%	105%

### 3.2.2. Distorção

A distorção harmônica total de tensão (THDV) é calculada pelo Registrador Digital de Perturbação da seguinte forma:

$$THDV = \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^{15} V_n^2}{V_1}} \cdot 100 \quad (3.1)$$

onde  $V_n$  é a distorção de tensão de ordem  $n$  e  $V_1$  é a tensão fundamental.

Os valores limites para distorção harmônica, utilizados como referência neste estudo foram os limites globais estipulados nos Procedimentos de Rede do ONS [18]. Entende-se por limite global o valor máximo admissível em qualquer barra do sistema elétrico, considerando-se a operação conjunta de todas as fontes harmônicas. A Tabela 6 destaca os limites previstos nesta referência. Mais uma vez, deve-se lembrar que os limites globais definidos pelo ONS valem para instalações da rede básica.

Tabela 6: Limites de harmônicos estabelecidos pelo ONS

Grandeza	$V_{\text{nominal}}=13,8 \text{ kV}$	$V_{\text{nominal}}=69 \text{ kV}$
----------	--------------------------------------	------------------------------------

THDV	6 %	3 %
3 <sup>o</sup> ao 7 <sup>o</sup>	5 %	2 %
9 <sup>o</sup> ao 13 <sup>o</sup>	3 %	1,5 %

### 3.2.3. Transitórios de tensão

Os fabricantes de computadores geralmente especificam os máximos desvios momentâneos de tensão, dentro dos quais seus equipamentos podem operar sem que haja erros ou danos nos equipamentos. As condições transitórias são definidas em termos de amplitude e duração. Alguns exemplos de faixas utilizadas por fabricantes são:  $\pm 5\%$  de duração indefinida até  $\pm 30\%$  para 500 ms, e  $\pm 130\%$  por 5 ms. Outro exemplo é  $\pm 20\%$  por 30 ms. Alguns poucos fabricantes especificam a duração limite para a perda da tensão total de 1 ms até 1 ciclo, enquanto para equipamentos antigos a duração de 8,3 ms (meio ciclo) é típica. Esses valores não podem ser confundidos com tolerância a impulsos, os quais são de muito menor duração (microsegundos) e alto níveis (500%) e fazem parte da conformidade a ruídos e compatibilidade eletromagnética.

A tolerância da tensão especificada em projeto, na indústria de equipamentos eletrônicos, geralmente é representada de forma gráfica como a *Curva CBEMA (Computer Business Equipment Manufacturer Associations)*. Nos resultados e análise apresentados nesse trabalho, optou-se por mostrar gráficos com os limites de tolerância da ITIC (*Information Technology Industry Curve*), também típicos para computadores. A interpretação desses limites é feita considerando que qualquer VTCD localizada no interior das curvas não causa parada do equipamento ou processo sensível. No entanto, caso uma VTCD se localize acima do limite superior ou abaixo do limite inferior, ocorrerá parada do processo. Essas representações gráficas servem como uma referência para se avaliar a severidade das VTCD ocorridas em uma determinada subestação.

### 3.2.4. Frequência

A variação de frequência estipulada nos Procedimentos de Rede do ONS [18] para condições normal de operação deve situar-se entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

As tolerâncias especificada por fabricantes de equipamentos, para operarem com a frequência de 60 Hz, estão na faixa de  $\pm 0,5$  Hz até  $\pm 1\%$  Hz com a maioria dos equipamentos limitados em  $\pm 0,5$  Hz. O desvio da tolerância da frequência pode causar mal funcionamento ou danos em equipamentos.

Alguns equipamentos também são sensíveis à taxa de variação de frequência. Embora maiores informações não estejam disponíveis, uma variação de 0,05 Hz/s tem sido citada como limite de alguns equipamentos. Um limite típico é 1,5 Hz/s, medido com taxa de variação em uma média de 10 ciclos.

### 3.2.5. Desequilíbrio de Tensão

Os Procedimentos de Rede do ONS (Módulo 2) [18] estabelecem um limite máximo de desbalanço de 2%, calculado através da seguinte fórmula:

$$V_{deseq-ONS} = \frac{V_2}{V_1} \cdot 100, \quad (3.2)$$

onde  $V_2$  é a tensão de seqüência negativa e  $V_1$  é a tensão de seqüência positiva. Tal indicador não pode ser calculado pelo RDP ACM 3720, pois ela não registra tensões em componentes simétricos.

O indicador que a remota calcula é o seguinte:

$$V_{deseq} = \frac{\Delta V_{m\acute{a}x}}{V_{m\acute{e}dia}} \cdot 100, \quad (3.3)$$

onde,  $\Delta V_{m\acute{a}x}$  é o máximo desvio de tensão em relação à tensão média  $V_{m\acute{e}dia}$ .

Os valores de desbalanço apresentados foram obtidos segundo esta fórmula por pós-processamento a partir das tensões registradas nas três fases. O desequilíbrio só foi calculado para as subestações em 69 kV. Os dados foram apresentados na forma de histogramas. A Figura 23 compara os indicadores de desequilíbrio calculados segundo ambos os métodos, para uma variação de módulo da tensão  $V_b$  de 0,9 pu a 1 pu, mantendo-se as defasagens originais. Observa-se que o indicador calculado pelo método utilizado pela remota 3720 foi sempre mais conservador, quando comparado ao valor estabelecido pelo ONS. O método de cálculo da remota não é sensível a variações de ângulo de fase.

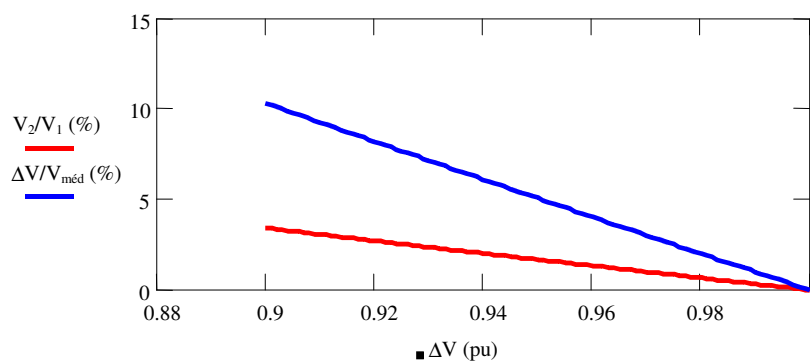


Figura 23: Comparação do cálculo dos indicadores de desequilíbrio segundo os dois métodos discutidos

### 3.3. Apresentação e Análise dos Resultados

Neste item serão apresentados os resultados e análises das grandezas elétricas monitoradas. Para um melhor entendimento da forma de apresentação adotada na metodologia para monitoramento proposta na dissertação, apresentaremos os resultados de apenas um sítio. Os resultados e comentários dos demais sítio estão contidos nos Anexos de I a VI. Na escolha da forma de apresentação dos resultados levou-se em consideração a enorme quantidade de dados aquisitada. As grandezas de Tensão e Harmônicos de Tensão foram apresentadas em

histogramas e tabelas contendo os valores mínimos, máximos, médios e os percentis de 95% (níveis aos quais 95% das amostras são inferiores durante o intervalo de medição). A apresentação dos percentis tem um significado importante se levarmos em conta que algumas grandezas podem exceder os limites de conformidade em pequenos períodos. As grandezas de desequilíbrio de tensão e frequência foram apresentadas em histogramas. Já o fator de potência foi apresentado em histogramas e gráficos, mostrando o perfil diário. As VTCD foram representadas em histogramas e gráficos mostrando amplitude versus a variação de tensão.

### 3.3.1. Medições Periódicas

A medição de tensão foi feita de forma periódica. A cada 30 minutos a remota registrou o valor eficaz das tensões fase-neutro nas subestações em 69 kV e fase-fase nas subestações em 13,8 kV. A seguir serão apresentados os resumos das medições realizadas no sítio instalado na SE Aldeota

#### a) Regulação de Tensão

A seguir são apresentados os resultados obtidos no sítio instalado na SE Aldeota referentes a regulação de tensão. Os resultados dos demais sítios constam no Anexo I.

Como pode ser observado na Tabela 7, houve violação na fase B dos valores mínimos de tensão estipulados tanto pela Portaria 47 quanto nos Procedimentos de Redes. A tensão na fase B violou os limites inferiores da Portaria 47 para cerca de 5% das amostras de tensão registradas. Já tomando como referência os limites do ONS, a violação ocorreu para cerca de 46% das amostras registradas.

Tabela 7: Sumário das tensões fase-neutro (pu)

	Fase A	Fase B	Fase C
Mínimo	0,966	0,910	0,966
Máximo	1,016	1,014	1,016
Média	0,994	0,966	0,995
95%	1,008	1,004	1,009

A Figura 24 mostra o histograma das três tensões agrupadas. Observa-se que durante a maior parte do tempo (80% do período de medição) as tensões estão entre 0,97 e 1,02 pu. A Figura 25 mostra o perfil de tensão para o dia 29/07/2001 (domingo) e a Figura 26 mostra o perfil para o dia 31/07/2001 (terça-feira). A fase B esteve sistematicamente mais baixa que as demais.

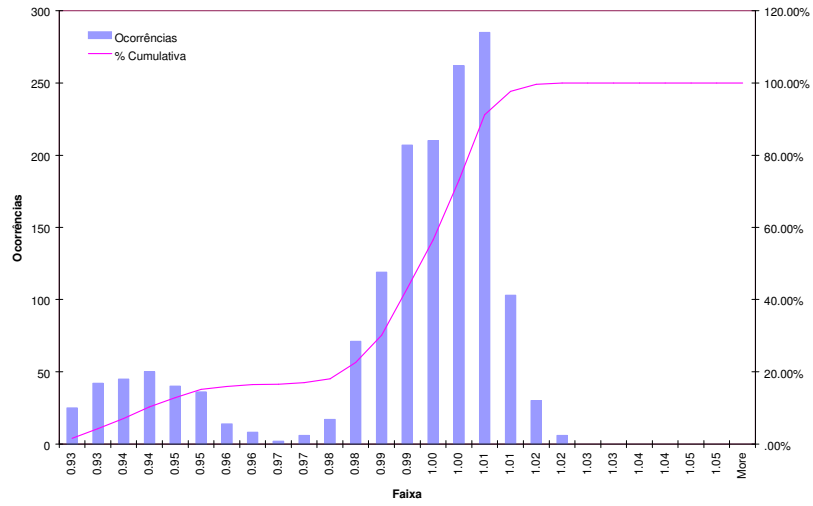


Figura 24: Histograma de tensão na SE Aldeota.

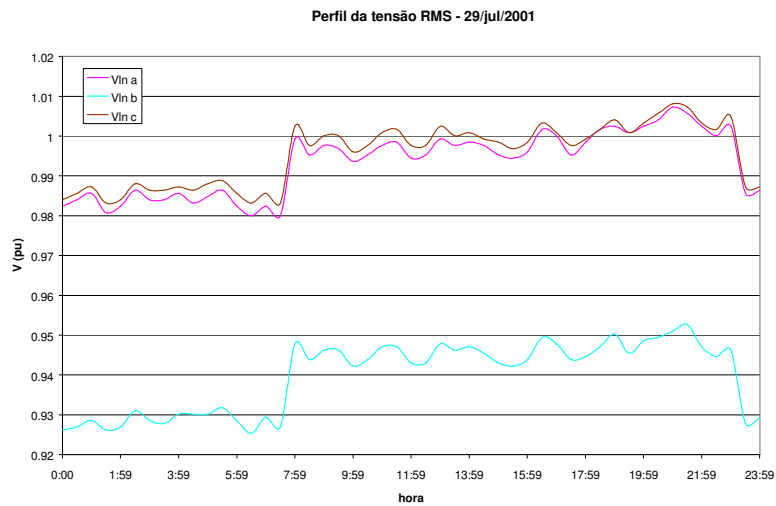


Figura 25: Perfil de tensão para o dia 29/07/2001.

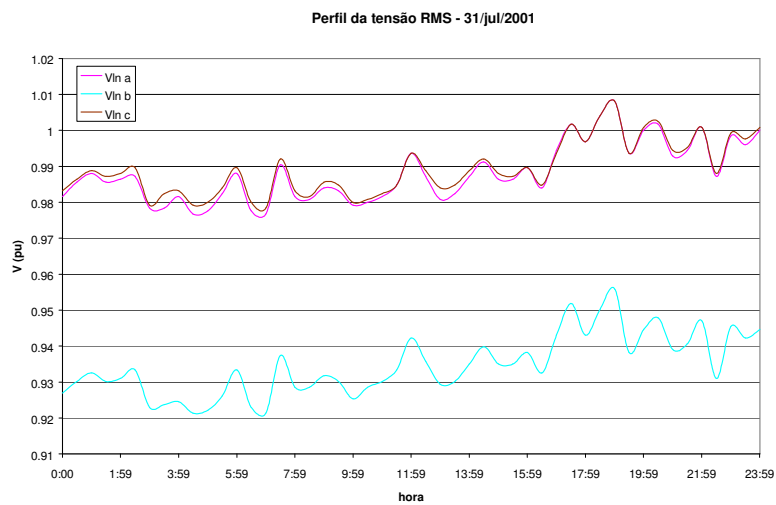


Figura 26: Perfil de tensão para o dia 31/07/2001.

### b) Desequilíbrio de Tensão

A seguir são apresentados os resultados obtidos no sítio instalado na SE Aldeota referentes ao desequilíbrio de tensão. Os resultados dos demais sítios constam no Anexo II.

Na Figura 27 verificam-se altos valores de desequilíbrio, com um valor máximo de cerca de 4,0%. Nota-se duas concentrações distintas no histograma: uma com valores abaixo de 1% e a outra entre 3,5% e 4,25%. Estas duas concentrações correspondem ao período de medição da tensão com menor e maior desequilíbrio da fase B.

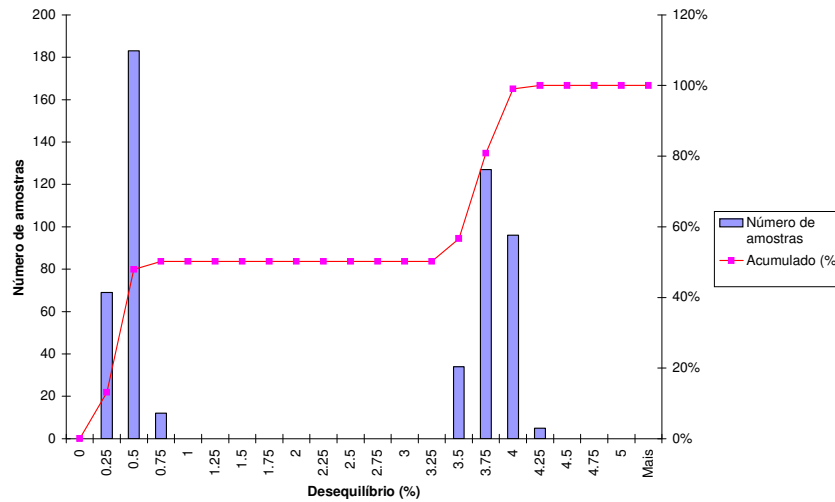


Figura 27: Desequilíbrio de tensão na SE Aldeota 69 kV

A Figura 28 mostra um gráfico de colunas com o valor máximo de desequilíbrio de tensão em cada uma das subestações de 69 kV monitoradas durante o projeto. O valor limite para desequilíbrio, estipulado pelo ONS, também é mostrado no gráfico para referência.

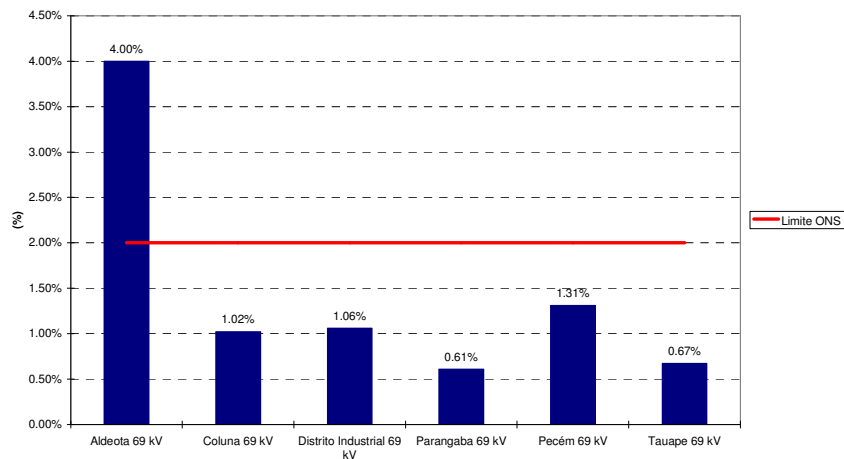


Figura 28: Valores máximos de desequilíbrio por subestação monitorada

### c) Harmônicos de tensão

A medição de harmônicos de tensão foi feita de forma periódica. A cada 30 minutos a remota registrou a distorção harmônica total de tensão e os valores individuais de 3<sup>o</sup>, 5<sup>o</sup>, 7<sup>o</sup>, 9<sup>o</sup>, 11<sup>o</sup> e 13<sup>o</sup> harmônico.

A seguir são apresentados os resultados obtidos no sítio instalado na SE Aldeota referentes ao monitoramento dos harmônicos de tensão. Os resultados dos demais sítios constam no Anexo III.

Os resultados são mostrados em histogramas com os valores de distorções harmônicas, bem como tabelas resumindo os principais valores obtidos. São apresentados resultados para distorção harmônica total e 5<sup>o</sup> harmônico, que foi o único harmônico individual significativo medido em todas as subestações. Os demais harmônicos monitorados (3<sup>o</sup>, 7<sup>o</sup>, 9<sup>o</sup>, 11<sup>o</sup> e 13<sup>o</sup>) foram desprezíveis.

A Tabela 8 mostra um sumário da Distorção de Tensão Harmônica Total (DTHT). Todos os valores de THDV registrados no período de medição foram inferiores ao limite de 3% em todas as fases. A Figura 29 mostra o histograma de THD de tensão para as medições de tensão das fases A, B e C. A precisão deste tipo de remota para o cálculo da transformada discreta de Fourier é limitada, por isso a amplitude dos harmônicos é discretizada em intervalos de 0,1%.

Tabela 8: Sumário da distorção harmônica total de tensão

	Fase A	Fase B	Fase C
Mínimo	0,50 %	0,70 %	0,40 %
Máximo	2,20 %	2,20 %	2,30 %
95%	1,60 %	1,60 %	1,60 %
Médio	1,14 %	1,39 %	1,07 %

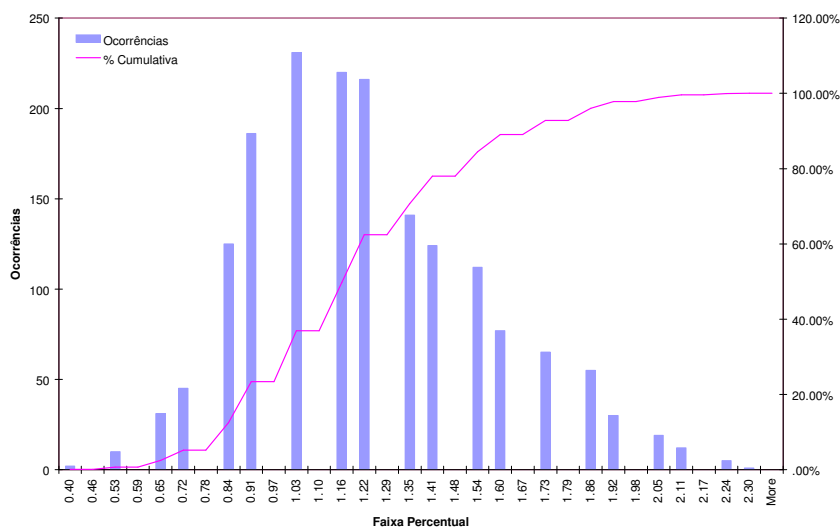


Figura 29: Histograma de THD de tensão fase-neutro

A Tabela 9 mostra um sumário da componente harmônica de tensão de 5ª ordem. Considerando-se o limite estabelecido pelo ONS de 2%. para distorções harmônicas de tensão de ordem 5 em sistemas com tensões igual ou superiores a 69 kV, cerca de 99% das amostras registradas foram inferiores a 2%. A Figura 30 mostra o histograma de 5º harmônico de tensão.

Tabela 9: Sumário da distorção de 5º harmônico de tensão

	Fase A	Fase B	Fase C
Mínimo	0,30 %	0,10 %	0,30 %
Máximo	2,10 %	2,10 %	2,20 %
95%	1,50 %	1,30 %	1,40 %
Médio	0,99 %	0,82 %	0,93 %

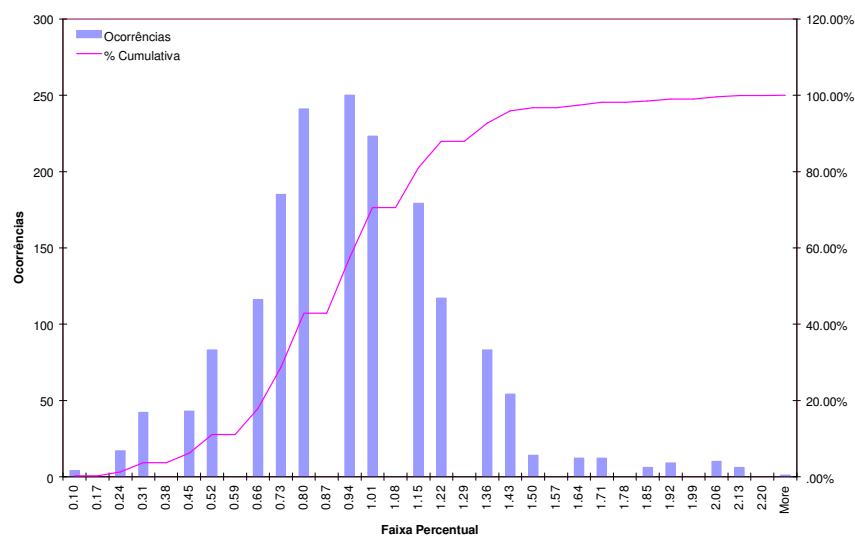


Figura 30: Histograma de 5º harmônico de tensão

A Figura 31 mostra um gráfico de colunas com o percentil de 95% da distorção harmônica total de tensão para cada subestação monitorada. As colunas correspondentes a subestações em 13,8 kV aparecem em cor mais clara. São também mostrados, para referência, os limites previstos nos procedimentos de rede do ONS para as tensões de 69 kV e 13,8 kV.



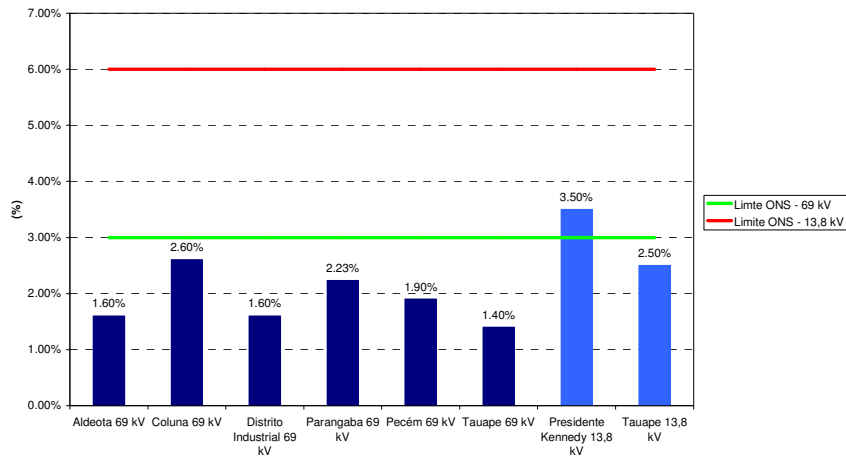


Figura 31: Percentil de 95% da distorção harmônica total de tensão por subestação

A Figura 32 mostra um gráfico de colunas com o percentil de 95% do 5º harmônico de tensão para cada subestação monitorada. As colunas correspondentes a subestações em 13,8 kV aparecem em cor mais clara. São também mostrados, para referência, os limites previstos nos procedimentos de rede do ONS para as tensões de 69 kV e 13,8 kV.

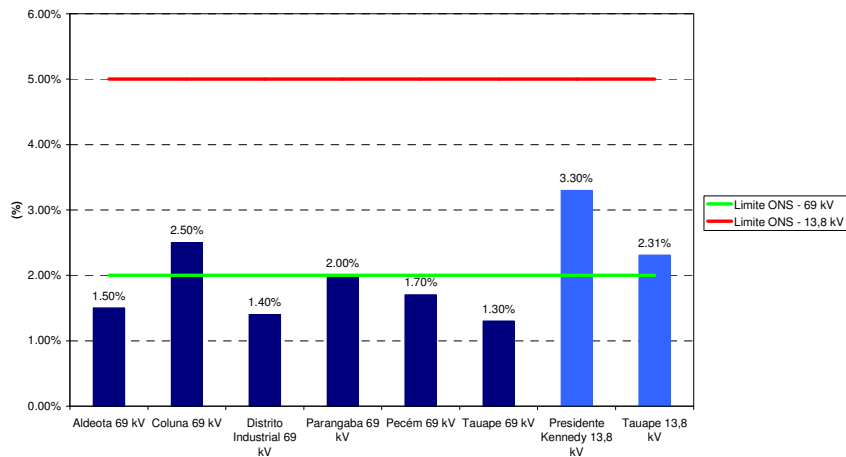


Figura 32: Percentil de 95% de 5º harmônico de tensão por subestação

#### d) Variações de frequência

A Figura 33 apresenta os resultados obtidos no sítio instalado na SE Aldeota referentes a variação da frequência. Os resultados dos demais sítios constam no Anexo IV.

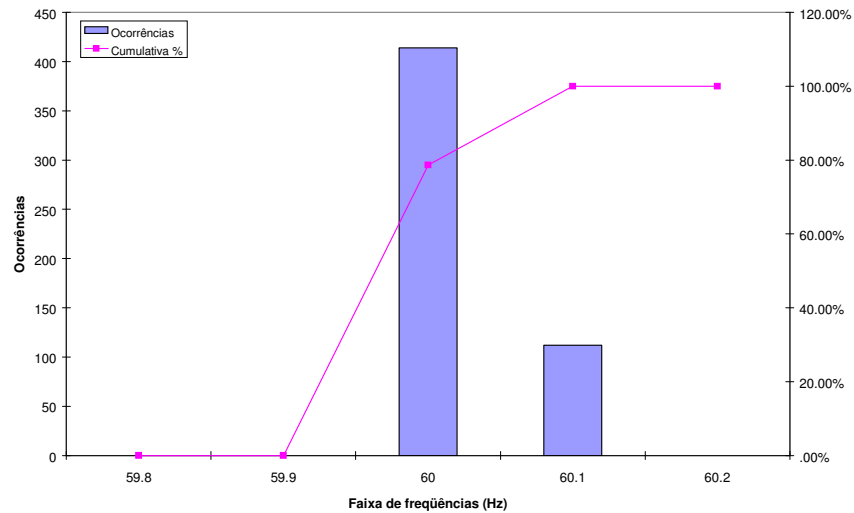


Figura 33: Histograma para variação de freq. na SE Aldeota

### e) Fator de Potência

A seguir é mostrado histograma com os valores de fator de potência obtidos na monitoração do sítio instalado na SE Aldeota. Os resultados dos demais sítios constam no Anexo VI.

O fator de potência dos alimentadores monitorados nas subestações de 69 kV foi registrado periodicamente. A Figura 34 mostra o histograma do fator de potência da carga, onde valores negativos correspondem a fatores de potência indutivos, enquanto valores positivos correspondem a fatores de potência capacitivos. A Figura 35 mostra a curva de fator de potência para o dia 29/07/2001 (domingo), e a Figura 36 para o dia 31/07/2001 (terça-feira).

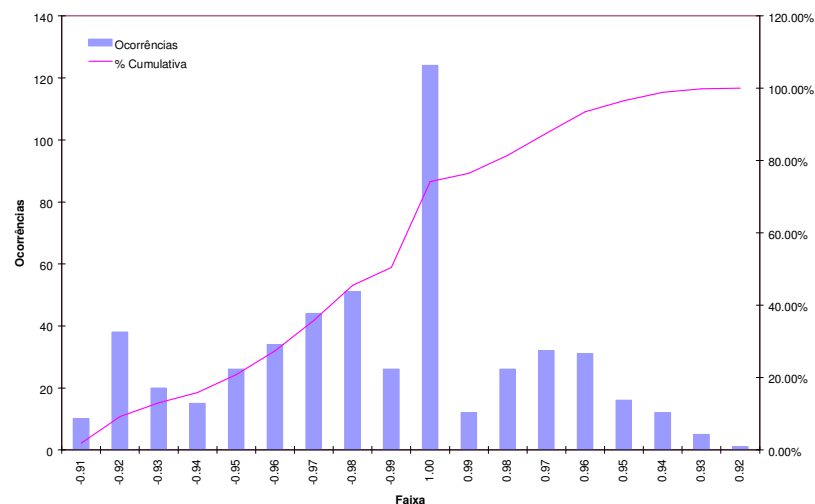


Figura 34: Histograma de Fator de Potência

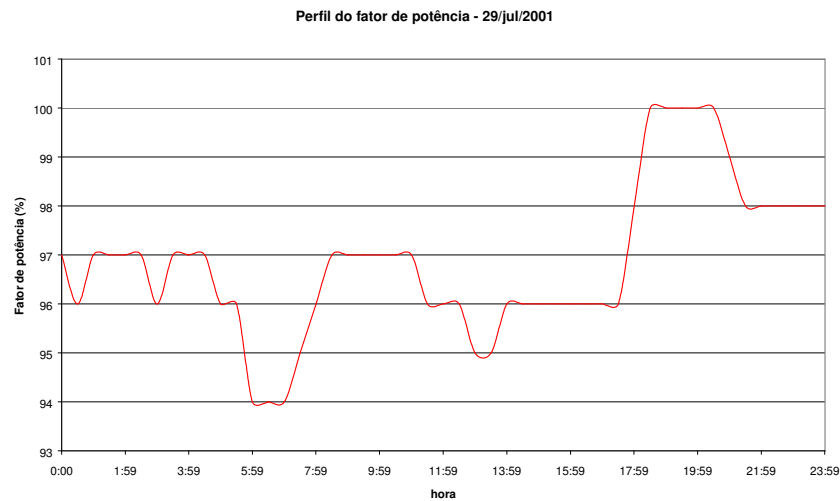


Figura 35: Perfil do Fator de Potência para o dia 29/07/2001.

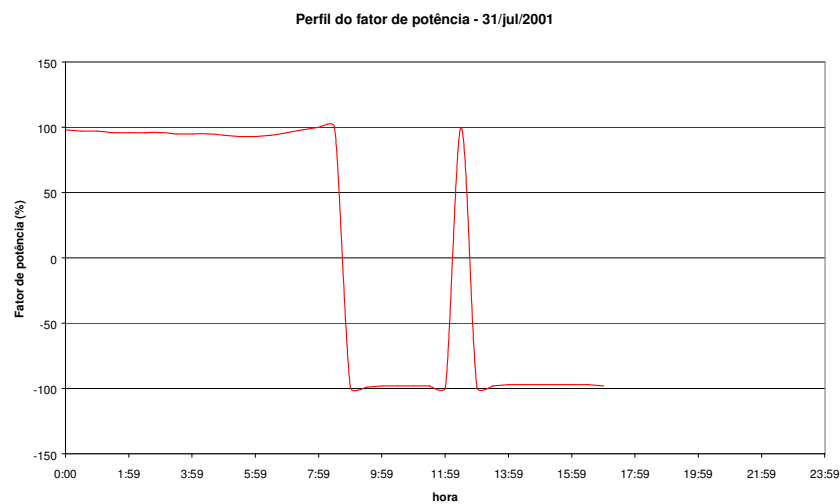


Figura 36: Perfil do Fator de Potência para o dia 31/07/2001.

### 3.3.2. Variações de Tensão de Curta Duração

Para se caracterizar uma VTCD a partir dos registros da remota 3720, foram programadas capturas de formas de onda de 12 ciclos e 16 pontos/ciclo, disparadas por *setpoints* de sub ou sobretensão. Além disso, os mesmos *setpoints* foram usados para disparar o registro periódico da tensão eficaz a cada dois ciclos, até que a VTCD se encerrasse. Porém, conforme já mencionado no Capítulo 2, problemas na comunicação com as remotas para a aquisição de dados fizeram com que tanto as formas de onda quanto os registros periódicos de alta velocidade perdessem praticamente todos os dados registrados.

A solução adotada foi obter os dados da VTCD a partir dos registros na listagem de eventos. Sempre que um *setpoint* estipulado é ultrapassado, a lista de eventos registra a data e hora da ultrapassagem e o valor da grandeza que ultrapassou o *setpoint*. A Tabela 10 mostra o exemplo das informações contidas na lista de eventos.

Tabela 10: Exemplo de informações obtidas na lista de eventos

Local Time	cause_value	effectID	effect_value	Setpoint
2001-Apr-20 00:03:01.164	24242	4191	HS SP 4 ACTIVE	HS SP 4
2001-Apr-20 00:03:01.133	26438	4210	HS SP 5 ACTIVE	HS SP 5
2001-Apr-20 00:03:01.164	24220	4206	HS SP 6 ACTIVE	HS SP 6
2001-Apr-20 00:03:01.265	40485	4191	HS SP 4 INACTIVE	HS SP 4
2001-Apr-20 00:03:01.265	40924	4210	HS SP 5 INACTIVE	HS SP 5
2001-Apr-20 00:03:01.300	41479	4206	HS SP 6 INACTIVE	HS SP 6

Para um melhor entendimento da metodologia adotada observe a Figura 37 que mostra uma VTCD típica e os seus três principais parâmetros característicos usuais: tensão pré-falta, tensão durante a falta e duração. A tensão durante a falta está associada à localização do defeito e à topologia da rede elétrica. A duração do evento está associada ao tempo de eliminação da falta pela proteção.

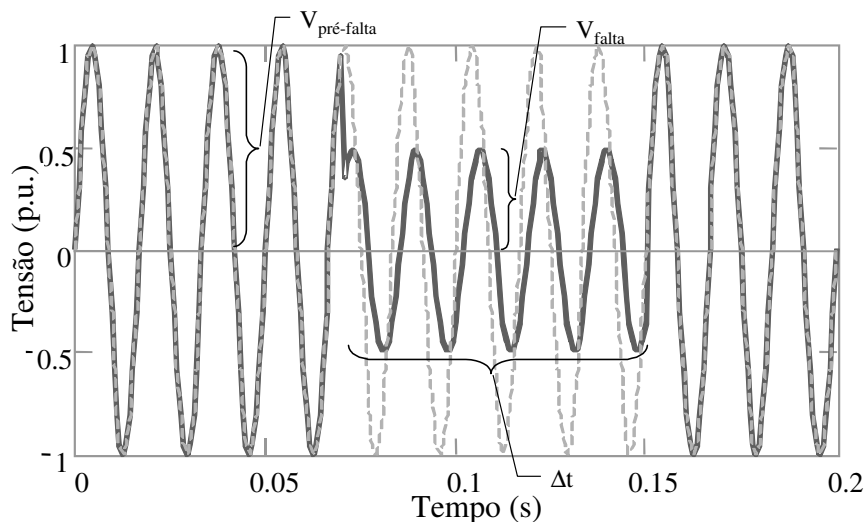


Figura 37: Variação de Tensão de Curta Duração Típica

A severidade da VTCD geralmente é mensurada pelos parâmetros amplitude e duração. A amplitude é calculada da seguinte forma:

$$amplitude = \frac{V_{falta}}{V_{nominal}} \cdot 100 \quad (\%), \quad (3.4)$$

onde  $V_{falta}$  é a tensão eficaz mínima durante a VTCD e  $V_{nominal}$  é a tensão eficaz nominal do sistema. O valor da amplitude é calculado por fase. Para efeitos estatísticos, é usual considerar-se a amplitude da fase onde a VTCD foi mais severa como representativa do fenômeno.

Para a duração, a seguinte fórmula é usada:

$$duração = t_{final} - t_{início} \quad (s), \quad (3.5)$$

onde  $t_{início}$  é o instante no qual a tensão eficaz da primeira fase a ser submetida à VTCD ficou abaixo de 0,85 pu ou acima de 1,10 pu (valores adotado nesse estudo) e  $t_{final}$  é o instante no qual

a tensão eficaz da última fase a deixar de ser submetida à VTCD voltou a ficar entre 0,85 pu e 1,10 pu.

A partir da lista de eventos (Ver Tabela 10), é possível calcular a duração da VTCD de acordo com a fórmula mostrada anteriormente, porém é impossível saber o valor mínimo da amplitude durante o evento. O valor utilizado para caracterizar a amplitude da VTCD foi aquele registrado na lista de eventos: a tensão no instante em que o *setpoint* foi ultrapassado. Como a remota atualiza sua medição da tensão eficaz a cada dois ciclos, o valor da amplitude da VTCD é aquele que ocorre dois ciclos após seu início.

Na Tabela 10, o *High Speed Setpoint 4* é a subtensão da fase A, o *HS SP 5* é a subtensão da fase B e o *HS SP 6* é a subtensão da fase C. A coluna *effect\_value* indica o início da VTCD (*SP Active*) e seu fim (*SP Inactive*). Para a VTCD mostrada na tabela, a amplitude é 0,607 pu (a tensão de 24,22 kV na fase C, que é a menor das três). A duração é a diferença entre o final da VTCD na última fase (fase C) e o início da VTCD na primeira fase (fase B), ou seja: 0h 03min 01s 300ms - 0h 03min 01s 133ms= 167 ms.

As tabelas do Anexo VII mostram as datas, horas, duração e amplitude por fase de cada VTCD registrada pelas remotas de abril a julho de 2001. Note-se que a partir da duração da VTCD por fase e da hora de seu início, obtém-se a duração total da VTCD. A amplitude é obtida facilmente por comparação das amplitudes de cada fase.

A seguir são apresentadas curvas de duração *versus* amplitude (limites de tolerância da ITIC) para as VTCD registradas no sítio instalado na SE Aldeota. Os resultados dos demais sítios constam no Anexo V.

A Figura 38 mostra a curva de amplitude *versus* duração por fase para VTCD detectadas no sítio instalado no setor de 69 kV. Tanto em Aldeota como nas demais subestações em 69 kV, durante curtos-circuitos monofásicos ocorreram elevações de tensão de curta duração nas fases, o que é característico de sistemas com transformadores de aterramento. A Figura 39 mostra o histograma de VTCD em Aldeota. Destacam-se os seguintes números de VTCD, obtidos a partir dos valores acumulados, representados pela curva da figura:

- $V \leq 70\%$ : 5 eventos;
- $V \leq 50\%$ : 3 eventos.

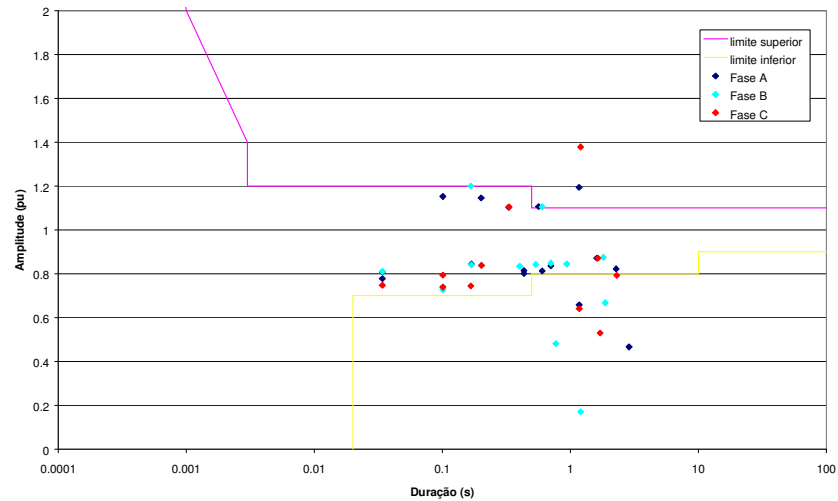


Figura 38: Amplitude vs. duração da variação de tensão na SE Aldeota

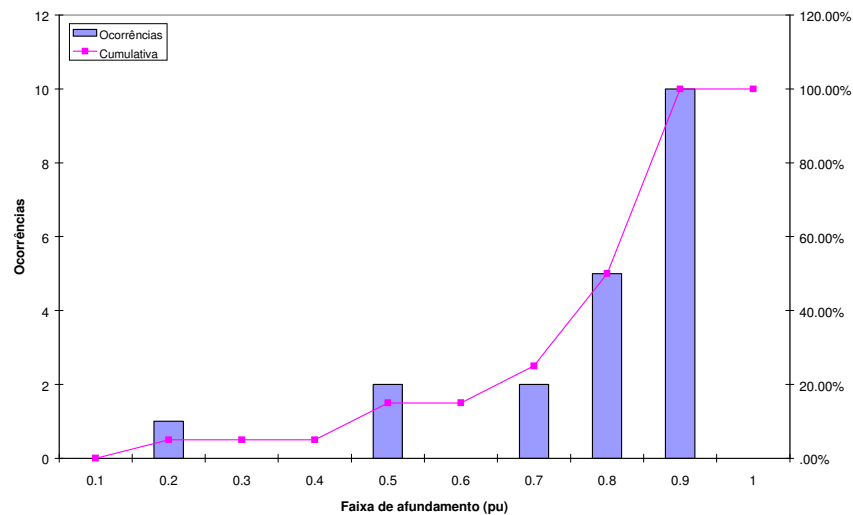


Figura 39: Histograma de amplitude de VTCD na SE Aldeota

### 3.4. Quadro resumo

A Tabela 11 apresenta um quadro resumo com os principais indicadores de qualidade de energia obtidos no período de monitoração. Na coluna referente à regulação de tensão, os valores do campo *ONS* foram obtidos calculando-se a porcentagem de amostras de medições de tensão das três fases dentro dos limites do ONS (acima de 0,95 pu e abaixo de 1,05 pu). Assim, um valor de 100% significa que todas as amostras de medição de tensão registradas estiveram entre 0,95 pu e 1,05 pu. Já um valor de 90% indica que 10% das amostras de tensão estiveram abaixo de 0,95 pu ou acima de 1,05 pu. O campo *P95%* da mesma coluna contém os valores de percentil de 95% das amostras de medição de tensão. Os valores constantes na coluna *Desequilíbrio* referem-se ao valor máximo, pelo método do maior desvio, enquanto os valores constantes na coluna *THDV e 5ª Harmônico* referem-se ao Percentil de 95% da pior fase, ou seja, aquela fase que apresentou maior valor de distorção harmônica.

