

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

Metodologia de Testes para Avaliação de um  
Sistema de Gerenciamento de Qualidade da  
Energia Elétrica

**Elisa Lefol Nani Carvalho**

Itajubá, 24 de setembro de 2020

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

**Elisa Lefol Nani Carvalho**

**Metodologia de Testes para Avaliação de um  
Sistema de Gerenciamento de Qualidade da  
Energia Elétrica**

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

**Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência**

**Orientador: Prof. Dr. Paulo Márcio da Silveira**

**Coorientador: Prof. Dr. Frederico Oliveira Passos**

**24 de setembro de 2020**

**Itajubá**

*"Que vosso amor aumente mais e mais em  
conhecimento e em toda compreensão"  
(Filipenses 1:9)*

# Agradecimentos

Agradeço a Deus, que em seu infinito amor, me guia e me sustenta em todos os momentos da minha vida.

Ao meu pai Elisete e José Maria pelos ensinamentos, apoio e amor incondicional.

Aos meus irmãos Marina e André por tornarem meus dias mais leves.

Aos meus avós José Maria, Itinha, João (*in memorian*) e Vitória (*in memorian*) por serem exemplos de humildade, integridade e luta.

À minha madrinha Maira por ser minha companheira de estudos e me auxiliar em toda a trajetória.

À toda a minha família pelos valores ensinados e pelas palavras de incentivo.

À todos os meus amigos pelo companheirismo e carinho. Em especial, aos meus parceiros de mestrado: Fernando, Nicolas, Keli, Tadeu, Marcos e Lúcio.

Aos professores Paulo Márcio da Silveira e Frederico Oliveira Passos, pela orientação, confiança e prontidão em ajudar.

Aos demais professores e colegas do QMAP, que contribuíram direta ou indiretamente para a realização deste trabalho.

À EDP e à Sinapsis Inovação em Energia pela parceria no projeto de pesquisa e desenvolvimento que proporcionou esse trabalho.

À CAPES, ao QMAP e à UNIFEI, pelo apoio financeiro e estrutural.

# Resumo

O aumento da sensibilidade dos equipamentos aos distúrbios elétricos e a disseminação de cargas não-lineares são alguns dos fatores que reforçam a importância da qualidade de energia elétrica (QEE). A má qualidade de energia elétrica pode resultar em problemas como interrupções de processos produtivos, danos em equipamentos, processos judiciais e perdas monetárias. Sendo assim, o monitoramento do estado da QEE na rede elétrica é um fator estratégico, uma vez que possibilita a identificação de áreas críticas. Os diferentes tipos de medidores, a quantidade massiva de registros de medições e os diversos indicadores de QEE estabelecidos pelo PRODIST fazem com que a gestão da qualidade de energia seja uma tarefa difícil de ser efetuada eficientemente sem o auxílio de um sistema adequado de gerenciamento de indicadores. Dentro desse contexto, esse trabalho apresenta uma revisão bibliográfica acerca das práticas adotadas no Brasil e no mundo, no que diz respeito ao monitoramento e gerenciamento de indicadores de qualidade. O trabalho apresenta também a especificação funcional de um sistema de gerenciamento de qualidade da energia (SGQ) contemplando a aquisição de dados, o algoritmo de cálculo dos indicadores e a interface gráfica para apresentação dos resultados de maneira intuitiva e direta. Considerando que os indicadores de QEE levam no mínimo uma semana para serem apurados, o processo de realização de testes do SGQ implantado seria demorado e ineficiente se fosse realizado a partir de dados reais de medição. Dessa forma, o trabalho propõe e aplica uma metodologia para a validação do SGQ desenvolvendo uma plataforma de testes em ambiente laboratorial a fim de testar todas as funcionalidades do *software* de maneira otimizada. Os desafios encontrados e os resultados obtidos no processo de validação do SGQ também são apresentados e discutidos.

**Palavras-chaves:** Qualidade da Energia Elétrica, Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica, Sistema de Gerenciamento de Qualidade da Energia Elétrica.

# Abstract

The increased sensitivity of equipment to electrical disturbances and the spread of non-linear loads are some of the factors that reinforce the importance of Power quality (PQ). Poor power quality can lead to equipment damage, interruptions and other consequences causing monetary losses and possible legal actions. Therefore, monitoring the PQ status in power grid is a strategic factor, while it allows the identification of critical areas. The different types of meters, the massive amount of data and the many PQ indices defined by PRODIST (Brazilian standard for power distribution) make the PQ management a difficult task to be accomplished efficiently without an automatic power quality management system (PQMS). In this concern, this work presents a review on the projects that have been developed around the world regarding power quality data monitoring and management. This work also presents a proposal for PQMS addressing data acquisition, PQ indices calculation algorithm and a human machine interface for displaying results in a user-friendly format. Considering that the PQ indices take at least a week to be determined, the process of testing and validating the developed system would be time-consuming and inefficient if it were performed using real measurement data. Hence, this work proposes and applies an efficient methodology for the PQMS validation using a PQ test bench in order to test all the software functions in an optimized way. The challenges encountered and the results obtained during the PQMS validation process are also presented and discussed.

**Keywords:** Power Quality Monitoring, Power Quality Indices, Power Quality Management System.

# Lista de ilustrações

Figura 2.1 – Faixas de tensão em relação à tensão de referência . . . . .	29
Figura 2.2 – Sinal distorcido obtido a partir da soma de ondas senoidais . . . . .	31
Figura 2.3 – Formas de ondas e fasores de tensão em um sistema equilibrado ideal . . . . .	35
Figura 2.4 – Formas de ondas e fasores de tensão em um sistema desequilibrado. . . . .	35
Figura 2.5 – Variações de tensão de curta duração . . . . .	38
Figura 2.6 – Magnitude e duração de VTCDs . . . . .	39
Figura 2.7 – Agregação por união das fases . . . . .	42
Figura 2.8 – Agregação por parâmetros críticos . . . . .	42
Figura 2.9 – Agregação pela fase crítica . . . . .	43
Figura 3.1 – Arquitetura de um sistema de monitoramento centralizado . . . . .	55
Figura 3.2 – Exemplo de arquitetura centralizada de um sistema de monitoramento . . . . .	56
Figura 3.3 – Exemplo de arquitetura de sistema distribuída . . . . .	58
Figura 3.4 – Estrutura de comunicação de um sistema de gerenciamento de QEE . . . . .	62
Figura 3.5 – Diagrama de blocos representativo de um <i>software</i> gerenciamento . . . . .	64
Figura 3.6 – Transferência de dados de um sistema de monitoramento PQ móvel . . . . .	67
Figura 3.7 – Exemplo de estrutura de banco de dados . . . . .	70
Figura 3.8 – Exemplo de atributos considerados em um modelo banco de dados . . . . .	71
Figura 3.9 – Exemplo de dimensão de um banco de dados . . . . .	71
Figura 3.10 – Exemplo de informações disponíveis em interface web . . . . .	72
Figura 3.11 – Ilustração do valor médio e do percentil 95% de uma amostra . . . . .	75
Figura 3.12 – Registro de medição de distorção harmônica total . . . . .	76
Figura 3.13 – Discretização do sinal registrado . . . . .	76
Figura 3.14 – Histograma de ocorrências . . . . .	77
Figura 3.15 – Histograma de ocorrências normalizado . . . . .	77
Figura 3.16 – Histograma de ocorrências acumuladas . . . . .	78
Figura 3.17 – Exemplo de gráfico de barras . . . . .	80
Figura 3.18 – Exemplo de IHM de um sistema de gerenciamento de QEE . . . . .	81
Figura 3.19 – Zonas críticas detectadas para índices de Flicker Pst . . . . .	82
Figura 3.20 – Exemplo de relatório para avaliação do desequilíbrio de tensão . . . . .	83
Figura 3.21 – Integração de sistemas adicionais para auxílio no gerenciamento de QEE . . . . .	85
Figura 4.1 – Sistema de coleta de dados do SGQ. . . . .	89
Figura 4.2 – Servidor de aplicação e servidor concentrador. . . . .	91
Figura 4.3 – Estrutura interna dos componentes do SGQ . . . . .	92
Figura 4.4 – Estrutura relacional das tabelas da base de dados do SGQ . . . . .	93
Figura 4.5 – Motor de cálculo do SGQ - Fluxograma 1 . . . . .	95
Figura 4.6 – Agregação temporal de VTCDs - Fluxograma 2 . . . . .	96