Tabela 11: Quadro resumo dos indicadores de qualidade da energia na Coelce

Local	Regulação de tensão		Desequilíbrio	THDV	5º Harmônico
	ONS	P95%			
Aldeota 69 kV	54%	1,01 pu	4,00%	1,60%	1,50%
Coluna 69 kV	100%	1,01 pu	1,02%	2,60%	2,50%
Dist. Indust. 69 kV	100%	1,02 pu	1,06%	1,60%	1,40%
Parangaba 69 kV	100%	1,01 pu	0,61%	2,23%	2,00%
Pecém 69 kV	100%	1,03 pu	1,31%	1,90%	1,70%
Tauape 69 kV	100%	1,01 pu	0,67%	1,40%	1,30%
Pres. Ken. 13,8 kV	99,7%	1,04 pu	-	3,50%	3,30%
Tauape 13,8 kV	100%	1,03 pu	-	2,50%	2,31%

### 3.5. Considerações Finais

A grande perda de dados provocada pela forma de leitura adotada (mensal com um *notebook*) prejudicou a identificação dos parâmetros, principalmente na obtenção de dados confiáveis de duração e amplitude de VTCD nas subestações. Ficou evidente que para implementação de um programa contínuo de monitoração de qualidade de energia com os equipamentos e *softwares* utilizados nesta pesquisa, é essencial e imprescindível que se tenha um sistema de comunicação de dados confiável para a aquisição remota diária dos dados.

Caso opte-se pela aquisição de dados via linhas telefônicas e modems com proteções adequadas para acesso discado aos dados deve-se equacionar os problemas de transferência de potencial que coloca em risco as pessoas e equipamentos envolvidos com a aquisição de dados. Deve ser bem avaliada a concepção do sistema de monitoração com a utilização de modems com isolamento ótico ou a utilização de RDP com maior capacidade de armazenamento e autonomia para operar por mais de um mês sem transferir seus dados para um computador. A escolha entre as alternativas deve passar por um estudo de viabilidade econômica inclusive com a previsão do aumento do número de subestações monitoradas.

Quanto aos sítios avaliados, aparentemente existe um problema de regulação de tensão em regime permanente na subestação de Aldeota 69 kV. As tensões nas demais subestações mantiveram-se em níveis normais. O problema de regulação de tensão em Aldeota ocorreu principalmente na fase B, o que também criou um problema de desequilíbrio da tensão nesta subestação. Nos demais sítios, o desequilíbrio de tensão esteve sempre inferior a 2%.

Não há problemas graves de distorção harmônica nas subestações monitoradas. Todas as subestações de 69 kV tiveram 95% das amostras de THDV registradas com valores inferiores a 3%. As subestações de 13,8 kV também tiveram um percentil de 95% das distorções inferior a 6%. O único harmônico individual significativo monitorado foi o 5º harmônico. Os demais

harmônicos foram desprezíveis. A subestação de Coluna teve um percentil de 95% das amostras de distorção de quinto harmônico de 2,50%, superior aos 2% estipulados pelo ONS.

Os dados obtidos nessa fase do Programa de Monitoração foram usados para comparação com os resultados de simulações que serão discutidos no Capítulo 5.



## **CAPÍTULO 4**

### **Cálculo e Estimativa de Afundamentos Momentâneos de Tensão**

## **CAPÍTULO 4 – Cálculo e Estimativa de Afundamentos Momentâneos de Tensão**

### **4.1. Considerações Iniciais**

Neste capítulo serão discutidos métodos de determinação da magnitude das VTCD e a associação desses cálculos a métodos estatísticos adotados para prever o número de eventos com características específicas, que têm sido de grande importância para desenvolvimentos de técnicas e equipamentos utilizados na mitigação dos efeitos das VTCD.

### **4.2. Métodos de Determinação das VTCD**

A VTCD como qualquer outro problema associado à qualidade da energia, pode ser tratado como um problema de compatibilidade entre equipamentos e seu suprimento. A grande importância dada ao estudo das VTCD é explicada pelo fato delas serem a causa mais freqüente de interrupções em processos industriais, principalmente aqueles que utilizam equipamentos eletrônicos modernos, tais como ASD (*Adjustable Speed Drives*), equipamentos de controle de processos e computadores, os quais são muito sensíveis a variações de tensão de curta duração. Alguns dispositivos são sensíveis a valores de afundamentos de 90% de até dois ciclos. Para diversos consumidores a interrupção de seus processos leva a enormes prejuízos

As VTCD são caracterizadas por pelo menos quatro parâmetros: magnitude, duração, assimetria e o deslocamento de ângulo de fase durante a ocorrência da VTCD. A seguir são mostrados métodos de determinação da magnitude das VTCD.

#### **4.2.1 Método da Distância Crítica [3], [23]**

Quando o número de distúrbios provocados por VTCD em um consumidor é elevado, torna-se imprescindível a utilização de métodos de mitigação. Vários desses métodos têm sido publicados na literatura. Entretanto, antes de fazer uma decisão acerca de qual método de mitigação escolher, devemos nos certificar do real número de distúrbios provocados por VTCD e ainda deve-se avaliar a efetividade dos vários métodos de mitigação. Métodos como esse que passamos a descrever são essenciais para a estimativa do número de VTCD esperados que podem causar *trip* em uma máquina sensível.

O método da distância crítica se caracteriza por ser rápido e simples. O cálculo do VTCD baseia-se no conceito de divisor de tensão em um circuito equivalente e no conceito de Ponto de Acoplamento Comum (PAC).

##### **4.2.1.1 Sistemas Radiais.**

Para calcular a magnitude de uma falta em qualquer ponto de um sistema de distribuição radial o Ponto Comum de Acoplamento (PCA) entre a falta e a carga deve ser identificado. A Figura 40 mostra um divisor de tensão, onde  $Z_1$  é a impedância da fonte até ao PAC e  $Z_2$  a

impedância entre o PAC e a falta podendo ser incluída a impedância de falta. A magnitude da VTCD, se desprezarmos as correntes de carga, pode ser determinada pela Equação 6.

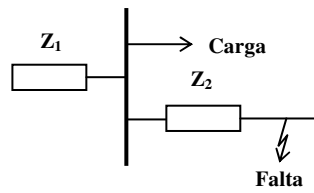


Figura 40: Curto-circuito em um sistema radial de distribuição

Se assumirmos que existe uma tensão crítica abaixo da qual o equipamento irá sofrer uma interrupção e acima dela o equipamento não sofrerá um *trip*, a Equação 6 pode ser usada para estimar o número de VTCD críticos esperado para um dado PAC. A tensão crítica pode ser determinada pela Equação 4.1.

$$V_{sag} = \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2} \quad (4.1)$$

Fazendo  $Z_2 = \ell \cdot z$  com  $z$  sendo a impedância por km do alimentador e  $\ell$  a distância entre a falta e o PAC, e assumindo que a relação X/R de  $Z_1$  e  $Z_2$  são iguais, a distância crítica pode ser calculada por:

$$\ell_{crit} = \frac{Z_1}{z} \cdot \frac{V_{crit}}{I - V_{crit}} \quad (4.2)$$

#### 4.2.1.2 Sistemas em anel.

Para níveis de subtransmissão muitas vezes predominam configurações em anel em vez de sistemas radiais onde uma carga é alimentada por dois caminhos diferentes de uma mesma fonte. Esse tipo de arranjo geralmente diminui o número de interrupções mas também aumenta o número de VTCD.

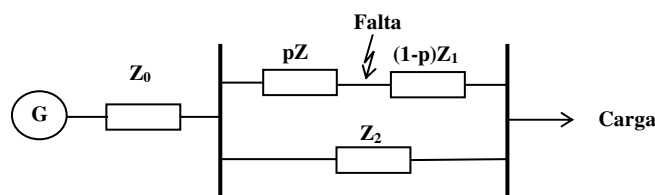


Figura 41: Circuito equivalente para falhas em sistema em anel

Na Figura 41 supondo que  $Z_1$  e  $Z_2$  são impedâncias dos dois ramos entre a fonte e a barra de carga;  $Z_0$  a impedância da fonte com a falta ocorrendo no ramo 1, para um fração  $p$  da fonte, a magnitude da VTCD é dada por:

$$V_{sag} = \frac{p(1-p)Z_1^2}{Z_0(Z_1 + Z_2 + pZ_1Z_2 + p(1-p)Z_1^2)} \quad (4.3)$$

A fração crítica consiste na fração da linha onde faltas podem levar a uma VTCD crítica (abaixo da tensão crítica).

Para uma tensão crítica acima da VTCD máxima todas as faltas levam a uma VTCD crítica podendo a distância crítica ser calculada por:

$$P_{crit} \approx I - \sqrt{I - \frac{V_{crit}}{V_{max}}}, \quad V_{crit} \leq V_{max} \quad (4.4)$$

#### 4.2.1.3 Simulações

No método da Distância Crítica consta uma etapa de simulação onde são aplicadas faltas em vários pontos do sistema sob estudo compreendendo as LT e Subestações. Para os casos de LT longas podem ser aplicadas faltas em dois ou mais pontos. Os resultados podem ser mostrados de forma tabular ou gráfica, com a plotagem das linhas de contorno para os diversos afundamentos calculados.

A construção de uma tabela que mostre o número de VTCD esperado por ano é muito importante para a análise econômica do método de mitigação a ser sugerido pelo estudo.

### 4.2.2 Método da Posição da Falta [3], [24]

O método da posição da falta consiste no cálculo da magnitude e duração de uma VTCD para diversas possíveis faltas. O método se resume nas seguintes etapas:

- Determinação da área do sistema na qual os curtos-circuitos serão considerados;
- Divisão dessa área em pequenas partes. Faltas dentro dessas divisões provocarão VTCD com características similares. Cada pequena área é representada por uma posição da falta no modelo do circuito elétrico do sistema de potência;
- A frequência das faltas é determinada para cada posição da falta. A frequência das faltas consiste no número de faltas por ano em cada pequena parte do sistema representado pela posição da falta;
- Utilizando modelagem de circuitos de sistemas de potência, as características da VTCD são calculadas para cada posição da falta. Diversas modelagens de circuitos e métodos de cálculo podem ser usadas. A escolha dependerá das ferramentas disponíveis e das características que se deseja calcular;
- Os resultados das duas etapas anteriores são combinados para obter informações estatísticas acerca do número de VTCD com características dentro de certas faixas.

### 4.2.3 Cálculo de VTCD em Sistemas Malhados

Para sistemas mais complexos do que os discutidos anteriormente a determinação de expressões que determine a tensão durante a VTCD torna-se uma atividade muito complicada e impossível de ser realizada manualmente. Para esses casos os usos de ferramentas computacionais que utilizam cálculo matricial têm sido muito eficientes.

O cálculo da tensão durante uma falta está baseado em dois princípios da teoria de circuitos: Teorema da superposição de *Thevenin* e a matriz impedância nodal.

- De acordo com o teorema da superposição de *Thevenin*, tensão e correntes no sistema durante uma VTCD podem ser determinadas pela soma de duas contribuições: correntes e tensão antes do evento e correntes e tensão devido a mudança na tensão para a posição da falta.
- A matriz de impedância nodal  $\mathbf{Z}$  associa a tensão nodal e corrente nodal:

$$\mathbf{V} = \mathbf{Z}\mathbf{I} \quad (4.5)$$

sendo que  $\mathbf{V}$  é o vetor das tensões complexas nodais e  $\mathbf{I}$  é o vetor das correntes complexas nodais. A tensão nodal consiste na tensão entre um nó e a referência geralmente considerada a terra. A corrente em um nó é igual a soma de todas correntes que passam pelo nó. De acordo com a lei de *Kirchhoff* o somatório das correntes em um nó é zero sendo a única exceção, os nós de geração onde a corrente nodal é a corrente fluindo do gerador para o sistema.

Se considerarmos um sistema com  $\mathbf{N}$  nós mais o nó de referência a tensão pré-falta é chamada  $V_k^{(0)}$ . Vamos supor que um curto-circuito ocorra em um nó  $f$ . De acordo com teorema da superposição de *Thevenin*, podemos concluir que a tensão em um nó  $k$  durante uma falta pode ser calculada por:

$$V_k = V_k^{(0)} + \Delta V_k \quad (4.6)$$

onde  $\Delta V_k$  é a variação da tensão no nó  $k$  devido a falta. Usando a Equação 4.5 temos:

$$\Delta V_k = Z_{kf} I_f \quad (4.7)$$

para o ponto da falta ( $k=f$ ) temos que  $\Delta V_f = -V_f^{(0)}$  para que

$$I_f = -\frac{V_f^{(0)}}{Z_{ff}} \quad (4.8)$$

e

$$V_k = V_k^{(0)} - \frac{Z_{kf}}{Z_{ff}} V_f^{(0)} \quad (4.9)$$

As tensões pré-falta são normalmente próximas da unidade e assim utilizando a Equação (4.9) temos:

$$V_k = 1 - \frac{Z_{kf}}{Z_{ff}} \quad (4.10)$$

Uma vez que a matriz de impedância nodal é conhecida, o cálculo da magnitude da VTCD torna-se muito fácil.

Considerando a complexidade do Sistema utilizado para análise nessa dissertação foram utilizadas ferramentas computacionais que utilizam o método descrito neste item, para o cálculo das VTCD e determinação da Área de Vulnerabilidade.

#### **4.3. Área de Vulnerabilidade**

A área de vulnerabilidade tem sido uma forma bastante eficiente de avaliar a probabilidade da ocorrência da VTCD ficar abaixo de um determinado valor crítico.

A VTCD esperada é determinada através de uma simulação de curtos-circuitos para determinar a planta de tensão como função da localização da falta em diversos pontos do sistema. O total de quilômetros de linha que pode afetar o consumidor é determinado para um particular nível de VTCD. A área de vulnerabilidade depende da sensibilidade das cargas ou do processo do consumidor. Por exemplo, contadoras que desarmam para 50% da tensão tem uma área de vulnerabilidade relativamente pequena enquanto ASD que desarmam para 90% podem ser sensíveis à faltas para uma faixa maior do sistema de transmissão.

Geralmente os resultados são expressos em forma gráfica tal como o mostrado na Figura 42. Esta informação pode ser usada diretamente para determinar a necessidade de equipamentos de condicionamento para cargas sensíveis instaladas nos consumidores.

Duas formas gráficas podem ser utilizadas para indicar a Área de Vulnerabilidade. Na primeira, a posição da falta é fixada e as magnitudes das VTCD são calculadas para diversos consumidores. A segunda forma consiste na fixação da barra do consumidor e VTCD são calculadas para faltas aplicadas em diversos pontos do sistema. Esta última forma foi a utilizada na determinação das Áreas de Vulnerabilidade nessa dissertação.

O desempenho histórico, expresso em número de falta por ano por 100 km pode ser usado para estimar o número de VTCD esperado por ano, abaixo de uma certa magnitude. Assim, considerando-se que esse consumidor tenha características de sensibilidade bem definidas, o número de interrupções depende da severidade (associada à configuração do sistema elétrico) e da frequência de ocorrência de VTCD (associada a taxas de falhas).

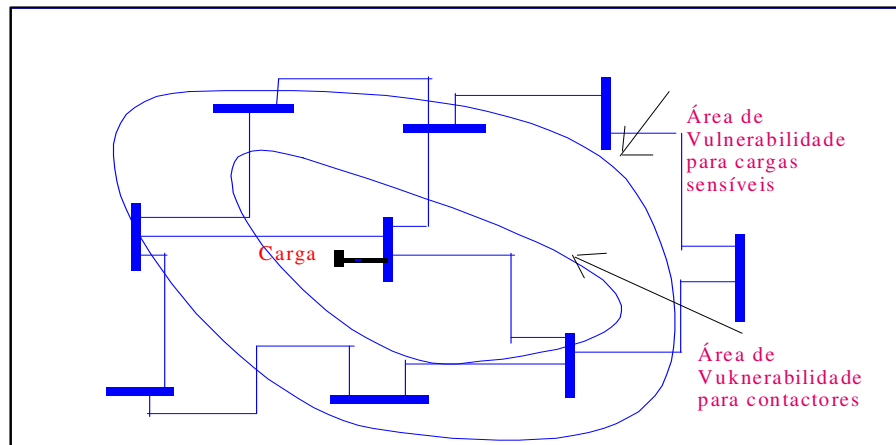


Figura 42: Área de vulnerabilidade

### 4.3.1 Influência da Configuração – Sistemas Radiais

A área de vulnerabilidade depende da configuração e da estrutura do sistema elétrico, através do qual se propagam as VTCD. Cargas sensíveis são afetadas distintamente dependendo do ponto de instalação. Por exemplo, barramentos das extremidades do sistema são muito mais sujeitos a VTCD do que aqueles situados próximos aos centros de geração.

A Figura 43 mostra um sistema radial onde *Sistema Tronco* é definido como, a parte do sistema de transmissão compreendido entre o centro de geração e a carga sensível.

No sistema tronco, os defeitos na sua quase totalidade resultam em VTCD severas em todo o sistema entre o ponto do curto circuito e a carga, resultando em interrupções de cargas sensíveis instaladas nas extremidades.

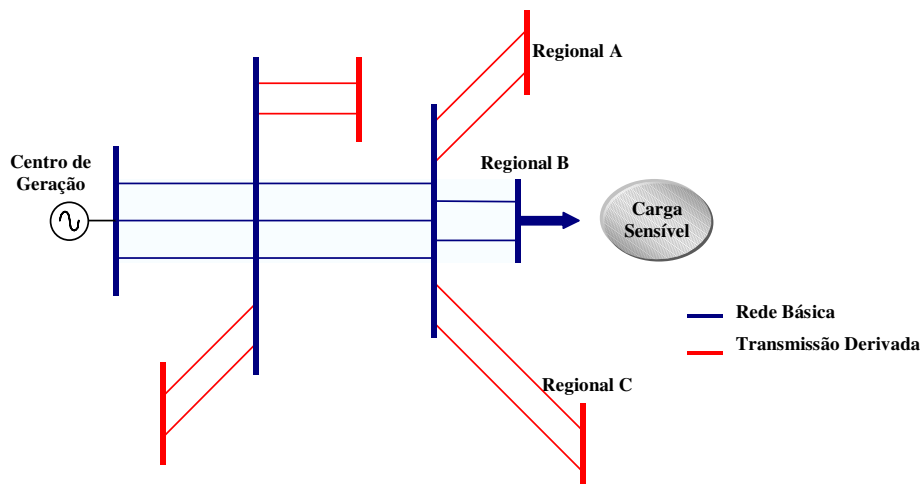


Figura 43: Estrutura Típica de um Sistema Radial.

Por outro lado, para defeitos nos sistemas regionais, as variações de tensão sentidas por cargas sensíveis instaladas no extremo do sistema radial, dependem da robustez ou potência de curto-circuito do ponto de conexão do regional ao sistema tronco.

A Referência 11 mostra um estudo de caso que exemplifica bem a influência da configuração do sistema na Área de Vulnerabilidade. Nesse estudo foi observado que uma linha adicional entre o centro de geração e a carga sensível situada no regional Delmiro Gouveia da COELCE não alterou significativamente a Área de Vulnerabilidade, pois a instalação da LT não alterou substancialmente as características do sistema e ao mesmo tempo aumentou a extensão total de linhas susceptíveis aos defeitos. Entretanto, do ponto de vista de confiabilidade ou mesmo de regulação de regime permanente a construção de novas linhas sempre representa um ganho de qualidade de energia elétrica. Para um sistema interligado complexo, o efeito da incorporação de uma nova linha não pode, em geral, ser visualizado facilmente. É necessário proceder a simulações que indicarão os impactos resultantes sobre as áreas de vulnerabilidade e, a partir das taxas de falhas, obter o perfil de VTCD no barramento de interesse. Conhecendo-se a característica de sensibilidade da carga sensível conectada neste barramento, pode-se ter uma estimativa da Incidência Anual de Interrupções - IAI.

#### **4.3.2 Influência da Configuração – Sistemas Radiais Derivados de Interligações**

Na Figura 44 pode-se observar a existência de um sistema interligado/rede básica e os regionais/distribuição. Em geral os sistemas regionais ou de distribuição são predominantemente radiais e não têm interligação (não fecham anéis) entre si. Observa-se que alguns Sistemas Regionais de Transmissão – SRT derivam de centros de geração e suprem radialmente Sistemas Regionais de Distribuição – SRD, que são radiais. São deste tipo os SRT1 e SRT2 mostrados na Figura 44, para os quais se aplicam os conceitos de sistema tipicamente radial.

As variações de tensão em um sistema como aquele mostrado na Figura 44 podem ser agrupadas em três tipos:

- As Variações Momentâneas de Tensão (VMT) que ocorrem durante curtos-circuitos no sistema de transmissão (por exemplo, no SRT4).
- As Variações Momentâneas de Tensão (VMT) que ocorrem durante curtos-circuitos no sistema regional de distribuição (por exemplo, no SRD5).
- As Variações Momentâneas de Tensão (VMT) que ocorrem durante curtos-circuitos nas interligações.

Merecem uma atenção especial as Variações Temporárias de Tensão (VTT) causadas por defeitos nas interligações e resultantes dos transitórios eletromecânicos que sucedem à eliminação do defeito as quais não foram tratadas nesta dissertação. Tais variações, associadas aos períodos pós-defeitos (tipo oscilatórias ou sustentadas), na grande maioria dos casos, são precedidas de VMT causadas por defeitos em pontos dentro da Área de Vulnerabilidade, de modo que as possíveis interrupções de cargas sensíveis estão devidamente computadas. Apenas em condições operacionais especiais de grande fluxos nas interligações, se espera que defeitos fora da área de vulnerabilidade possam produzir oscilações ou perdas de sincronismos que resultem em Variações Temporárias de Tensão capazes de provocar interrupções de cargas.



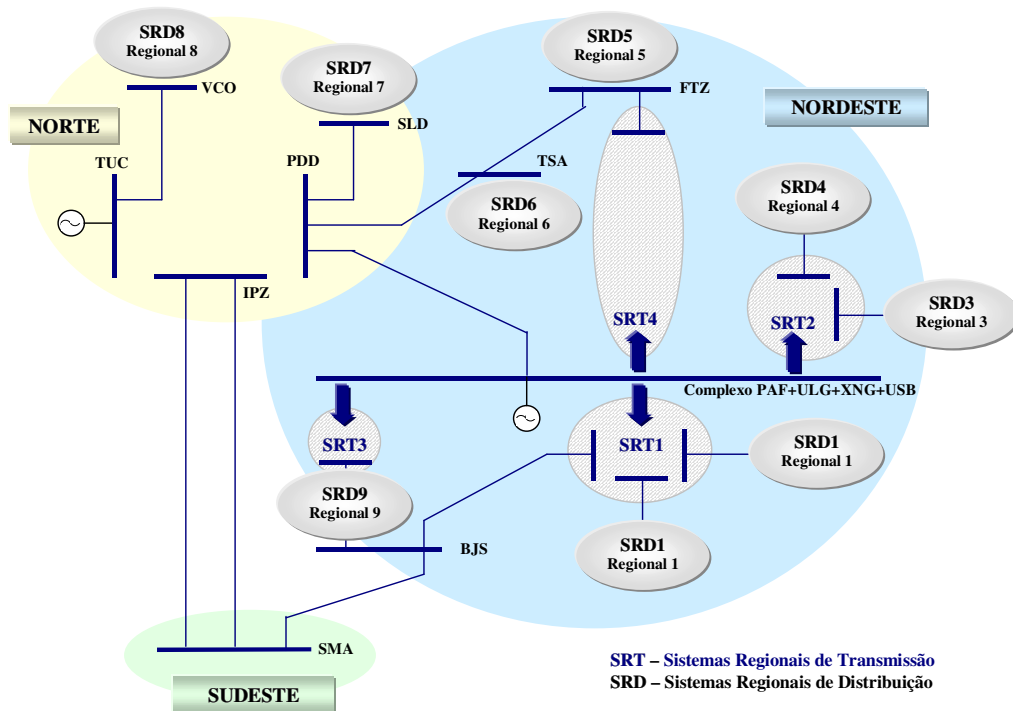


Figura 44: Estrutura Geral do Sistema Interligado Brasileiro.

### 4.3.3 Avaliação Quantitativa da Qualidade da Energia Elétrica

A avaliação quantitativa e analítica da qualidade da energia elétrica com relação aos problemas de Variações Momentâneas de Tensão (VMT) baseia-se nas taxas de falhas anuais nas linhas de transmissão e distribuição, usualmente expressa em número de falhas por 100 km de linha/ano. Idealmente deveria ser utilizada uma taxa de falha para cada linha em particular pois expressaria a realidade específica daquele circuito, considerando as particularidades da região que a mesma atravessa (níveis cerâmicos, resistividade do solo, etc.), além das características do projeto da linha (cabos pára raios, pára raios de ZnO na cadeia de isoladores, etc.). Entretanto estes parâmetros não estão sempre disponíveis, embora parece estar sendo consensual nos grupos de trabalho de QEE, a necessidade premente de que os trabalhos de acompanhamento de falhas em linhas sejam realizados.

Na falta de dados reais podem ser adotados nos estudos valores de taxas de falha representados por valores médios da literatura. Nesses casos, é de se esperar que existam desvios com relação a valores supostamente reais.

Considerando também que muitas das causas de defeito tais como queimadas, vandalismo e acidentes diversos são absolutamente aleatórios, não se vislumbra qualquer distribuição de probabilidade representativa aplicável às taxas de falhas. A análise paramétrica para determinar as condições de contorno do problema pode ser adotada. Assim para se determinar os referidos níveis de contorno, dentro dos quais espera-se encontrar os valores mais

prováveis, pode-se estabelecer valores mínimos e máximos para as taxas de falhas, como por exemplo, 20% a menos e 20% a mais dos valores da Tabela 12.

Por outro lado a Incidência Anual de Interrupção (IAI) é resultado da composição dos efeitos de curto-circuitos na Rede Básica - RB e na Rede Regional - RG. Esta participação naturalmente depende da extensão de linhas dentro das AV e das respectivas taxas de falha. Caso as taxas de falhas tanto na RB e na RG fossem iguais, a participação da RB e da RG na IAI seria função apenas da configuração do sistema, que representa o fator determinante da extensão de linhas dentro das Áreas de Vulnerabilidade. Para se determinar a participação da RB e da RG, considerando as incertezas das taxas de falhas, pode-se utilizar valores mínimos e máximos esperados, com uma variação de 20% em torno do valor nominal.

Assim, as quatro condições apontadas na Tabela 3.1 são indicativos de limites de IAI e de participação entre a RB e RG como descrito a seguir.

Tabela 12: Condições de limites para o IAI e de participação da RB e RG.

		RB	
		Taxa Falha Mínima	Taxa Falha Máxima
RG	Taxa Falha Mínima	Condição A	Condição B
	Taxa Falha Máxima	Condição C	Condição D

As condições A e D indicam os valores mínimos e máximos de IAI estimados que um determinado consumidor perceberia. A Condição C representa a participação máxima da RG na composição da IAI e a Condição B a participação mínima. Estas condições fornecem um mapeamento que permite avaliar as faixas de valores pertinentes de excursão destes parâmetros em função de prováveis variações nas taxas de falhas.

#### 4.3.4 Indicadores Baseados na NRS 048

A seguir é apresentada uma proposta de indicadores que se baseia nas normas Sul Africanas NRS – 048 [22] com algumas adequações ao sistema elétrico brasileiro. Tais indicadores, embora sejam dirigidos para a mensuração da QEE nos barramentos da rede básica, são capazes de revelar fatos importantes mesmo aplicados a outros barramentos.

Conforme descritos em detalhes em [25] os indicadores têm o seguinte significado:

**Indicador A** - Representa a agregação das incidências de VMT na faixa de 80 – 90% no barramento de referência causadas por defeitos na RB ou na RG.

**Indicador B** - representa a agregação das incidências de VMT na faixa de 40 – 80% no barramento de referência causadas por defeitos na RB.

**Indicador C** - representa a agregação das incidências de VMT na faixa de 80 – 90% no barramento de referência causadas por defeitos na RG.

**Indicador D** - representa a agregação das incidências de VMT na faixa de 10 – 40% no barramento de referência causadas por defeitos na RB.

**Indicador E** - representa a agregação das incidências de VMT na faixa de 10 – 40% no barramento de referência causadas por defeitos na RG.

#### **4.4. Considerações Finais**

Os métodos de determinação da magnitude das VTCD e a associação desses cálculos a métodos estatísticos têm sido de grande utilidade para a avaliação do número de eventos com características específicas. Alguns conceitos desenvolvidos tais como Área de Vulnerabilidade, determinação de índices de QEE, têm sido de grande importância no desenvolvimento de técnicas e equipamentos utilizados na mitigação dos efeitos das VTCD. No Capítulo 5 utilizaremos os conceitos estudados neste capítulo para a avaliação dos valores de VTCD aquisitados comparados a valores simulados através de ferramentas computacionais.

## **CAPÍTULO 5**

### **Afundamentos de Tensão - Análise Comparativa Entre Medições e Simulações**

## **CAPÍTULO 5 – Afundamentos de Tensão - Análise Comparativa Entre Medições e Simulações**

### **5.1. Considerações Iniciais**

Algumas empresas do setor elétrico e entidades de pesquisa de diversos países têm implementado programas de monitoramento, alguns deles de grande porte. A referência [5] apresenta um apanhado dos principais programas de monitoramento desenvolvidos em alguns países.

Apesar desses projetos de monitoramento propiciarem uma excelente avaliação da severidade das VTCD, eles são restritos à região monitorada e não fornecem informação de um sítio específico, sendo que essa informação é essencial para a avaliação da compatibilidade entre equipamentos e suprimento. Além do mais, o custo para implementar um projeto de monitoramento é elevado, pois para que se tenha uma previsão acerca da magnitude e duração de VTCD em um sítio é necessário um longo tempo de monitoramento. Portanto, cada vez mais se têm aprimorado as técnicas de simulação, bem como a utilização dessas técnicas nas estimativas de VTCD, algumas discutidas no Capítulo 4.

Neste capítulo é apresentada a sexta etapa do programa de monitoramento referente à simulação/comparação dos dados de variação momentânea de tensão. As simulações realizadas tiveram como objetivo estimar o número de VTCD ocorridas no período de um ano nos sítios monitorados. As estimativas obtidas foram comparadas aos valores obtidos por monitoração, para se avaliar a precisão do método e do procedimento adotado na estimativa e dar consistência para previsões futuras, imprescindíveis na determinação de ações de caráter preventivo ou corretivo para operação e no desenvolvimento do planejamento do sistema elétrico.

### **5.2. Metodologia**

#### **5.2.1 Delimitação da simulação**

Foram objeto de simulações os sítios instalados no setor de 69kV das subestações Aldeota, Coluna, Distrito Industrial II, Parangaba, Pecém e Tauape para os quais foram determinadas as Áreas de Vulnerabilidade e número esperado de ocorrências de afundamento de tensão. Os sítios simulados correspondem aos sítios monitorados. Foram simuladas faltas monofásicas e trifásicas considerando as redes elétricas com níveis de tensão maiores ou iguais a 69 kV. As taxas de falhas e percentual de falhas trifásicas e monofásicas adotados são mostrados na Tabela 13.

#### **5.2.2 Coleta de dados**

Os dados utilizados na comparação com os resultado das simulações foram aquisitados por Registradores Digitais de Perturbações que registraram os parâmetros medidos em intervalos predefinidos e de forma automática os transferiam para uma estação remota, armazenando no disco rígido do equipamento responsável pela aquisição. Para uma manipulação dos dados mais

produtiva foi adquirido o *software* de gerenciamento *Pegasys 2.0* [14], cuja principal função era a de gerenciar o sistema de monitoração e o armazenamento os dados em banco de dados relacional. Os períodos de monitoração de cada sítio constam na Tabela 14.

Tabela 13: Taxas de falhas utilizadas e percentual para as linhas de transmissão

Tensão	Curtos trifásicos	Curtos monofásicos	Eventos/100 km/ano
500 kV	10%	90%	0,93
230 kV	15%	85%	0,97
138 kV	25%	75%	4,39
69 kV	30%	70%	15

Tabela 14: Período de Monitoramento

Sítio	Período Monitorado
Aldeota	Março a Julho de 2001
Coluna	Março a Julho de 2001
Distrito Industrial II	Abril a Agosto 2001
Parangaba	Março a Julho de 2001
Pecém	Abril a Agosto 2001
Tauape	Abril a Julho 2001

### 5.2.3 Ferramentas computacionais

#### 5.2.3.1 Ferramentas Utilizadas nas Simulações

As ferramentas computacionais utilizadas para simulação de curtos-circuitos foram o ANAFAS [16] e o ANAQUALI [17].

O ANAFAS foi utilizado na análise de faltas aplicadas no sistema elétrico de simulação com a aplicação de curtos-circuitos trifásicos e monofásicos, utilizando macros orientadas a ponto de monitoração e aplicação de faltas deslizantes. O ANAQUALI foi utilizado no estudo de qualidade de tensão com a determinação das Áreas de Vulnerabilidade e número esperado de ocorrências de afundamento de tensão nos pontos de monitoração definidos na entrada de dados.

#### 5.2.3.2 Ferramentas Utilizadas no Tratamento Estatístico

Para o tratamento estatístico dos dados monitorados foram utilizados os dados aqusitados através dos RDPs e disponibilizados em banco de dados, utilizando-se a ferramenta Excel da Microsoft e para o tratamento estatístico das simulações foram utilizadas as funções de determinação de Áreas de Vulnerabilidade e número esperado de ocorrências de afundamento de tensão do próprio ANAQUALI.

#### 5.2.4 Modelagem do Sistema

A modelagem do sistema para o programa ANAFAS incluiu tanto o sistema de transmissão Norte-Nordeste quanto o sistema da COELCE até o nível de 69 kV. Para o sistema de transmissão foi utilizado o arquivo oficial do ONS, em formato ANAFAS, para o Sistema Interligado Nacional, em sua configuração do mês de março de 2001, mantendo coerência com o período de monitoração, que ocorreu entre março e julho de 2001. A modelagem do sistema da COELCE foi feita a partir dos arquivos ANAFAS para o horizonte operacional das diversas regiões envolvidas, sendo inseridos no arquivo do sistema Norte-Nordeste.

#### 5.3. Resultados obtidos

Neste item são apresentados os resultados de simulação em forma gráfica (Figura 45 a Figura 68). Nos gráficos são mostradas para cada sítio simulado as seguintes informações:

- Áreas de Vulnerabilidade correspondente às faltas trifásicas;
- Áreas de Vulnerabilidade correspondente às faltas monofásicas;
- Estimativa de afundamento anual estratificado por classe de tensão;
- Estimativa de afundamento anual estratificado por tipo de falta (trifásicas e monofásicas).

Observa-se que, embora os curtos trifásicos apresentem uma maior Área de Vulnerabilidade, o número de afundamentos por curtos monofásicos é maior, devido a maior incidência deste tipo de falha. Da mesma forma, o número de afundamentos por curtos no 69 kV é maior devido a maior área de exposição proporcionada pela rede de 69kV.

Na Figura 69 está representado o número de VTCD estimadas na simulação, previsto para correr em um ano, com valores inferiores aos patamares de 50% e 70%.

##### 5.3.1 SE Aldeota 69 kV

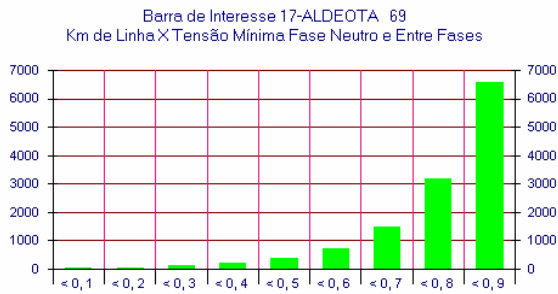


Figura 45: Área de Vulnerabilidade para Falta Monofásicas – SE Aldeota 69 kV

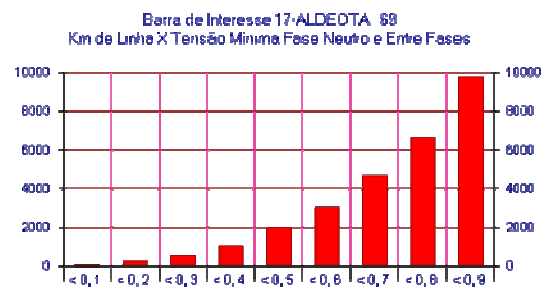


Figura 46: Área de Vulnerabilidade para Falta Trifásicas – SE Aldeota 69 kV

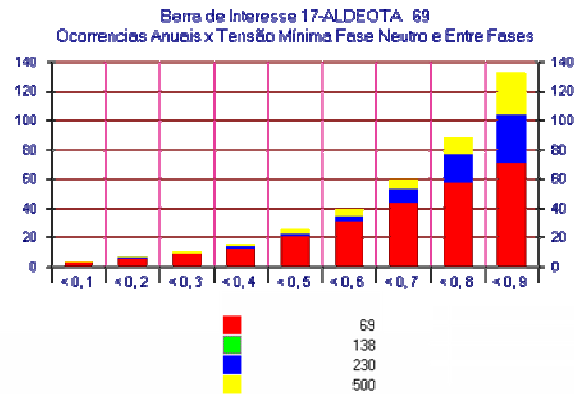


Figura 47: Número de Afundamentos por Tipo de Falta – SE Aldeota 69 kV

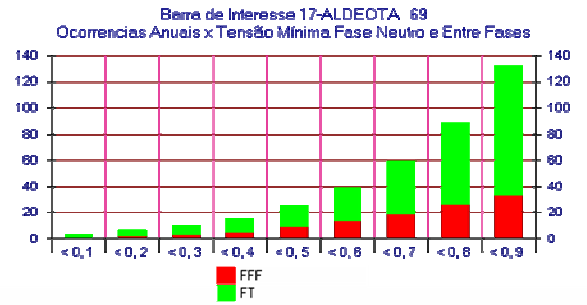


Figura 48: Número de Afundamentos por Nível de Tensão – SE Aldeota 69 kV

### 5.3.2 SE Coluna 69 kV

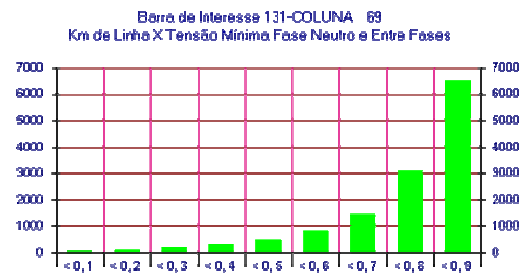


Figura 49 : Área de Vulnerabilidade para Falta Monofásicas – SE Coluna 69 kV

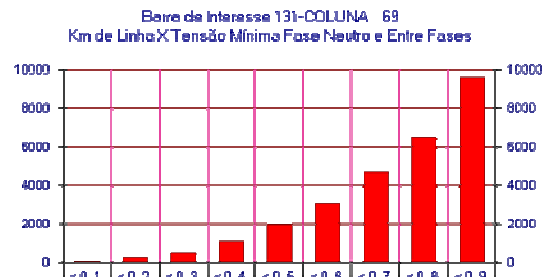


Figura 50 : Área de Vulnerabilidade para Falta Trifásicas – SE Coluna 69 kV

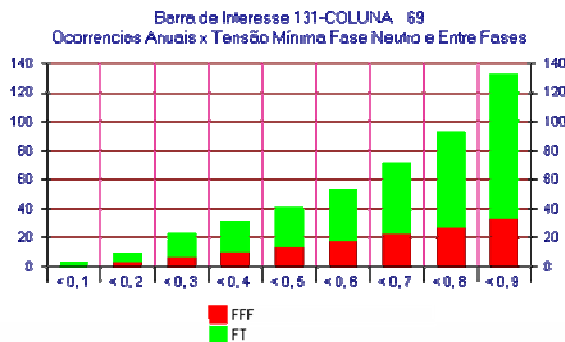


Figura 51: Número de Afundamentos por Tipo de Falta – SE Coluna 69 kV

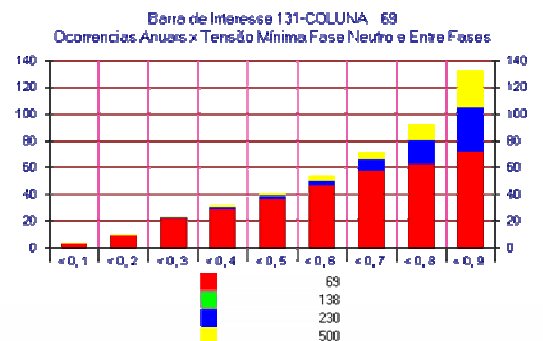


Figura 52: Número de Afundamentos por Nível de Tensão – SE Coluna 69 kV

### 5.3.3 SE Distrito Industrial 69 kV



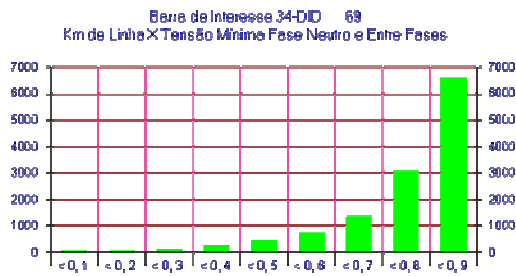


Figura 53: Área de Vulnerabilidade para Falhas Monofásicas – SE Dist. Ind. 69 kV

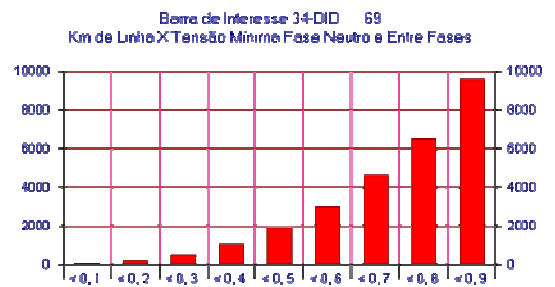


Figura 54: Área de Vulnerabilidade para Falhas Trifásicas – SE Dist. Ind. 69 kV

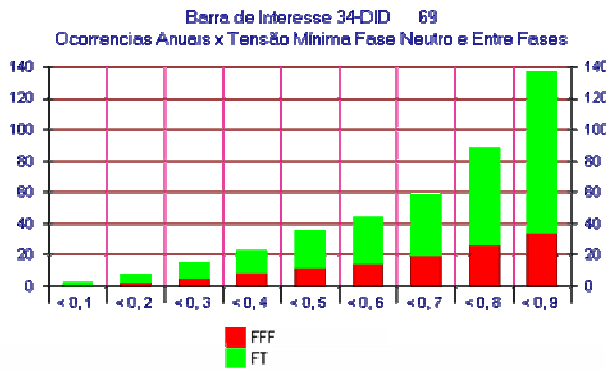


Figura 55: Número de Afundamentos por Tipo de Falta – SE Dist. Ind. 69 kV

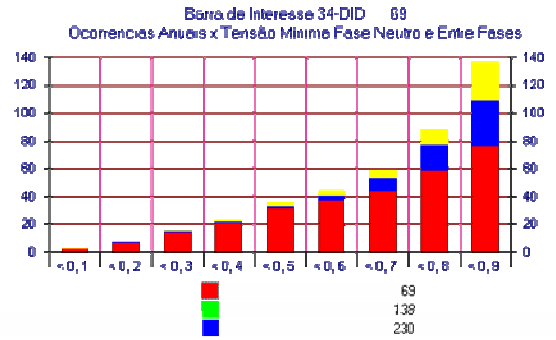


Figura 56: Número de Afundamentos por Nível de Tensão – SE Dist. Ind. 69 kV

### 5.3.4 SE Parangaba 69 kV

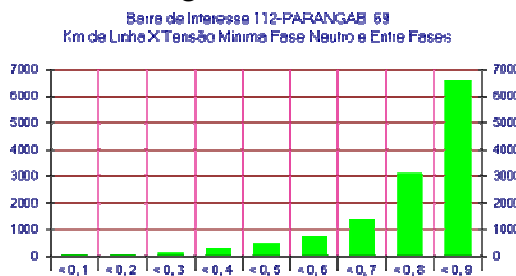


Figura 57: Área de Vulnerabilidade para Falhas Monofásicas – SE Parangaba 69 kV

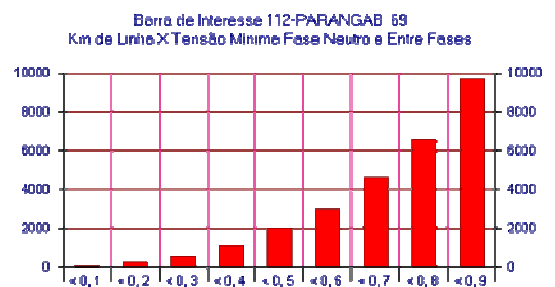


Figura 58: Área de Vulnerabilidade para Falhas Trifásicas – SE Parangaba 69 kV

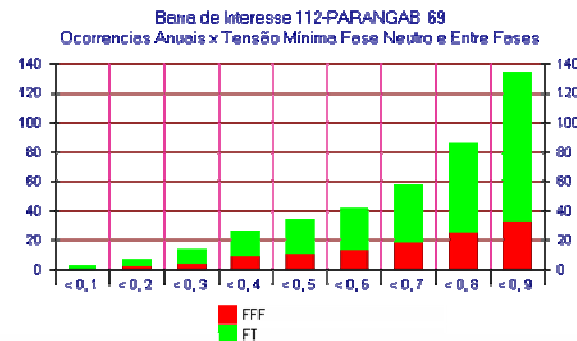


Figura 59: Número de Afundamentos por Tipo de Falta – SE Parangaba 69 kV

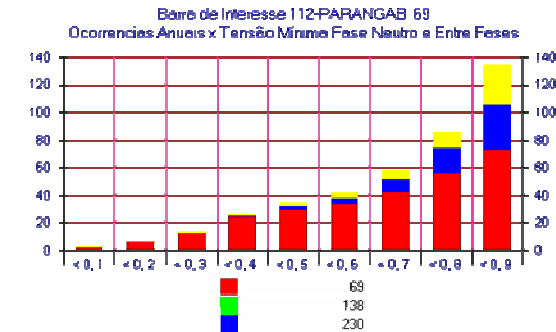


Figura 60: Número de Afundamentos por Nível de Tensão – SE Parangaba 69 kV

### 5.3.5 SE Pecém 69 kV

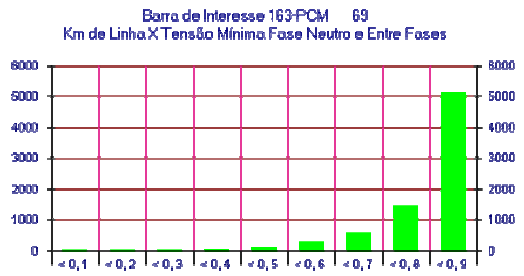


Figura 61: Área de Vulnerabilidade para Falta Monofásicas – SE Pecém 69 kV

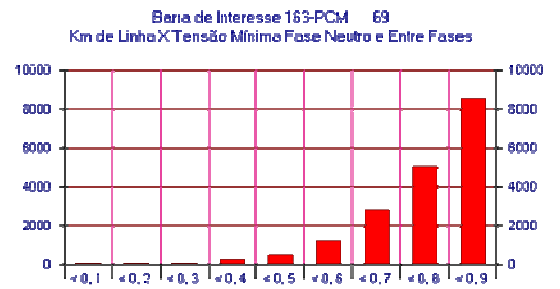


Figura 62: Área de Vulnerabilidade para Falta Trifásicas – SE Pecém 69 kV

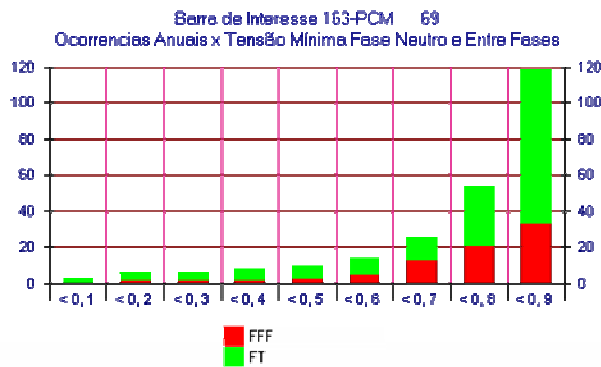


Figura 63: Número de Afundamentos por Tipo de Falta – SE Pecém 69 kV

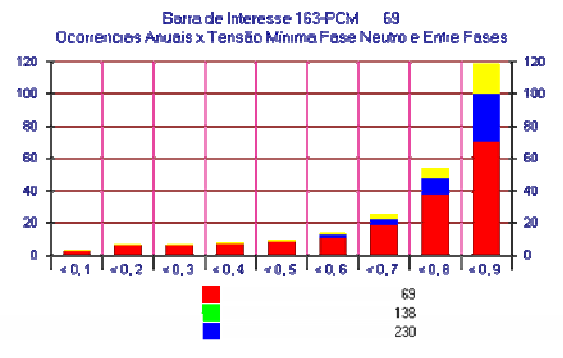


Figura 64: Número de Afundamentos por Nível de Tensão – SE Pecém 69 kV

### 5.3.6 SE Tauape 69 kV

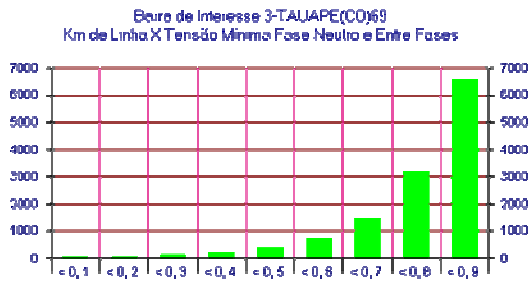


Figura 65: Área de Vulnerabilidade para Falta Monofásicas – SE Tauape 69 kV

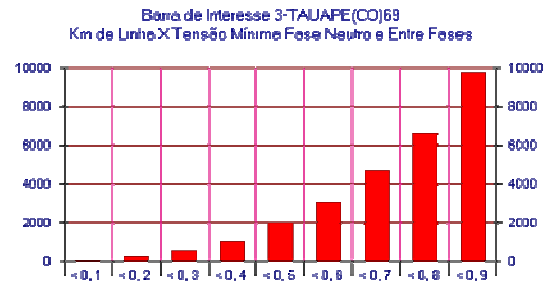


Figura 66: Área de Vulnerabilidade para Falta Trifásicas – SE Tauape 69 kV

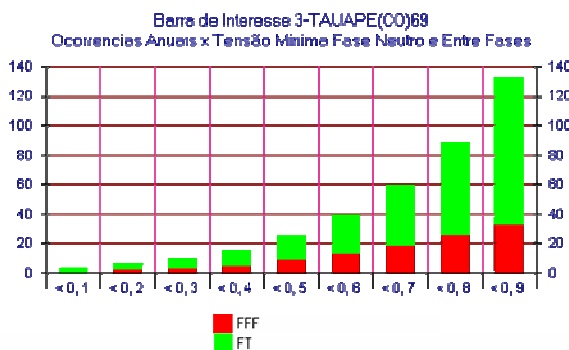


Figura 67: Número de Afundamentos por Tipo de Falta – SE Tauape 69 kV

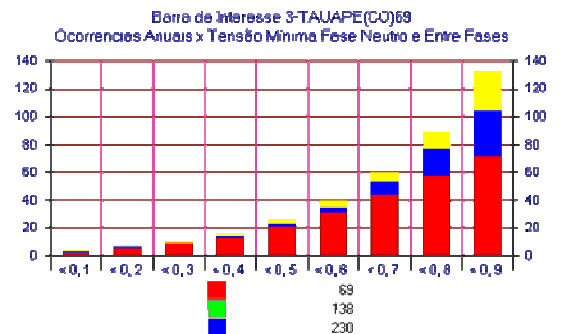


Figura 68: Número de Afundamentos por Nível de Tensão – SE Tauape 69 kV

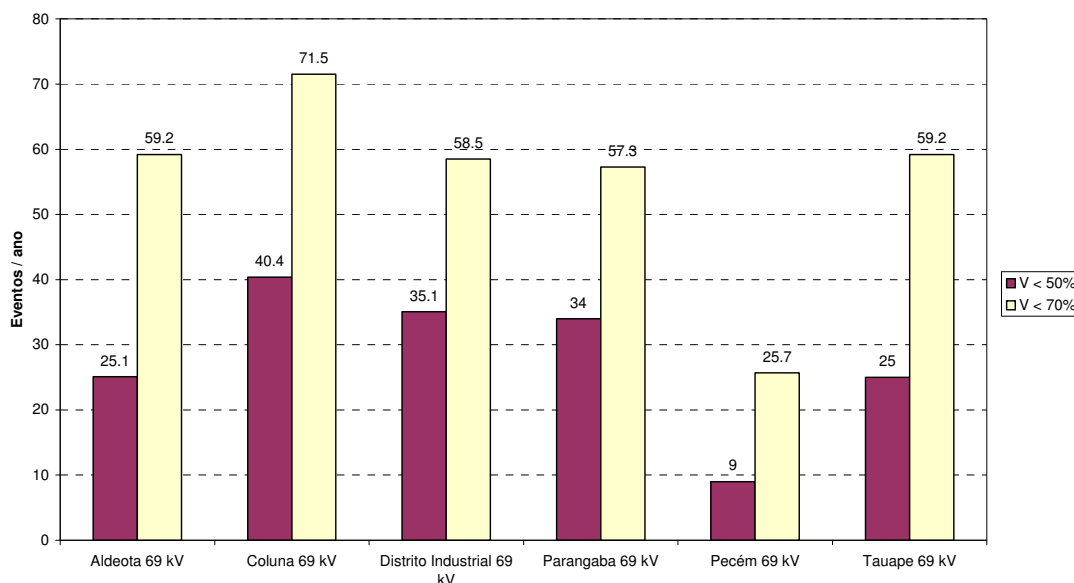


Figura 69: VTCD estimadas para um ano por simulação nas subestações

#### 5.4. Comparação

Os resultados observados através das medições, considerando o número de afundamentos abaixo dos patamares de 50% e 70% foram comparado com as estimativas de afundamento esperados para um ano, considerando também os patamares de 50% e 70%. Os resultados são mostrados na Tabela 15.

Como pode ser verificado na Tabela 15, existe uma discrepância entre os números de VTCD obtidos por medição e simulação na maioria dos sítios estudados. A seguir serão feitas algumas considerações na tentativa de explicar a divergência dos resultados.

##### 5.4.1 Sazonalidade

Não houve a preocupação de considerar as características de sazonalidade do sistema estudado, como por exemplo, a incidência de uma maior número de faltas no sistema em períodos chuvoso do que em período secos. As VTCD foram coletadas no período de março a agosto de 2001, com algumas pequenas variações de períodos de monitoração entre os sítios. A partir dos resultados de medição foi feita uma extrapolação linear para um período de doze meses. Esse procedimento pode ter comprometido os resultados.

##### 5.4.2 Taxa de Falhas

Os desvios entre as taxas de falhas adotadas no estudo (Ver Tabela 13) e os valores supostamente reais podem ter sido elevados considerando a aleatoriedade das causas das faltas no sistema. As taxas refletem um período de observação que foi considerado como típico. O período de monitoração deste projeto (março a agosto de 2001) pode ter sido atípico, com menor número de eventos.

Os valores de taxa de falha considerados para os sistemas de 230 kV e 500 kV da CHESF, foram obtidas em um trabalho realizado pela CHESF para uma concessionária do Nordeste [13].

Por não se dispor das taxas de falhas do sistema de 69 kV da COELCE foi utilizada a taxa de falha da referência [13], que refere-se a outra companhia de distribuição. A taxa de falhas das linhas de 69 kV do sistema COELCE pode ser menor do que a taxa de falhas do sistema considerado.

### 5.4.3 Obtenção das VTCD

Conforme discutido no Capítulo 3, item 3.3.2, houve uma grande perda de dados devido a pequena capacidade de armazenamento da remota a qual acumula apenas os 100 últimos eventos ocorridos. A não utilização do sistema de aquisição remota fez com que a coleta de dados fosse feita quinzenalmente ou mensalmente através de um *notebook*. É muito provável que alguns registros de VTCD tenham sido perdidos e ter comprometido os resultados.

Tabela 15: Comparação entre número de VTCD anuais medidas e estimadas

Local	Medição		Simulação	
	V < 50%	V < 70%	V < 50%	V < 70%
Aldeota 69 kV	7,2	12	25,1	59,2
Coluna 69 kV	21,6	50,4	40,4	71,5
Dist. Indust. 69 kV	14,4	40,8	35,1	58,5
Parangaba 69 kV	4,8	21,6	34,0	57,3
Pecém 69 kV	(*)	24	8,99	26,0
Tauape 69 kV	12	15	25,0	59,2
Pres. Kennedy 13,8 kV	9	30	(**)	(**)
Tauape 13,8 kV	ND	4	(**)	(**)

(\*) Não houve registros de VTCD com valores menores do que 50%.

(\*\*) No estudo de simulação não foram consideradas as barras de 13,8 kV.

### 5.5. Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentado o resultado das simulações consistindo na determinação das Áreas de Vulnerabilidade correspondente às faltas monofásicas e trifásicas e também a estimativa de afundamento anual estratificado por classe de tensão e por tipo de falta. Foram realizadas simulações para estimar o número de VTCD ocorridas no período de um ano nos sítios monitorados. Foi constatada uma discrepância entre os números de VTCD obtidos por medição e

simulação que pode ser atribuída a não consideração da sazonalidade do sistema, desvios nas taxas de falhas e deficiência na obtenção das VTCD.

## **CAPÍTULO 6**

### **Conclusões**

## **CAPÍTULO 6 – Conclusões**

### **6.1. Considerações Iniciais**

A busca de produtividade e qualidade com o objetivo de atingir metas gerenciais, tem levado os consumidores a modernizar seus processos, com a implementação de dispositivos de controle baseado em tecnologia microprocessada. Conseqüentemente as cargas desses consumidores têm ficado extremamente sensíveis aos fenômenos associados à qualidade da onda entregue pela concessionária, trazendo grandes prejuízos devido às interrupções de seus processos, perdas de produção, perdas de insumos e custos associados a mão-de-obra e reparos de equipamentos.

A Qualidade da Energia Elétrica está se transformando num fator de competitividade na medida em que as concessionárias de energia elétrica, em função dos requisitos de qualidade da energia exigidos pelos consumidores, possam oferecer contratos diferenciados aos seus clientes. Em um ambiente de competitividade, como esse que as empresas concessionárias estão se inserindo, torna-se imprescindível a orientação dos esforços no sentido de implementar programas de diagnóstico e controle da Qualidade da Energia Elétrica, buscando minimizar os desgastes na sua imagem empresarial e os custos com pedidos de ressarcimento de prejuízos sofridos por consumidores, decorrentes da má qualidade da energia ofertada.

Programas como esse desenvolvido nessa dissertação é de grande importância para as concessionárias de energia elétrica, pois a determinação de indicadores que expressem a Qualidade da Energia Elétrica nos Pontos de Conexão com a Transmissora e em Pontos de Entrega estratégicos do ponto de vista da qualidade, permite estabelecer relações de causa-efeito que venham subsidiar ações de caráter preventivo ou corretivo para operação do sistema elétrico ou mesmo no Planejamento da Operação e Expansão do Sistema Elétrico.

Os benefícios que um programa de monitoração contínua da qualidade da energia pode trazer, são bastante relevantes para a prestação de um serviço de melhor qualidade aos consumidores, pois assim a empresa de distribuição passará a conhecer melhor os problemas de qualidade de energia de seu sistema, podendo analisá-los e planejar, de forma adequada, as melhores soluções. Eventuais queixas de consumidores, principalmente aqueles de grande porte ligados aos sistemas, poderão ser melhor avaliadas com base em dados de medição. A ligação de novos consumidores sensíveis a VTCD na área de concessão da distribuidora poderá obedecer também a critérios ligados à qualidade da energia, uma vez que serão conhecidos os níveis de qualidade das diversas subestações do sistema. No que se refere a questão regulatória, o registro de indicadores de qualidade de energia fará com que as empresas possam estar melhor preparadas, para atender aos requisitos impostos pelas Agências Reguladoras.

A seguir serão apresentadas as principais conclusões tiradas do programa de monitoramento desenvolvido.

## 6.2. Principais Conclusões

- a) A análise e valores contidos no Capítulo 3 dessa dissertação podem ser utilizados na caracterização dos índices de Qualidade de Energia bem como na determinação de Indicadores e Padrões para um sistema de Distribuição. Os procedimentos descritos no Capítulo 2 podem ser utilizados na definição de um Protocolo para a medição de grandezas associadas aos índices de Qualidade de Energia.
- b) A metodologia desenvolvida nessa dissertação poderá ser utilizada na avaliação do desempenho de qualquer rede de distribuição visando uma quantificação da Qualidade de Energia (produto), bem como estabelecer processos e procedimento sobre a gestão da Qualidade de Energia na rede de distribuição.
- c) Ficou evidente a importância dos métodos de determinação da magnitude das VTCD e a associação desses cálculos a métodos estatísticos face a grande utilidade para a avaliação do número de eventos com características específicas e também os conceitos de Área de Vulnerabilidade e determinação de índices de Qualidade da Energia Elétrica.
- d) Para a implementação de um programa contínuo de monitoração de qualidade de energia com os equipamentos e *softwares* utilizados neste projeto, é essencial e imprescindível que se tenha um sistema de comunicação de dados confiável para a aquisição remota diária dos dados. Durante o período de monitoração verificou-se diversos casos de danos nos *modems* de comunicação devido a transferência de potencial, com um elevado custo de reposição.
- e) No caso da aquisição de dados ser feita via linhas telefônicas e *modems* com proteções adequadas para acesso discado aos dados, deve-se equacionar os problemas de transferência de potencial que coloca em risco as pessoas e equipamentos envolvidos com a aquisição de dados. Deve também ser avaliada a concepção do sistema de monitoração com a utilização de modems com isolamento ótico ou a utilização de RDP com maior capacidade de armazenamento e autonomia para operar por mais de um mês sem transferir seus dados para um computador. A escolha entre as alternativas deve passar por um estudo de viabilidade econômica inclusive com a previsão do aumento do número de subestações monitoradas.
- f) Quanto aos sítios avaliados, foi detectado um problema de regulação de tensão em regime permanente na subestação de Aldeota 69 kV. As tensões nas demais subestações mantiveram-se em níveis normais. O problema de regulação de tensão em Aldeota ocorreu principalmente na fase B, o que também criou um problema de desequilíbrio da



tensão nesta subestação. Nos demais sítios, o desequilíbrio de tensão esteve sempre inferior a 2%;

- g) Não houve problemas graves de distorção harmônica nas subestações monitoradas. Todas as subestações de 69 kV tiveram 95% das amostras de THDV registradas com valores inferiores a 3%. As subestações de 13,8 kV também tiveram um percentil de 95% das distorções inferior a 6%. O único harmônico individual significativo monitorado foi o 5<sup>o</sup> harmônico. Os demais harmônicos foram desprezíveis. A subestação de Coluna teve um percentil de 95% das amostras de distorção de quinto harmônico de 2,50%, superior aos 2% estipulados pelo ONS.

### **6.3. Contribuições Apresentadas**

- a) Desenvolvimento de um procedimento para estabelecimento de um programa de monitoramento voltado para a avaliação da Qualidade da Energia Elétrica em uma empresa concessionária de energia elétrica.
- b) Determinação de índices dos principais itens associados a Qualidade da Energia Elétrica em um sistema de distribuição de energia elétrica, criando uma forma de balizar análises futuras tanto prospectivas quanto operacionais.

### **6.4. Propostas Para Desenvolvimentos Futuros**

- a) Desenvolvimento de um projeto de monitoração mais amplo envolvendo um maior número de sítios estrategicamente selecionados no que se refere aos problemas associados a Qualidade da Energia Elétrica, envolvendo o maior número de consumidores possível de forma a implantar um trabalho de conscientização dos mesmos para os problemas relacionados à qualidade da energia. Devem ser destacados problemas relacionados à sensibilidade dos processos, e para tanto é importante o envolvimento dos clientes e se possível buscar o envolvimento de alguns fabricantes pois um correto tratamento da sensibilidade das cargas pode ser a medida mais econômica e efetiva.
- b) Implantação de estudos de planejamento a curto, médio e longo prazos utilizando as técnicas mostradas nessa dissertação, para que a concessionária tenha o real conhecimento de seu sistema quanto aos itens de Qualidade de Energia, de forma a que se tenha um zoneamento das condições de implantação de novos clientes em horizontes preestabelecidos, para que medidas preventivas possam ser adotadas, visando a eliminação de focos de incidências de problemas relacionados à Qualidade da Energia Elétrica.

## **Referências Bibliográficas**

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

### **Livros:**

- [1] Roger Dugan, “Electrical Power System Quality - Reference Book” New York McGraw-Hill, 1996. 266 páginas
- [2] Charles M. Close, “Circuitos Lineares” Livros Técnicos e Científicos Editores S.A., 1975. 550 páginas
- [3] Bollen, “Understanding Power Quality Problems”, Livro, IEEE Press, Agosto de 1999.

### **Monografias, Dissertações e Teses:**

- [4] Kleber R. Andrade Jr, “Reguladores de tensão e fontes de modo chaveado, resposta a afundamentos de tensão”, dissertação de mestrado, UFC, Abr. 2001.
- [5] M. O. B. Medeiros, "Monitoração da Qualidade da Energia Elétrica", Monografia, Pró-Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação Departamento de Eletrotécnica, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Dezembro - 1997.

### **Relatórios Técnicos**

- [6] M. O. B. Medeiros, COELCE; K. R. Andrade, COELCE e V. A. Ramos, COELCE, “Programa de P&D - Identificação dos Níveis de Qualidade da Energia no Sistema COELCE”, Dezembro 2001
- [7] Álvaro J. P. Ramos, “Monitoração, Avaliação e Controle da Qualidade da Energia Elétrica – Relatório 2: Procedimentos de Medição e Monitoração”, Março de 2000
- [8] Álvaro J. P. Ramos, “Identificação de Registradores no Mercado e Definição de Características Básicas Requeridas – Relatório 5, Dezembro de 2000
- [9] Sigmar M. Deckmann, “Tensão de Suprimento Indicadores de Avaliação”, Abril de 2000
- [10] Assessoria à Coelce na Medição e Identificação da Qualidade de Energia no Sistema Coelce”
- [11] Avaliação do Impacto do Sistema de transmissão em 500 kV na Qualidade da Energia Elétrica Fornecida ao Consumidor Petrobrás da COELCE
- [12] Abreu, P. G. Carvalho, J. M. - Estudo Dirigido – Qualidade de Energia Elétrica - Itajubá EFEI;
- [13] L. C. A. Fonseca, A. N. de Vasconcelos, P. N. Oliveira, F. A. Muniz. “A Qualidade de Energia em uma Indústria Suprida por um Longo Sistema Radial. Uma Metodologia de Avaliação do VTCD”, Anais do III Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Brasília, DF, agosto de 1999, pp. 45-50.

### **Manuais**

- [14] Power Measurement , Manual do Software Pegasys– 3720, Austrália : 7/16 Ledger Road Western Australia 6021, 1998.
- [15] Power Measurement Ltd. “3720 ACM Installation and Operation Manual”, Canada, March 1993.
- [16] ANAFAS – Análise de Falhas Versão 3.0, Manual do Usuário – 3720, Rio de Janeiro, 1998.
- [17] ANAQUALI – Análise da Qualidade de Energia - Versão X.X, Manual do Usuário – 3720, Rio de Janeiro, 1998.

### **Normas e Procedimentos**

- [18] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. “Procedimentos de Rede – Submódulo 2.2: Padrões de Desempenho da Rede Básica”, Rio de Janeiro, Outubro de 2000.
- [19] Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE. Portaria nº 47, de 17 de Abril de 1978
- [20] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Resolução nº 505, de 26 de novembro de 2001.
- [21] IEEE Std 446-1995 IEEE Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications 1995 309 páginas.
- [22] NRS 048-2:1996, “Electricity Supply – Quality of Supply, Part 1: Minimum Standards”. Normas da África do Sul

### **Artigos**

- [23] M. H. J. Bollen, “IEE Proceedings”, Novembro de 1996.
- [24] M. R. Qader, M. H. J. Bollen, R. N. Allan “IEEE Transactions on Industry Application”, Janeiro/Fevereiro de 1999.
- [25] Álvaro J. P. Ramos, “Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica: Estado-da-arte e Proposição de Indicadores - Relatório Final 3, ANEEL/UPE, Setembro de 2000.
- [26] HUGHES, M. B.; CHAN, J. S. Early Experiences with the Canadian national power quality survey. Transmission & Distribution International, USA, p.18-27, Setembro de 1993.
- [27] GUNTHER, E.W.; MEHTA, H. A survey of distribution system power quality - Preliminary results. IEEE Transactions on Power Delivery, USA, v.37, n.1, p.322-329, Janeiro de 1993.

- [28] BARKER, P.P.; SHORT, T. A.; BURNS, C. W. Power quality monitoring of a distribution system. IEEE Transactions on Power Delivery, USA, v.9, n.2, p.1136-1142, Abril de 1994.
- [29] BONFIL, C.; MARTINEZ-CANALES, J.F.; CAVALLÉ, F. Estudos de Perturbações: Suas Causas e Efeitos nas Redes de MT Espanha, Universidade Politécnica de Valência.
- [30] POULSEN, S. Monitoring Voltage Quality European Standard, Equipment and the Danish Monitoring Programme Dinamarca NESSA A/S 1995.

## **Apêndice A**

# **Registradores Digitais de Perturbações**

### 1.1. Introdução

Os Registradores Digitais de Perturbações são equipamentos que realizam funções específicas para aplicação de aquisição de dados providos dos sítios de monitoração. Quando voltados para a análise da qualidade da energia elétrica, tais equipamentos oferecem recursos avançados de interfaces, comunicação e processamento.

### 1.2. Funções dos Principais Módulos [7]

Na Figura 70 é mostrada a estrutura básica de um Registrador Digital de Perturbação com os principais módulos e funções.

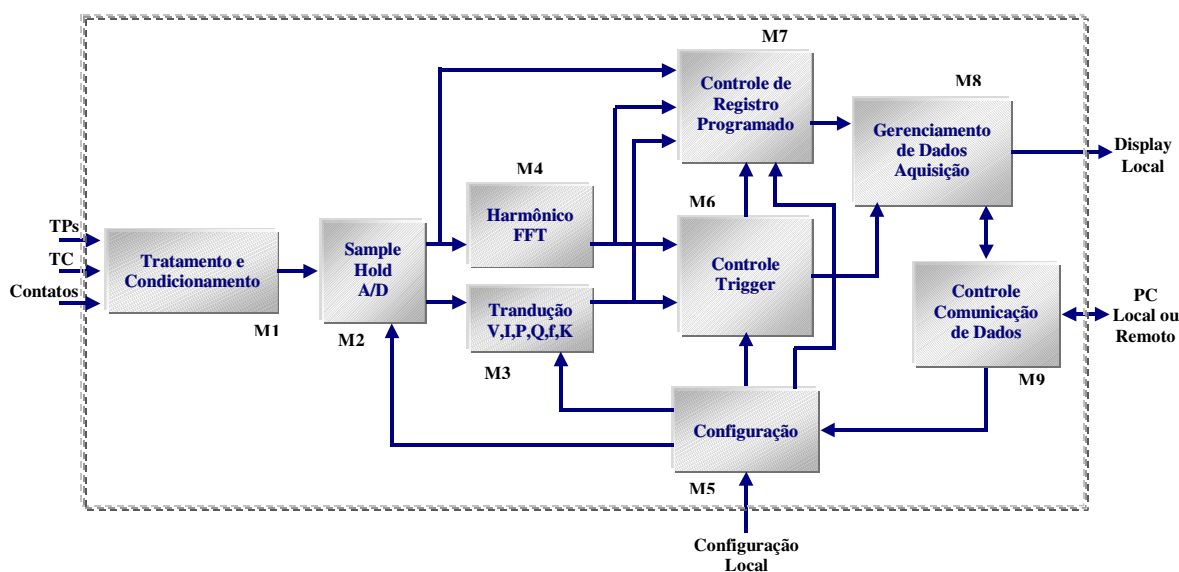


Figura 70: Estrutura Geral de um Registrador Digital de Perturbação.

De uma forma geral, os RDP apresentam em sua estrutura módulos conforme descrito abaixo.

#### 1.2.1 Módulo M1

Nesse módulo os sinais de tensão e corrente são inicialmente tratados por circuitos de condicionamento e filtragem. As tensões e correntes são transformadas de forma a deixa-las adequadas aos componentes eletrônico usados no RDP. São também utilizados filtros ajustados para filtrar frequências elevadas, evitando que ruídos prejudiquem o processamento do sinal, sem que haja prejuízo do espectro harmônico de interesse aos sistemas de potência (possivelmente até de 2 a 3 kHz).

#### 1.2.2 Módulo M2

A utilização de uma arquitetura baseada em processadores digitais implica na necessidade de uma amostragem e digitalização dos sinais, de forma que o processador possa executar as operações numéricas. A função de amostragem e digitalização (M2) *Sample/Hold* transforma o sinal analógico em digital, segundo uma certa taxa de amostragem. Em alguns RDP

a taxa de amostragem é um dos parâmetros de configuração definido pelo usuário, como indicado pela ligação com o módulo M5 da Figura 70.

### 1.2.3 Módulo M3

Esse módulo está associado às funções de transdução, responsáveis pela determinação dos valores RMS de tensão, corrente, potências ativas e reativas e frequência utilizados para *Trigger* RMS.

### 1.2.4 Módulo M4

A partir das formas de ondas adquiridas com uma taxa de amostragem adequada, nesse módulo são executadas as funções de determinação do espectro de frequência, geralmente utilizando rotinas que executam a Transformada Rápida de Fourier (FFT - *Fast Fourier Transform*). Neste módulo é utilizada uma taxa de amostragem superior às utilizadas para o cálculo de RMS e para registro da forma de onda das tensões e correntes. Para se assegurar precisão aceitável até o harmônico de ordem 50, a taxa de amostragem mínima é de 128 pontos/ciclo.

### 1.2.5 Módulo M5

Nesse módulo são armazenadas todas as configurações definidas pelo usuário relacionadas com as funções de aquisição de dados, transdução, controle das funções de *trigger*, comunicação e também as relacionadas com a IHM do dispositivo.

### 1.2.6 Módulo M6

Compreende as funções de *trigger* que são programadas ou configuradas pelo usuário localmente ou remotamente. As funções de *Trigger* mais comuns são baseadas em valores RMS de tensão e corrente, frequência, desequilíbrio e distorção harmônica. Alguns RDP utilizam algoritmos de *trigger* avançados capazes, de identificar e capturar transitórios rápidos.

### 1.2.7 Módulo M7

Módulo associado às funções relacionadas aos registros programados. Tais registros estão sempre associados à ocorrência de perturbações e são capturados pelo comando do *trigger*.

### 1.2.8 Módulo M8

Esse módulo compreende as funções de gerenciamento dos arquivos onde são gravados os registros de eventos capturadas via *trigger* (VMT, THD, variação de frequência [Hz], eventos de regime permanente (registros periódicos), registros de eventos (*event log*), arquivos de configuração (*setup files*), entre outras).



### 1.2.9 Módulo M9

O módulo M9 contém as funções responsáveis pela interface e controle com os periféricos externos com computador, console e *modems* de comunicação.

### 1.3. Taxa de Amostragem e Resolução [1, 7, 10]

Os RDP com tecnologia digital incorporam o uso de conversores Analógico-Digital (A/D). Esses conversores transformam o sinal analógico recebido pelo instrumento através de transdutores em um sinal digital para processamento. Durante a especificação de um RDP dois parâmetros devem ser considerados básicos no que se refere à análise do compromisso *precisão versus custo*, a ser definido para cada necessidade em particular. São eles a *taxa de amostragem* e *resolução* do conversor A/D.

#### 1.3.1 Taxa de Amostragem

A *taxa de amostragem* é dada em números de *amostras por ciclo* na frequência fundamental do sistema utilizado, para digitalizar o sinal. Assim sendo, ela define a resolução temporal do sinal a ser analisado. A definição adequada da taxa de amostragem está relacionada à rapidez dos fenômenos que se deseja registrar. Por exemplo, uma taxa de amostragem de 16 pontos/ciclo pode ser considerada adequada para registrar formas de onda visando a análise de variações momentâneas de tensão. Já para registros de fenômenos associados a altas frequências, essa taxa não seria adequada. Entretanto nas análises de variações momentâneas geralmente não há interesse em reproduzir as altas frequências presentes nos instantes de ocorrência e de remoção dos curtos-circuitos que incidem no sistema.

#### 1.3.2 Resolução

A *resolução* de conversor A/D consiste no número de *bits* utilizados para representar digitalmente a grandeza analógica. Quanto maior for o número de bits, maior será a precisão da conversão. Se o valor eficaz de uma onda periódica for calculado a partir de amostras do sinal, a precisão do resultado depende do grau de *discretização* que é o número de bits do conversor A/D. O grau de discretização define a resolução em termos da amplitude do sinal sob análise. O nível de discretização ou de *quantização*, caracteriza a menor amplitude do sinal que pode ser quantificada digitalmente. Supondo que o máximo valor do sinal é discretizado por um conversor A/D de oito bits, isso significa que são definidos 256 níveis distintos (combinações possíveis de oito bits) para as amostras do sinal. Sendo o erro de quantização de  $\pm 1$  bit, isso representa um erro na tensão de  $\pm 1/256V_{\max}$ , ou seja, da ordem de  $\pm 0,4\%$ . A cada novo bit acrescentado ao conversor o erro cai para a metade.

O nível de ruído de um conversor típico é aproximadamente 33% de sua escala completa. Por exemplo, um A/D de 16 bits tem uma faixa cinco bits como nível de ruído. Portanto como

regra geral, o sinal que entra no instrumento nunca deve ser menor que um oitavo do valor total da escala para que esteja bem abaixo do nível de ruído do conversor A/D. Isto pode ser conseguido pela escolha do próprio transdutor.

Se a variável a ser *discretizada* sofrer variações em amplitude, como é o caso da tensão da rede que queremos analisar, é necessário prever uma margem para o conversor trabalhar sem saturação. Essa folga também se traduz em um maior número de bits requeridos para uma determinada precisão sobre o sinal, novamente onerando o sistema de medição.

Uma resolução de 12 bits é considerada suficiente para registros de VMT enquanto para se atingir uma precisão adequada na medição de harmônicos de alta frequência, que normalmente são de baixa magnitude, a resolução indicada é de 16 bits. Este valor também atende aos requisitos de monitoração de cintilação, onde a informação de interesse se encontra nas pequenas flutuações da amplitude da forma de onda.

#### 1.4. Tratamento de Sinais e Algoritmos [4], [8] E [10]

O tipo de algoritmos empregado nos RDP para o cálculo do valor eficaz da tensão é um item importante a se analisar, pois as VMT geralmente são caracterizadas pela *magnitude* e *duração* das variações de tensão eficaz. Diferentes tipos de algoritmo podem levar a valores diferentes de duração da VMT. O método utilizado pelos RDP no cálculo do valor eficaz de tensão e corrente é considerado um dos elementos dos protocolos de medição.

##### 1.4.1 Obtenção do Valor Eficaz

A potência instantânea fornecida a uma resistência R pura é dada por:

$$P = \frac{e^2(t)}{R} \quad (\text{A.1})$$

Onde  $e(t)$  e  $i(t)$  são a tensão e a corrente na resistência.

Para o caso especial de correntes e tensões contínuas a Equação A.1 é uma constante e as potências instantânea e média serão iguais.

O valor eficaz de qualquer corrente periódica é denotado por  $I_{rms}$  e é uma constante igual à corrente contínua que produziria uma mesma potência média numa resistência pura.

Logo temos que:

$$P_R = P_{med} = RI_{rms}^2 \quad (\text{A.2})$$

A tensão eficaz é definida de uma maneira semelhante, de maneira que, para uma resistência temos:

$$P_R = E_{rms} I_{rms} = I_{rms}^2 R = \frac{E_{rms}^2}{R} \quad (A.3)$$

As potências instantâneas e médias produzidas por uma corrente com um período T passando por uma resistência são dadas por:

$$P_R(t) = Ri^2(t) \quad (A.4)$$

$$P_R = \frac{1}{T} \int_0^T i^2(t) dt = R \left[ \frac{1}{T} \int_0^T i^2(t) dt \right] \quad (A.5)$$

Pela Equação A.3, a grandeza entre colchetes deve ser  $I_{rms}^2$ , de maneira que:

$$I_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i^2(t) dt} = \sqrt{i_{med}^2} \quad (A.6)$$

De maneira semelhante,

$$E_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T e^2(t) dt} = \sqrt{e_{med}^2} \quad (A.7)$$

Para formas de onda senoidais, pode-se relacionar o valor eficaz com o valor de pico da onda  $V_p$ , através da conhecida expressão:

$$E_{rms} = \frac{E_{pico}}{\sqrt{2}} \quad (A.5)$$

Ou então, com o valor absoluto médio  $E_{abs}$ , através da relação:

$$E_{rms} = \frac{\pi}{2\sqrt{2}} \cdot E_{abs} \cong 1.11 E_{abs} \quad (A.6)$$

Onde a Equação A.7 representa o valor absoluto médio por período.

$$E_{abs} = \frac{1}{T} \int_0^T |e(t)| dt \quad (A.7)$$

#### 1.4.2 Valor eficaz de sinais digitalizados

Quando estamos lidando com sinais digitalizados, o valor eficaz de uma onda amostrada à taxa de N amostras por período definidos no item a, é dado por:

$$E_{rms} \cong \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N e_k^2} \quad (A.8)$$

Onde:

$e_k$  = késima amostra do sinal de tensão;

$N$  = número de amostras por período  $T$ .

O erro dessa aproximação será tanto menor quanto menor forem os níveis de discretização e o intervalo de amostragem ( $t_a = T/N$ ).

### 1.4.3 Método da Janela Fixa

Quando o cálculo de um valor eficaz médio de um sinal amostrado utiliza janelas sucessivas e seqüenciais de vários períodos da fundamental, o método é denominado de *janela fixa*. Sendo  $k$  o índice do ponto amostrado varrendo toda a amostra, a Equação A.8 seria melhor definida como:

$$E_{rms}(j) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{k=(j-1)N+1}^{jN} e_k^2} \quad (A.9)$$

Calculado o primeiro valor eficaz com os primeiros  $N$  pontos ( $k=1, N$ ), a janela se desloca cobrindo os  $N$  ( $k=N, 2N$ ) próximos pontos. Assim cada ponto é considerado apenas uma vez, sendo o cálculo, para a segunda janela, realizada com *pontos novos*. A janela é movida a cada nova amostra do sinal e o cálculo do valor eficaz é atualizado pela substituição da amostra inicial da janela pela nova amostra. A Figura 71 ilustra o caso de janela com entrada e saída fixas.

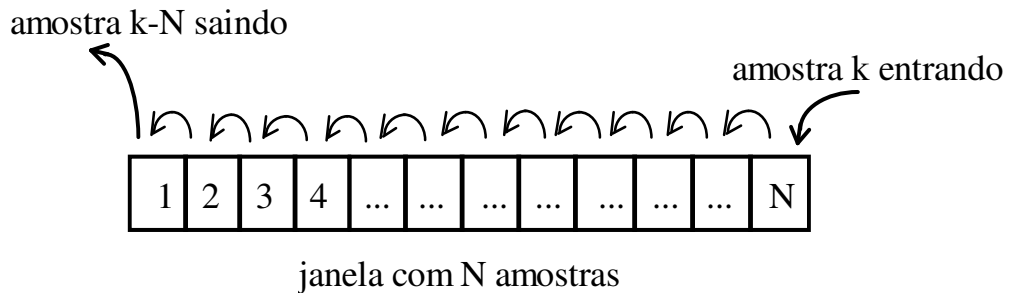


Figura 71: Janela com entrada e saída fixas.