Figura 4.7 – Expurgo das medições inválidas - Fluxograma 3 . . . . .	97
Figura 4.8 – Diagrama esquemático do módulo de Análise Pontual . . . . .	100
Figura 4.9 – Exemplo de série temporal. . . . .	101
Figura 4.10–Exemplo de série temporal da tensão de leitura (TL). . . . .	101
Figura 4.11–Exemplo de histograma . . . . .	102
Figura 4.12–Gráfico de distribuição acumulada. . . . .	102
Figura 4.13–Lista de harmônicos individuais. . . . .	103
Figura 4.14–Espectro Harmônico. . . . .	103
Figura 4.15–Exemplo de lista de VTCDs. . . . .	104
Figura 4.16–Tabela de estratificação para contabilização de VTCDs. . . . .	104
Figura 4.17–Estratificação de VTCDs . . . . .	105
Figura 4.18–Exemplo de curva de sensibilidade CBEMA. . . . .	105
Figura 4.19–Exemplo de curva de sensibilidade ITIC. . . . .	106
Figura 4.20–Exemplo de curva de sensibilidade SEMI F47. . . . .	106
Figura 4.21–Exemplo de curva de sensibilidade retangular personalizável. . . . .	106
Figura 4.22–Exemplo de gráfico de colunas 3D para VTCDs. . . . .	107
Figura 4.23–Exemplo de tela resumo do módulo de análise gerencial. . . . .	108
Figura 4.24–Exemplo de mapa georeferenciado. . . . .	109
Figura 4.25–Exemplo de gráfico de colunas. . . . .	109
Figura 4.26–Exemplo de série temporal multi-medidores. . . . .	110
Figura 4.27–Exemplo de série temporal multi-variáveis. . . . .	110
Figura 5.1 – Diagrama esquemático da placa para conexão dos medidores e fontes . . . . .	114
Figura 5.2 – Esquema de ligação elétrica entre os bornes . . . . .	115
Figura 5.3 – Bancada de testes completa. . . . .	115
Figura 5.4 – Bancada de testes - Vista frontal. . . . .	116
Figura 5.5 – Bancada de testes - Vista traseira. . . . .	117
Figura 5.6 – Bancada de testes - Vista lateral. . . . .	118
Figura 5.7 – Sistema de comunicação do SGQ considerando a bancada de testes . . . . .	119
Figura 5.8 – Fluxograma da metodologia utilizada para teste do SGQ. . . . .	122
Figura 5.9 – Tempo de permanência em cada estado . . . . .	124
Figura 5.10–Ensaio de tensões em regime permanente . . . . .	125
Figura 5.11–Ensaio de fator de desequilíbrio . . . . .	125
Figura 5.12–Ensaio de fator de potência e desequilíbrio de tensão. . . . .	126
Figura 5.13–Ensaio de flutuação de tensão . . . . .	127
Figura 5.14–Ensaio de harmônica individual de ordem 5 . . . . .	128
Figura 5.15–Composição de harmônicas de ordem 2 a 8 . . . . .	128
Figura 5.16–Sinal de tensão - Ensaio 8 (ZME) . . . . .	130
Figura 5.17–Sinal de corrente - Ensaio 8 (ZME) . . . . .	130
Figura 5.18–LDP1 - <i>Arquivo-mãe F</i> - Tensão de leitura . . . . .	132



Figura 5.19–LDP1 - <i>Arquivo-mãe F</i> - Fator de desequilíbrio . . . . .	133
Figura 5.20–LDP1 - <i>Arquivo-mãe F</i> - Fator de potência . . . . .	134
Figura 5.21–LDP2 - <i>Arquivo-mãe F</i> - Harmônicos . . . . .	135
Figura 5.22–Diagrama ilustrativo da macro utilizada para geração da massa de dados.	145
Figura 5.23–Exemplo de massa de dados LDP1 gerada a partir da macro. . . . .	146
Figura 5.24–Diagrama ilustrativo da macro utilizada para formatação. . . . .	146
Figura 5.25–Exemplo de arquivo LDP1 resultante da macro de formatação. . . . .	147
Figura 5.26–M01 - Gráfico da tensão de leitura. . . . .	150
Figura 5.27–M01 - Gráfico do DRC e DRP apurados. . . . .	150
Figura 5.28–M01 - Gráfico dos FD95% apurados. . . . .	150
Figura 5.29–M01 - Gráfico dos $PST_{95\%}$ apurados. . . . .	151
Figura 5.30–M01 - Gráfico dos $DTT_{95\%}$ e $DTT_p_{95\%}$ apurados. . . . .	151
Figura 5.31–M01 - Gráfico dos $DTT_i_{95}$ e $DTT_3_{95\%}$ apurados. . . . .	151
Figura 5.32–M17 - Gráfico do DRC e DRP apurados. . . . .	153
Figura 5.33–M17 - Gráfico dos FD95% apurados. . . . .	153
Figura 5.34–M17 - Gráfico dos $PST_{95\%}$ apurados. . . . .	153
Figura 5.35–M17 - Gráfico dos $DTT_{95\%}$ e $DTT_p_{95\%}$ apurados. . . . .	153
Figura 5.36–M17 - Gráfico dos $DTT_i_{95}$ e $DTT_3_{95\%}$ apurados. . . . .	154
Figura 5.37–Teste 1 - Casos considerados na análise de expurgo por VTCDs. . . . .	155
Figura 5.38–Teste 1 - Dados de entrada. . . . .	156
Figura 5.39–Teste 2 - Sinal gerado - 08 de janeiro . . . . .	158
Figura 5.40–Teste 2 - Dados de entrada. . . . .	158
Figura 5.41–Teste 2 - Eventos resultantes da agregação temporal. . . . .	158
Figura 5.42–Teste 3 - Sinal gerado - 22 de janeiro . . . . .	159
Figura 5.43–Teste 3 - Dados de entrada. . . . .	160
Figura 5.44–Teste 3 - Eventos resultantes da agregação temporal. . . . .	160
Figura 5.45–Teste 4 - Sinal gerado - 04 de fevereiro . . . . .	160
Figura 5.46–Teste 5 - Sinal gerado - 12 de fevereiro . . . . .	161
Figura 5.47–Teste 6 - Sinal gerado - 20 de fevereiro . . . . .	161
Figura 5.48–Testes 4, 5 e 6 - Dados de entrada . . . . .	163
Figura 5.49–Testes 4, 5 e 6 - Resultado da agregação temporal . . . . .	163
Figura 5.50–Teste 7 - Dados de entrada - 01 de setembro . . . . .	164
Figura 5.51–Teste 7 - Eventos resultantes . . . . .	164
Figura 5.52–Teste 7 - Tabela de estratificação de VTCDs . . . . .	165
Figura 5.53–Ponderação das regiões de sensibilidade. . . . .	165
Figura 5.54– $Pst$ apurado pelo SEL 734 ( <i>arquivo-mãe C</i> ) - parte 1 . . . . .	166
Figura 5.55– $Pst$ apurado pelo SEL 734 ( <i>arquivo-mãe C</i> ) - parte 2 . . . . .	167
Figura 5.56–M10 - Gráfico de $PST_{95\%}$ . . . . .	167
Figura 5.57–Diferença entre percentil exclusivo e inclusivo . . . . .	173

# Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Classificação de TL - Tensão nominal superior a 230 kV. . . . .	29
Tabela 2.2 – Classificação de TL - Tensão superior a 69 kV e inferior a 230 kV. . . . .	30
Tabela 2.3 – Classificação de TL - Tensão superior a 1 kV e inferior a 69 kV. . . . .	30
Tabela 2.4 – Classificação de TL - Tensão nominal inferior a 1 kV. . . . .	30
Tabela 2.5 – Valores de referência para os indicadores de distorções harmônicas. . . . .	34
Tabela 2.6 – Valores de referência para o indicador FD95%. . . . .	36
Tabela 2.7 – Valores de referência para o indicador Pst95%. . . . .	37
Tabela 2.8 – Classificação das VTCDs segundo PRODIST. . . . .	40
Tabela 2.9 – Regiões de sensibilidade para avaliação das VTCDs . . . . .	44
Tabela 2.10–Fatores de ponderação para cada região de sensibilidade $i$ . . . . .	45
Tabela 2.11–Frequência mensal máxima de ocorrência de eventos de VTCD . . . . .	46
Tabela 2.12–Fator de Impacto Base ( $FI_{base}$ ). . . . .	46
Tabela 2.13–Síntese dos indicadores de qualidade do produto. . . . .	47
Tabela 2.14–Limites/valores de referência dos indicadores de qualidade do produto. . . . .	47
Tabela 5.1 – <i>Arquivos-mãe</i> provenientes do medidor SEL 734 . . . . .	121
Tabela 5.2 – Conjuntos de dados semi-sintéticos utilizados para validação do SGQ . . . . .	121
Tabela 5.3 – Valores de FD gerados . . . . .	126
Tabela 5.4 – Perfis de composições harmônicas . . . . .	129
Tabela 5.5 – Linhas de interesse - Fator de desequilíbrio . . . . .	136
Tabela 5.6 – Linhas de interesse - Tensão de Leitura . . . . .	137
Tabela 5.7 – Linhas de interesse - Fator de Potência . . . . .	137
Tabela 5.8 – Linhas de interesse - Harmônicos . . . . .	138
Tabela 5.9 – Perfil semanal M01 - Tensão de leitura . . . . .	139
Tabela 5.10–Perfil semanal M01 - Tensão desequilibrada . . . . .	139
Tabela 5.11–Perfil semanal M01 - Harmônicos . . . . .	140
Tabela 5.12–Perfil semanal M01 - Harmônicos individuais . . . . .	140
Tabela 5.13–Perfil semanal M17 - Parte 1 . . . . .	142
Tabela 5.14–Perfil semanal M17 - Parte 2 . . . . .	143
Tabela 5.15–Indicadores apurados - M01. . . . .	149
Tabela 5.16–Indicadores de QEE apurados - M17. . . . .	152
Tabela 5.17–Testes realizados para análise do tratamento de VTCDs . . . . .	155
Tabela 5.18–Medições expurgadas por ocorrência de VTCDs . . . . .	156
Tabela 5.19–Erros identificados na primeira versão do SGQ . . . . .	170
Tabela 5.20–Comparação de resultados M01 . . . . .	171
Tabela 5.21–Comparação de resultados M02 . . . . .	172
Tabela 5.22–Data de horário da primeira medição . . . . .	175

Tabela 5.23–Comparação de resultados - M16 - Lista de eventos agregados . . . . .	177
Tabela 5.24–Comparação de resultados - M16 - Expurgo de medições . . . . .	178

# Lista de abreviaturas e siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
<i>ANSI</i>	<i>American National Standards Institute</i>
<i>CBEMA</i>	<i>Computer and Business Equipment Manufactures Association</i>
<i>CIGRE</i>	Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
DRC	Índice de duração relativa de transgressão crítica
DRP	Índice de duração relativa de transgressão precária
<i>EMC</i>	<i>Eletromagnetic Compatibility</i>
FER	Frequência Equivalente de Reclamação
GQEE	Grupo de Estudos da Qualidade de Energia Elétrica
<i>IEC</i>	<i>International Electrotechnical Commission</i>
<i>IEEE</i>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IHM	Interface Homem-máquina
<i>ITIC</i>	<i>Information Technology Industry Council</i>
LDP	<i>Load Profile</i> - Planilhas de medição extraídas do qualímetro SEL 734
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
QmaP	Centro de Estudos em Qualidade da Energia e Proteção Elétrica
<i>nlc</i>	Número de leituras situadas nas faixas críticas
<i>nlp</i>	Número de leituras situadas nas faixas precárias
<i>Sag</i>	Afundamento de tensão
<i>SaaS</i>	<i>Software as a Service</i>

<i>Swell</i>	Elevação de tensão
SGQ	Sistema de Gerenciamento de Qualidade
TL	Tensão de leitura
TN	Tensão nominal
TR	Tensão de referência
UNIFEI	Universidade Federal de Itajubá
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração
VTLD	Variação de Tensão de Longa Duração
VSSI	<i>Voltage sags, swells and interruptions</i> - Planilha de eventos extraída do qualímetro SEL 734
SEMI	Semiconductor Equipment Materials International
SDMT	Sistema de distribuição de média tensão
SDMT	Sistema de distribuição de baixa tensão