### 1.4.4 Método da Janela Deslizante

Nesse método, um novo valor é calculado a cada ponto amostrado e não a cada ciclo ou  $1/2$  ciclo. Isto significa que a janela desliza abandonando um ponto da onda e adicionando à janela um outro ponto. Neste caso o processamento é mais rápido, pois apenas uma amostra da janela tem que ser alterada a cada nova amostra do sinal. Esse método é particularmente indicado para monitoração contínua, em tempo real.

Para este método a equação de cálculo é:

$$E_{rms}(j) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{k=j-N+1}^j e_k^2} \quad (A.10)$$

onde  $j$  denota a janela sob cálculo e ao mesmo tempo o ponto,  $N$  o número de pontos da janela (de 1 ciclo ou  $\frac{1}{2}$  ciclo) e  $k$  é o índice de varredura dos  $N$  pontos amostrados dentro da janela. Observamos que  $j$  varia de  $N$  a  $M$ , onde  $M$  é o número total de pontos amostrados. A Figura 72 ilustra o caso com entrada e saídas móveis.

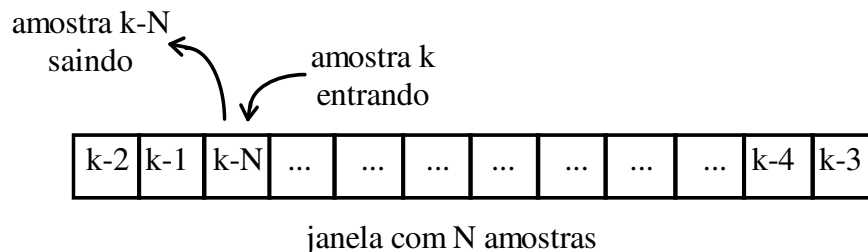


Figura 72: Esquema para atualização da janela de amostras Janela com entrada e saída fixas.

#### 1.4.5 Compensação da Variação de Freqüência

Os RDP devem possuir um algoritmo de ajuste do tamanho da janela para adaptá-la ao novo valor da freqüência durante a ocorrência de transitórios eletromecânicos nos sistemas elétricos. Com a variação da freqüência o tamanho da janela deixa de ser um múltiplo da fundamental, ocasionando erros nos cálculos dos valores eficazes obtidos conforme os métodos descritos no item 4.b. Para compensar o efeito da variação de freqüência Tais algoritmos baseiam-se na passagem pelo zero da tensão, contando-se o tempo ou o número de pontos da amostragem contidos neste período. O conteúdo harmônico presente no sistema elétrico pode perturbar a passagem pelo zero sendo necessária a utilização de filtros *passa baixa* simples com freqüência de corte na faixa de 30Hz.

#### 1.4.6 Aplicação dos métodos

O algoritmo de janela fixa ou deslizante de meio ciclo é satisfatório na monitoração de VMT visando à apuração de indicadores. Em casos mais simples a janela fixa de um ciclo poderia também ser aceita. Para situações mais especiais é recomendado o método da janela fixa de meio ciclo com a vantagem de poder fazer a transdução de potência ativa e reativa, inclusive com compensações de variação de freqüência. Não parece simples, pelo menos até o momento, adotar compensações de variação de freqüência para os algoritmos de janela deslizante.

Na mensuração da duração da VMT pelo método da *janela deslizante*, os erros não são significativos devido ao efeito de compensação advindo da rapidez do cálculo dos valores RMS nos decaimentos e restabelecimento resultantes de defeitos.

Quando a monitoração da QEE tem objetivos mais exigentes quanto à precisão, tal como o levantamento da característica de sensibilidade de carga sensível pode ser justificável o uso da janela deslizante de meio ciclo.

### 1.5. Parametrização dos RDP [7]

A maioria dos RDP disponibiliza para o usuário duas formas distintas de parametrização:

1. *Registros lentos de grandezas em regime permanente*: Registros destinados para avaliação e apuração de indicadores associados às variações lentas de tensão.
2. *Registros de grandezas e eventos associados a perturbações*: Registros que são armazenados e catalogados na memória do RDP, sempre que uma certa condição do sistema é detectada segundo uma lógica de disparo ou *trigger* programada.

Os RDP disponíveis no mercado apresentam lógicas de *Trigger* bastante variadas, que utilizam desde violações de valor de tensão até outras, com complexas relações lógicas/matemáticas de grandezas, taxa de variação de grandezas e *status* de variáveis digitais. A Figura 73 mostra um sistema genérico de *Trigger* onde diversas grandezas físicas selecionadas subsidiarão as lógicas a serem programadas.

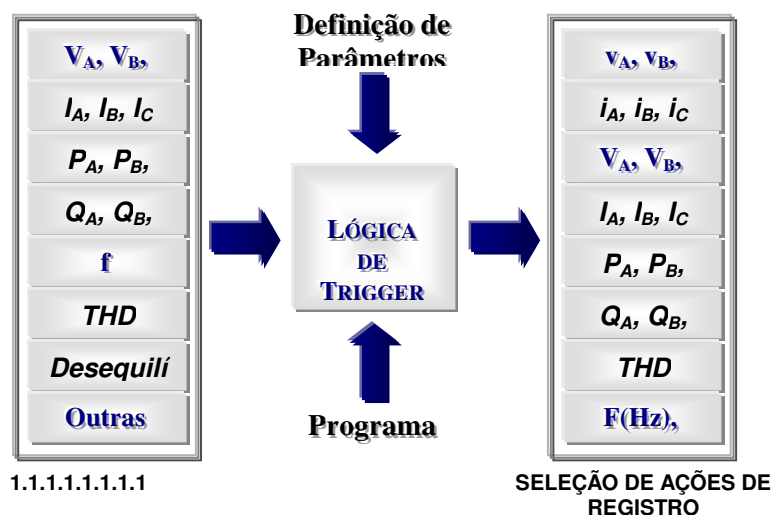


Figura 73: Sistema Genérico de Trigger de um RDP.

Para cada condição de *Trigger* programada poderá ser associada uma ou várias ações de registro, ou seja, formas de onda de tensão e corrente (WFR – *Wave Form Recorder*), valores de RMS, potência ativa, potência reativa, etc. A programação de cada RDP depende das necessidades específicas da sua aplicação, observando um compromisso de otimização do uso dos recursos disponíveis, principalmente a memória RAM do RDP.

#### 1.5.1 Elementos Básicos da Configuração de Trigger para monitoração de VMT [6]

A Figura 74 mostra uma forma de onda de tensão de uma fase submetida a uma falta. O valor eficaz utilizado pela lógica de *Trigger* é também mostrado. Após a ocorrência do defeito, o valor eficaz do sinal inicia um decaimento até atingir o valor programado como *Valor de Tensão Inferior de Trigger* - VINF(T). Quando esse valor é violado o RDP transfere os dados registrados que estão em *buffer* de memória provisório para uma área de memória permanente. Alguns RDP

utilizam um retardo D1 (*time to trigger* ou *operate delay*) que atrasa o comando de *trigger* evitando operações sucessivas.

Após o comando de *trigger*, o evento passa a ser registrado com um tempo pré *trigger* ajustável, até que o Valor de Tensão Inferior de Reset - VINF(R) seja superado por um tempo mínimo D2 (*time to reset* ou *release delay*) que atrasa o comando de *reset* evitando operações sucessivas. A diferença entre VINF(T) e VINF(R) representa o valor conhecido como *hysteresis*.

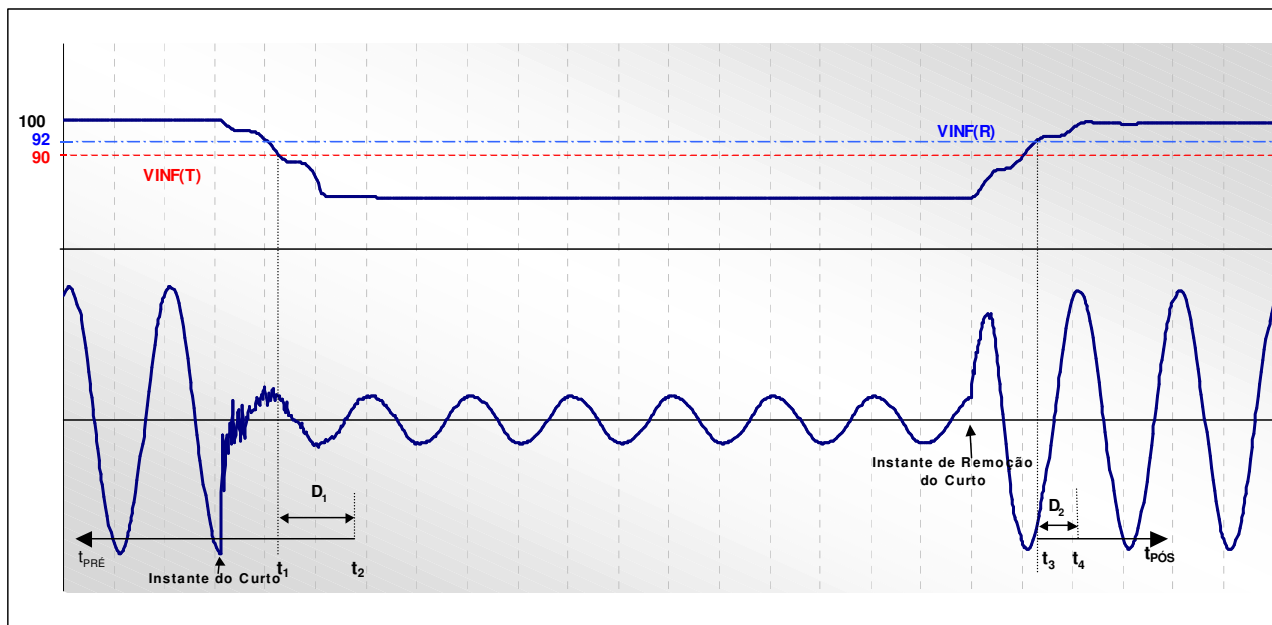


Figura 74: Ajustes de limites de tensão e temporizações associadas à programação de *Trigger*

A parametrização do RDP deve ser tal que aproveite ao máximo os recursos do RDP buscando o registro de um maior número de eventos para os quais o RDP foi programado. É importante que a parametrização não implique em registros não desejados, evitando-se o uso desnecessário da memória do RDP. Além disso, o tempo de registro deve cobrir adequadamente o período pré-evento, evento e pós-evento.

### 1.5.2 Parametrização Básica [6]

A seguir são apresentados valores que são capazes de proporcionar uma razoável performance para registro de VMT:

- *Grandezas a registrar*: Tensões fases A, B, C; formas de onda e RMS
- *Grandezas para trigger*: RMS de tensão fases A, B, C.
- *Lógica de atuação*:  $V_A$  OU  $V_B$  OU  $V_C$  menor que  $VINF(T)=90\%$ . OU  $V_A$  OU  $V_B$  OU  $V_C$  maior que  $VSUP(T)=105\%$ .
- *Lógica de Reset*:  $V_A$  E  $V_B$  E  $V_C$  maior que  $VINF(R)=92\%$ .  $V_A$  E  $V_B$  E  $V_C$  menor que  $VSUP(R)=102\%$ .

- *Tempo para Trigger (Time to Trigger): 1 ciclo.*
- *Tempo para Reset (Time to Reset): 1 ciclo*
- *Tempo de registro pré Trigger para forma de onda: 5 - 10 ciclos.*
- *Tempo de registro pré Trigger para RMS: 10 ciclos*
- *Tempo de registro pós Reset para forma de onda: 5 – 10 ciclos*
- *Tempo de registro pós Reset para RMS: 5 - 10 ciclos.*



## **Apêndice B PEGASYS Network**

### 1.1. Introdução

Este apêndice tem o objetivo de dar maiores informações sobre o *software* de gerenciamento do sistema de monitoração de qualidade de energia desenvolvido na dissertação, responsável pela execução das tarefas de aquisição dos dados, armazenamento em banco de dados relacional, comunicação com remotas, comunicação com demais estações de trabalho e visualização de dados.

### 1.2. Características [5, 9, 10, 11]

O software de gerenciamento utilizado no programa de monitoramento, foi o Pegasys 2.0, fornecido pela Power Electronic Measurements LTD. Este software permite operação em rede, possibilitando a aquisição de dados de diversos dispositivos acoplados no sistema de monitoração e também distribuindo dados para uma ou mais redes de computadores secundárias. Podem ser acoplados vários dispositivos de medição e um ou mais IEDs (Intelligent Electronic Devices), como pode ser verificado na Figura 75.

Os principais módulos de software são:

- *Communication Server*: faz as comunicações com as remotas ou entre estações de trabalho por porta serial, linha discada ou rede *ethernet*;
- *Log Server*: armazena os dados colhidos das remotas em um banco de dados relacional. O banco de dados utilizado pelo *Pegasys* é o *Sybase SQL Anywhere 5.0*;
- *VIP*: faz o gerenciamento das comunicações com as remotas e agrega dados de várias remotas;
- *Vista*: módulo para visualizar dados em tempo real ou fazer consultas a dados armazenados no banco de dados;
- *ION Designer*: utilizado para programar as remotas, o *Log Server* e o *VIP*;
- *Network Builder*: permite a configurar a rede;
- *Report Generator*: gera relatórios automaticamente.

O *Pegasys* é muito mais versátil do que as antigas ferramentas de visualização de dados da remota 3720, baseadas em sistemas DOS (*software Mscada*). O módulo *Vista* possui várias funções avançadas de consulta e análise de dados. Vários usuários podem acessar os dados e trabalhar simultaneamente, fazendo as consultas e analisando os fenômenos independentemente dos demais usuários. Além disso, o banco de dados relacional permite que se desenvolvam outros aplicativos de análise de dados.

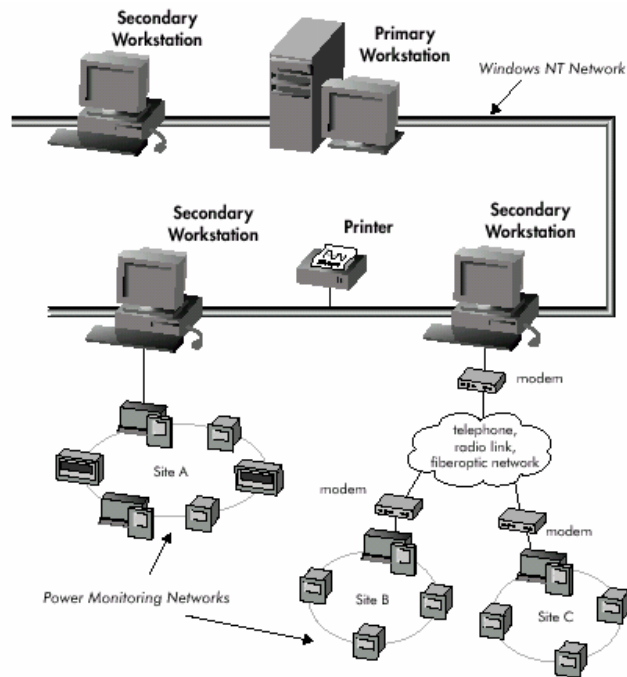


Figura 75: Estrutura do Sistema de aquisição PEGASYS .

Com a interface do *PEGASYS NETWORK* pode-se:

- Visualizar em tempo real os parâmetros dos dispositivos locais e remotos;
- Obter com rapidez e confiabilidade as notificações das condições de alarme;
- Representação gráfica com animação das alterações dos parâmetros dos dispositivos;
- Construção dos diagramas para diferentes sistemas monitorados;
- Visualização dos dados históricos com análise de tendência;
- Visualização e análise dos eventos de curta duração;
- Determinação da origem e seqüência de eventos durante os distúrbios no sistema de potência;
- Configuração remota dos dispositivos interligados a rede PEGASYS.

### 1.3. Principais Telas Disponíveis no Sistema [5]

#### 1.3.1 Dados em Tempo Real

Tela que apresenta em tempo real as grandezas atualizadas em intervalos de aproximadamente um segundo, de parâmetros tais como tensões L-N, L-L, desequilíbrio de tensão, fator de potência, frequência, medições acumuladas de energia ativa, reativa, e aparente importada e exportada. São fornecidas as medidas de fator K e THD para quatro tensões e quatro correntes. A Figura 76 mostra a tela de aquisição em tempo real do sítio de monitoração Distrito Industrial II.

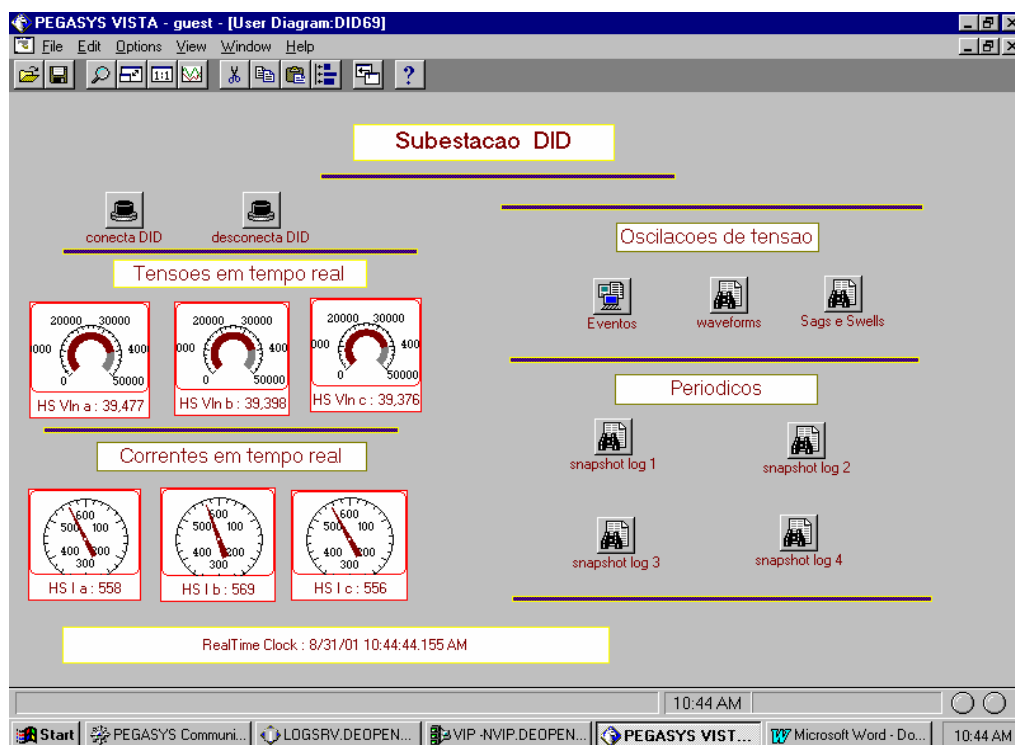


Figura 76: Tela de aquisição em tempo real do sítio Distrito Industrial II.

Cada IED no sistema atualiza os parâmetros de medição em intervalos regulares. Estas medidas podem ser transferidas para a estação mestra e mostradas em tempo real. As telas de dados em tempo real mostram todos os valores acessíveis no painel frontal do IED. Cada tela de tempo real disponibiliza as medidas especificadas disponíveis para cada IED. O 3720 ACM tem quatro telas de tempo real para mostrar as leituras básicas.

### 1.3.2 Diagramas com valores em Tempo Real

O sistema também possui a possibilidade de construir diagramas que podem ser usados para mostrar os dados em tempo real usando gráficos em ambiente *Windows* com os unifilares da instalação de cada local.

A Figura 77 apresenta um exemplo de diagrama com valores em *tempo real* do sítio Distrito Industrial II monitorado no programa.

### 1.3.3 Geração de Alarmes

Os IED têm a habilidade de gerar um alarme quando um parâmetro que está sendo monitorado excede uma faixa de operação especificada. Esses alarmes e todas as outras atividades em qualquer lugar do sistema são rápida e automaticamente anunciados pelo sistema. Uma mensagem indicando data, hora e localização do alarme é armazenada em dois diferentes registros no disco rígido da estação mestra: no *System Log* e no *Alarm Log*.

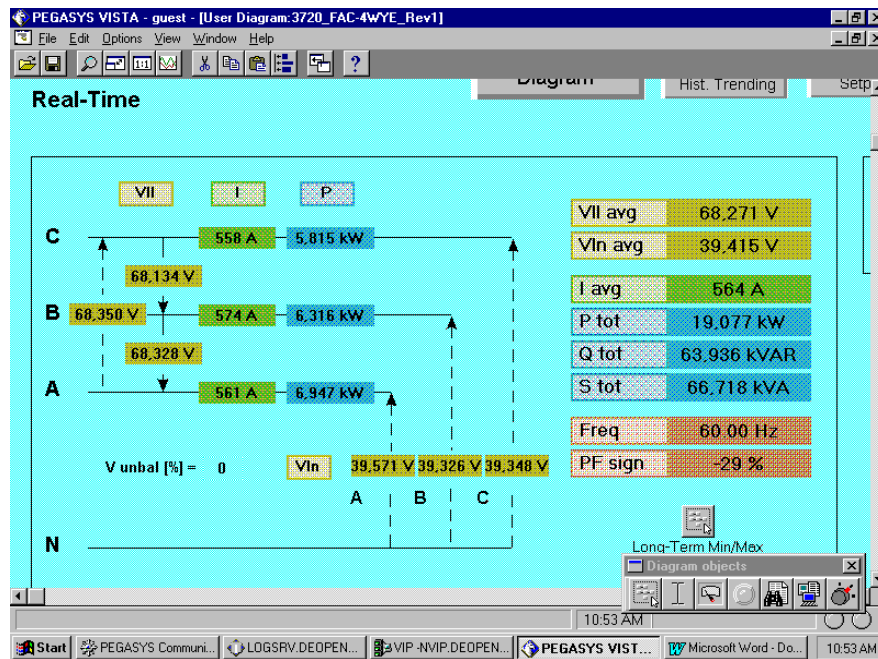


Figura 77: Tela de aquisição em tempo real do sítio Distrito Industrial II.

### 1.3.4 Registros Instantâneos

Os IEDs têm a capacidade de armazenar registros instantâneos de parâmetros medidos em intervalos definidos pelo usuário. Os dados armazenados são automaticamente transferidos e armazenados no disco rígido da estação mestre quando o IED é conectado. Na

Figura 79 pode ser visto o *Snapshot* dos harmônicos de tensão aquisitados do sítio de monitoração Tauape.

O sistema pode mostrar os valores registrados na forma tabular, ou usar gráficos em forma de curva de tendência, Figura 78.

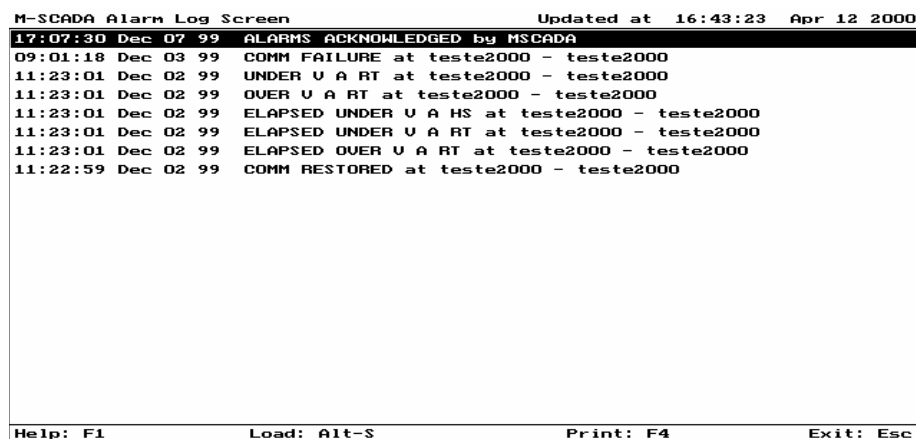


Figura 78: Relatório de Registro de Alarme

	timestamp	V1 HD THD	V1 HD 3	V1 HD 5	V1 HD 7	V1 HD 9	V1 HD 11	V1 HD 13
1	08/28/2001 05:00:00.000 PM	1.1	0.2	0.9	0.4	0	0	0.1
2	08/28/2001 04:30:00.000 PM	0.9	0	0.8	0.3	0	0	0
3	08/28/2001 04:00:00.000 PM	1	0.2	0.9	0.4	0.1	0	0
4	08/28/2001 03:30:00.000 PM	0.8	0	0.7	0.4	0.1	0	0
5	08/28/2001 03:00:00.000 PM	0.9	0	0.7	0.4	0.1	0	0
6	08/28/2001 02:30:00.000 PM	1.1	0.2	0.9	0.4	0.1	0	0
7	08/28/2001 02:00:00.000 PM	1.3	0.2	1.1	0.5	0.1	0	0
8	08/28/2001 01:30:00.000 PM	1.2	0	1	0.5	0.2	0.1	0.1
9	08/28/2001 01:00:00.000 PM	0.9	0.1	0.8	0.4	0	0	0
10	08/28/2001 12:30:00.000 PM	0.9	0	0.7	0.4	0	0	0.1
11	08/28/2001 12:00:00.000 PM	0.8	0.3	0.7	0.4	0.1	0	0
12	08/28/2001 11:30:00.000 AM	0.9	0.2	0.8	0.4	0	0.1	0
13	08/28/2001 11:00:00.000 AM	1	0.2	0.8	0.5	0	0	0
14	08/28/2001 10:30:00.000 AM	0.8	0	0.6	0.4	0	0.1	0
15	08/28/2001 10:00:00.000 AM	0.9	0.2	0.7	0.4	0.1	0	0
16	08/28/2001 09:30:00.000 AM	0.9	0.2	0.7	0.4	0	0	0
17	08/28/2001 09:00:00.000 AM	0.8	0.3	0.7	0.4	0.1	0	0.1
18	08/28/2001 08:30:00.000 AM	0.7	0.2	0.6	0.3	0	0	0
19	08/28/2001 08:00:00.000 AM	0.7	0.1	0.6	0.1	0	0.1	0.1
20	08/28/2001 07:30:00.000 AM	0.6	0.2	0.5	0.2	0	0.1	0.1
21	08/28/2001 07:00:00.000 AM	0.6	0.1	0.4	0	0	0	0
22	08/28/2001 06:30:00.000 AM	0.5	0.2	0.4	0.2	0	0	0.1
23	08/28/2001 06:00:00.000 AM	0.4	0	0.2	0.2	0	0	0
24	08/28/2001 05:30:00.000 AM	0.3	0.1	0.2	0	0	0	0.1

Figura 79: Snapshot dos harmônicos de tensão Tauape.

### 1.3.5 Máximos e Mínimos

Conjunto de até 16 parâmetros a serem medidos, quando o máximo e o mínimo valor de um parâmetro for registrado.

A Figura 80 mostra a regulação de tensão na SE Tauape 13,8kV, onde os valores máximo e mínimo foram 13.864V e 13.216V , respectivamente.

Os valores medidos de tensão, corrente, potência e tensão auxiliar são todos *true rms* com comparação feita a cada segundo. Já os valores de distorção harmônica foram atualizados a cada trinta segundos aproximadamente.

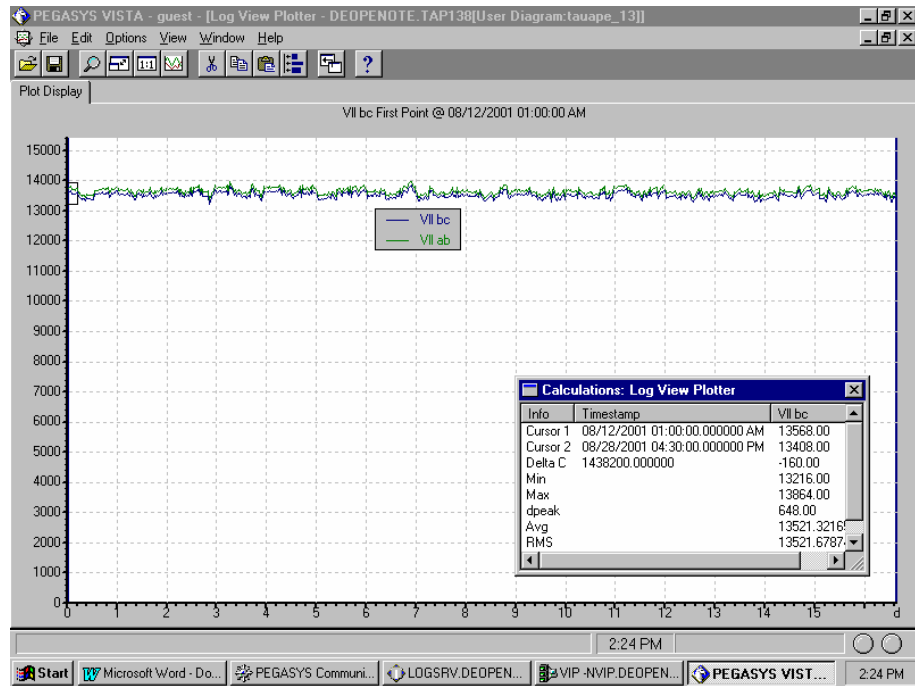


Figura 80: Curva de Regulação de Tensão – Subestação Tauape 13,8kV

### 1.3.6 Funções do Sistema

Consta das seguintes subdivisões:

- a. *Reconhecimento de alarmes*: Faz reconhecimento de todas as comunicações de alarme, de *setpoint* dos aparelhos, silenciando o sinal de alarme mediante o reconhecimento;
- b. *Informações do sistema*: Dá acesso a todas as características do sistema de informação;
- c. *Soma dos medidores*: Fornece o cálculo da soma dos valores medidos por até oito IEDs;
- d. *Diagnóstico do sistema*: Informações sobre o sistema, incluindo a estação Mestre, o total de memória RAM disponível, e a percentagem do espaço livre no disco rígido.

## 1.4. Configurações [10, 11]

### 1.4.1 Configuração dos Sítios

A Configuração de até 99 sítios com a especificação do nome do sítio, a porta de comunicação a ser utilizada, a taxa de transmissão de 300 a 1920 *baud*, a forma de ligação (direta, discada ou rádio), e o número a ser contatados.

### 1.4.2 Configuração da instalação

Modo de ligação (monofásico, três fios, quatro fios), configuração da saída da forma de onda (3\*12, 2\*18, ou 1\*36 ciclos – três ondas de 12 ciclos, duas de 18 ciclos, ou uma de 36 ciclos), escalas de tensão e corrente, etc.

## 1.5. Análise da Qualidade da Energia [5]

Uma importante função do *software* PEGASYS é ajudar na análise da qualidade da energia do sistema elétrico. Altos níveis de distorção harmônica ou distúrbios de curta duração têm sérias repercussões para a concessionária e para os consumidores. Por exemplo, grandes níveis de distorções harmônicas podem causar altas correntes de neutro, enquanto afundamento de tensão ou surto de corrente podem resultar em mau funcionamento ou danos aos aparelhos e equipamentos.

### 1.5.1 Análise de Distúrbios

A característica de registro de forma de onda, *Waveform Recorder*, amostra simultaneamente 12, 18 ou 36 ciclos de todas as correntes e tensões de entrada, usando um método de disparo programável e um retardo programável. O registro pode ser acionado automaticamente, ou manualmente a partir da estação mestre.

Quando o dado registrado é transferido para a estação, ele pode ser mostrado na tela em gráfico em ambiente *Windows*, apresentando as condições antes, durante e após o distúrbio.

Exemplos de aplicação para registro de forma de onda incluem a análise de afundamentos de tensão e surtos, ou registro de corrente de *inrush* dos transformadores e correntes de partida de motores.

### 1.5.2 Análise de Harmônicos

Na característica *Waveform Capture*, o conteúdo de harmônicos de um sinal elétrico pôde ser analisado em detalhe. O PEGASYS pode mostrar então simultaneamente em uma tela diversas entradas, com os valores de distorção harmônica, fator K, e fator de crista. Um histograma e uma tabela de componentes de frequência, até a 63<sup>a</sup> harmônica são disponibilizados para cada conjunto de dados. A Figura 81 apresenta uma forma de onda capturada do sítio Distrito Industria II.

Todas as formas de onda capturadas podem ser exportadas para processamento de sinal. Esta opção permite ao operador apontar a fonte e a severidade dos harmônicos e desenvolver a estratégia de mitigação.

### 1.5.3 Medições periódicas

A medição periódica pode ser feita amostrando-se um ciclo das tensões e correntes das três fases em um intervalo predefinido. Com base nas amostragens de tensão e corrente é



possível calcular outros parâmetros como potência ativa, reativa, harmônicos de tensão e corrente até a 63ª ordem e ainda a frequência.

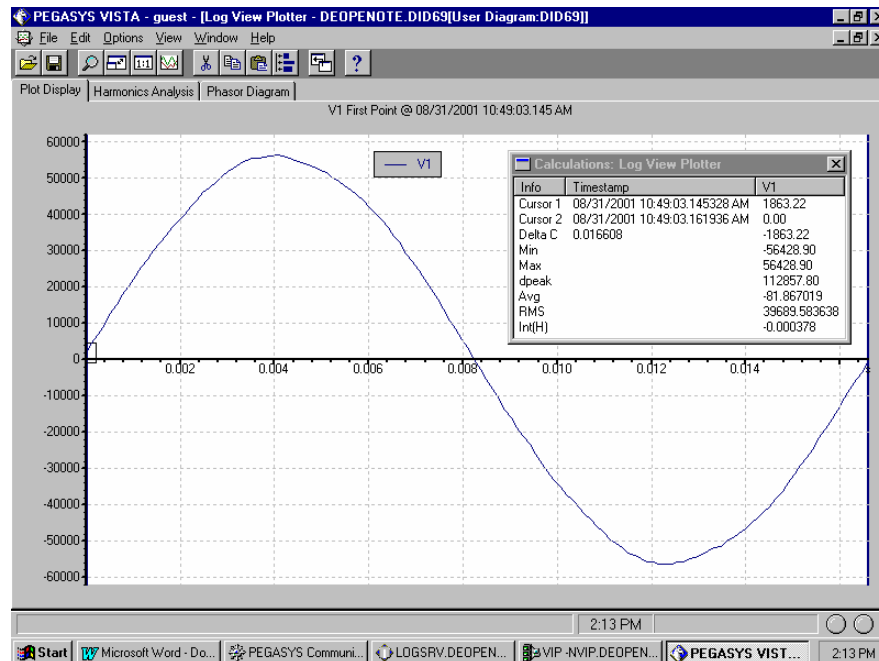


Figura 81: *Waveform capture* de tensão do *sítio* Distrito Industria II.

#### 1.5.4 Oscilações transitórias de tensão

Os RDPs tem a capacidade de coletar dados de distúrbios ocorridos no sistema, através de ajustes de *setpoints* que indicam os limites a partir dos quais passam a armazenar dados, ou seja, pode ser definidos limites de grandezas monitoradas de forma que quando esses limites forem ultrapassados, os RDP armazenarão os dados dos distúrbios de duas formas:

**Forma de onda:** A Figura 82 mostra uma forma de onda de corrente no momento de uma falta no sistema, aqisitada do *sítio* instalado na SE Coluna. Para esse caso as remotas foram ajustadas para coletar forma de ondas com 12 ciclos das tensão e correntes. Observa-se nas formas de onda de corrente uma elevação de 4,88 vezes a corrente normal de operação quando de um afundamento de tensão.

**Logs de eventos:** São relatórios contendo informações dos distúrbios tais como dia e hora da ocorrência, magnitude da grandeza monitorada tanto na ativação do *setpoint* (instante em que o valor ajustado foi excedido) como na desativação do *setpoint* (instante em que o valor ajustado deixou de ser excedido). É bom salientar que os valores registrados das grandezas são os que ocorreram na hora do *setpoint* e, portanto não são necessariamente os valores máximos ou mínimos do distúrbio.

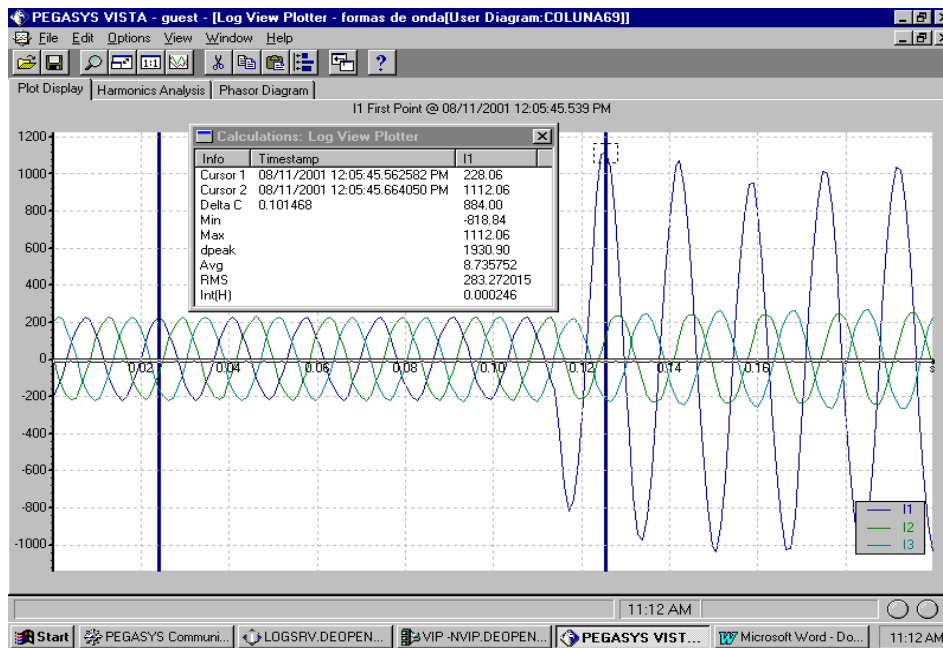


Figura 82: Forma de Onda – SE Coluna no momento de uma falta no sistema.

	timestamp	priority	cause_ion	cause_value	effect_ion	effect_value
1	01/19/2038 12:14:07.000 AM	0	External	0	Meter Power	0
2	08/28/2001 04:32:31.039 PM	0	Communications	0	RealTime Clock Module	61903
3	08/18/2001 07:32:17.079 PM	200	HS VII ab	13796	HS Setpoint #3	HS SP 3 INACTIVE
4	08/18/2001 07:32:16.175 PM	200	HS VII ab	10563	HS Setpoint #3	HS SP 3 ACTIVE
5	08/18/2001 07:32:16.175 PM	0	HS Setpoint #3	HS SP 3 ACTIVE	V1 wFR Module	1
6	08/13/2001 08:17:26.096 AM	200	HS VII ab	12330	HS Setpoint #3	HS SP 3 INACTIVE
7	08/13/2001 08:17:25.995 AM	200	HS VII ab	11268	HS Setpoint #3	HS SP 3 ACTIVE
8	08/13/2001 08:17:25.995 AM	0	HS Setpoint #3	HS SP 3 ACTIVE	V1 wFR Module	1
9	08/11/2001 12:57:07.516 PM	200	HS VII ab	12509	HS Setpoint #3	HS SP 3 INACTIVE
10	08/11/2001 12:57:06.478 PM	200	HS VII ab	8091	HS Setpoint #3	HS SP 3 ACTIVE
11	08/11/2001 12:57:06.478 PM	0	HS Setpoint #3	HS SP 3 ACTIVE	V1 wFR Module	1
12	08/11/2001 12:57:06.478 PM	0	HS Setpoint #3	HS SP 3 ACTIVE	Snapshot Recorder #8 Module	1
13	08/03/2001 09:21:26.034 AM	0	Communications	0	RealTime Clock Module	38726
14	08/02/2001 01:28:56.616 PM	0	External	0	Meter Power	1
15	08/02/2001 01:17:35.615 PM	0	External	0	Meter Power	0
16	08/02/2001 01:17:35.582 PM	200	HS VII ab	7414	HS Setpoint #3	HS SP 3 ACTIVE
17	08/02/2001 01:17:35.582 PM	200	HS VII ab	7414	HS Setpoint #1	HS SP 1 INACTIVE
18	08/02/2001 01:17:35.548 PM	200	HS VII bc	9972	HS Setpoint #2	HS SP 2 INACTIVE
19	08/02/2001 01:17:20.023 PM	200	HS VII bc	15202	HS Setpoint #2	HS SP 2 ACTIVE
20	08/02/2001 01:17:19.648 PM	200	HS VII ab	15243	HS Setpoint #1	HS SP 1 ACTIVE
21	08/02/2001 01:17:11.345 PM	200	HS VII ab	12189	HS Setpoint #3	HS SP 3 INACTIVE
22	08/02/2001 01:17:08.779 PM	200	HS VII ab	11014	HS Setpoint #3	HS SP 3 ACTIVE
23	08/02/2001 09:53:46.068 AM	0	Communications	0	RealTime Clock Module	19802
24	07/26/2001 11:25:27.294 AM	200	HS VII ab	13767	HS Setpoint #3	HS SP 3 INACTIVE

Figura 83: Tela de eventos – SE Tauape barra de 13,8kV

Na Figura 83 é mostrada uma tela de eventos contendo todas as ocorrências (interrupções, afundamentos momentâneos de tensão, elevações momentâneos de tensão, etc.) verificadas na barra de 13,8kV SE Tauape.