# Lista de símbolos

$DIT_h$	Distorção harmônica individual de ordem $h$ ;
$DTT\%$	Distorção total harmônica de tensão;
$DTT_{95\%}$	Valor de $DTT\%$ que foi superado em 5% das leituras válidas;
$DTT_p\%$	Distorção total harmônica de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3;
$DTT_{p,95\%}$	Valor de $DTT_p\%$ que foi superado em 5% das leituras válidas;
$DTT_i\%$	Distorção total harmônica de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3;
$DTT_{i,95\%}$	Valor de $DTT_i\%$ que foi superado em 5% das leituras válidas;
$DTT_3\%$	Distorção total harmônica de tensão para as componentes múltiplas de 3;
$DTT_{3,95\%}$	Valor de $DTT_3\%$ que foi superado em 5% das leituras válidas;
$EA$	Energia Ativa;
$ER$	Energia Reativa;
$f$	Frequência fundamental do sistema;
$FD\%$	Fator de desequilíbrio de tensão;
$FD_{95\%}$	Fator de Valor de $FD\%$ que foi superado em 5% das leituras válidas;
$f_{ei}$	Frequência de ocorrência de eventos de VTCD;
$FI$	Fator de impacto;
$FI_{base}$	Fator de impacto base;
$fp_i$	Fator de ponderação de cada região de sensibilidade $i$ ;
$fp$	Fator de potência;
$h$	Ordem harmônica;
$h_{max}$	Máxima ordem harmônica medida;
$h_3$	Máxima ordem harmônica múltipla de 3;

$h_p$	Máxima ordem harmônica par não múltipla de 3;
$h_i$	Máxima ordem harmônica ímpar não múltipla de 3;
$P$	Potência ativa;
$P_i$	Nível de flutuação de tensão que foi ultrapassado durante $i\%$ do tempo;
$Plt$	Severidade de flutuação de tensão de longa duração;
$Pst$	Severidade de flutuação de tensão de curta duração;
$Pst95\%$	Fator de Valor de $Pst$ que foi superado em 5% das leituras válidas;
$Q$	Potência reativa;
$rms$	Valor eficaz de uma medida ( <i>root mean square</i> );
$v_1$	Tensão fundamental medida;
$v_h$	Tensão harmônica de ordem $h$ ;
$V2$	Magnitude da tensão eficaz de sequência negativa (na frequência fundamental);
$V1$	Magnitude da tensão eficaz de sequência positiva (na frequência fundamental);
$V_{ab}, V_{bc}, V_{ca}$	Magnitude das tensões eficazes de linha (na frequência fundamental);
$V_e$	Valor da magnitude de um evento de VTCD em %;
$V_{res}$	Tensão residual de um evento de VTCD em Volts;
$V_{ref}$	Tensão de referência de um evento de VTCD em Volts;
$V_e$	Valor da magnitude de um evento de VTCD em %;
$\Delta t_e$	Duração de um evento de VTCD;

# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>19</b>
<b>1.1</b>	<b>Considerações iniciais</b>	<b>19</b>
<b>1.2</b>	<b>Relevância do tema</b>	<b>21</b>
<b>1.3</b>	<b>Objetivos e contribuições da dissertação</b>	<b>23</b>
<b>1.4</b>	<b>Estrutura da dissertação</b>	<b>23</b>
<b>2</b>	<b>INDICADORES DE QUALIDADE DO PRODUTO</b>	<b>25</b>
<b>2.1</b>	<b>Considerações iniciais</b>	<b>25</b>
<b>2.2</b>	<b>Regulamentos e normas internacionais</b>	<b>25</b>
<b>2.3</b>	<b>Fenômenos de Regime Permanente</b>	<b>27</b>
2.3.1	Tensão de Regime Permanente	28
2.3.1.1	Indicadores para Tensão de Regime Permanente	29
2.3.2	Distorções Harmônicas	31
2.3.2.1	Indicadores para distorções harmônicas	33
2.3.3	Desequilíbrio de tensão	34
2.3.3.1	Indicador para desequilíbrio de tensão	36
2.3.4	Flutuações de tensão	36
2.3.4.1	Indicadores para flutuação de tensão	37
2.3.5	Fator de potência	37
2.3.6	Frequência	38
<b>2.4</b>	<b>Variações de tensão de curta duração</b>	<b>38</b>
2.4.1	Tratamento de VTCDs	41
2.4.1.1	Agregação de fases	41
2.4.1.2	Agregação temporal	43
2.4.2	Indicadores para VTCDs	44
<b>2.5</b>	<b>Síntese dos indicadores de qualidade da energia elétrica</b>	<b>46</b>
<b>2.6</b>	<b>Considerações finais</b>	<b>47</b>
<b>3</b>	<b>SISTEMAS DE GERENCIAMENTO DE QEE - ESTADO DA ARTE</b>	<b>49</b>
<b>3.1</b>	<b>Considerações iniciais</b>	<b>49</b>
<b>3.2</b>	<b>Sistemas de gerenciamento de QEE implementados no mundo</b>	<b>49</b>
<b>3.3</b>	<b>Sistemas de gerenciamento de QEE implementados no Brasil</b>	<b>52</b>
<b>3.4</b>	<b>Sistema de coleta de dados</b>	<b>53</b>
3.4.1	Arquitetura	53
3.4.1.1	Arquitetura de Sistema Centralizada	53
3.4.1.2	Arquitetura de Sistema Semi-centralizada	56