## 1.6. Considerações Finais

Em um Programa de monitoramento como esse desenvolvido nessa dissertação tem-se um grande volume de dados aquisitados e processados. Torna-se imprescindível a aquisição de uma ferramenta que torne a coleta e manipulação dos dados mais produtiva. O software adquirido para o Monitoramento, o *Pegasys 2.0*, fornecido pela *Power Electronic Measurements LTD*

permitiu a operação em rede através do sistema operacional Windows NT Server 4.0, facilitando o gerenciamento do sistema de monitoração de qualidade de energia, executando as tarefas de aquisição dos dados, armazenamento em bancos de dados relacional, comunicação com remotas, comunicação com demais estações de trabalho e visualização de dados, propiciando grande economia de tempo e recursos humanos. O *Pegasys* possui uma versatilidade que o torna bastante superior às antigas ferramentas de visualização de dados da remota 3720, baseadas em sistemas DOS (*software Mscada*), possuindo várias funções avançadas de consulta e análise de dados, podendo o usuário acessar os dados e trabalhar simultaneamente, fazendo as consultas e analisando os fenômenos independentemente dos demais usuários. Além disso, o banco de dados relacional permite que se desenvolvam outros aplicativos de análise de dados.

**Apêndice C**  
**Requisitos para Transdutores Aplicados ao Monitoramento**

### 1.1. Introdução

Os RDP de qualidade em sistemas de potência são projetados para uma determinada tensão e corrente de entrada e geralmente necessitam de transdutores para obter níveis de sinal de tensões e correntes aceitáveis. Neste Apêndice serão abordados os principais requisitos a serem considerados no momento da especificação dos transdutores, relacionados *ao Nível do Sinal e Resposta de Freqüência*.

### 1.2. Níveis do Sinal [1]

É necessária cautela na hora de dimensionar os transdutores TP e TC para que se tire vantagem da resolução completa do instrumento sem que haja corte do sinal medido. O dimensionamento impróprio pode resultar em danos para o transdutor ou instrumento de monitoração.

#### 1.2.1 Transformadores de potencial

TPs devem ser dimensionados de modo a não ter problemas de saturação. Para medição de transitórios, geralmente se deseja que o ponto do joelho da curva de saturação do transdutor esteja pelo menos a 200% da tensão nominal do sistema.

#### 1.2.2 Transformadores de Corrente

A escolha de um transformador de corrente apropriado é mais difícil. A corrente em alguns sistemas muda mais freqüentemente e com maiores valores que a tensão. Muitos fabricantes de instrumentos de qualidade de energia elétrica fornecem TC com seus equipamentos. Esses TC já são especificados de forma a acomodar diferentes níveis de carga e são tabelados para diversas corrente de carga máximas. A corrente do TC e a relação de espiras dependem do objetivo da medição. Se o interesse for a medição de corrente de falta ou corrente de *inrush* o TC deve ser dimensionado na faixa de 20 a 30 vezes a corrente de carga. Isto resulta em uma baixa resolução da corrente de carga e incapacidade para caracterizar corrente de carga harmônica.

### 1.3. Respostas de freqüência

A *Resposta de Freqüência* é particularmente importante para monitoração de transitórios e distorção harmônica, onde há sinais de alta freqüência.

#### 1.3.1 Transformadores de potencial

A resposta de freqüência de TPs de classe de exatidão para medição depende da carga ligada ao TP. Em geral a carga deverá ter uma impedância bem alta. Isto geralmente não é problema com muitos RDP disponíveis hoje. RDP de qualidade de energia elétrica, multímetros digitais, osciloscópios, e outros instrumentos apresentam uma carga de impedância muito alta, conseguindo-se uma resposta de freqüência adequada em torno de 5 kHz.

Algumas subestações usam TP com acoplamento capacitivo (CCVT) como transdutores de tensão. Os mesmos não devem ser usados para monitoração de qualidade de energia. Como pode ser visto na Figura 84 existe um transformador em paralelo com o capacitor inferior no divisor capacitivo. Esta configuração resulta em um circuito que é um filtro para 60 Hz e não tem precisão na representação de alguns componentes de alta freqüência. Componentes de medição de tensão para alta freqüência requerem divisores capacitivos ou divisores resistivos puros. A Figura

Figura 84 ilustra a diferença entre um CCVT e um divisor capacitivo. Divisores capacitivos para propósitos especiais podem ser obtidos para medição de precisão na caracterização de transitórios de pelo menos 1 MHz.

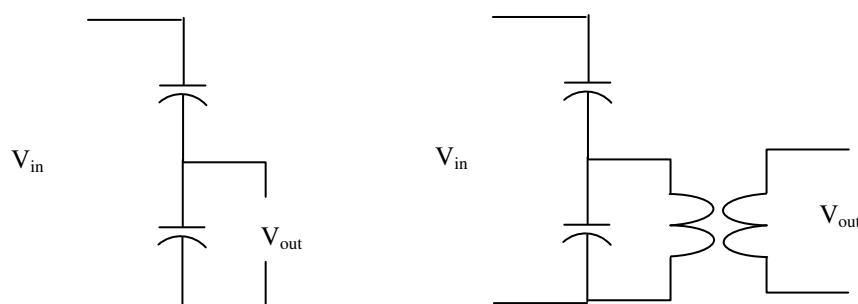


Figura 84: Divisor de tensão capacitivo.

### 1.3.2 Transformadores de Corrente

TC padrão para classe de medição são geralmente adequados para freqüência até 2 kHz. A partir desse valor, erros de fase podem começar a tornar-se significativos. Para altas freqüências os TC tipo janela com alta relação de espiras podem ser usados.

Seguem alguns atributos adicionais desejados para os TCs:

- Grande relação de espiras como, por exemplo, 2000:5 ou maior;
- TCs tipo janela são preferidos. Os TCs em que a corrente do sistema flua através de um enrolamento, pode ser usado, desde que o número de espiras seja menor que cinco,
- Pequeno fluxo remanescente (por exemplo  $\leq 10\%$  do valor de saturação do núcleo).
- Grande área do núcleo. Quanto mais aço é usado no núcleo, melhor é a resposta de freqüência do TC,
- Resistência do enrolamento e impedância de perdas menores possíveis. Isso permite que uma parcela maior do sinal de entrada circule na carga, em vez de se perder nas capacitâncias e impedância de excitação do núcleo.

### 1.4. Considerações sobre a Instalação [1]

A escolha da melhor combinação dos transdutores depende de vários fatores como, por exemplo:

- Local do monitoramento (subestação, aéreo, subterrâneo, etc.);
- Limitação de espaço;
- Possibilidade de interromper o circuito para instalação do transdutor;
- Necessidade de monitoração da corrente.

#### 1.4.1 Transdutores da subestação

Geralmente os TCs e TPs (exceto os CCVTs) instalados nas subestações podem ser usados para monitoração de qualidade de energia elétrica.

#### 1.4.2 Localizados em linhas aéreas da concessionária

Para monitoração em circuitos primários de distribuição é, geralmente, desejável um transdutor que possa ser instalado sem colocar o circuito fora de serviço. Têm sido desenvolvidos, recentemente, transdutores de monitoração tanto de tensão como de corrente que podem ser instalados em linha viva.

Esses dispositivos incorporam TP tipo divisor resistivo e TC tipo janela em uma só unidade.

A experiência de campo com essas unidades, tem mostrado que a resposta de frequência para 60 Hz depende da magnitude da corrente, temperatura e comprimento do cabo secundário. Isso dificulta o uso desses dispositivos para monitoração de precisão em qualidade de energia elétrica. Deve-se ter muito cuidado no uso desses transdutores.

Em geral os sítios primários devem ser monitorados com TPs e TCs com classe medição adequada para se obter resultados precisos sobre o espectro de frequência requerido. A instalação requer que o circuito seja desligado, mas um bom planejamento pode ser feito para minimizar o tempo de desligamento do sítio.

Outra opção para o monitoramento de sítios primários inclui monitorar secundários de um transformador de distribuição descarregado os quais são capazes de dar resultados precisos até 3 kHz.

#### 1.4.3 Sítio secundário

Para sistema com tensão de serviço é possível a conexão direta do monitor. Isto permite uma completa utilização da resposta de frequência do instrumento.

Os requisitos de transdutores para sítios secundários são muito simples. As correntes podem ser monitoradas ou com TCs de medição ou TCs tipo *clamp-on* para locais dentro da indústria. Os TCs *clamp-on* estão disponíveis em uma larga faixa de relação de espiras. A faixa de frequência é geralmente publicada pelo fabricante.

## **Anexo I**

### **Resultados de Medição da Tensão em Regime Permanente**



## Anexo I – Resultados de Medição da Tensão em Regime Permanente

Neste Anexo são apresentados os resultados e análises das medições de tensão em regime permanente feitas no período de monitoramento dos sítios instalados nas subestações Coluna, Distrito Industrial II, Parangaba, Pecém, Presidente Kennedy e Tauape.

### 2.1 SE COLUNA

Não houve violação dos valores de tensão estipulados na Portaria 47 e Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede do ONS, como pode ser observado na Tabela A I.16.

**Tabela A I.16:** Sumário das tensões fase-neutro (pu)

	Fase A	Fase B	Fase C
Mínimo	0,966	0,968	0,974
Máximo	1,010	1,015	1,018
Média	0,986	0,991	0,995
95%	0,999	1,003	1,009

Observa-se que durante todo período de medição as tensões ficaram entre 0,966 e 1,018 pu, como mostra o histograma de tensão na SE Coluna 69kV (Figura A I.85). A Figura A I.86 mostra o perfil de tensão para o dia 01/08/2001 (quarta-feira). Observa-se a elevação da tensão no período entre 16h e 23h.

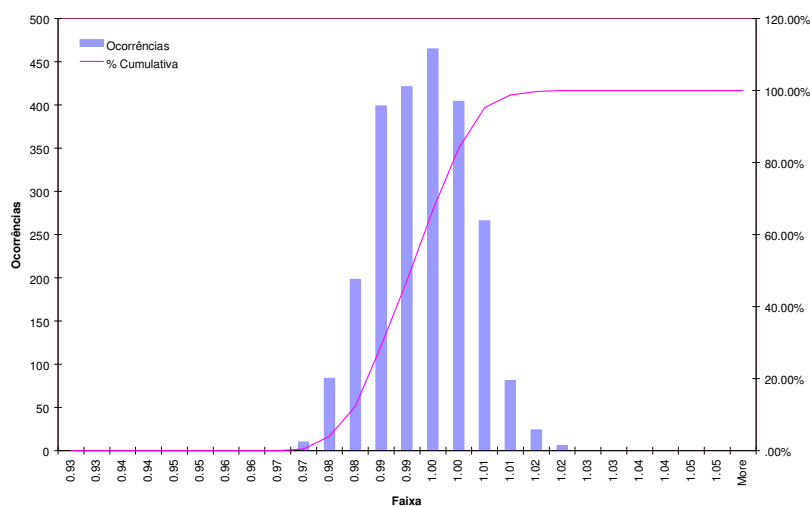


Figura A I.85: Histograma de tensão na SE Coluna.

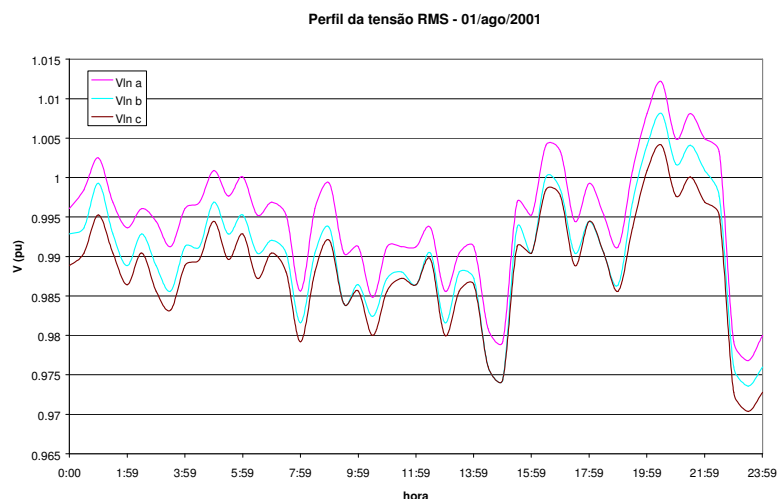


Figura A I.86: Perfil de tensão para o dia 01/08/2001.

## 2.2 SE DISTRITO INDUSTRIAL

Não houve violação dos valores de tensão estipulados na Portaria 47 e Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede do ONS, como pode ser observado na Tabela A I.17. As três tensões apresentam índices similares.

Tabela A I.17: Sumário das tensões fase-neutro (pu)

	Fase A	Fase B	Fase C
Mínimo	0,978	0,971	0,972
Máximo	1,032	1,025	1,031
Média	1,001	0,994	1,001
95%	1,018	1,012	1,018

Observa-se que durante todo período de medição as tensões ficaram entre 0,971 e 1,032 pu, como mostra o histograma de tensão na SE Distrito Industrial II 69kV (Figura A I.87). A Figura A I.88 e Figura A.I.89 mostram o perfil de tensão para o dia 29/07/2001 (domingo) e dia 31/07/2001 (terça-feira) respectivamente.

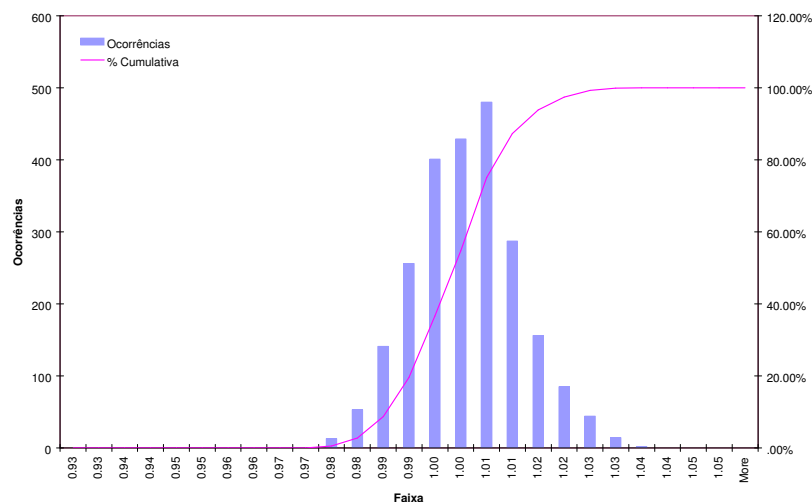


Figura A I.87: Histograma de tensão na SE Distrito Industrial

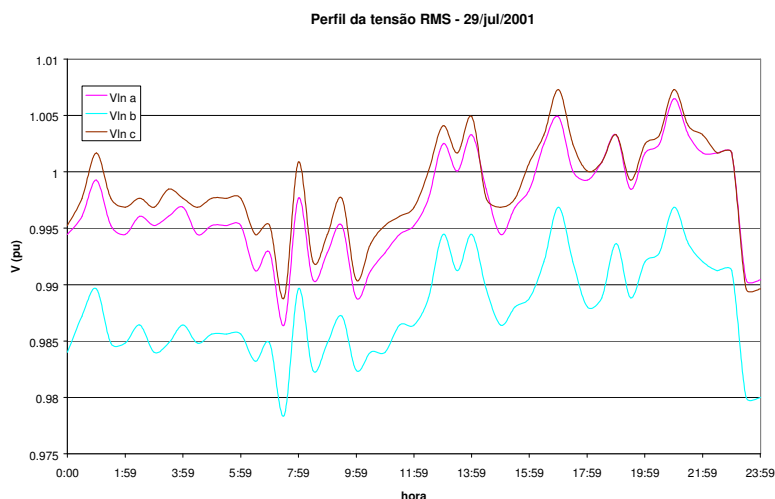


Figura A I.88: Perfil de tensão para o dia 29/07/2001.

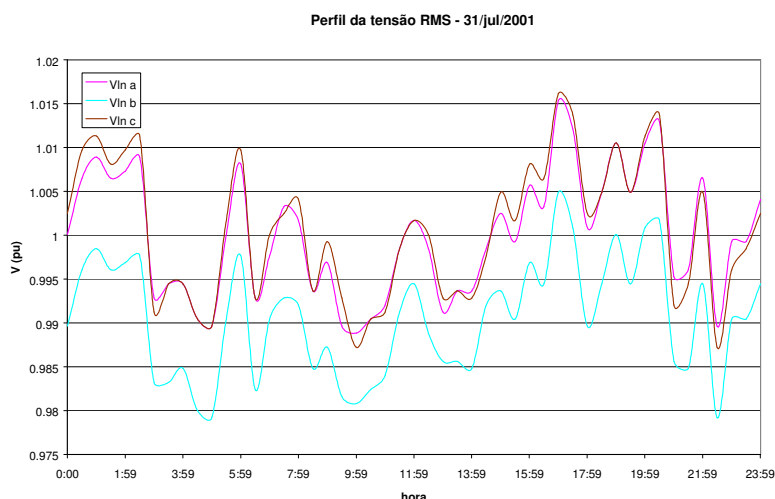


Figura A.I.89: Perfil de tensão para o dia 31/07/2001.

## 2.3 SE PARANGABA

Não houve violação dos valores de tensão estipulados na Portaria 47 e Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede do ONS, como pode ser observado na Tabela A I.18. As três tensões apresentam índices similares.

Tabela A I.18: Sumário das tensões fase-neutro (pu)

	Fase A	Fase B	Fase C
Mínimo	0,976	0,977	0,976
Máximo	1,018	1,020	1,019
Média	0,998	0,999	0,997
95%	1,010	1,011	1,011

Observa-se que durante todo período de medição as tensões ficaram entre 0,976 e 1,019 pu, como mostra o histograma de tensão na SE Parangaba 69kV (Figura A I.90). A Figura A. I.91 e Figura A I.92 mostram o perfil de tensão para o dia 29/07/2001 (domingo) e dia 31/07/2001 (terça-feira) respectivamente.

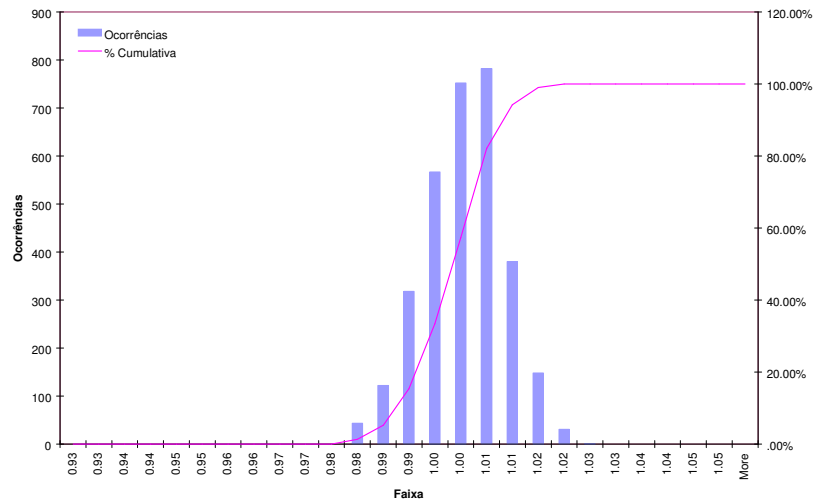


Figura A I.90: Histograma de tensão na SE Parangaba.

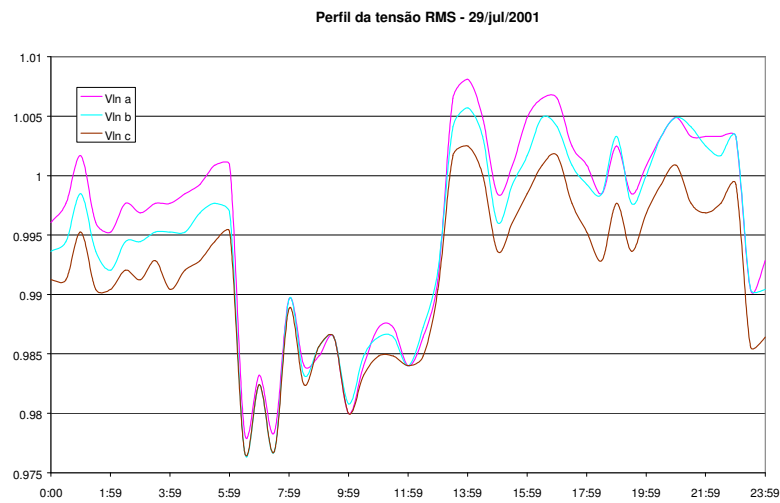


Figura A. I.91: Perfil de tensão para o dia 29/07/2001.

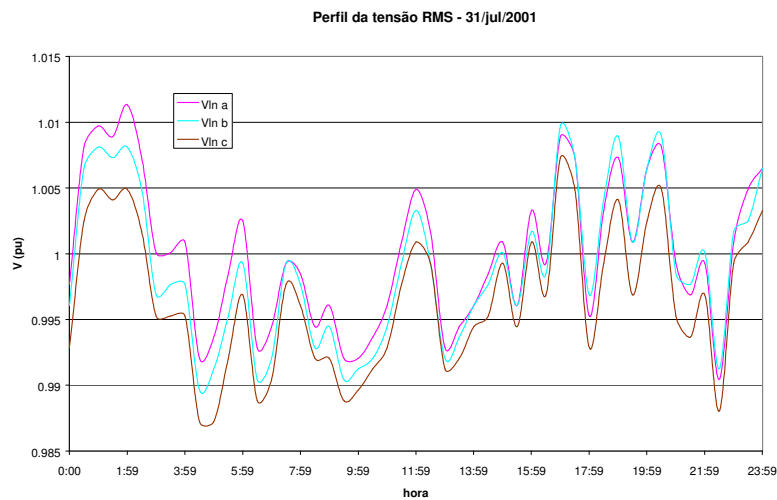


Figura A I.92: Perfil de tensão para o dia 31/07/2001.

## 2.4 SE PECÉM

Não houve violação dos valores de tensão estipulados na Portaria 47 e Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede do ONS, como pode ser observado na Tabela A I.19. As três tensões apresentam índices similares.

Tabela A I.19: Sumário das tensões fase-neutro (pu)

	Fase A	Fase B	Fase C
Mínimo	0,974	0,979	0,971
Máximo	1,026	1,032	1,024
Média	1,003	1,009	1,000
95%	1,018	1,025	1,016

Observa-se que durante todo período de medição as tensões ficaram entre 0,971 e 1,032 pu, como mostra o histograma de tensão na SE Pecém 69kV (Figura A I.93). A Figura A I.94 e Figura A I.95 mostram o perfil de tensão para o dia 29/07/2001 (domingo) e dia 31/07/2001 (terça-feira) respectivamente.

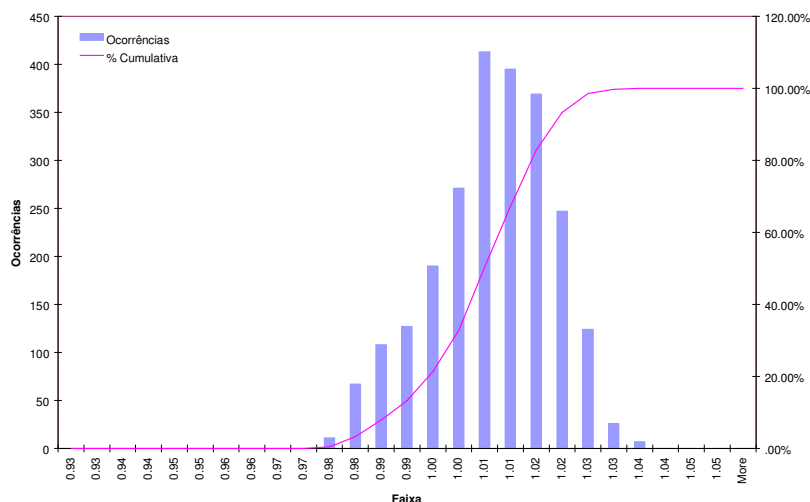


Figura A I.93: Histograma de tensão na SE Pecém.

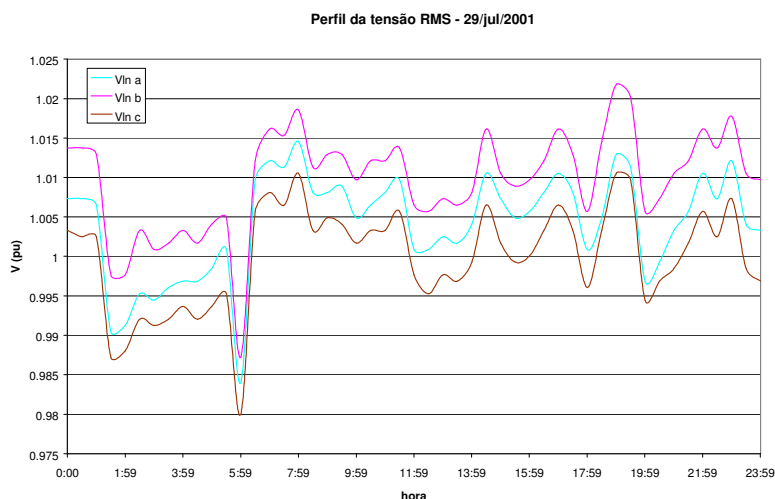


Figura A I.94: Perfil de tensão para o dia 29/07/2001.

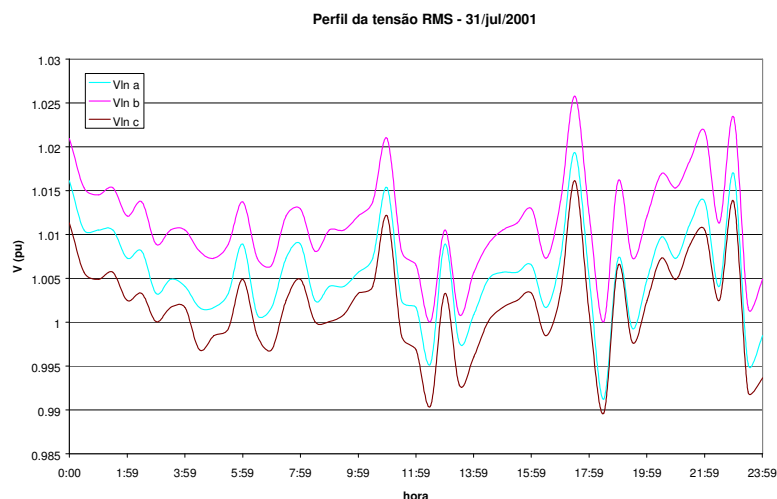


Figura A I.95: Perfil de tensão para o dia 31/07/2001.

## 2.5 SE PRESIDENTE KENNEDY

Não houve violação dos valores de tensão estipulados na Portaria 47. Entretanto a fase BC violou os limites inferior e superior estabelecidos no Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede do ONS, como pode ser observado na Tabela A I.20. A violação pode ser considerada insignificante, menos de 0,1% do período de medição para o limite inferior e 0,2% do período de medição para o limite superior. As duas tensões fase-fase registradas apresentam índices similares.

Tabela A I.20: Sumário das tensões fase-fase (pu)

	Fase AB	Fase BC
Mínimo	0,950	0,948
Máximo	1,053	1,051
Média	1,022	1,019
95%	1,039	1,036

Observa-se que durante todo período de medição as tensões ficaram entre 0,95 e 1,053 pu, como mostra o histograma de tensão na SE Presidente Kennedy 13,8kV (Figura A I.96). A Figura A I.97 e Figura A I.98 mostram o perfil de tensão para o dia 29/07/2001 (domingo) e dia 31/07/2001 (terça-feira) respectivamente.

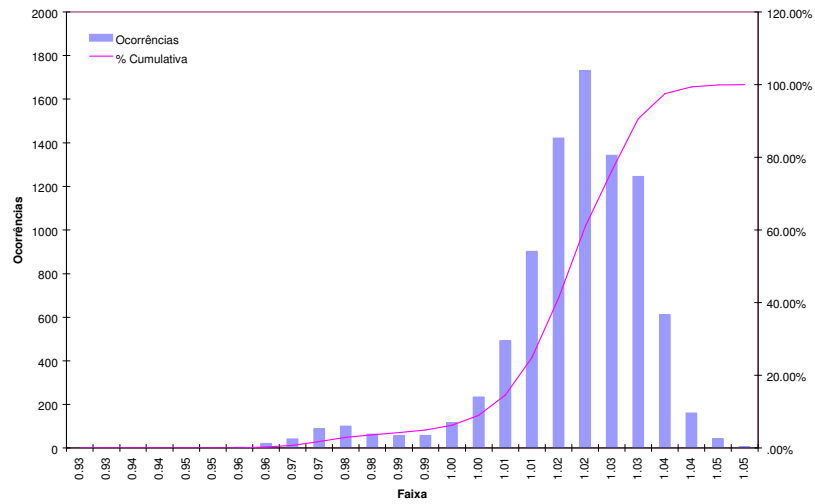


Figura A I.96: Histograma de tensão na SE Presidente Kennedy.

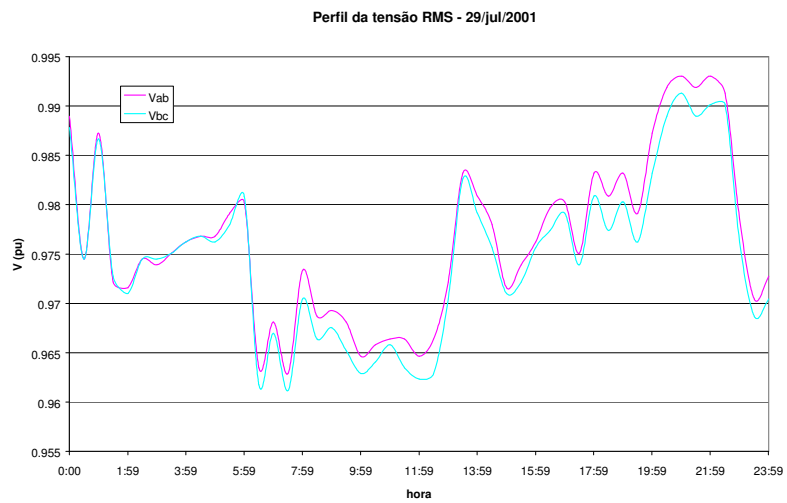


Figura A I.97: Perfil de tensão para o dia 29/07/2001.

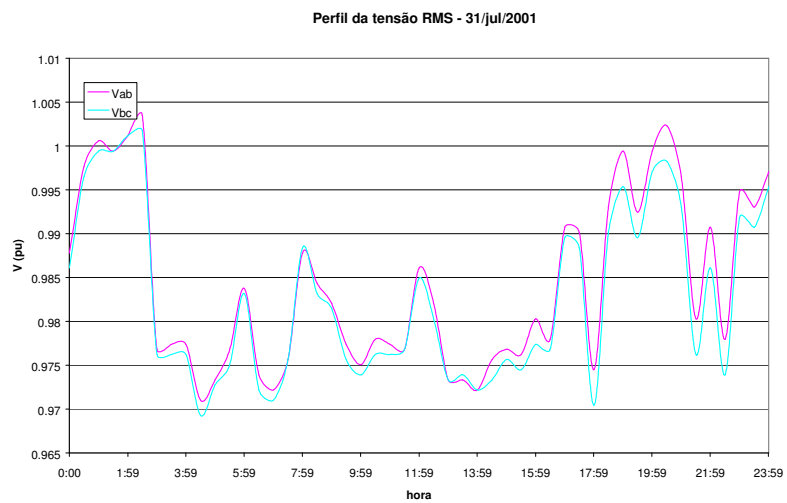


Figura A I.98: Perfil de tensão para o dia 31/07/2001.

## 2.6 SE TAUAPE 69 KV

Não houve violação dos valores de tensão estipulados na Portaria 47 e Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede do ONS, como pode ser observado na Tabela A I.21. As três tensões apresentam índices similares.

Tabela A I.21: Sumário das tensões fase-neutro (pu)

	Fase A	Fase B	Fase C
Mínimo	0,956	0,965	0,954
Máximo	1,019	1,012	1,011
Média	0,994	0,989	0,988
95%	1,009	1,004	1,003

Observa-se que durante todo período de medição as tensões ficaram entre 0,954 e 1,019 pu, como mostra o histograma de tensão na SE Tauape 69kV (Figura A I.99). A Figura A I.100 mostra o perfil de tensão para o dia 01/08/2001 (quarta-feira).

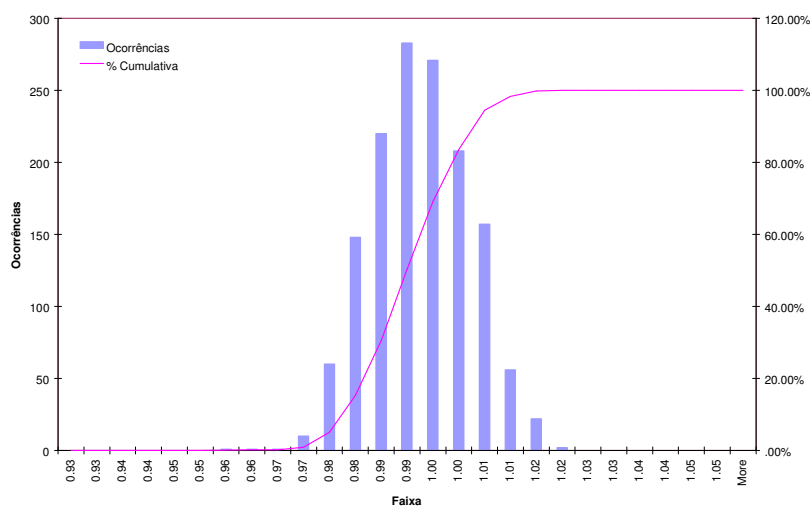


Figura A I.99: Histograma de tensão na SE Tauape 69 kV.

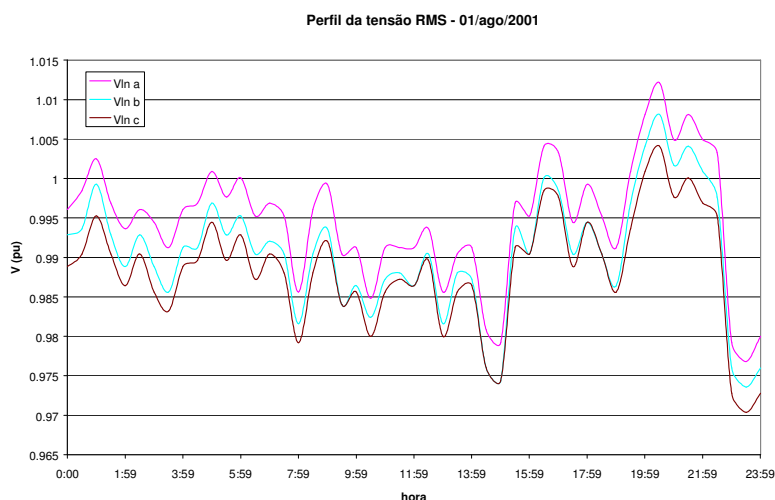


Figura A I.100: Perfil de tensão para o dia 01/08/2001.



## 2.7 SE TAUAPE 13,8 KV

Não houve violação dos valores de tensão estipulados na Portaria 47. Entretanto a fase AB violou o limites inferior estabelecido no Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede do ONS, como pode ser observado na Tabela A I.22. A violação pode ser considerada insignificante, cerca de 0,01% das amostras registradas. A tensão AB apresentou valores ligeiramente inferiores aos da tensão BC.

Tabela A I.22: Sumário das tensões fase-fase (pu)

	Fase AB	Fase BC
Mínimo	0,948	0,966
Máximo	1,037	1,047
Média	1,004	1,014
95%	1,024	1,034

Observa-se que durante todo período de medição as tensões ficaram entre 0,948 e 1,047 pu, como mostra o histograma de tensão na SE Tauape 13,8 kV (Figura A I.101). A Figura A I.102 e Figura A I.103 mostram o perfil de tensão para o dia o dia 22/07/2001 (domingo) e dia 01/08/2001 (quarta-feira) respectivamente.

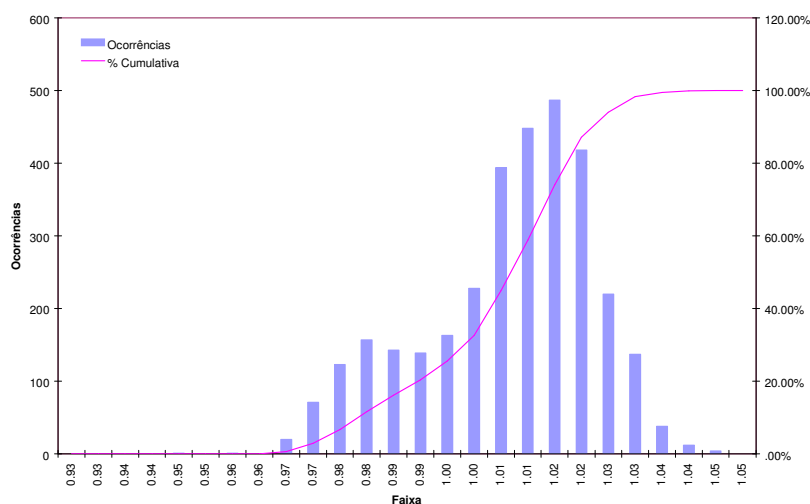


Figura A I.101: Histograma de tensão na SE Tauape 13,8 kV.

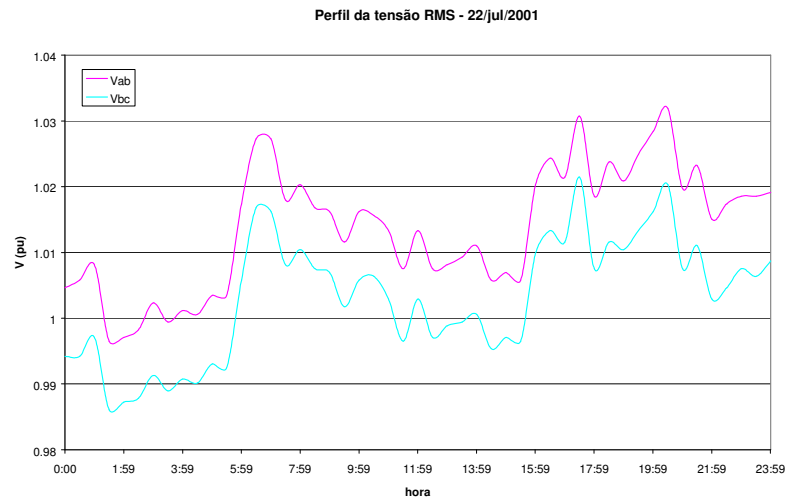


Figura A I.102: Perfil de tensão para o dia 22/07/2001.

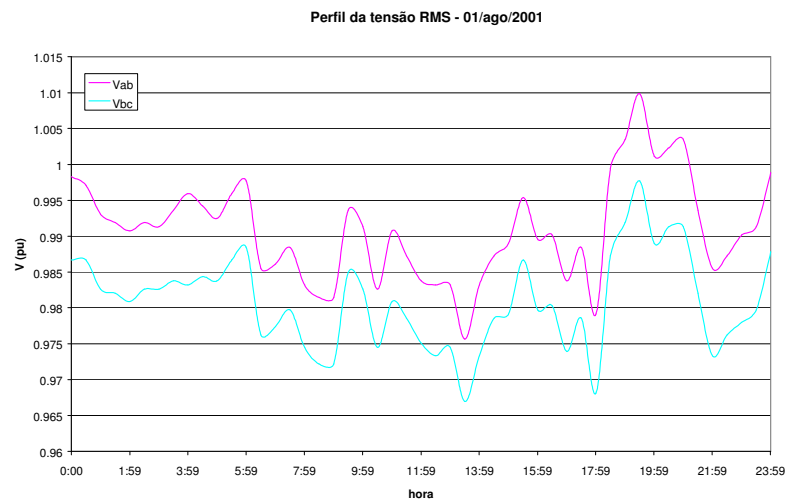


Figura A I.103: Perfil de tensão para o dia 01/08/2001.

## **Anexo II**

### **Resultados de Medição do Desequilíbrio de Tensão**

## Anexo II – Resultados de Medição do Desequilíbrio de Tensão

Neste Anexo são apresentados os resultados e análises das medições do desequilíbrio de tensão em regime permanente feitas no período de monitoramento dos sítios instalados nas subestações Coluna, Distrito Industrial II, Parangaba, Pecém e Tauape, as quais apresentaram histogramas com distribuições aproximadamente normais e valores máximos abaixo de 2% como pode ser observado nas Figuras A II.105 até A II.109.

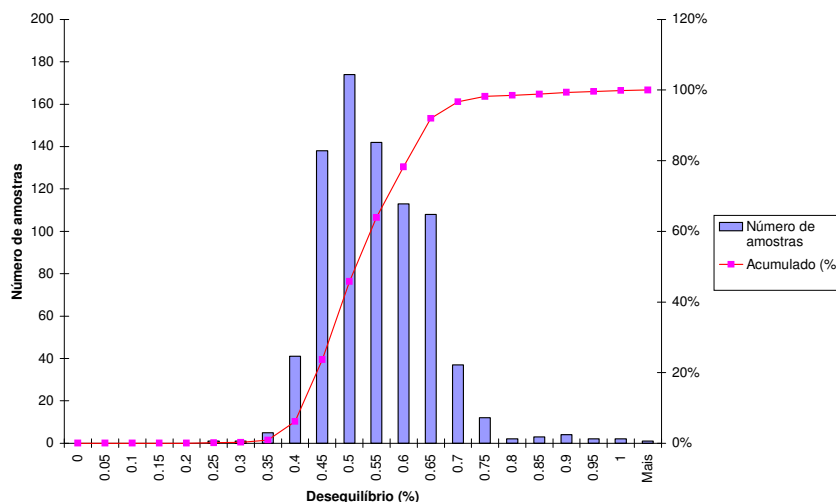


Figura A II.104: Desequilíbrio de tensão na SE Coluna 69 kV

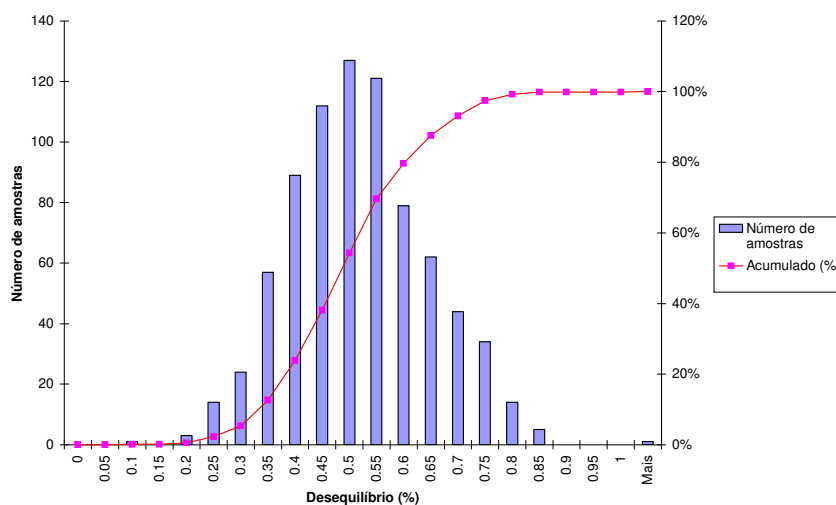


Figura A II.105: Desequilíbrio de tensão na SE Distrito Industrial 69 kV

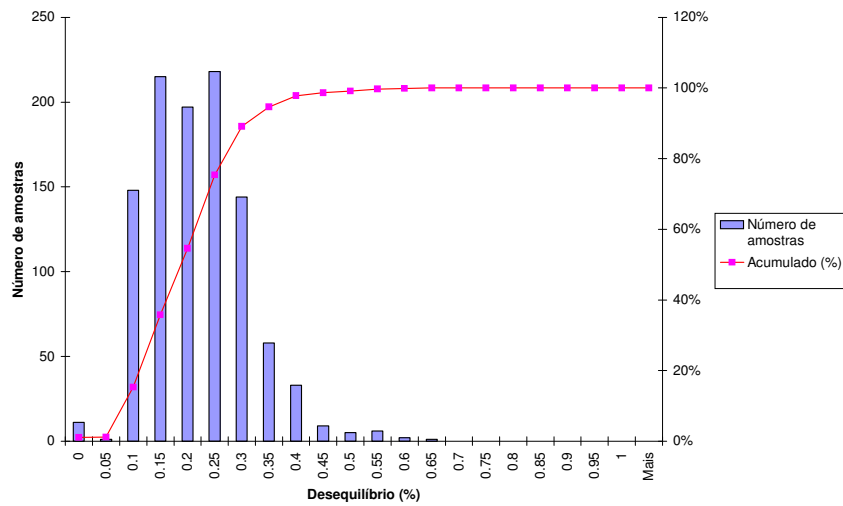


Figura A II.106: Desequilíbrio de tensão na SE Parangaba 69 kV

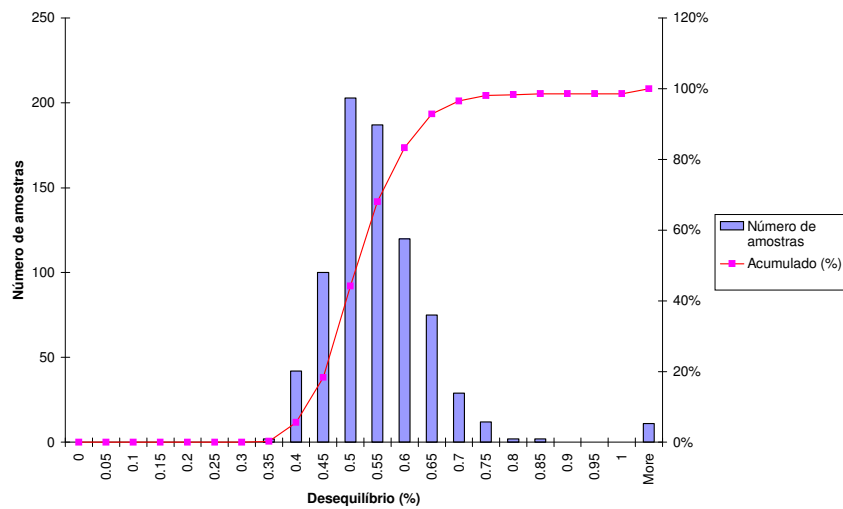


Figura A II.107: Desequilíbrio de tensão na SE Pecém 69 kV

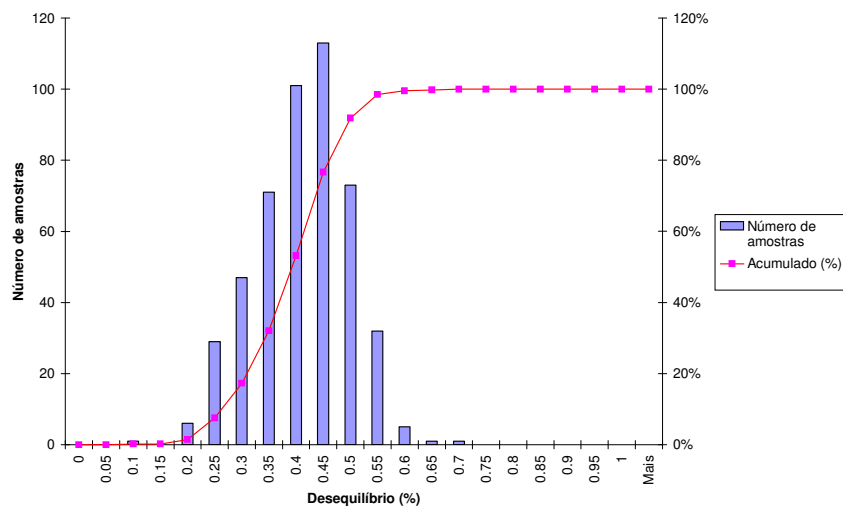


Figura A II.108: Desequilíbrio de tensão na SE Tauape 69 kV

## **Anexo III**

# **Resultados de Medição dos Harmônicos de Tensão**

## Anexo III – Resultados de Medição dos Harmônicos de Tensão

Neste Anexo são apresentados os resultados e análises das medições realizadas no período de monitoramento dos sítios instalados nas subestações Coluna, Distrito Industrial II, Parangaba, Pecém, Tauape 69kv e 13,8kV e Presidente Kennedy, no que se refere aos harmônicos de tensão. São mostrados histogramas com os valores de distorções harmônicas, bem como tabelas resumindo os principais valores obtidos. São apresentados resultados para distorção harmônica total e 5º harmônico, que foi o único harmônico individual com conteúdo significativo medido em todas as subestações. Os demais harmônicos monitorados (3º, 7º, 9º, 11º e 13º) foram desprezíveis.

### 2.8 SE COLUNA

A Tabela A III.23 apresenta o sumário das medições de distorção harmônica total de tensão (THDV) da SE Coluna. Cerca 97% das amostras registradas nas três fases atendeu ao limite máximo THDV estipulado no Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede do ONS. A Figura A III.109 mostra o histograma de THD de tensão para as medições de tensão das três fases.

Tabela A III.23: Sumário da distorção harmônica total de tensão

	Fase A	Fase B	Fase C
Mínimo	0,70 %	0,90 %	0,80 %
Máximo	3,10 %	3,50 %	3,20 %
95 %	2,20 %	2,60 %	2,40 %
Médio	1,53 %	1,82 %	1,66 %

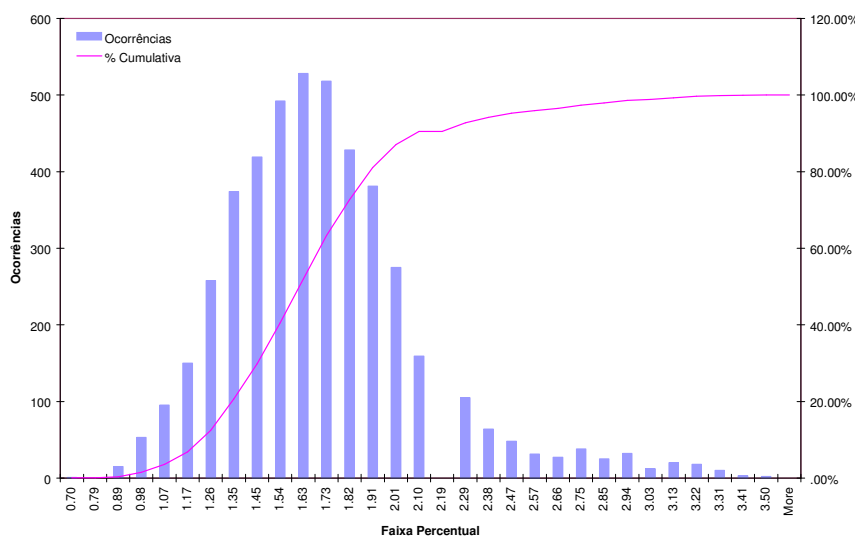


Figura A III.109: Histograma de THD de tensão fase-neuro

A Tabela A III.24 apresenta o sumário das medições de distorção harmônica de ordem 5 na SE Coluna. Cerca 15% das amostras registradas nas três fases excederam o limite máximo do 5º harmônico estipulado no Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede do ONS. A Figura A III.110 mostra o histograma de 5º harmônico para as medições de tensão das três fases.

Tabela A III.24: Sumário da distorção de 5<sup>o</sup> harmônico de tensão

	Fase A	Fase B	Fase C
Mínimo	0,50 %	0,70 %	0,60 %
Máximo	2,90 %	3,40 %	3,10 %
95%	2,07 %	2,50 %	2,20 %
Médio	1,40 %	1,72 %	1,50 %

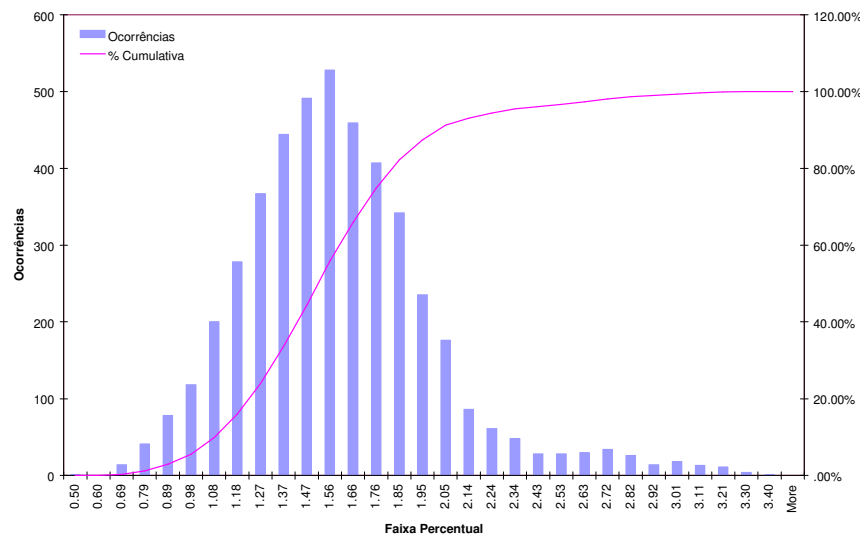


Figura A III.110: Histograma de 5<sup>o</sup> harmônico de tensão

## 2.9 SE DISTRITO INDUSTRIAL

Não houve violação do valor máximo de distorção harmônica total de tensão (THDV) estipulado no Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede do ONS, como pode ser observado na Tabela A III.25. A Figura A III.111 mostra o histograma de THD de tensão para as medições de tensão das três fases.

Tabela A III.25: Sumário da distorção harmônica total de tensão

	Fase A	Fase B	Fase C
Mínimo	0,50 %	0,70 %	0,60 %
Máximo	2,20 %	2,30 %	2,40 %
95%	1,40 %	1,60 %	1,50 %
Médio	1,06 %	1,23 %	1,16 %



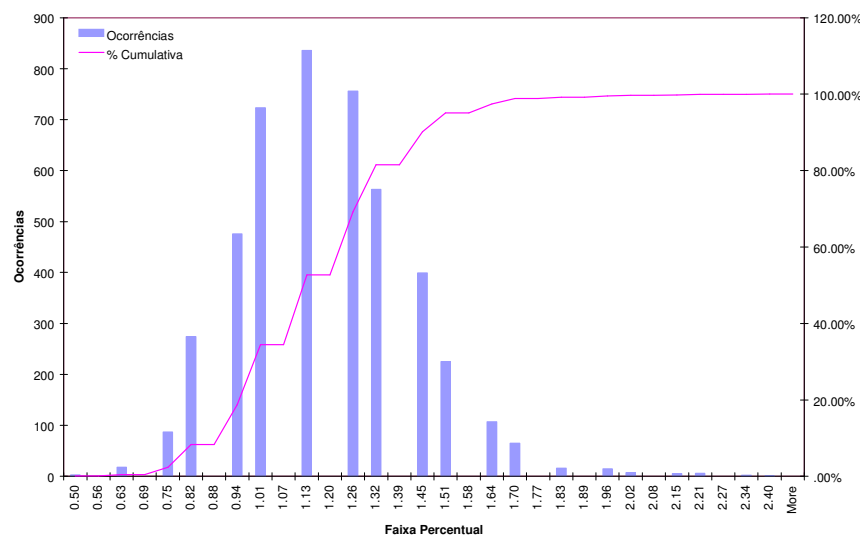


Figura A III.111: Histograma de THD de tensão fase-neutro

A Tabela A III.26 apresenta o sumário das medições de distorção harmônica de ordem 5 na SE Distrito Industrial II. Menos de 1% das amostras registradas nas três fases excederam o limite máximo do 5º harmônico estipulado no Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede do ONS. A Figura A III.112 mostra o histograma de 5º harmônico para as medições de tensão das três fases.

Tabela A III.26: Sumário da distorção de 5º harmônico de tensão

	Fase A	Fase B	Fase C
Mínimo	0,30 %	0,40 %	0,40 %
Máximo	2,10 %	2,10 %	2,20 %
95%	1,30 %	1,40 %	1,40 %
Médio	0,88 %	1,06 %	0,97 %

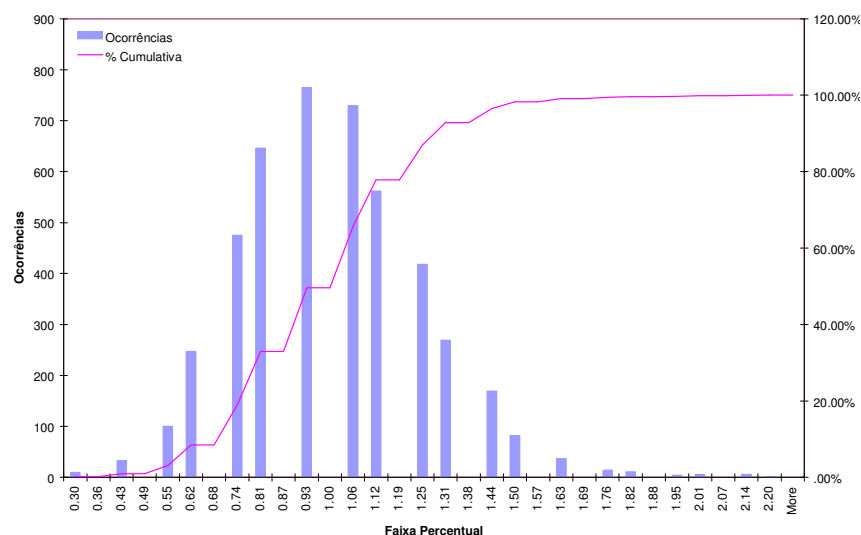


Figura A III.112: Histograma de 5º harmônico de tensão

## 2.10 SE PARANGABA

A Tabela A III.27 apresenta o sumário das medições de distorção harmônica total de tensão (THDV) na SE Parangaba. Menos de 1% das amostras registradas nas três fases excederam o limite máximo do valor máximo de distorção harmônica total de tensão (THDV) estipulado no

Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede do ONS. A Figura A III.113 mostra o histograma de THD de tensão para as medições das três fases.

Tabela A III.27: Sumário da distorção harmônica total de tensão

	Fase A	Fase B	Fase C
Mínimo	0,80 %	0,60 %	0,80 %
Máximo	3,20 %	3,00 %	3,00 %
95%	2,20 %	2,10 %	2,23 %
Médio	1,62 %	1,50 %	1,61 %

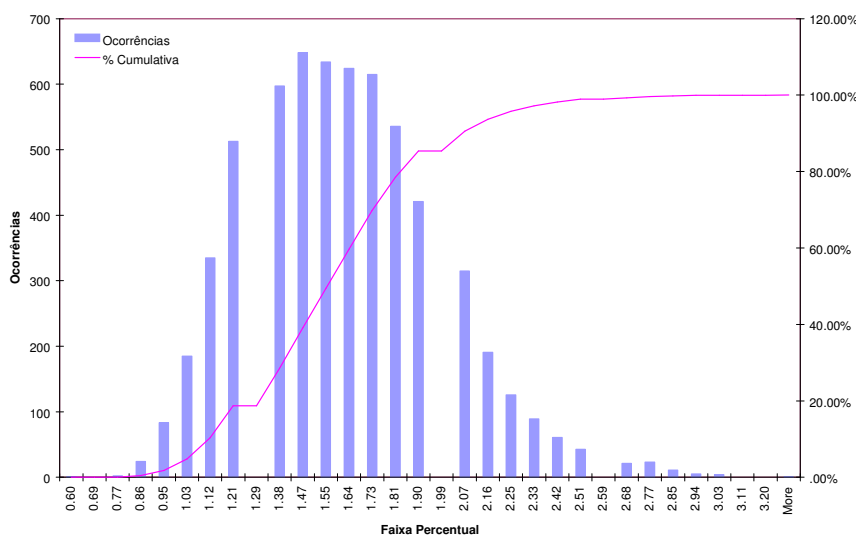


Figura A III.113: Histograma de THD de tensão fase-neutro

A Tabela A III.28 apresenta o sumário das medições de distorção harmônica de ordem 5 na SE Distrito Industrial II. Cerca de 5% das amostras registradas nas três fases excederam o limite máximo do 5º harmônico estipulado no Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede do ONS. A Figura A III.114 mostra o histograma de 5º harmônico para as medições de tensão das três fases.

Tabela A III.28: Sumário da distorção de 5º harmônico de tensão

	Fase A	Fase B	Fase C
Mínimo	0,00 %	0,10 %	0,30 %
Máximo	3,00 %	2,80 %	2,90 %
95%	2,00 %	1,90 %	2,00 %
Médio	1,30 %	1,19 %	1,29 %

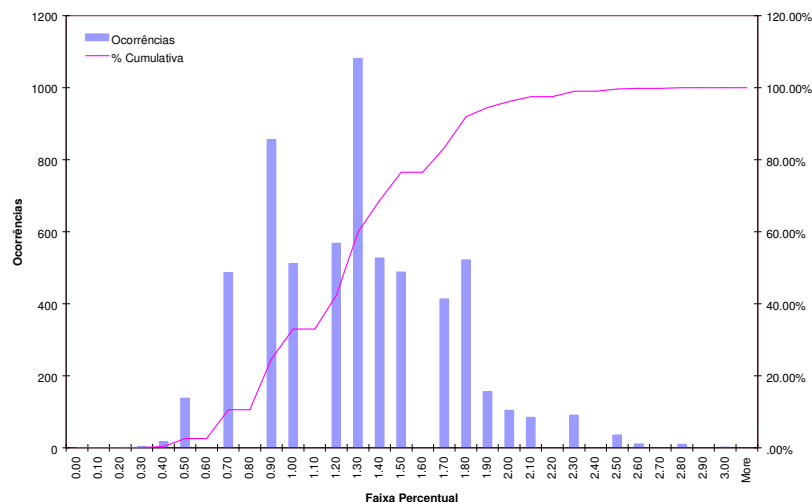


Figura A III.114: Histograma de 5º harmônico de tensão

## 2.11 SE PECÉM

Não houve violação do valor máximo de distorção harmônica total de tensão (THDV) estipulado no Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede do ONS, como pode ser observado na Tabela A III.29. A Figura A III.115 mostra o histograma de THD de tensão para as medições de tensão das três fases.

Tabela A III.29: Sumário da distorção harmônica total de tensão

	Fase A	Fase B	Fase C
Mínimo	0,70 %	0,50 %	0,40 %
Máximo	2,50 %	1,90 %	2,10 %
95%	1,90 %	1,40 %	1,50 %
Médio	1,40 %	1,03 %	1,07 %

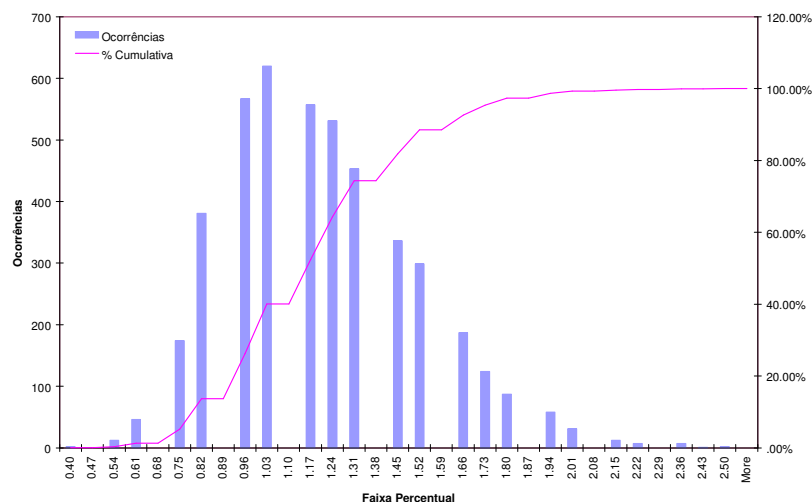


Figura A III.115: Histograma de THD de tensão fase-neutro

A Tabela A III.30 apresenta o sumário das medições de distorção harmônica de ordem 5 na SE Pecém. Menos de 1% das amostras registradas nas três fases excederam o limite máximo do

5º harmônico estipulado no Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede do ONS. A Figura A III.116 mostra o histograma de 5º harmônico para as medições de tensão das três fases.

Tabela A III.30: Sumário da distorção de 5º harmônico de tensão

	Fase A	Fase B	Fase C
Mínimo	0,20 %	0,00 %	0,00 %
Máximo	2,30 %	1,70 %	1,90 %
95%	1,70 %	1,10 %	1,30 %
Médio	1,09 %	0,60 %	0,74 %

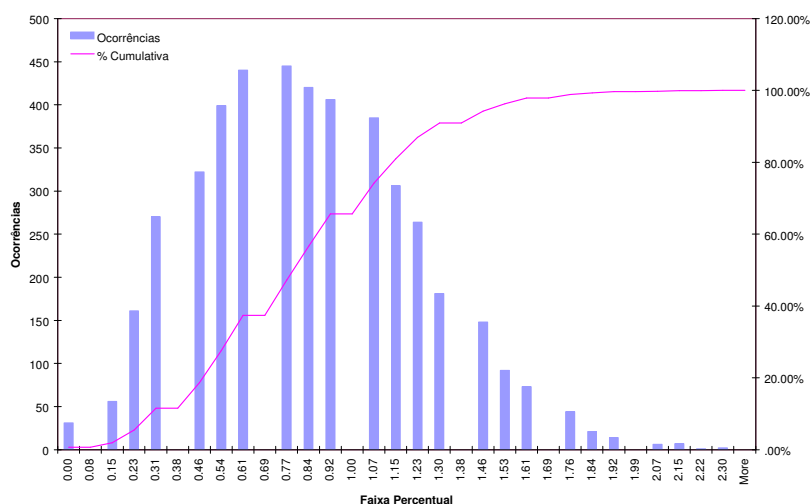


Figura A III.116: Histograma de 5º harmônico de tensão

## 2.12 SE TAUAPE

Não houve violação do valor máximo de distorção harmônica total de tensão (THDV) estipulado no Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede do ONS, como pode ser observado na Tabela A III.31. A Figura A III.117 mostra o histograma de THD de tensão para as medições de tensão das três fases.

Tabela A III.31: Sumário da distorção harmônica total de tensão

	Fase A	Fase B	Fase C
Mínimo	0,40 %	0,50 %	0,40 %
Máximo	1,80 %	1,80 %	1,60 %
95%	1,40 %	1,40 %	1,40 %
Médio	0,98 %	1,06 %	1,01 %

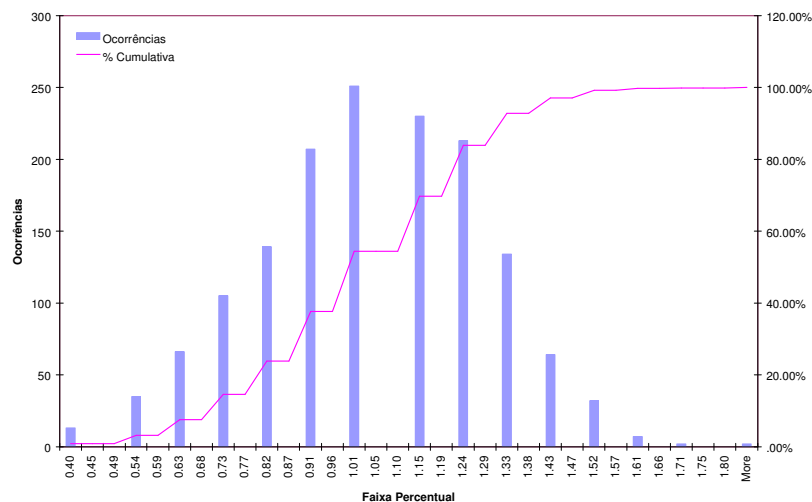


Figura A III.117: Histograma de THD de tensão fase-neutro

Não houve violação do valor máximo de distorção individual de ordem 5 de tensão estipulado no Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede do ONS, como pode ser observado na Tabela A III.32. A Figura A III.118 mostra o histograma de THD de tensão para as medições de tensão das três fases.

Tabela A III.32: Sumário da distorção de 5<sup>o</sup> harmônico de tensão

	Fase A	Fase B	Fase C
Mínimo	0,20 %	0,20 %	0,10 %
Máximo	1,70 %	1,70 %	1,60 %
95%	1,30 %	1,30 %	1,20 %
Médio	0,89 %	0,91 %	0,85 %

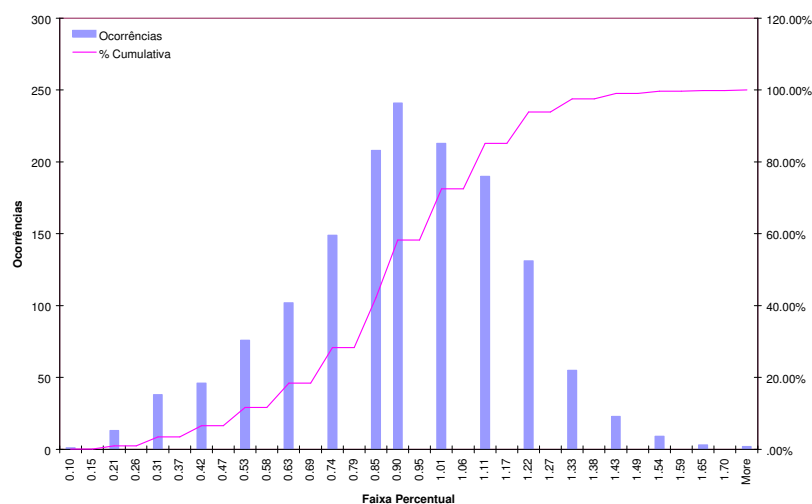


Figura A III.118: Histograma de 5<sup>o</sup> harmônico de tensão

## 2.13 SE PRESIDENTE KENNEDY

Não houve violação do valor máximo de distorção harmônica total de tensão (THDV) estipulado no Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede do ONS (em instalações da rede básica com tensão igual a 13,8 kV é 6%), como pode ser observado na Tabela A III.33. Cabe

lembrar que a medição de tensão foi feita utilizando valores fase-fase. Nesse caso, para tensões equilibradas, os harmônicos de ordem 3 e seus múltiplos são zero. A Figura A III.119 mostra o histograma de THD de tensão para as medições de tensão das três fases.

Tabela A III.33: Sumário da distorção harmônica total de tensão

	Fase AB	Fase BC
Mínimo	0,90 %	0,90 %
Máximo	4,90 %	4,80 %
95%	3,30 %	3,50 %
Médio	2,16 %	2,14 %

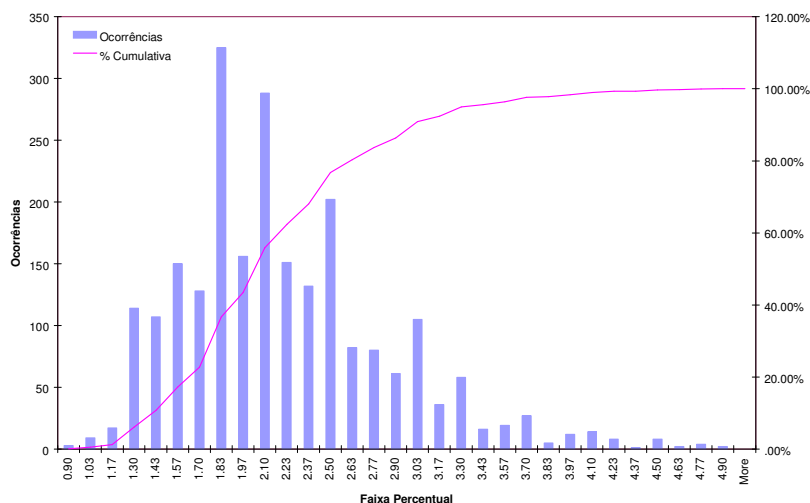


Figura A III.119: Histograma de THD de tensão fase-fase

Não houve violação do valor máximo de distorção harmônica de tensão de ordem 5 estipulado no Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede do ONS (em instalações da rede básica com tensão igual a 13,8 kV é 5%), como pode ser observado na Tabela A III.34. A Figura A III.120 mostra o histograma de 5<sup>o</sup> harmônico para as medições de tensão das três fases.

Tabela A III.34: Sumário da distorção de 5<sup>o</sup> harmônico de tensão

	Fase AB	Fase BC
Mínimo	0,20 %	0,40 %
Máximo	4,60 %	4,50 %
95%	3,10 %	3,30 %
Médio	1,85 %	1,86 %

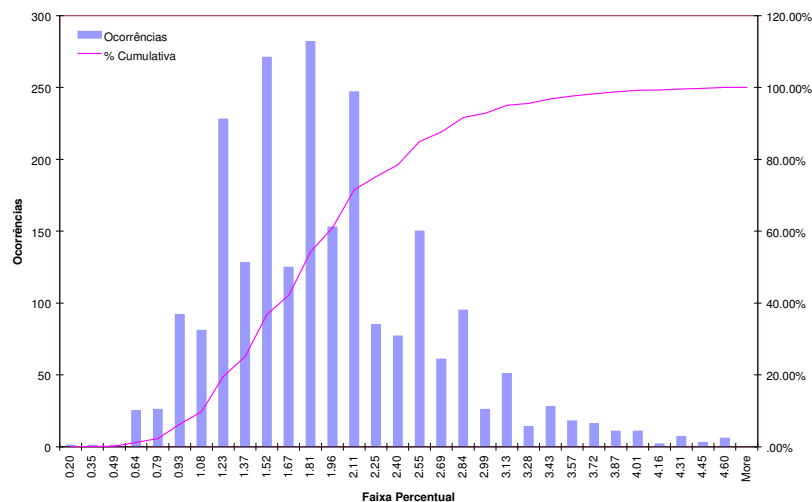


Figura A III.120: Histograma de 5º harmônico de tensão

## 2.14 SE TAUAPE

Não houve violação do valor máximo de distorção harmônica total de tensão (THDV) estipulado no Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede do ONS (em instalações da rede básica com tensão igual a 13,8 kV é 6%), como pode ser observado na Tabela A III.35. Cabe lembrar que a medição de tensão foi feita utilizando valores fase-fase. Nesse caso, para tensões equilibradas, os harmônicos de ordem 3 e seus múltiplos são zero. A Figura A III.121 mostra o histograma de THD de tensão para as medições de tensão das três fases.

Tabela A III.35: Sumário da distorção harmônica total de tensão

	Fase AB	Fase BC
Mínimo	0,70 %	0,70 %
Máximo	3,50 %	3,40 %
95%	2,30 %	2,50 %
Médio	1,66 %	1,77 %

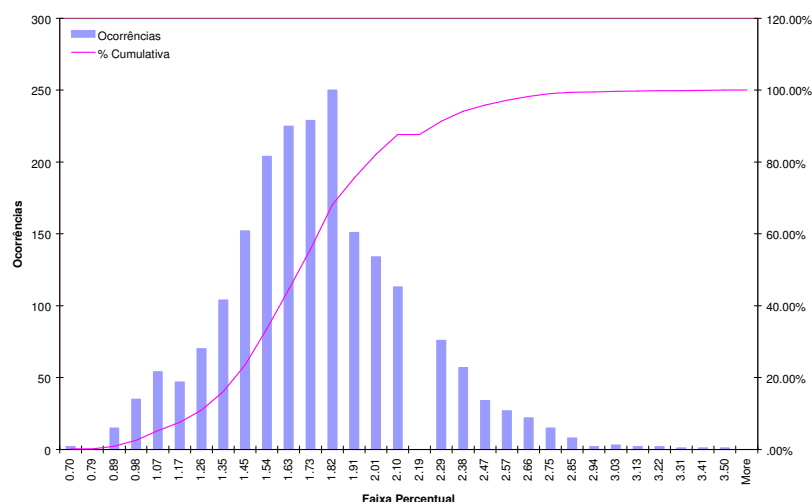


Figura A III.121: Histograma de THD de tensão fase-fase

Não houve violação do valor máximo de distorção harmônica de tensão de ordem 5 estipulado no Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede do ONS (em instalações da rede básica com tensão igual a 13,8 kV é 5%), como pode ser observado na Tabela A III.36. A Figura A III.122 mostra o histograma de 5º harmônico para as medições de tensão das três fases.

Tabela A III.36: Sumário da distorção de 5º harmônico de tensão

	Fase AB	Fase BC
Mínimo	0,50 %	0,40 %
Máximo	3,40 %	3,30 %
95%	2,20 %	2,31 %
Médio	1,50 %	1,63 %

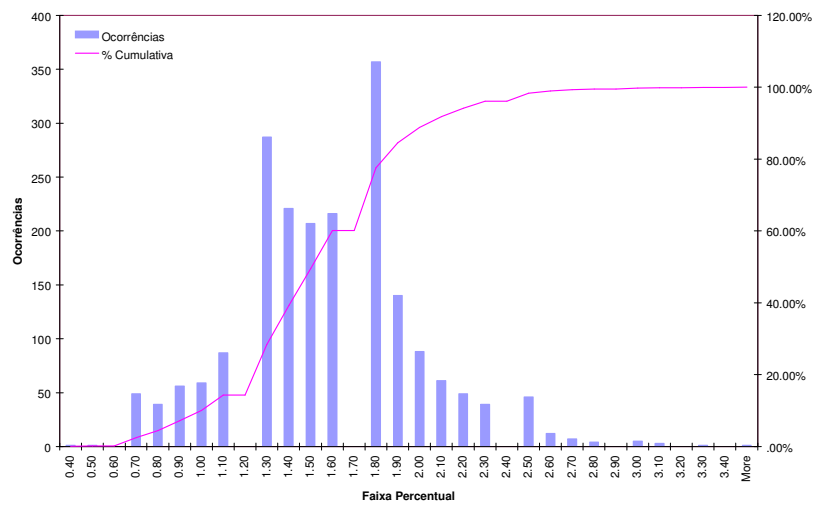


Figura A III.122: Histograma de 5º harmônico de tensão



## **Anexo IV**

### **Resultados de Medição de Variações de Freqüência**

### Anexo IV – Resultados de Medição de Variações de frequência

Neste Anexo são apresentados os resultados das medições de variação de frequência realizadas no período de monitoramento dos sítios instalados nas subestações Coluna, Distrito Industrial II, Parangaba, Pecém, Tauape e Presidente Kennedy. São mostrados histogramas com os valores de distorções harmônicas, bem como tabelas resumindo os principais valores obtidos. A remota 3720 mede frequência com uma precisão de 0,05 Hz, não possuindo precisão suficiente para medir as pequenas variações de frequência ocorridas no sistema.

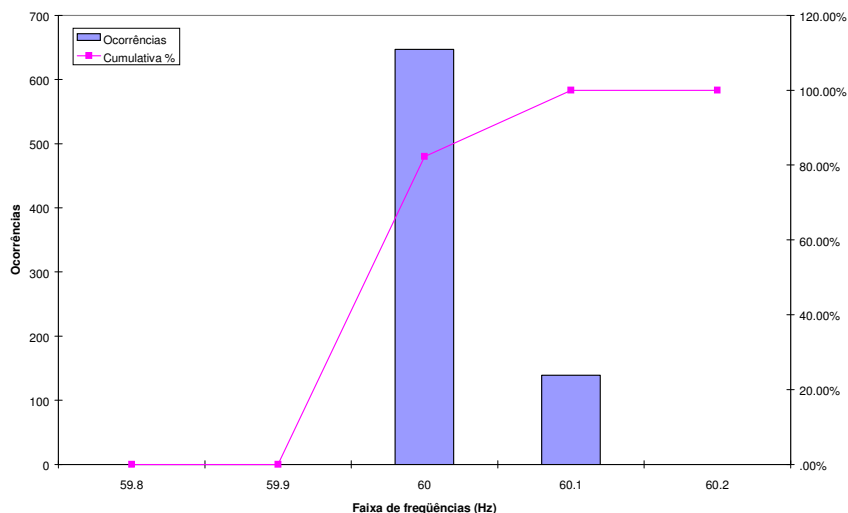


Figura A IV.123: Histograma para variação de freq. na SE Coluna

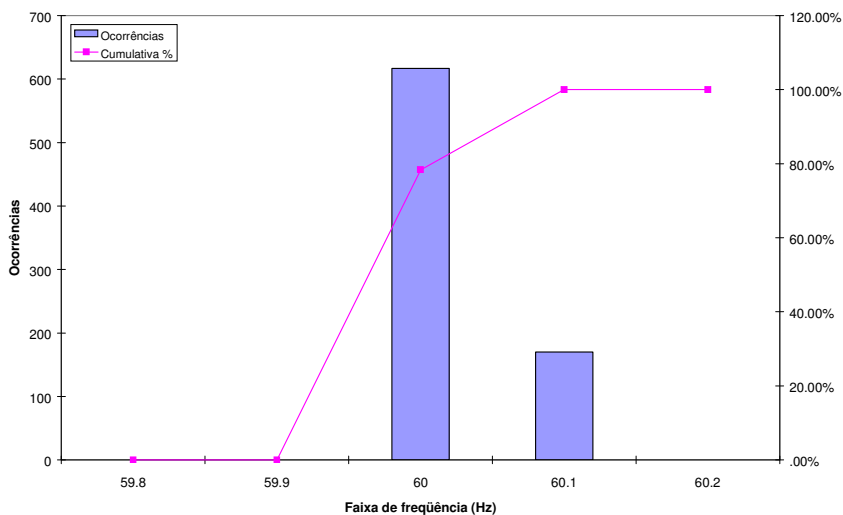


Figura A IV.124: Histograma para variação de freq. na SE Distrito Industrial II

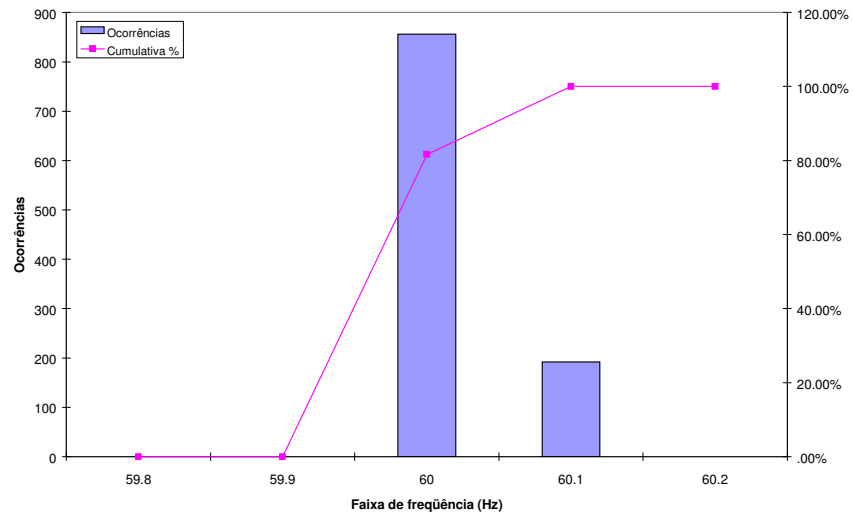


Figura A IV.125: Histograma para variação de freq. na SE Parangaba

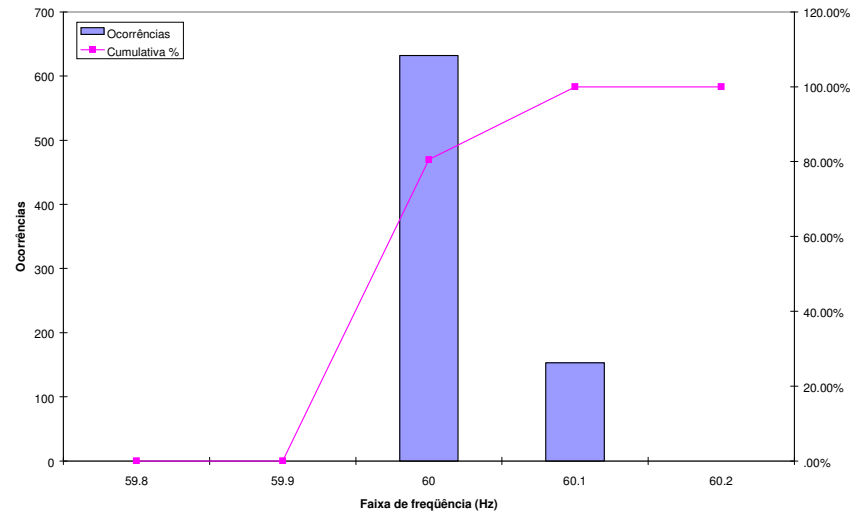


Figura A IV.126: Histograma para variação de freq. na SE Pecém

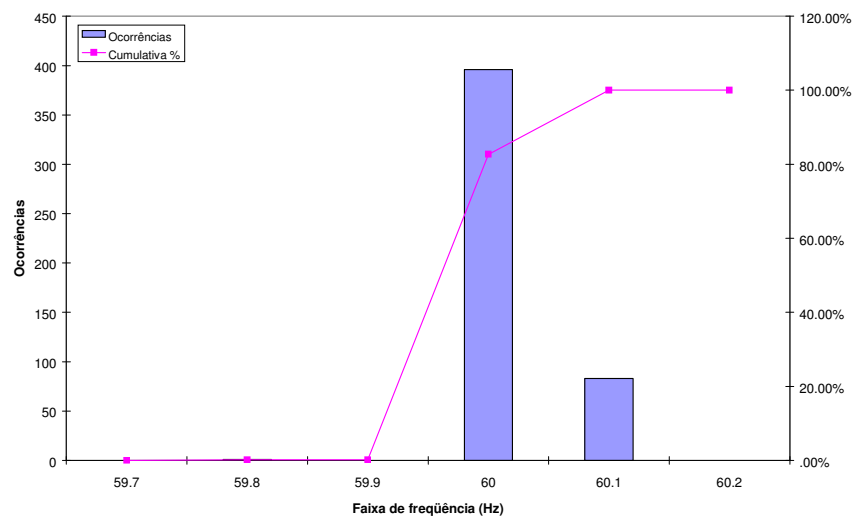


Figura A IV.127: Histograma para variação de freq. na SE Tauape 69 kV

## **Anexo V**

### **Apresentação de Resultados de Medição das Variações de Tensão de Curta Duração**

## ANEXO V – Apresentação e Análise dos Resultados de Medição de VTCD

Neste Anexo são apresentados os resultados das medições das Variações de Tensão de Curta Duração realizadas no período de monitoramento dos sítios instalados nas subestações Coluna, Distrito Industrial II, Parangaba, Pecem, Presidente Kennedy e Tauape.