3.4.1.3	Arquitetura de Sistema Distribuída . . . . .	57
3.4.2	Medição . . . . .	58
3.4.3	Comunicação . . . . .	60
3.4.3.1	Canais de comunicação . . . . .	60
3.4.3.2	Protocolos de comunicação . . . . .	63
<b>3.5</b>	<b>Software de gerenciamento . . . . .</b>	<b>64</b>
3.5.1	Armazenamento de dados . . . . .	65
3.5.1.1	Banco de dados . . . . .	68
3.5.2	Processamento de dados . . . . .	71
3.5.3	Tratamento estatístico . . . . .	74
3.5.4	Apresentação dos dados . . . . .	80
<b>3.6</b>	<b>Visão geral e tendências futuras . . . . .</b>	<b>84</b>
<b>3.7</b>	<b>Considerações finais . . . . .</b>	<b>86</b>
<b>4</b>	<b>PROPOSTA DE UM SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE QEE . . . . .</b>	<b>88</b>
<b>4.1</b>	<b>Considerações iniciais . . . . .</b>	<b>88</b>
<b>4.2</b>	<b>Visão Geral do Sistema . . . . .</b>	<b>88</b>
<b>4.3</b>	<b>Rede de monitoração . . . . .</b>	<b>89</b>
<b>4.4</b>	<b>Aquisição e pré-processamento dos dados . . . . .</b>	<b>90</b>
<b>4.5</b>	<b>Núcleo do SGQ . . . . .</b>	<b>91</b>
4.5.1	Motor de cálculo do SGQ - Fluxograma 1 . . . . .	98
4.5.2	Agregação temporal de VTCDs - Fluxograma 2 . . . . .	98
4.5.3	Expurgo de medições inválidas - Fluxograma 3 . . . . .	99
<b>4.6</b>	<b>Interface homem-máquina proposta . . . . .</b>	<b>99</b>
4.6.1	Módulo de análise pontual . . . . .	100
4.6.1.1	Gráficos de série temporal . . . . .	101
4.6.1.2	Histograma . . . . .	102
4.6.1.3	Gráfico de distribuição acumulada . . . . .	102
4.6.1.4	Análise de harmônicos . . . . .	103
4.6.1.5	Análise de VTCDs . . . . .	104
4.6.2	Módulo de análise gerencial . . . . .	107
4.6.2.1	Gráfico de colunas . . . . .	109
4.6.2.2	Série Temporal . . . . .	110
4.6.2.3	Histograma e gráfico de distribuição acumulada . . . . .	111
4.6.2.4	Análise de VTCDs . . . . .	111
4.6.2.5	Gráfico de dispersão . . . . .	111
<b>4.7</b>	<b>Considerações finais . . . . .</b>	<b>112</b>
<b>5</b>	<b>PLATAFORMA E METODOLOGIA DE TESTES . . . . .</b>	<b>113</b>
<b>5.1</b>	<b>Considerações iniciais . . . . .</b>	<b>113</b>

<b>5.2</b>	<b>Plataforma de testes</b>	<b>113</b>
<b>5.3</b>	<b>Metodologia de testes</b>	<b>119</b>
5.3.1	Procedimento de teste para distúrbios de regime permanente	124
5.3.1.1	Geração de distúrbios	124
5.3.1.2	Medição de sinais gerados	131
5.3.1.3	Exportação das planilhas	131
5.3.1.4	Procedimento para geração da massa de dados	136
5.3.1.5	Obtenção do gabarito - Resultados esperados	148
5.3.1.6	Comparação de resultados	154
5.3.2	Procedimento de teste para VTCDs	154
5.3.2.1	Expurgos de medições de regime permanente afetadas por VTCD	155
5.3.2.2	Agregação temporal de VTCDs	157
5.3.2.3	Ocorrência de afundamento e elevação ao mesmo tempo	164
5.3.2.4	Cálculo do fator de impacto	165
<b>5.4</b>	<b>Resultados e discussões</b>	<b>166</b>
5.4.1	Desafios nos ensaios de flutuação de tensão	166
5.4.2	Interdependência entre os distúrbios gerados	168
5.4.3	Avaliação do motor de cálculo do SGQ	169
5.4.3.1	Erros no expurgo de medições por tensão	170
5.4.3.2	Erros no cálculo do percentil	173
5.4.3.3	Erros no processamento de dados	175
5.4.3.4	Erros no tratamento das interrupções de curta duração	176
5.4.3.5	Erros no expurgo de medições afetadas por eventos	176
<b>5.5</b>	<b>Considerações finais</b>	<b>179</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>180</b>
<b>6.1</b>	<b>Considerações finais</b>	<b>180</b>
<b>6.2</b>	<b>Sugestões para desenvolvimentos futuros</b>	<b>182</b>
<b>6.3</b>	<b>Publicações</b>	<b>183</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>184</b>

# 1 Introdução

## 1.1 Considerações iniciais

A eletricidade é um bem comum e essencial para o funcionamento de uma sociedade moderna. É imprescindível, portanto, garantir que esse recurso esteja disponível para utilização em todas as atividades humanas sem criar interferências em seus processos. Por isso, a qualidade da energia deve ser assegurada em todo o sistema elétrico.

A palavra qualidade tem múltiplas definições, predominando o entendimento de que qualidade consiste nas características de um produto ou serviço capazes de satisfazer às necessidades dos seus consumidores [1].

Um distúrbio de qualidade da energia elétrica (QEE) é definido como qualquer desvio manifestado na tensão, corrente ou frequência, que resulte na operação inadequada dos equipamentos dos consumidores [2]. No Brasil, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) é responsável por normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica, através do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional).

O Módulo 8 do PRODIST estabelece os procedimentos relativos à qualidade da energia, que é avaliada a partir de três aspectos: a qualidade do produto, a qualidade do serviço e a qualidade do tratamento à reclamações [3].

A qualidade do produto energia elétrica está relacionada à **conformidade** da tensão percebida pelo consumidor e é o foco principal desse trabalho de dissertação. As distribuidoras devem, idealmente, garantir o fornecimento de tensões senoidais, equilibradas, com amplitude e frequência constantes e níveis de tensão dentro das faixas consideradas adequadas de acordo com nível de tensão contratado.

A qualidade do serviço diz respeito à **continuidade** do suprimento da energia elétrica. Idealmente, as distribuidoras devem garantir disponibilidade e oferta ilimitada para todos os consumidores. O PRODIST define indicadores de duração e frequência das interrupções com o objetivo de avaliar o desempenho das companhias de energia.

A qualidade do tratamento à reclamações foi adicionada ao PRODIST em sua última revisão (em vigência desde janeiro de 2018) e apresenta a definição, a forma de cálculo e os valores de referência de um indicador de qualidade denominado FER - Frequência Equivalente de Reclamação.

A qualidade do produto pode ser comprometida por uma vasta variedade de dis-

túrbios inerentes aos sistemas elétricos. Tais distúrbios podem ser de regime permanente ou transitórios e são classificados nas seguintes categorias: variação de tensão de longa duração, fator de potência, harmônicos de tensão, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, variação de frequência e variação de tensão de curta duração (VTCDs).

A evolução tecnológica dos equipamentos eletroeletrônicos somada à entrada de geração distribuída (principalmente fotovoltaica e eólica) são parte fundamental no processo de modernização e crescimento econômico da sociedade moderna. No entanto, essa evolução é acompanhada tanto pelo aumento da quantidade de distúrbios de QEE quanto pelo aumento da sensibilidade dos equipamentos frente a tais distúrbios [4].

O aumento da sensibilidade dos equipamentos aos distúrbios elétricos, a disseminação de cargas não-lineares e a desregulamentação da indústria de energia elétrica são alguns dos fatores que reforçam a importância da qualidade de energia elétrica (QEE) tanto para os consumidores quanto para as empresas de transmissão e distribuição [5].

Nas indústrias, os distúrbios de qualidade de energia podem acarretar em queima e diminuição de vida útil dos equipamentos, paradas de processos industriais, perdas de matérias prima e consequentes prejuízos.

Já para as concessionárias, os distúrbios podem causar danos em equipamentos, perdas elétricas adicionais, perdas por energia não suprida e multas por não cumprimento dos limites dos indicadores estabelecidos pelos regulamentos da ANEEL. Adicionalmente, o desligamento de consumidores com cargas sensíveis pode acarretar em processos judiciais com possíveis ressarcimentos, além de prejudicar a imagem da empresa diante dos consumidores.