### 2.15 SE COLUNA (69 KV)

As VTCD desta SE foram monitoradas por um período de cinco meses (de março a julho de 2001), cujos resultados estão mostrados na curva de amplitude *versus* duração por fase (Figura A V.128). A Figura A V.129 mostra o histograma de VTCD aquisitados, onde a partir dos valores acumulados podemos observar que houve 21 eventos com  $V < 70\%$  e 9 eventos com  $V < 50\%$ .

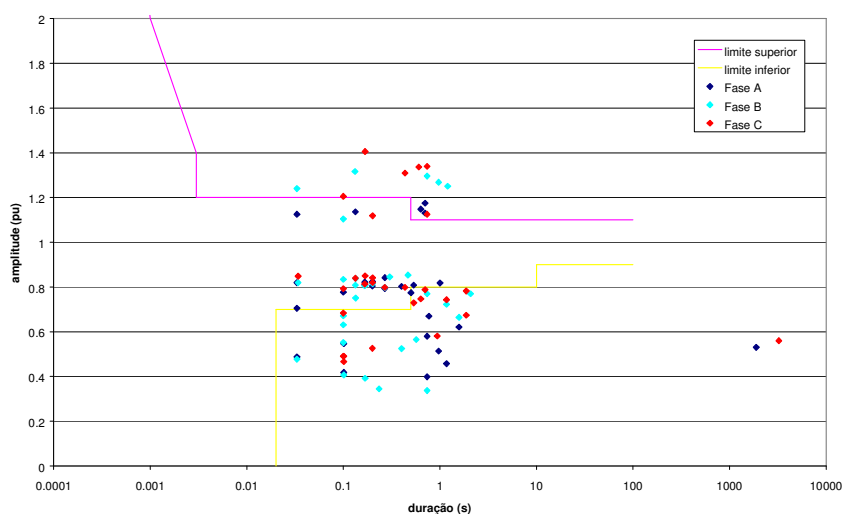


Figura A V.128: Amplitude vs. duração da variação de tensão na SE Coluna

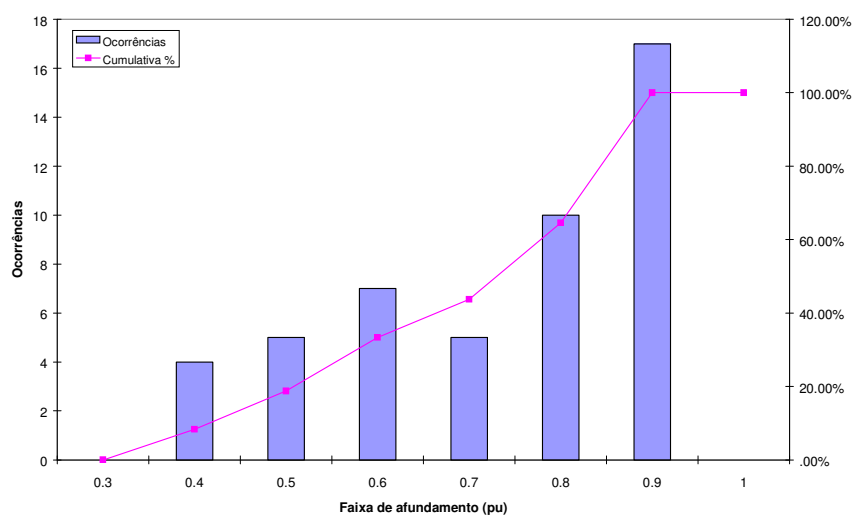


Figura A V.129: Histograma de amplitude de VTCD na SE Coluna

## 2.16 SE DISTRITO INDUSTRIAL 69 KV

As VTCD desta SE foram monitoradas por um período de cinco meses (de abril a agosto de 2001), cujos resultados estão mostrados na curva de amplitude *versus* duração por fase (Figura A V.130). A Figura A V.131 mostra o histograma de VTCD aqisitados, onde a partir dos valores acumulados podemos observar que houve 17 eventos com  $V < 70\%$  e 6 eventos com  $V < 50\%$ .

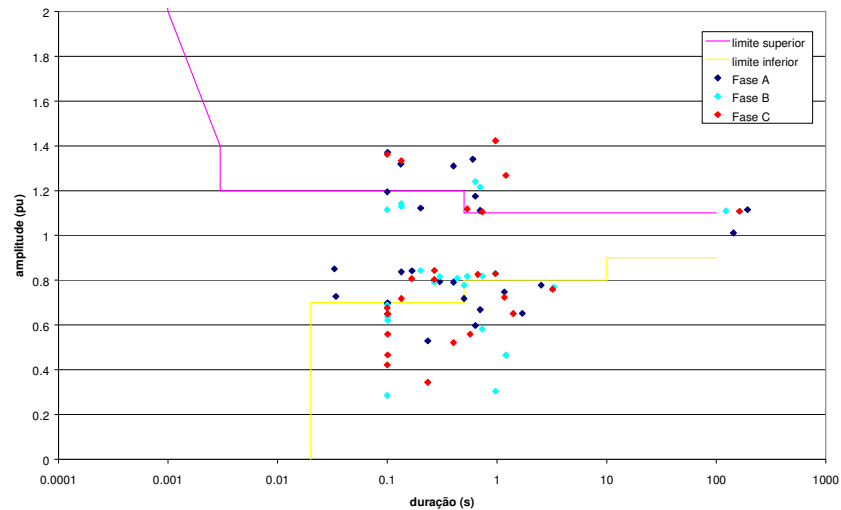


Figura A V.130: Amplitude vs. duração da variação de tensão na SE Distrito Industrial

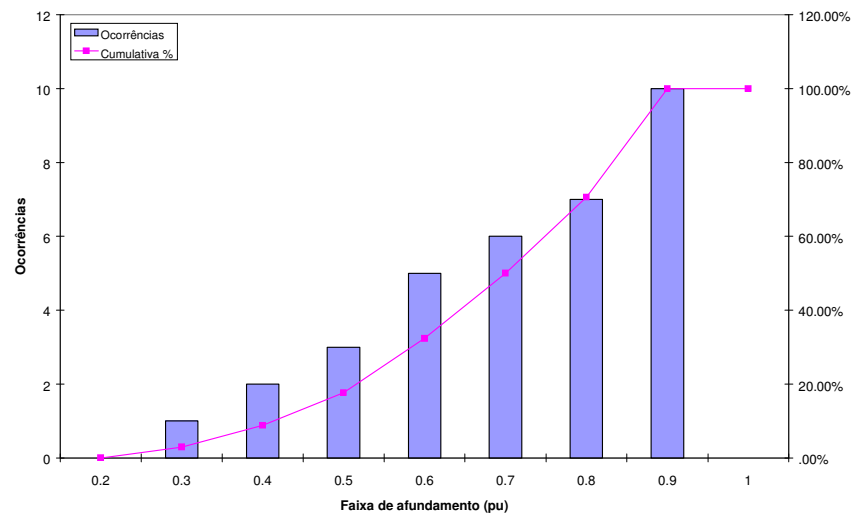


Figura A V.131: Histograma de amplitude de VTCD na SE Distrito Industrial

## 2.17 SE PARANGABA 69 KV

As VTCD desta SE foram monitoradas por um período de cinco meses (de março a julho de 2001), cujos resultados estão mostrados na curva de amplitude *versus* duração por fase (Figura A V.132). A Figura A V.133 mostra o histograma de VTCD aqisitados, onde a partir dos valores acumulados podemos observar que houve 9 eventos com  $V < 70\%$  e 2 eventos com  $V < 50\%$ .

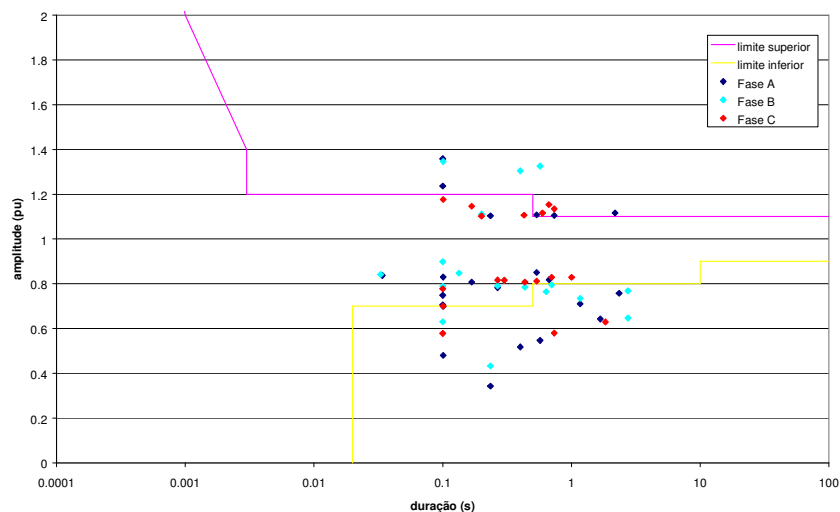


Figura A V.132: Amplitude vs. duração da variação de tensão na SE Parangaba

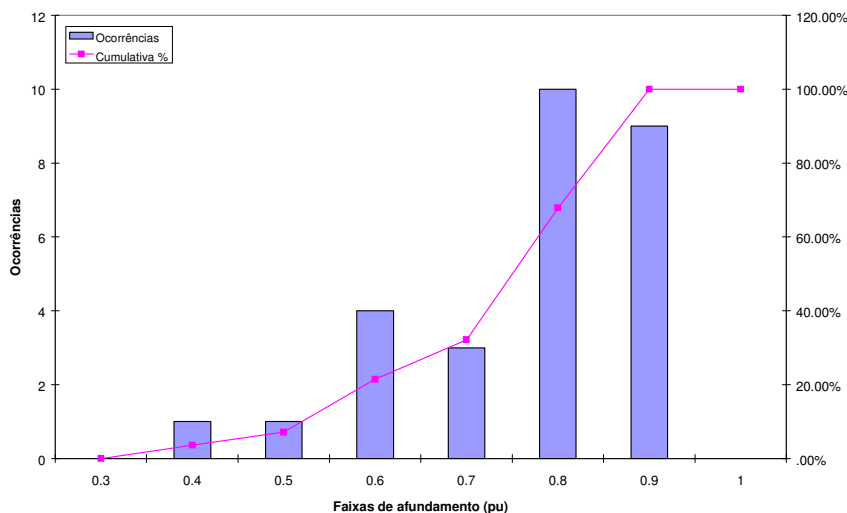


Figura A V.133: Histograma de amplitude de VTCD na SE Parangaba

## 2.18 SE PECÉM 69 KV

As VTCD desta SE foram monitoradas por um período de quatro meses (de abril a julho de 2001), cujos resultados estão mostrados na curva de amplitude *versus* duração por fase (Figura A V.134). A Figura A V.135 mostra o histograma de VTCD aquisitados, onde a partir dos valores acumulados podemos observar que houve 9 eventos com  $V < 70\%$  e nenhum evento com  $V < 50\%$ .

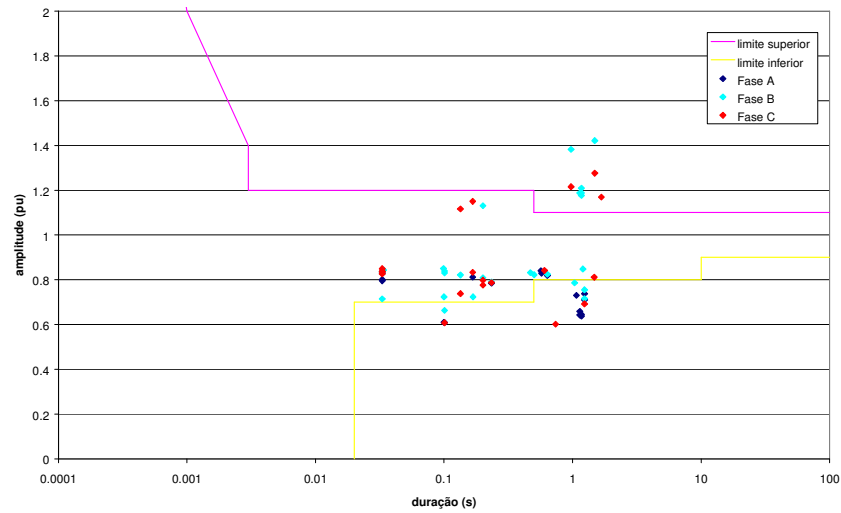


Figura A V.134: Amplitude vs. duração de VTCD na SE Pecém

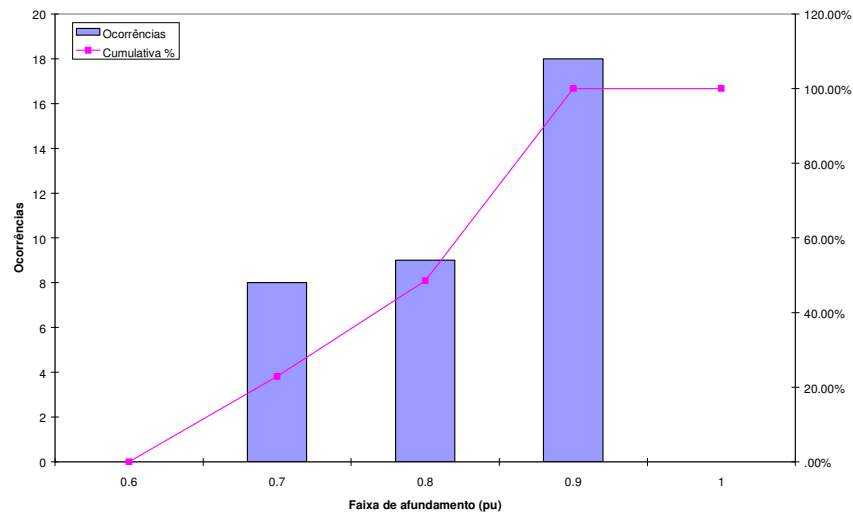


Figura A V.135: Histograma de amplitude de VTCD na SE Pecém

## 2.19 SE TAUAPE 69 KV

As VTCD desta SE foram monitoradas por um período de quatro meses (de abril a julho de 2001), cujos resultados estão mostrados na curva de amplitude *versus* duração por fase (Figura A V.136). A Figura A V.137 mostra o histograma de VTCD aqisitados, onde a partir dos valores acumulados podemos observar que houve 5 eventos com  $V < 70\%$  e 4 eventos com  $V < 50\%$ .



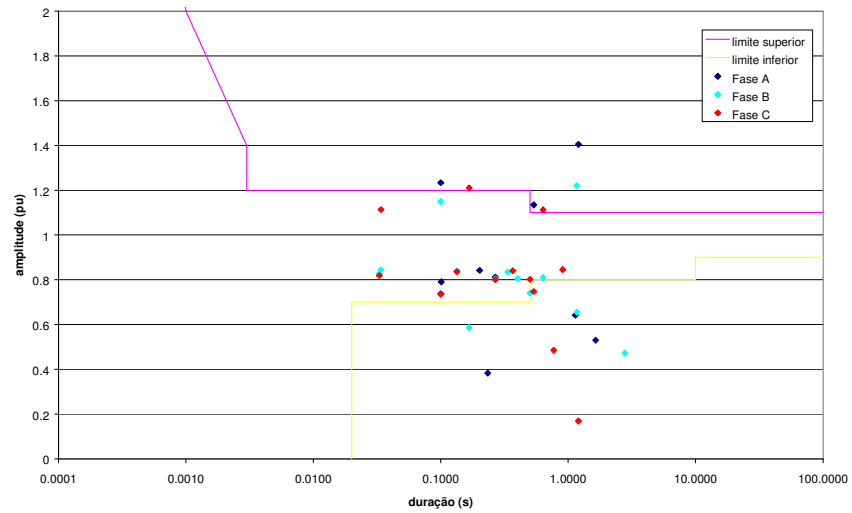


Figura A V.136: Amplitude vs. duração da variação de tensão na SE Tauape 69 kV

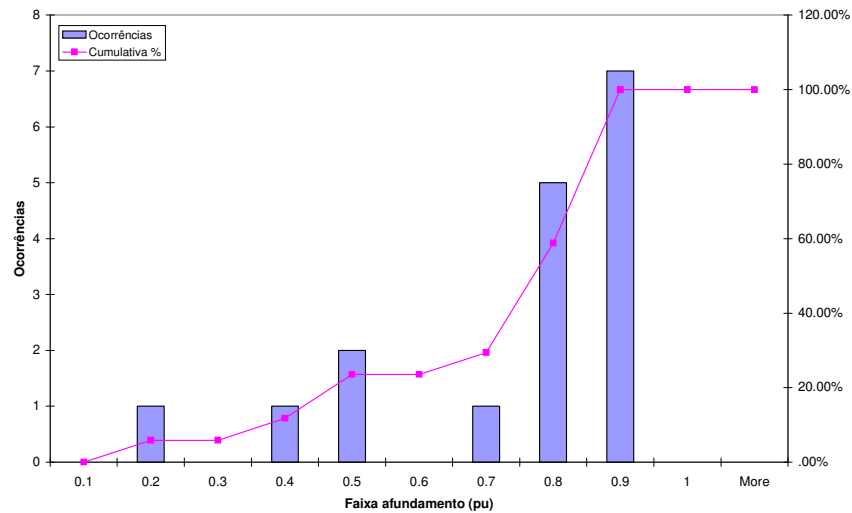


Figura A V.137: Histograma de amplitude de VTCD na SE Tauape 69 kV

## 2.20 SE PRESIDENTE KENNEDY 13,8 KV

As VTCD desta SE foram monitoradas por um período de quatro meses (de abril a julho de 2001), cujos resultados estão mostrados na curva de amplitude *versus* duração por fase (Figura A V.138). A Figura A V.139 mostra o histograma de VTCD aqisitados, onde a partir dos valores acumulados podemos observar que houve 10 eventos com  $V < 70\%$  e 3 eventos com  $V < 50\%$ .

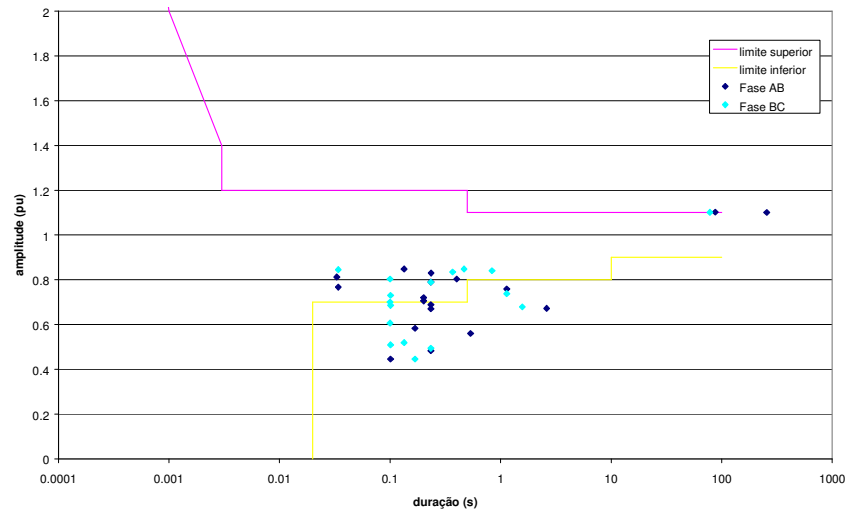


Figura A V.138: Amplitude vs. duração da variação de tensão na SE Presidente Kennedy

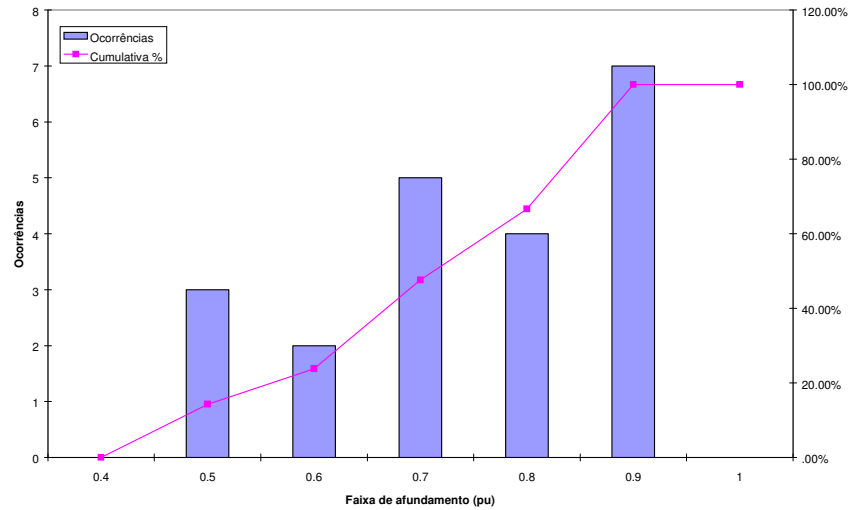


Figura A V.139: Histograma de amplitude de VTCD na SE Pres. Kennedy

## 2.21 SE TAUAPE 13,8 KV

As VTCD desta SE foram monitoradas por um período de três meses (de julho a agosto de 2001), cujos resultados estão mostrados na curva de amplitude *versus* duração por fase (Figura A V.140). A Figura A V.141 mostra o histograma de VTCD aquisitados, onde a partir dos valores acumulados podemos observar que houve 1 evento com  $V < 70\%$  e nenhum evento com  $V < 50\%$ .

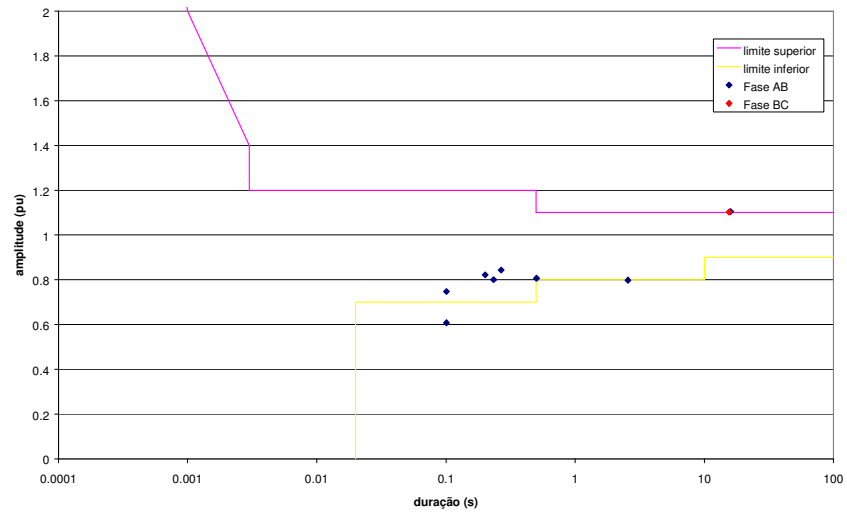


Figura A V.140: Amplitude vs. duração da variação de tensão na SE Tauape 13,8 kV

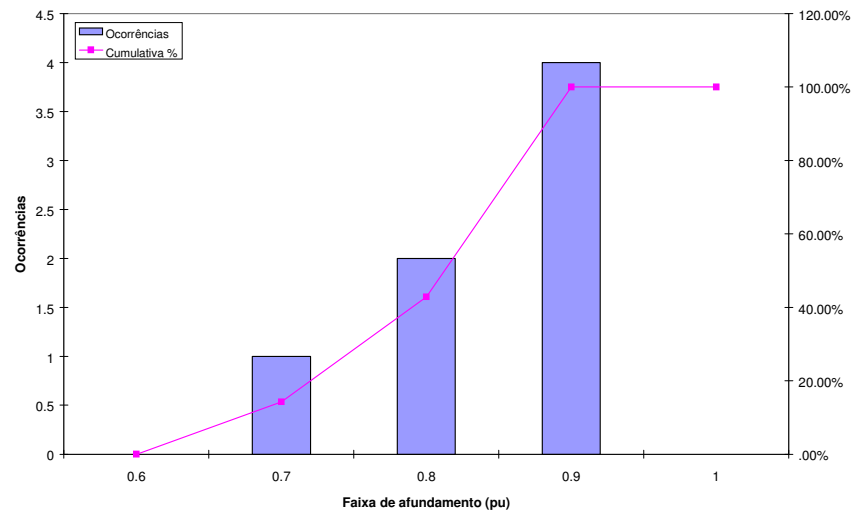


Figura A V.141: Histograma de amplitude de VTCD na SE Tauape 13,8 kV

## **Anexo VI**

# **Resultados dos Resultados de Medição de Fator de Potência**

## ANEXO VI – Apresentação e Análise dos Resultados de Medição do Fator de Potência

Neste Anexo são apresentados os histogramas com os valores de fator de potência aquisitados no período de monitoração dos sítios Coluna, Distrito Industrial II, Parangaba, Pecém e Tauape. Também são mostrados os perfis de fator de potência para alguns dias.

### 2.22 SE COLUNA (69 KV)

A Figura A VI.142 mostra o histograma do fator de potência da carga, onde valores negativos correspondem a fatores de potência indutivos, enquanto valores positivos correspondem a fatores de potência capacitivos. A Figura A VI.143 mostra a curva de fator de potência para o dia 27/05/2001 (domingo), e a Figura A VI.144 para o dia 31/07/2001 (terça-feira).

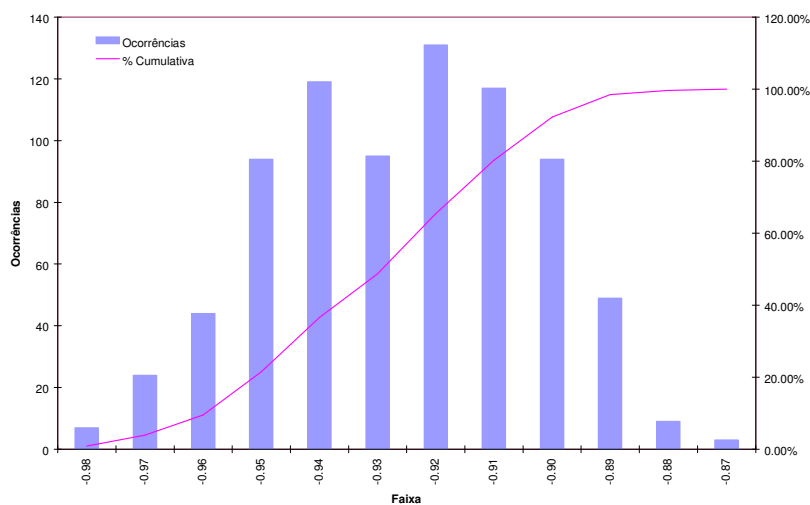


Figura A VI.142: – Histograma de Fator de Potência

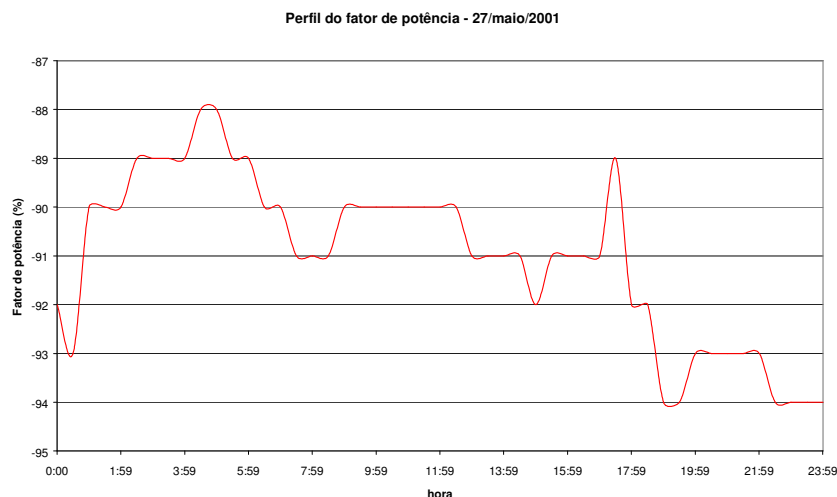


Figura A VI.143: Perfil do Fator de Potência para o dia 27/05/2001.

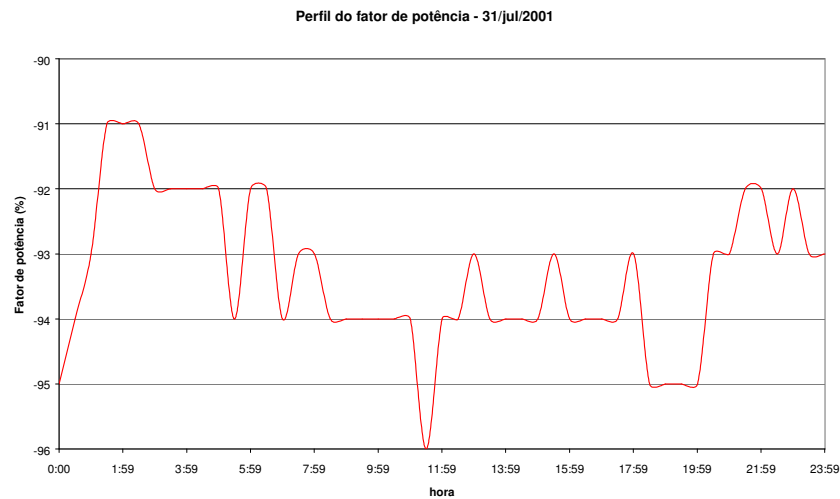


Figura A VI.144: Perfil do Fator de Potência para o dia 31/07/2001.

### 2.23 SE DISTRITO INDUSTRIAL (69 KV)

A Figura A VI.145 mostra o histograma do fator de potência da carga, onde valores negativos correspondem a fatores de potência indutivos, enquanto valores positivos correspondem a fatores de potência capacitivos. A Figura A VI.146 mostra a curva de fator de potência para o dia 29/07/2001 (domingo), e a Figura A VI.147 para o dia 31/07/2001 (terça-feira).

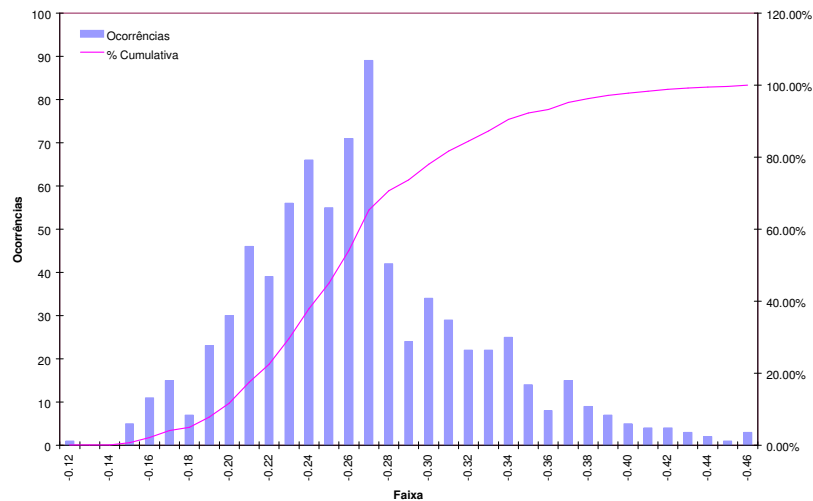


Figura A VI.145: Histograma de Fator de Potência

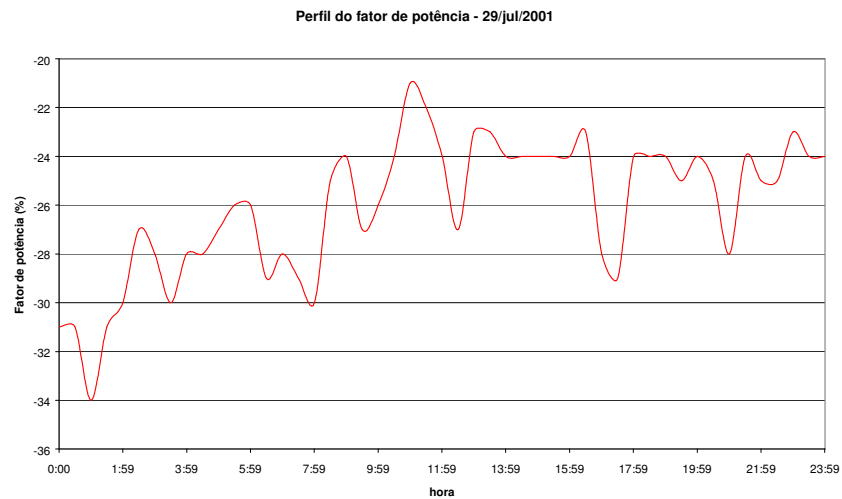


Figura A VI.146: – Perfil do Fator de Potência para o dia 29/07/2001.

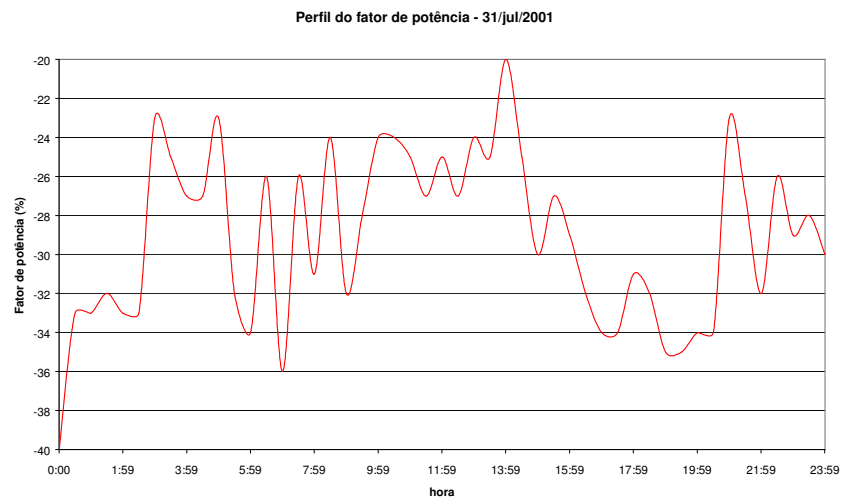


Figura A VI.147: Perfil do Fator de Potência para o dia 31/07/2001.

## 2.24 SE PARANGABA (69 KV)

A Figura A VI.148 mostra o histograma do fator de potência da carga, onde valores negativos correspondem a fatores de potência indutivos, enquanto valores positivos correspondem a fatores de potência capacitivos. A Figura A VI.149 mostra a curva de fator de potência para o dia 29/07/2001 (domingo), e a Figura A VI.150 para o dia 31/07/2001 (terça-feira).

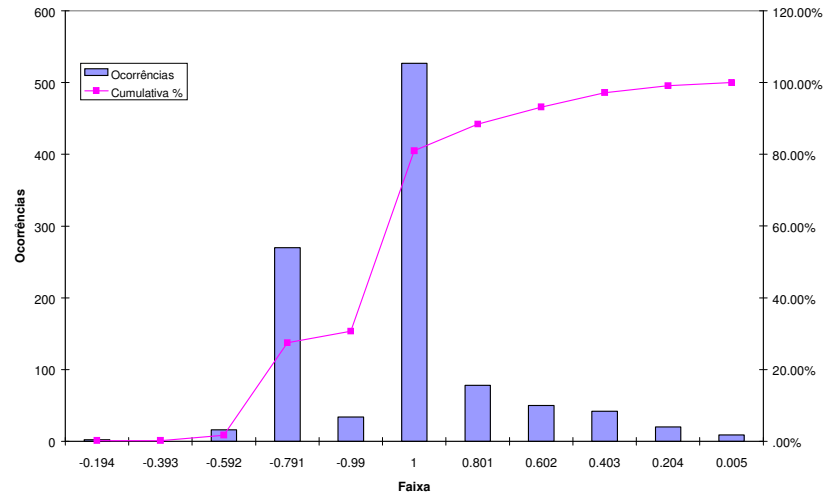


Figura A VI.148: Histograma de Fator de Potência

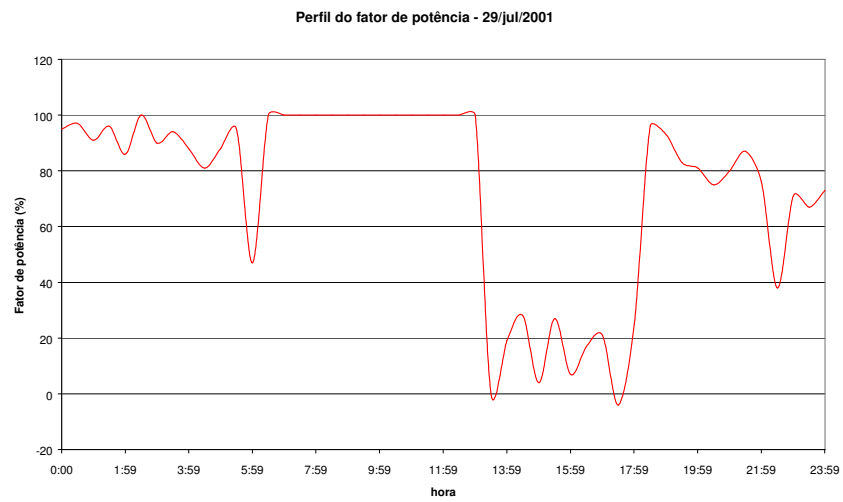


Figura A VI.149: Perfil do Fator de Potência para o dia 29/07/2001.

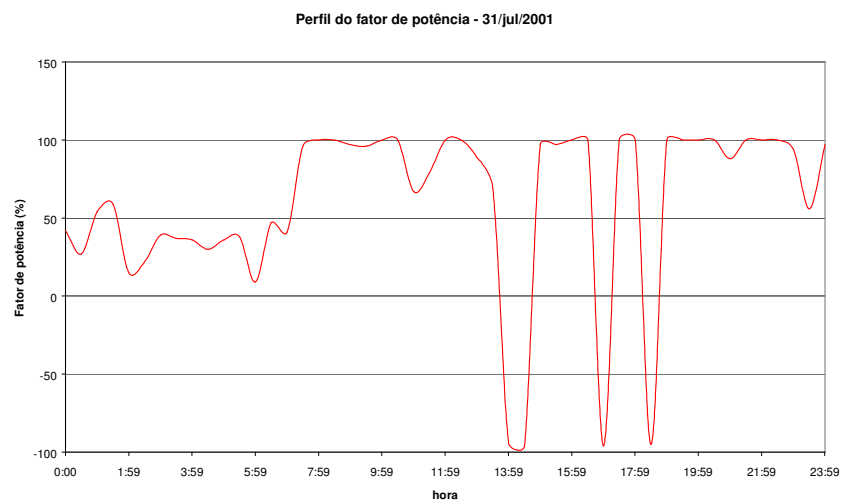


Figura A VI.150: Perfil do Fator de Potência para o dia 31/07/2001.



## 2.25 SE PECÉM

A Figura A VI.151 mostra o histograma do fator de potência da carga, onde valores negativos correspondem a fatores de potência indutivos, enquanto valores positivos correspondem a fatores de potência capacitivos. A Figura A VI.152 mostra a curva de fator de potência para o dia 29/07/2001 (domingo), e a Figura A VI.153 para o dia 31/07/2001 (terça-feira).

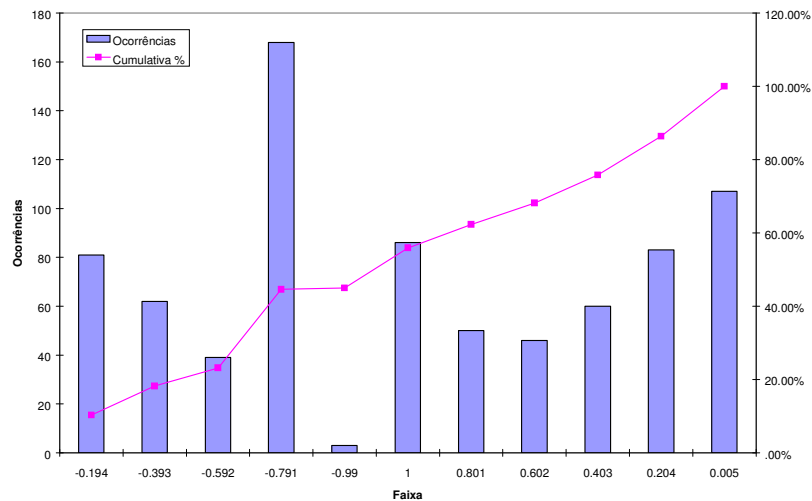


Figura A VI.151: Histograma de Fator de Potência

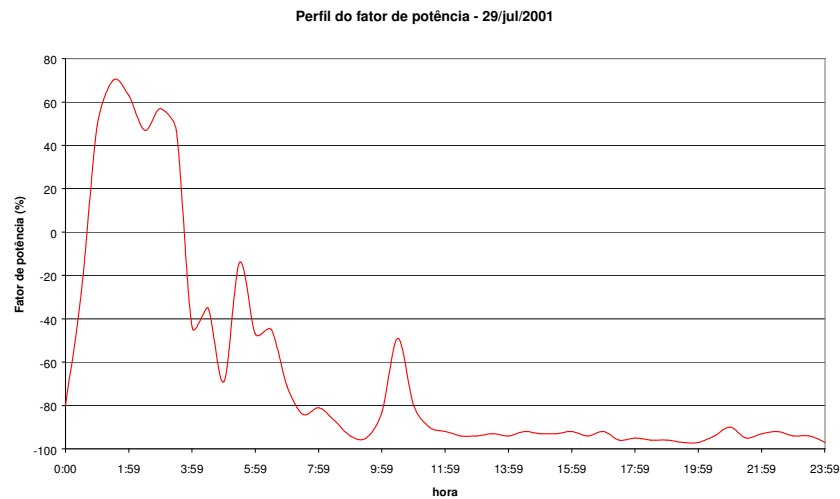


Figura A VI.152: Perfil do Fator de Potência para o dia 29/07/2001.