Considerando a necessidade de manter os indicadores de qualidade dentro dos limites estabelecidos pelo PRODIST, o monitoramento destes é um fator estratégico, uma vez que possibilita o conhecimento do estado atual da QEE da rede elétrica e a identificação de áreas críticas para melhor direcionamento dos investimentos.

A quantidade massiva de registros de medições faz com que a gestão da QEE seja uma tarefa difícil de ser efetuada eficientemente sem o auxílio de um sistema adequado para a gestão dos indicadores. Esse fato tem motivado discussões envolvendo pesquisadores, engenheiros e distribuidoras no mundo inteiro.

Dentro desse contexto, esse trabalho de dissertação tem como principal objetivo contribuir com a especificação funcional e implantação de um sistema de gerenciamento de qualidade da energia (SGQ) que permite a análise simples e intuitiva dos índices de qualidade. O trabalho está vinculado a um projeto de P&D em desenvolvimento pelo Grupo de Estudos da Qualidade de Energia Elétrica (GQEE) da UNIFEI em parceria com a EDP Brasil e a Sinapsis Inovação em Energia.

Com o objetivo de verificar e garantir que o SGQ desenvolvido atenda às expec-

tativas de desempenho e apresente os resultados esperados é imprescindível que sejam realizados testes em condições controladas em laboratório. Portanto, foi projetada e implementada uma plataforma de testes no laboratório do Centro de Estudos em Qualidade da Energia e Proteção Elétrica (QMAP / UNIFEI), a fim de testar e validar o *software* de gerenciamento desenvolvido no projeto de P&D.

Diante do exposto, nessa dissertação propõe-se e aplica-se a metodologia de teste adotada para a validação do SGQ desenvolvido no projeto de P&D citado.

## 1.2 Relevância do tema

Uma das principais motivações para desenvolver estudos na área de medição e gerenciamento de indicadores de qualidade é a possibilidade de identificar o *status* atual da QEE em uma rede de distribuição. Esse conhecimento permite que a distribuidora detecte áreas críticas e tendências de degradação da QEE na rede elétrica podendo agir de maneira proativa e preventiva.

A apresentação de forma didática e intuitiva dos índices de QEE permite uma análise mais clara dos distúrbios auxiliando as distribuidoras a tomar decisões mais rápidas e efetivas.

A monitoração contínua e integrada dos indicadores contribui para a diminuição dos custos relacionados às compensações devido às violações dos limites estabelecidas pela ANEEL, redução da energia não suprida, redução das queimas de equipamentos dos consumidores, diminuição das perdas técnicas e diminuição de vida útil de equipamentos. Além da questão financeira, a gestão correta dos indicadores é também revertida em impactos socioambientais positivos.

Apesar das inovações nas revisões sucessivas do PRODIST, alguns indicadores ainda necessitam de melhor definição, sobretudo aqueles relacionados às VTCDs. A implementação de um sistema automatizado de gerenciamento pode auxiliar na definição de limites adequados para a rede e para os equipamentos, podendo resultar em revisão dos limites atuais estabelecidos no PRODIST e determinações dos limites para VTCDs, que até então só possuem valores de referência.

Outro aspecto importante que deve ser levado em consideração é que os eventos de qualidade não podem ser avaliados independentemente. As ações corretivas para adequação de um indicador pode incorrer na inadequação de outro. Sob esta ótica, enfatiza-se que a análise dos indicadores da qualidade de energia deve ser efetuada de forma integrada, aumentando a garantia de uma operação coesa de todo o sistema.

E ainda, uma das maiores motivações dessa dissertação é o reconhecimento da necessidade da evolução tecnológica do setor elétrico brasileiro. Este tema é de tal monta

importante que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em março de 2013 lançou a chamada de Projeto de P&D Estratégico 016/2013, intitulado “Sistema de Monitoramento da Qualidade da Energia Elétrica” [6].

Embora a chamada estivesse focada principalmente nos indicadores de qualidade do serviço, a mesma abria também oportunidades para avaliação de qualidade do produto incentivando assim a proposição de um projeto estratégico visando diferentes perspectivas.

No entanto, a chamada de Projeto Estratégico N° 16 foi cancelada por razões gerenciais, estruturais e de ordem financeira. Deste modo, mesmo diante de algumas iniciativas isoladas de algumas empresas permaneceu a lacuna de uma ampla pesquisa associada ao desenvolvimento e implantação de um sistema automático com algoritmos de gerenciamento de indicadores de QEE.

De acordo com a pesquisa de anterioridade realizada, ainda não existe no Brasil um sistema integrado de monitoramento que contemple amplas funcionalidades de manipulação e gerenciamento de dados. Além disso, a implantação de uma plataforma de testes para validação do SGQ é de caráter inovador e se justifica por diversos motivos.

O principal deles é o fato de que em uma rede elétrica real, os distúrbios de qualidade acontecem esporadicamente. Portanto, seria impraticável testar todas as funcionalidades do *software* utilizando medições reais. A geração de distúrbios de qualidade utilizando sinais produzidos por fontes programáveis em laboratório permite rapidez e praticidade nos testes.

Os diferentes tipos de medidores, a quantidade de dados envolvidos, a extensão física das redes monitoradas, os sistemas de comunicação e integração necessários e a aleatoriedade das ocorrências dos distúrbios de QEE, são variáveis que potencializam a chance de erros em um sistema de gerenciamento de QEE.

Com a utilização de uma plataforma de testes torna-se possível antever e solucionar possíveis problemas de comunicação entre os monitores de QEE e o servidor. E ainda, a geração de distúrbios de QEE com valores programados, viabiliza uma avaliação eficiente do desempenho do sistema, uma vez que pode-se comparar os valores esperados com os valores apresentados pelo SGQ.

### 1.3 Objetivos e contribuições da dissertação

O objetivo principal dessa dissertação é apresentar uma metodologia de testes eficiente, ampla e robusta para avaliação de um sistema de gerenciamento de indicadores de QEE com a utilização de uma plataforma de testes em ambiente laboratorial. Como objetivos secundários destacam-se:

- Apresentação do estado da arte sobre sistemas de gerenciamento de QEE desenvolvidos no Brasil e no mundo;
- Apresentação de um sistema automatizado para o gerenciamento de QEE em desenvolvimento no âmbito de projeto de P&D em parceria com a EDP Brasil e a Sinapsis Inovação em Energia.
- Implementação de um algoritmo eficiente para cálculo dos indicadores de qualidade do produto conforme PRODIST;
- Proposta de uma interface homem-máquina (IHM) que permita a análise simples e intuitiva dos índices de qualidade da energia elétrica;
- Proposta de um método para aceleração dos testes através da geração de uma massa de dados sintéticos. Seria inviável testar todas as funcionalidades do *software* em tempo real uma vez que os indicadores de QEE são apurados a cada semana ou mês de medição;

### 1.4 Estrutura da dissertação

No capítulo 1, é feita uma introdução ao tema abordando os principais fatores que motivaram o aumento do interesse em assuntos relacionados à qualidade do produto e a importância dos sistemas de monitoramento de QEE. Também são apresentados os objetivos e as contribuições deste trabalho.

No Capítulo 2 são abordados os conceitos básicos sobre os distúrbios de QEE e seus respectivos indicadores. Ademais, são apresentados os valores de referência estabelecidos pelo PRODIST para cada um dos indicadores.

O Capítulo 3 apresenta uma revisão bibliográfica acerca dos sistemas de monitoramento e gerenciamento de indicadores de QEE existentes no Brasil e no mundo. Nesse capítulo é apresentada uma visão geral sobre os principais elementos que compõem um sistema de gerenciamento de QEE sendo eles: arquitetura, medição, comunicação, armazenamento e processamento de dados, tratamento estatístico e interface homem-máquina (IHM). São apresentados também os principais desafios encontrados no desenvolvimento desses sistemas e as tendências futuras considerando o contexto das *smart grids*.

O Capítulo 4 apresenta a especificação funcional de um sistema de gerenciamento de QEE (SGQ) a ser implementado na EDP Brasil. O SGQ desenvolvido compreende 4 elementos: rede de monitoramento, sistema de aquisição dos dados, camada de inteligência para tratamento dos dados e cálculo dos indicadores de QEE e interface homem-máquina para apresentação dos resultados. Nesse capítulo é dado maior enfoque aos algoritmos desenvolvidos para cálculo dos indicadores de QEE, expurgo de dados e tratamento de VTCDs. São apresentadas também as diversas ferramentas de visualização que a IHM em desenvolvimento proporciona ao usuário.

O Capítulo 5 apresenta uma plataforma de testes constituída por fontes de sinais arbitrários e qualímetros. Essa plataforma foi utilizada para testar e validar o SGQ desenvolvido através da criação de diferentes cenários considerando os diversos distúrbios de QEE. A metodologia de testes utilizada se sustenta, basicamente, em um procedimento para a geração de dados sintéticos em massa, de forma a acelerar o processo de testes. Esse capítulo apresenta também os resultados obtidos e os desafios encontrados no processo de validação do SGQ considerando a massa de dados sintéticos gerada.

No Capítulo 6 são apresentadas as considerações finais e as principais conclusões obtidas no desenvolvimento deste trabalho, bem como algumas sugestões para trabalhos futuros.

Por fim, são apresentadas as referências bibliográficas.



## 2 Indicadores de Qualidade do Produto

### 2.1 Considerações iniciais

Os distúrbios de QEE são inerentes ao sistema elétrico e podem ser de regime permanente ou transitório [3]. Segundo o PRODIST, os distúrbios de regime permanente são aqueles que possuem duração igual ou maior que três minutos e são classificados em cinco categorias principais:

- Variações de tensão de longa duração;
- Fator de potência;
- Harmônicos de tensão;
- Flutuação de tensão;
- Variação de frequência.

Os fenômenos transitórios podem ser classificados em momentâneos e temporários sendo o principal deles as Variações de Tensão de Curta Duração (VTCDs).

Para cada um dos distúrbios, o PRODIST determina os valores de referência ou limites que devem ser obedecidos para garantir uma utilização eficiente e segura da energia elétrica.

Esse capítulo tem como objetivo caracterizar os diversos distúrbios de QEE, apresentar as etapas básicas para a obtenção dos indicadores e os valores de referência para cada um deles definidos pelo PRODIST. É apresentada também uma pequena revisão sobre os regulamentos e normas nacionais e internacionais no âmbito de qualidade do produto. Vale ressaltar que esse trabalho foi desenvolvido com base nas definições apresentadas no PRODIST, referência nacional para cálculo dos indicadores de QEE.

### 2.2 Regulamentos e normas internacionais

No âmbito internacional, as principais regulamentações utilizadas na área de qualidade da energia são provenientes dos grupos IEC, ANSI, IEEE e CIGRE.

A IEC (*International Electrotechnical Commission*) é uma organização mundial cujo objetivo é promover a cooperação internacional em questões relativas a normas, recomendações e orientações no contexto elétrico e eletrônico [7].

No que concerne aos aspectos relacionados à qualidade da energia elétrica, esta organização disponibiliza uma série de documentos que apresentam os distúrbios de QEE e seus respectivos indicadores e valores limites, além de protocolos para a medição e avaliação de desempenho. Tais documentos constituem a base de documentos identificada por *IEC 61000 - Electromagnetic compatibility (EMC)*.

Dentre os diversos documentos orientativos publicados pela IEC destacam-se:

- IEC 61000-4-11.2004: *Testing and measurement techniques - Voltage dips, short interruptions and voltage variations immunity tests*;
- IEC 61000-4-15.2017: *Testing and Measurement Techniques – Flickermeter - Functional and design specifications*;
- IEC 61000-4-7.2009: *Testing and Measurement Techniques – General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation*;
- IEC 61000-4-30.2015: *Testing and Measurement Techniques – Power Quality Measurement Methods*;

Atenção especial deve ser dada ao documento orientativo IEC 61850-90-17: *Communication networks and systems for power utility automation: Using IEC 61850 to transmit power quality data*. Esse documento foi revisado pela última vez em 2017 e apresenta um protocolo de comunicação que garante a interoperabilidade dos instrumentos de medição de QEE. Trata-se de uma tendência atual, uma vez que a compatibilidade entre equipamentos é um dos principais desafios encontrados no monitoramento de QEE em redes de distribuição.

A ANSI (*American National Standards Institute*) é uma organização particular americana, sem fins lucrativos, que tem por objetivo facilitar a padronização dos trabalhos de seus membros. A norma dentro do contexto de qualidade de energia deste órgão é a ANSI - C84.1 sendo a última revisão em 2016. Essa norma estabelece valores nominais e tolerâncias para tensão de regime permanente para sistemas operacionais de 100 V a 1200 V e frequência de 60 Hz, não incluindo VTCDs.

O IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) é uma organização profissional sem fins lucrativos, fundada nos Estados Unidos. Trata-se da maior organização profissional do mundo dedicada ao avanço da tecnologia em benefício da humanidade. As recomendações do IEEE, no âmbito de QEE, são amplamente utilizadas, pois fornecem um conhecimento aplicado dos distúrbios de QEE. As principais são:

- IEEE Std.1453-2015: *IEEE Recommended Practice for the Analysis of Fluctuating Installations on Power Systems*;

- IEEE Std.519-2014: *IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*;
- IEEE Std.1159-2019: *Recommended Practice for Monitoring Electric PQ*;
- IEEE Std.1159.3-2019: *Recommended Practice for Power Quality Data Interchange Format (PQDIF)*.

Dentre as recomendações citadas, a IEEE Std.1159.3 apresenta uma tendência atual, uma vez que define um formato de arquivo padronizado para dados de QEE. O formato de arquivo recomendado utiliza um esquema de armazenamento altamente compactado para minimizar o espaço de armazenamento e os tempos de transmissão.