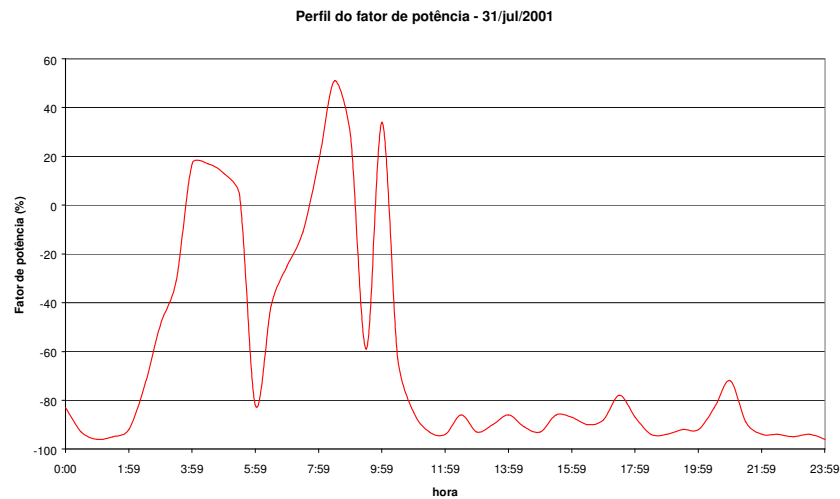


Figura A VI.153: Perfil do Fator de Potência para o dia 31/07/2001.

## 2.26 SE TAUAPE

A Figura A VI.154 mostra o histograma do fator de potência da carga, onde valores negativos correspondem a fatores de potência indutivos, enquanto valores positivos correspondem a fatores de potência capacitivos. A Figura A VI.155 mostra a curva de fator de potência para o dia 01/08/2001 (quarta-feira).

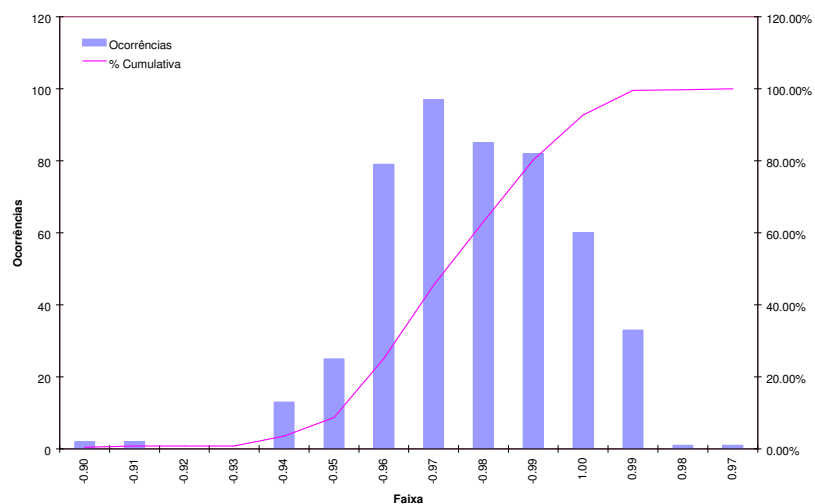


Figura A VI.154: – Histograma de Fator de Potência

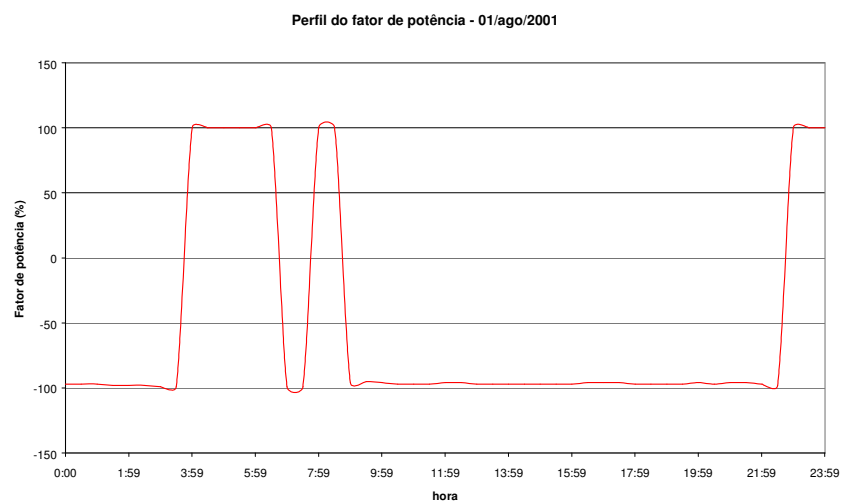


Figura A VI.155: Perfil do Fator de Potência para o dia 01/08/2001.

## **Anexo VII**

### Eventos Registrados de Variações de Tensão de Curtas Durações

**ANEXO VII –Eventos Registrados de Variações de Tensão Curta Duração**

Tabela 37: VTCD registradas em Aldeota no período de monitoração

<b>Data e Hora</b>	<b>Duração</b>	<b>Amplitude (pu)</b>	<b>Fase</b>
2001-Mar-25 09:08:24.451	00 min 01.809 s	0.87	Fase B
2001-Mar-25 09:08:24.484	00 min 01.610 s	0.87	Fase A
2001-Mar-25 09:08:24.517	00 min 01.644 s	0.87	Fase C
2001-Mar-25 09:08:37.194	00 min 00.564 s	1.11	Fase A
2001-Mar-25 09:08:37.459	00 min 00.332 s	1.10	Fase C
2001-Mar-25 09:08:38.122	00 min 00.330 s	1.10	Fase A
2001-Mar-27 07:00:48.462	00 min 02.276 s	0.82	Fase A
2001-Mar-27 07:00:48.462	00 min 02.309 s	0.79	Fase C
2001-Mar-27 07:00:48.897	00 min 01.874 s	0.67	Fase B
2001-Apr-07 02:38:24.114	00 min 00.167 s	0.74	Fase C
2001-Apr-07 02:38:24.114	00 min 00.201 s	1.15	Fase A
2001-Apr-11 06:39:07.133	00 min 00.703 s	0.84	Fase A
2001-Apr-20 00:02:45.545	00 min 00.034 s	0.78	Fase A
2001-Apr-20 00:02:45.545	00 min 00.034 s	0.75	Fase C
2001-Apr-20 00:02:45.545	00 min 00.101 s	0.73	Fase B
2001-Apr-30 00:30:33.243	00 min 01.172 s	0.66	Fase A
2001-Apr-30 00:30:33.243	00 min 01.172 s	0.64	Fase C
2001-Apr-30 00:30:33.478	00 min 00.167 s	1.20	Fase B
2001-Apr-30 00:30:33.645	00 min 00.770 s	0.48	Fase B
2001-May-08 09:16:48.036	00 min 01.707 s	0.53	Fase C
2001-May-08 09:16:48.036	00 min 02.878 s	0.47	Fase A
2001-May-08 09:16:48.203	00 min 00.937 s	0.84	Fase B
2001-May-14 11:35:04.253	00 min 00.435 s	0.81	Fase A
2001-May-14 11:35:04.286	00 min 00.402 s	0.83	Fase B
2001-May-31 11:47:07.482	00 min 00.435 s	0.80	Fase A
2001-Jun-01 06:09:24.166	00 min 00.703 s	0.85	Fase B
2001-Jun-01 13:35:40.700	00 min 00.602 s	1.11	Fase B
2001-Jun-01 13:35:40.700	00 min 00.602 s	0.81	Fase A
2001-Jun-05 05:50:00.481	00 min 00.101 s	0.79	Fase C
2001-Jun-06 15:32:59.347	00 min 00.169 s	0.84	Fase A
2001-Jun-06 15:32:59.347	00 min 00.169 s	0.84	Fase B
2001-Jun-06 15:32:59.347	00 min 00.202 s	0.84	Fase C
2001-Jun-07 08:03:09.739	00 min 01.171 s	1.19	Fase A
2001-Jun-07 08:03:09.739	00 min 01.204 s	1.38	Fase C
2001-Jun-07 08:03:09.739	00 min 01.204 s	0.17	Fase B
2001-Jun-07 22:25:32.184	00 min 00.101 s	1.15	Fase A
2001-Jun-07 22:25:32.184	00 min 00.101 s	0.74	Fase C
2001-Jun-11 07:10:22.334	00 min 00.034 s	0.81	Fase A
2001-Jun-11 07:10:22.334	00 min 00.034 s	0.81	Fase B
2001-Jul-29 14:02:41.520	00 min 00.537 s	0.84	Fase B

Tabela 38: VTCD registradas em Coluna no período de monitoração

Data e hora	Duração	Amplitude (pu)	Fase
2001-Mar-13 07:50:05.123	00 min 00.937 s	0.58	Fase C
2001-Mar-27 02:47:51.303	00 min 02.075 s	0.77	Fase B
2001-Mar-27 02:47:51.337	00 min 01.874 s	0.78	Fase C
2001-Mar-27 02:47:51.738	00 min 01.573 s	0.62	Fase A
2001-Apr-02 17:01:07.471	00 min 00.769 s	0.67	Fase A
2001-Apr-02 17:01:07.471	00 min 00.736 s	0.77	Fase B
2001-Apr-04 15:24:30.347	00 min 00.468 s	0.85	Fase B
2001-Apr-07 02:38:38.718	00 min 00.167 s	0.81	Fase B
2001-Apr-07 02:38:38.718	00 min 00.201 s	1.12	Fase C
2001-Apr-11 06:39:25.815	00 min 00.703 s	0.79	Fase C
2001-Apr-11 06:39:25.815	00 min 00.703 s	1.13	Fase A
2001-Apr-13 12:35:09.300	00 min 00.101 s	0.47	Fase C
2001-Apr-13 12:35:09.334	00 min 00.033 s	0.48	Fase B
2001-Apr-13 12:35:09.334	00 min 00.033 s	0.49	Fase A
2001-Apr-20 00:03:06.271	00 min 00.101 s	0.41	Fase B
2001-Apr-20 00:03:06.271	00 min 00.101 s	0.42	Fase A
2001-Apr-20 00:03:06.271	00 min 00.101 s	0.49	Fase C
2001-Apr-30 00:29:58.597	00 min 01.171 s	0.72	Fase B
2001-Apr-30 00:29:58.597	00 min 01.171 s	0.74	Fase C
2001-Apr-30 00:29:58.865	00 min 00.133 s	1.14	Fase A
2001-Apr-30 00:29:59.032	00 min 00.736 s	0.58	Fase A
2001-May-08 09:16:56.836	00 min 01.573 s	0.66	Fase B
2001-May-08 09:16:56.836	00 min 01.874 s	0.67	Fase C
2001-May-08 09:16:56.937	00 min 01.004 s	0.82	Fase A
2001-May-14 11:35:15.319	00 min 00.435 s	0.80	Fase C
2001-May-14 11:35:15.353	00 min 00.401 s	0.80	Fase A
2001-May-21 02:25:39.509	00 min 00.736 s	0.34	Fase B
2001-May-21 02:25:39.509	00 min 00.736 s	1.34	Fase C
2001-May-21 02:25:39.542	00 min 00.703 s	1.18	Fase A
2001-May-21 14:42:48.755	00 min 00.100 s	0.83	Fase B
2001-Jun-01 06:09:08.274	00 min 00.736 s	0.40	Fase A
2001-Jun-01 06:09:08.274	00 min 00.736 s	1.13	Fase C
2001-Jun-01 06:09:08.274	00 min 00.736 s	1.30	Fase B
2001-Jun-01 13:35:21.947	00 min 00.635 s	0.75	Fase C
2001-Jun-01 13:35:21.947	00 min 00.635 s	1.15	Fase A
2001-Jun-05 05:49:43.106	00 min 00.134 s	0.75	Fase B
2001-Jun-05 05:49:43.139	00 min 00.034 s	0.85	Fase C
2001-Jun-06 15:32:45.383	00 min 00.303 s	0.85	Fase B
2001-Jun-06 15:32:45.417	00 min 00.269 s	0.84	Fase A
2001-Jun-06 15:32:45.451	00 min 00.201 s	0.84	Fase C
2001-Jun-06 19:23:58.065	00 min 00.201 s	0.82	Fase A
2001-Jun-06 19:24:03.386	00 min 00.167 s	0.81	Fase B
2001-Jun-06 19:24:03.386	00 min 00.167 s	0.81	Fase A
2001-Jun-06 19:24:03.386	00 min 00.133 s	0.84	Fase C
2001-Jun-06 19:24:18.746	00 min 00.200 s	0.80	Fase A
2001-Jun-07 08:02:56.120	00 min 01.171 s	0.46	Fase A
2001-Jun-07 08:02:56.120	00 min 01.205 s	1.25	Fase B
2001-Jun-07 22:25:18.786	00 min 00.100 s	0.63	Fase B
2001-Jun-07 22:25:18.786	00 min 00.100 s	1.21	Fase C
2001-Jun-11 07:10:10.148	00 min 00.100 s	0.78	Fase A
2001-Jun-11 07:10:10.148	00 min 00.100 s	0.79	Fase C
2001-Jun-16 06:51:33.850	00 min 00.536 s	0.73	Fase C
2001-Jun-16 06:51:33.884	00 min 00.502 s	0.77	Fase A

Data e hora	Duração	Amplitude (pu)	Fase
2001-Jun-17 03:47:31.633	00 min 00.234 s	0.35	Fase B
2001-Jun-17 03:47:31.633	00 min 00.200 s	0.53	Fase C
2001-Jun-17 03:47:31.800	00 min 00.033 s	1.13	Fase A
2001-Jun-17 03:47:32.793	00 min 00.132 s	1.32	Fase B
2001-Jun-17 03:47:32.826	00 min 00.033 s	0.70	Fase A
2001-Jun-17 22:16:22.840	00 min 00.268 s	0.79	Fase A
2001-Jun-17 22:16:22.840	00 min 00.268 s	0.80	Fase B
2001-Jun-17 22:16:22.840	00 min 00.268 s	0.80	Fase C
2001-Jun-18 12:48:33.991	00 min 00.134 s	0.84	Fase B
2001-Jun-18 12:48:40.718	00 min 00.133 s	0.81	Fase B
2001-Jun-20 09:45:13.682	00 min 00.535 s	0.81	Fase A
2001-Jun-20 09:45:14.117	00 min 00.100 s	1.10	Fase B
2001-Jun-30 02:35:30.460	00 min 00.033 s	0.82	Fase A
2001-Jul-08 14:59:57.546	00 min 00.569 s	0.56	Fase B
2001-Jul-08 14:59:57.546	00 min 00.603 s	1.34	Fase C
2001-Jul-08 15:00:01.227	00 min 00.402 s	0.52	Fase B
2001-Jul-08 15:00:01.227	00 min 00.435 s	1.31	Fase C
2001-Jul-10 14:02:29.283	00 min 00.101 s	0.55	Fase A
2001-Jul-10 14:02:29.317	00 min 00.033 s	1.24	Fase B
2001-Jul-12 12:18:06.358	31 min 26.331 s	0.53	Fase A
2001-Jul-12 12:18:06.358	54 min 01.157 s	0.56	Fase C
2001-Jul-15 10:12:07.515	00 min 00.100 s	0.49	Fase C
2001-Jul-15 10:12:07.515	00 min 00.100 s	0.55	Fase B
2001-Jul-16 21:39:44.256	00 min 00.168 s	0.39	Fase B
2001-Jul-16 21:39:44.256	00 min 00.168 s	1.41	Fase C
2001-Jul-20 23:49:30.413	00 min 00.168 s	0.85	Fase C
2001-Jul-20 23:49:32.689	00 min 00.201 s	0.81	Fase B
2001-Jul-20 23:49:32.689	00 min 00.201 s	0.82	Fase C
2001-Jul-20 23:49:32.689	00 min 00.201 s	0.82	Fase A
2001-Jul-20 23:49:38.010	00 min 00.167 s	0.81	Fase C
2001-Jul-20 23:49:56.984	00 min 00.167 s	0.82	Fase A
2001-Jul-20 23:49:57.084	00 min 00.034 s	0.82	Fase B
2001-Jul-20 23:49:57.084	00 min 00.034 s	0.85	Fase C
2001-Jul-22 15:45:13.565	00 min 00.971 s	0.51	Fase A
2001-Jul-22 15:45:13.565	00 min 00.971 s	1.27	Fase B
2001-Jul-26 11:26:07.438	00 min 00.100 s	0.67	Fase B
2001-Jul-26 11:26:07.438	00 min 00.100 s	0.68	Fase C

Tabela 39: VTCD registradas no Distrito Industrial no período de monitoração

Data e Hora	Duração	Amplitude (pu)	Fase
2001-Apr-05 07:42:23.023	02 min 23.258 s	1.01	Fase A
2001-Apr-07 02:38:38.793	00 min 00.167 s	0.81	Fase C
2001-Apr-07 02:38:38.793	00 min 00.201 s	1.12	Fase A
2001-Apr-09 00:03:50.752	00 min 00.970 s	0.83	Fase C
2001-Apr-11 05:02:02.315	00 min 00.134 s	0.84	Fase A
2001-Apr-11 06:39:24.369	00 min 00.702 s	0.67	Fase A
2001-Apr-11 06:39:24.369	00 min 00.702 s	1.22	Fase B
2001-Apr-20 00:02:58.434	00 min 00.101 s	0.62	Fase B
2001-Apr-20 00:02:58.434	00 min 00.101 s	0.65	Fase C
2001-Apr-20 00:02:58.434	00 min 00.101 s	0.70	Fase A
2001-Apr-29 21:30:22.680	00 min 01.171 s	0.72	Fase C
2001-Apr-29 21:30:22.680	00 min 01.171 s	0.75	Fase A
2001-Apr-29 21:30:22.948	00 min 00.134 s	1.14	Fase B
2001-Apr-29 21:30:23.115	00 min 00.736 s	0.58	Fase B
2001-May-08 06:16:39.394	00 min 01.405 s	0.65	Fase C
2001-May-08 06:16:39.394	00 min 01.706 s	0.65	Fase A
2001-May-08 06:16:39.494	00 min 00.971 s	0.83	Fase B
2001-May-14 08:34:53.574	00 min 00.401 s	0.79	Fase A
2001-May-14 08:34:53.574	00 min 00.435 s	0.81	Fase B
2001-May-20 23:25:15.758	00 min 00.669 s	0.83	Fase C
2001-May-20 23:25:15.758	00 min 00.703 s	1.11	Fase A
2001-Jun-01 06:08:39.365	00 min 00.736 s	0.82	Fase B
2001-Jun-01 06:08:39.365	00 min 00.736 s	1.11	Fase C
2001-Jun-01 13:34:55.631	00 min 00.635 s	0.60	Fase A
2001-Jun-01 13:34:55.631	00 min 00.635 s	1.24	Fase B
2001-Jun-05 05:49:15.365	00 min 00.101 s	0.56	Fase C
2001-Jun-05 05:49:15.365	00 min 00.034 s	0.73	Fase A
2001-Jun-06 15:32:15.981	00 min 00.269 s	0.84	Fase C
2001-Jun-06 15:32:16.015	00 min 00.201 s	0.84	Fase B
2001-Jun-06 15:32:16.048	00 min 00.168 s	0.84	Fase A
2001-Jun-07 08:02:25.852	00 min 01.205 s	0.47	Fase B
2001-Jun-07 08:02:25.852	00 min 01.205 s	1.27	Fase C
2001-Jun-07 22:24:47.787	00 min 00.100 s	0.42	Fase C
2001-Jun-07 22:24:47.787	00 min 00.100 s	1.12	Fase B
2001-Jun-07 22:24:47.787	00 min 00.133 s	1.32	Fase A
2001-Jun-10 16:39:48.963	00 min 00.033 s	0.85	Fase A
2001-Jun-11 07:09:35.114	00 min 00.101 s	0.64	Fase B
2001-Jun-11 07:09:35.114	00 min 00.101 s	0.65	Fase A
2001-Jun-16 06:51:00.486	00 min 00.502 s	0.72	Fase A
2001-Jun-16 06:51:00.486	00 min 00.502 s	0.78	Fase B
2001-Jun-17 03:46:54.160	00 min 00.234 s	0.34	Fase C
2001-Jun-17 03:46:54.160	00 min 00.234 s	0.53	Fase A
2001-Jun-17 03:46:54.294	00 min 00.134 s	1.13	Fase B
2001-Jun-17 03:46:55.331	00 min 00.134 s	1.33	Fase C
2001-Jun-17 03:46:55.365	00 min 00.100 s	0.69	Fase B
2001-Jun-17 22:15:47.420	00 min 00.268 s	0.79	Fase B
2001-Jun-17 22:15:47.420	00 min 00.268 s	0.80	Fase A
2001-Jun-17 22:15:47.420	00 min 00.268 s	0.80	Fase C
2001-Jun-20 09:44:35.204	00 min 00.536 s	0.82	Fase B
2001-Jun-20 09:44:35.204	00 min 00.536 s	1.12	Fase C
2001-Jul-08 14:59:45.199	00 min 00.569 s	0.56	Fase C
2001-Jul-08 14:59:45.199	00 min 00.603 s	1.34	Fase A
2001-Jul-08 14:59:48.900	00 min 00.402 s	0.52	Fase C



<b>Data e Hora</b>	<b>Duração</b>	<b>Amplitude (pu)</b>	<b>Fase</b>
2001-Jul-08 14:59:48.900	00 min 00.402 s	1.31	Fase A
2001-Jul-10 14:02:14.451	00 min 00.100 s	0.29	Fase B
2001-Jul-10 14:02:14.451	00 min 00.100 s	1.19	Fase A
2001-Jul-10 14:02:14.451	00 min 00.100 s	1.36	Fase C
2001-Jul-12 12:17:52.032	00 min 00.301 s	0.79	Fase A
2001-Jul-12 12:17:52.032	00 min 00.301 s	0.82	Fase B
2001-Jul-12 12:17:52.199	00 min 00.134 s	0.72	Fase C
2001-Jul-16 21:39:31.513	00 min 00.101 s	0.47	Fase C
2001-Jul-16 21:39:31.513	00 min 00.101 s	1.37	Fase A
2001-Jul-22 15:44:53.300	00 min 00.970 s	0.30	Fase B
2001-Jul-22 15:44:53.300	00 min 00.636 s	1.18	Fase A
2001-Jul-22 15:44:53.300	00 min 00.970 s	1.42	Fase C
2001-Jul-26 11:25:45.124	00 min 00.100 s	0.68	Fase C
2001-Jul-26 11:25:45.124	00 min 00.100 s	0.69	Fase A
2001-Aug-02 13:16:22.232	00 min 03.220 s	0.76	Fase C
2001-Aug-02 13:16:22.232	00 min 03.290 s	0.77	Fase B
2001-Aug-02 13:16:22.232	00 min 02.532 s	0.78	Fase A
2001-Aug-02 13:16:33.073	03 min 13.238 s	1.11	Fase A
2001-Aug-02 13:16:33.210	02 min 43.147 s	1.11	Fase C
2001-Aug-02 13:16:33.381	02 min 02.222 s	1.11	Fase B

Tabela 40: VTCD registradas em Parangaba no período de monitoração

Data e Hora	Duração	Amplitude (pu)	Fase
2001-Mar-25 09:08:26.391	00 min 00.235 s	1.10	Fase A
2001-Mar-25 09:08:26.559	00 min 00.200 s	1.10	Fase C
2001-Mar-25 09:08:26.893	00 min 02.186 s	1.12	Fase A
2001-Mar-25 09:08:27.027	00 min 00.597 s	1.12	Fase C
2001-Mar-25 09:08:27.956	00 min 00.429 s	1.11	Fase C
2001-Mar-27 07:00:38.469	00 min 02.343 s	0.76	Fase A
2001-Mar-27 07:00:38.469	00 min 02.745 s	0.77	Fase B
2001-Mar-27 07:00:38.871	00 min 01.841 s	0.63	Fase C
2001-Mar-29 05:34:16.908	00 min 00.100 s	0.90	Fase B
2001-Apr-06 16:06:43.390	00 min 00.536 s	0.85	Fase A
2001-Apr-07 02:38:36.426	00 min 00.168 s	0.81	Fase A
2001-Apr-07 02:38:36.426	00 min 00.201 s	1.11	Fase B
2001-Apr-11 06:39:22.720	00 min 00.703 s	0.79	Fase B
2001-Apr-11 06:39:22.720	00 min 00.736 s	1.13	Fase C
2001-Apr-20 00:02:58.660	00 min 00.100 s	0.63	Fase B
2001-Apr-20 00:02:58.693	00 min 00.101 s	0.70	Fase A
2001-Apr-20 00:02:58.693	00 min 00.101 s	0.70	Fase C
2001-Apr-30 00:30:32.011	00 min 01.171 s	0.71	Fase A
2001-Apr-30 00:30:32.011	00 min 01.171 s	0.73	Fase B
2001-Apr-30 00:30:32.245	00 min 00.168 s	1.15	Fase C
2001-Apr-30 00:30:32.446	00 min 00.736 s	0.58	Fase C
2001-May-08 09:16:50.703	00 min 01.673 s	0.64	Fase A
2001-May-08 09:16:50.703	00 min 02.744 s	0.65	Fase B
2001-May-08 09:16:50.804	00 min 01.003 s	0.83	Fase C
2001-May-14 11:35:04.710	00 min 00.435 s	0.79	Fase B
2001-May-14 11:35:04.710	00 min 00.435 s	0.81	Fase C
2001-May-21 02:25:27.293	00 min 00.670 s	0.82	Fase A
2001-Jun-01 06:09:21.768	00 min 00.703 s	0.83	Fase C
2001-Jun-01 13:35:38.302	00 min 00.635 s	0.77	Fase B
2001-Jun-01 13:35:38.302	00 min 00.669 s	1.15	Fase C
2001-Jun-05 05:49:58.494	00 min 00.100 s	0.75	Fase A
2001-Jun-05 05:49:58.494	00 min 00.033 s	0.84	Fase B
2001-Jun-06 15:33:00.500	00 min 00.134 s	0.85	Fase B
2001-Jun-11 07:10:23.872	00 min 00.100 s	0.78	Fase C
2001-Jun-11 07:10:23.872	00 min 00.100 s	0.79	Fase B
2001-Jun-16 06:51:45.653	00 min 00.736 s	1.10	Fase A
2001-Jun-17 03:47:43.322	00 min 00.235 s	0.34	Fase A
2001-Jun-17 03:47:43.322	00 min 00.235 s	0.43	Fase B
2001-Jun-17 03:47:43.456	00 min 00.101 s	1.18	Fase C
2001-Jun-17 03:47:44.494	00 min 00.100 s	1.36	Fase A
2001-Jun-17 22:16:35.145	00 min 00.301 s	0.82	Fase C
2001-Jun-17 22:16:35.145	00 min 00.301 s	0.82	Fase B
2001-Jun-17 22:16:35.179	00 min 00.267 s	0.78	Fase A
2001-Jun-20 09:45:25.270	00 min 00.536 s	0.81	Fase C
2001-Jun-20 09:45:25.270	00 min 00.536 s	1.11	Fase A
2001-Jun-23 00:22:32.395	00 min 00.101 s	0.83	Fase A
2001-Jun-23 10:06:54.038	00 min 00.034 s	0.84	Fase A
2001-Jul-08 14:59:50.790	00 min 00.570 s	0.55	Fase A
2001-Jul-08 14:59:50.790	00 min 00.570 s	1.33	Fase B
2001-Jul-08 14:59:54.476	00 min 00.401 s	0.52	Fase A
2001-Jul-08 14:59:54.476	00 min 00.401 s	1.30	Fase B
2001-Jul-10 14:02:18.894	00 min 00.100 s	0.58	Fase C
2001-Jul-10 14:02:18.894	00 min 00.100 s	1.24	Fase A

<b>Data e Hora</b>	<b>Duração</b>	<b>Amplitude (pu)</b>	<b>Fase</b>
2001-Jul-12 12:17:55.324	00 min 00.267 s	0.79	Fase B
2001-Jul-12 12:17:55.324	00 min 00.267 s	0.82	Fase C
2001-Jul-12 12:17:55.491	00 min 00.100 s	0.71	Fase A
2001-Jul-16 21:39:35.972	00 min 00.101 s	0.48	Fase A
2001-Jul-16 21:39:35.972	00 min 00.101 s	1.35	Fase B

Tabela 41: VTCD registradas em Pecém no período de monitoração

Data e Hora	Duração	Amplitude (pu)	Fase
2001-Apr-07 02:38:36.685	00 min 00.167 s	0.81	Fase A
2001-Apr-07 02:38:36.685	00 min 00.201 s	1.13	Fase B
2001-Apr-08 00:40:14.937	00 min 00.033 s	0.84	Fase C
2001-Apr-09 00:03:48.610	00 min 00.973 s	1.22	Fase C
2001-Apr-09 00:03:48.610	00 min 00.973 s	1.38	Fase B
2001-Apr-09 00:42:46.451	00 min 00.033 s	0.80	Fase A
2001-Apr-09 00:42:46.451	00 min 00.033 s	0.83	Fase C
2001-Apr-09 03:24:03.820	00 min 00.201 s	0.80	Fase C
2001-Apr-10 08:03:03.001	00 min 00.568 s	0.84	Fase A
2001-Apr-11 05:02:00.274	00 min 00.101 s	0.84	Fase B
2001-Apr-19 08:21:11.837	00 min 00.033 s	0.72	Fase B
2001-Apr-19 08:22:01.096	00 min 00.168 s	0.72	Fase B
2001-Apr-20 00:03:01.164	00 min 00.101 s	0.61	Fase C
2001-Apr-20 00:03:01.164	00 min 00.101 s	0.61	Fase A
2001-Apr-20 00:03:01.164	00 min 00.101 s	0.66	Fase B
2001-Apr-21 08:35:01.200	00 min 00.201 s	0.81	Fase B
2001-Apr-22 06:08:48.756	00 min 01.473 s	0.81	Fase C
2001-Apr-22 06:08:49.928	00 min 00.636 s	0.82	Fase A
2001-Apr-22 06:08:49.928	00 min 00.636 s	0.82	Fase B
2001-Apr-22 06:08:50.430	00 min 00.134 s	0.74	Fase C
2001-Apr-22 12:56:11.737	00 min 00.201 s	0.78	Fase C
2001-Apr-30 00:29:51.450	00 min 01.238 s	0.74	Fase A
2001-Apr-30 00:29:51.450	00 min 01.238 s	0.76	Fase B
2001-Apr-30 00:29:51.685	00 min 00.167 s	1.15	Fase C
2001-Apr-30 00:29:51.885	00 min 00.737 s	0.60	Fase C
2001-May-05 00:36:34.987	00 min 01.138 s	0.66	Fase A
2001-May-05 00:36:34.987	00 min 01.172 s	1.21	Fase B
2001-May-05 00:51:16.598	00 min 01.171 s	0.65	Fase A
2001-May-05 00:51:16.598	00 min 01.171 s	1.19	Fase B
2001-May-05 01:11:40.111	00 min 01.171 s	0.64	Fase A
2001-May-05 01:11:40.111	00 min 01.171 s	1.18	Fase B
2001-May-05 01:54:29.648	00 min 01.138 s	0.64	Fase A
2001-May-05 01:54:29.648	00 min 01.138 s	1.19	Fase B
2001-May-05 09:00:26.964	00 min 01.239 s	0.69	Fase C
2001-May-05 09:00:26.964	00 min 01.239 s	0.71	Fase A
2001-May-05 09:00:26.964	00 min 01.239 s	0.72	Fase B
2001-May-08 09:16:56.575	00 min 01.071 s	0.73	Fase A
2001-May-08 09:16:56.575	00 min 01.037 s	0.79	Fase B
2001-Jun-05 07:18:54.703	00 min 00.167 s	0.83	Fase C
2001-Jun-06 15:32:52.926	00 min 00.605 s	0.84	Fase C
2001-Jun-06 15:32:52.959	00 min 00.572 s	0.83	Fase A
2001-Jun-06 15:32:53.027	00 min 00.470 s	0.83	Fase B
2001-Jun-07 14:53:09.518	00 min 00.099 s	0.85	Fase B
2001-Jun-07 23:46:47.763	00 min 01.487 s	1.28	Fase C
2001-Jun-07 23:46:47.763	00 min 01.487 s	1.42	Fase B
2001-Jun-10 16:40:28.799	00 min 00.034 s	0.84	Fase B
2001-Jun-16 06:51:41.072	00 min 00.502 s	0.82	Fase B
2001-Jun-16 06:51:42.000	00 min 00.033 s	0.85	Fase C
2001-Jun-17 03:47:34.791	00 min 00.100 s	0.61	Fase A
2001-Jun-17 03:47:34.791	00 min 00.100 s	0.72	Fase B
2001-Jun-17 22:16:28.100	00 min 00.234 s	0.78	Fase A
2001-Jun-17 22:16:28.100	00 min 00.234 s	0.79	Fase C
2001-Jun-17 22:16:28.100	00 min 00.234 s	0.79	Fase B

Data e Hora	Duração	Amplitude (pu)	Fase
2001-Jul-11 04:44:20.447	00 min 01.673 s	1.17	Fase C
2001-Jul-11 04:44:20.480	00 min 01.205 s	0.85	Fase B
2001-Jul-11 04:44:21.986	00 min 00.134 s	0.82	Fase B
2001-Jul-12 12:18:03.918	00 min 00.033 s	0.83	Fase A
2001-Jul-12 12:18:03.918	00 min 00.033 s	0.84	Fase C
2001-Jul-12 12:18:03.918	00 min 00.033 s	0.84	Fase B
2001-Jul-26 07:34:30.174	00 min 00.134 s	1.12	Fase C
2001-Jul-26 07:34:30.207	00 min 00.101 s	0.83	Fase B
2001-Jul-26 11:26:04.265	00 min 00.033 s	0.80	Fase A

Tabela 42: VTCD registradas em Presidente Kennedy no período de monitoração

Data e Hora	Duração	Amplitude (pu)	Fase
2001-Apr-20 00:03:06.030	00 min 00.034 s	0.77	Fase AB
2001-Apr-30 00:30:31.269	00 min 01.137 s	0.76	Fase AB
2001-May-08 09:16:51.965	00 min 02.610 s	0.67	Fase AB
2001-May-14 11:35:10.427	00 min 00.401 s	0.80	Fase AB
2001-Jun-09 07:52:18.948	00 min 00.234 s	0.69	Fase AB
2001-Jun-09 07:52:23.097	00 min 00.234 s	0.67	Fase AB
2001-Jun-09 08:41:29.070	00 min 00.201 s	0.72	Fase AB
2001-Jun-11 07:09:43.562	00 min 00.033 s	0.81	Fase AB
2001-Jun-16 06:51:08.737	00 min 00.536 s	0.56	Fase AB
2001-Jun-17 03:47:06.491	00 min 00.234 s	0.48	Fase AB
2001-Jun-17 22:15:58.270	00 min 00.234 s	0.79	Fase AB
2001-Jul-12 12:17:33.800	00 min 00.235 s	0.83	Fase AB
2001-Jul-15 05:25:16.424	00 min 00.168 s	0.58	Fase AB
2001-Jul-15 05:25:19.637	00 min 00.134 s	0.85	Fase AB
2001-Jul-25 16:33:53.356	00 min 00.201 s	0.71	Fase AB
2001-Jul-26 11:25:34.802	00 min 00.101 s	0.45	Fase AB
2001-Apr-20 00:03:05.997	00 min 00.100 s	0.61	Fase BC
2001-Apr-25 18:35:13.387	00 min 00.836 s	0.84	Fase BC
2001-Apr-30 00:30:31.269	00 min 01.137 s	0.74	Fase BC
2001-May-08 09:16:51.965	00 min 01.573 s	0.68	Fase BC
2001-Jun-09 08:41:29.171	00 min 00.100 s	0.70	Fase BC
2001-Jun-17 03:47:06.491	00 min 00.234 s	0.49	Fase BC
2001-Jun-17 22:15:58.270	00 min 00.234 s	0.79	Fase BC
2001-Jun-23 00:21:56.121	00 min 00.034 s	0.85	Fase BC
2001-Jun-23 00:21:56.791	00 min 00.100 s	0.80	Fase BC
2001-Jul-08 14:59:25.314	00 min 00.468 s	0.85	Fase BC
2001-Jul-08 14:59:28.928	00 min 00.368 s	0.83	Fase BC
2001-Jul-12 12:17:33.934	00 min 00.101 s	0.73	Fase BC
2001-Jul-15 05:25:17.160	00 min 00.101 s	0.51	Fase BC
2001-Jul-15 05:25:19.603	00 min 00.168 s	0.45	Fase BC
2001-Jul-25 16:33:53.456	00 min 00.101 s	0.69	Fase BC
2001-Jul-26 11:25:34.769	00 min 00.134 s	0.52	Fase BC

Tabela 43: VTCD registradas em Tauape 69 kV no período de monitoração

Data e Hora	Duração	Amplitude (pu)	Fase
2001-Apr-30 00:35:45.809	00 min 01.138 s	0.64	Fase A
2001-Apr-30 00:35:45.809	00 min 01.172 s	0.66	Fase B
2001-Apr-30 00:35:46.044	00 min 00.167 s	1.21	Fase C
2001-Apr-30 00:35:46.211	00 min 00.770 s	0.49	Fase C
2001-May-08 09:38:27.681	00 min 02.782 s	0.47	Fase B
2001-May-08 09:38:27.681	00 min 01.644 s	0.53	Fase A
2001-May-08 09:38:27.848	00 min 00.907 s	0.85	Fase C
2001-May-14 08:39:45.086	00 min 00.402 s	0.81	Fase B
2001-May-14 08:39:45.120	00 min 00.368 s	0.84	Fase C
2001-May-29 15:29:58.066	00 min 00.034 s	0.84	Fase B
2001-May-31 11:49:56.620	00 min 00.335 s	0.84	Fase B
2001-Jun-01 13:40:34.701	00 min 00.636 s	0.81	Fase B
2001-Jun-01 13:40:34.701	00 min 00.636 s	1.11	Fase C
2001-Jun-05 06:02:08.596	00 min 00.101 s	0.79	Fase A
2001-Jun-06 15:47:53.939	00 min 00.202 s	0.84	Fase A
2001-Jun-06 15:47:53.973	00 min 00.134 s	0.84	Fase C
2001-Jun-06 15:47:53.973	00 min 00.134 s	0.84	Fase B
2001-Jun-07 08:19:24.607	00 min 01.205 s	0.17	Fase C
2001-Jun-07 08:19:24.607	00 min 01.205 s	1.40	Fase A
2001-Jun-07 08:19:24.641	00 min 01.171 s	1.22	Fase B
2001-Jun-07 22:42:58.430	00 min 00.100 s	0.74	Fase A
2001-Jun-07 22:42:58.430	00 min 00.100 s	1.15	Fase B
2001-Jun-11 07:34:27.023	00 min 00.033 s	0.82	Fase C
2001-Jun-11 07:34:27.023	00 min 00.033 s	0.83	Fase B
2001-Jun-16 07:25:41.287	00 min 00.502 s	0.74	Fase B
2001-Jun-16 07:25:41.287	00 min 00.502 s	0.80	Fase C
2001-Jun-17 04:23:19.788	00 min 00.234 s	0.38	Fase A
2001-Jun-17 04:23:19.788	00 min 00.167 s	0.59	Fase B
2001-Jun-17 04:23:19.955	00 min 00.034 s	1.11	Fase C
2001-Jun-17 04:23:20.959	00 min 00.100 s	0.74	Fase C
2001-Jun-17 04:23:20.959	00 min 00.100 s	1.23	Fase A
2001-Jun-17 22:53:42.871	00 min 00.268 s	0.80	Fase C
2001-Jun-17 22:53:42.871	00 min 00.268 s	0.80	Fase B
2001-Jun-17 22:53:42.871	00 min 00.268 s	0.81	Fase A
2001-Jun-20 10:27:18.104	00 min 00.536 s	0.75	Fase C
2001-Jun-20 10:27:18.104	00 min 00.536 s	1.13	Fase A

Tabela 44: VTCD registradas em Tauape 13,8 kV no período de monitoração

Data e Hora	Duração	Amplitude (pu)	Fase
2001-Jun-17 03:47:51.926	00 min 00.101 s	0.61	Fase AB
2001-Jun-16 06:51:54.674	00 min 00.502 s	0.81	Fase AB
2001-Jun-17 22:16:45.676	00 min 00.234 s	0.80	Fase AB
2001-Jun-26 17:37:08.783	00 min 00.201 s	0.82	Fase AB
2001-Jul-12 12:17:25.182	00 min 00.268 s	0.84	Fase AB
2001-Jul-26 11:25:27.193	00 min 00.101 s	0.75	Fase AB
2001-Aug-02 13:17:08.778	00 min 02.566 s	0.80	Fase AB
2001-Aug-02 13:17:19.647	00 min 15.526 s	1.10	Fase BC
2001-Aug-02 13:17:20.022	00 min 15.934 s	1.10	Fase AB