As organizações internacionais citadas nessa seção definem os principais critérios que objetivam uma boa qualidade de energia. A maioria dos países baseia suas normas nas recomendações IEC. Por exemplo, no Brasil, a norma ABNT NBR IEC 61000-4-30 é uma tradução da IEC 61000-4-30. No entanto, alguns países utilizam recomendações da IEC e IEEE em conjunto.

Para o desenvolvimento desse trabalho foram considerados os conceitos e definições apresentados pelo módulo 8 do PRODIST. Vale ressaltar que o PRODIST define que os instrumentos de medição devem atender os requisitos mínimos estabelecidos pelos documentos IEC 61000 série 4.

## 2.3 Fenômenos de Regime Permanente

Segundo o PRODIST, os distúrbios de QEE de regime permanente devem ser monitorados a cada 10 minutos durante uma semana para fins de cálculo dos respectivos indicadores. As leituras devem ser obtidas por meio de equipamentos que operem segundo o princípio de amostragem digital e um único instrumento de medição pode ser utilizado para medir todos os fenômenos da qualidade do produto. Os fenômenos monitorados devem ser registrados a cada 10 minutos, o protocolo de medição para definição do valor representativo do intervalo de 10 minutos é apresentado pelo documento IEC 61000-4-30 e não é tópico desse trabalho de dissertação.

A partir das leituras de 10 minutos é possível obter os indicadores em uma base semanal. Considerando 7 dias, 24 horas por dia e 6 leituras a cada hora, o conjunto de leituras deve compreender um registro de 1008 leituras válidas, salvo as leituras que eventualmente sejam expurgadas.

Os intervalos a serem expurgados consistem naqueles em que houve a ocorrência de interrupções de longa duração ou VTCDs. Uma vez realizado o expurgo dos intervalos

deve ser feita a agregação de intervalos adicionais ao conjunto de leituras, sempre consecutivamente, com o intuito de substituir os intervalos removidos a fim de obter 1008 leituras válidas.

Desse modo, em um conjunto de medição, para cada distúrbio monitorado, tem-se 1008 valores a partir dos quais deve ser calculado um único valor que represente o conjunto.

Vale ressaltar que o cálculo dos indicadores semanais não é realizado automaticamente pela maioria dos qualímetros. Daí a importância de um sistema de gestão de QEE, uma vez que o procedimento para cálculo dos indicadores, considerando todos os distúrbios, políticas de expurgo e a quantidade massiva de dados, não é trivial.

### 2.3.1 Tensão de Regime Permanente

O termo tensão em regime permanente está associado às sobretensões, subtensões e interrupções sustentadas, denominadas variações de tensão de longa duração (VTLDs). O PRODIST determina que pode ser considerada VTLD qualquer variação do valor eficaz da tensão que tenha duração maior ou igual a 3 minutos [8].

As interrupções sustentadas se enquadram na categoria qualidade do serviço, uma vez que comprometem a continuidade do fornecimento. Considera-se que há interrupção sustentada sempre que a tensão de fornecimento for igual ou inferior à 70% da tensão nominal [3].

As sobretensões e subtensões sustentadas são variações do valor eficaz da tensão acima ou abaixo dos limites preestabelecidos pelo PRODIST e se enquadram na categoria qualidade do produto, uma vez que comprometem a conformidade da tensão de fornecimento.

No PRODIST são estabelecidos os indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão elétrica, os critérios de medição e registro, as multas por não cumprimento dos indicadores e os prazos para compensação aos consumidores, caso os limites dos indicadores sejam violados.

A tensão de regime permanente deve ser avaliada nas seguintes situações: eventual, amostral ou ininterrupta. A medição eventual é realizada por motivo de reclamação do consumidor ou fiscalização da ANEEL, enquanto que a medição amostral é apurada trimestralmente, a partir de medições amostrais realizadas pelas distribuidoras em unidades consumidoras sorteadas dentro de sua área de concessão.

### 2.3.1.1 Indicadores para Tensão de Regime Permanente

Conforme explicado em 2.3, a tensão em regime permanente deve ser avaliada por medição apropriada, compreendendo o registro de 1008 leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de integralização) de 10 minutos cada.

Uma vez obtidos os 1008 valores de TL, referentes a uma semana de medição, os mesmos são classificados segundo faixas em torno da tensão de referência (TR). Tal classificação é feita em três categorias: adequada, precária ou crítica, baseando-se no afastamento do valor de leitura em relação ao valor de referência, conforme apresenta a Figura 2.1.

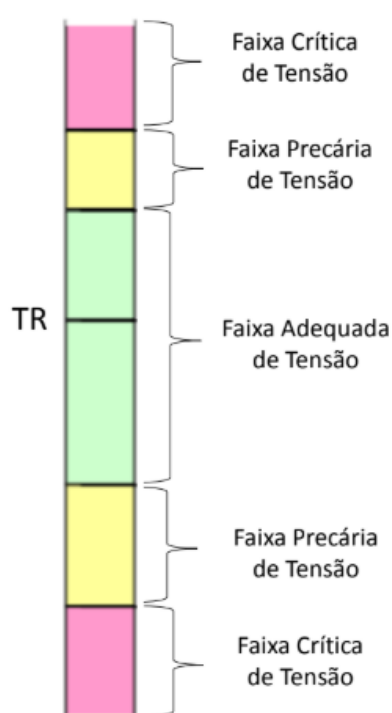


Figura 2.1 – Faixas de tensão em relação à tensão de referência - Adaptado de [3]

As Tabelas 2.1 a 2.4 apresentam as faixas a serem consideradas para a classificação da tensão de leitura em função do nível de tensão do ponto de conexão.

Tabela 2.1 – Classificação de TL - Tensão nominal superior a 230 kV.

Tensão de Leitura (TL)	Classificação
$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$	Adequada
$0,93TR \leq TL < 0,95TR$ ou $1,05TR < TL \leq 1,07TR$	Precária
$TL < 0,93TR$ ou $TL > 1,07TR$	Crítica

Vale ressaltar que, para pontos de conexão com tensão nominal inferior a 1 kV, a tensão contratada deve ser igual à tensão nominal.

Tabela 2.2 – Classificação de TL - Tensão superior a 69 kV e inferior a 230 kV.

Tensão de Leitura (TL)	Classificação
$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$	Adequada
$0,90TR \leq TL < 0,95TR$ ou $1,05TR < TL \leq 1,07TR$	Precária
$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,07TR$	Crítica

Tabela 2.3 – Classificação de TL - Tensão superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Tensão de Leitura (TL)	Classificação
$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$	Adequada
$0,90TR \leq TL < 0,93TR$	Precária
$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$	Crítica

Tabela 2.4 – Classificação de TL - Tensão nominal inferior a 1 kV.

Tensão de Leitura (TL)	Classificação
$0,92TN \leq TL \leq 1,05TN$	Adequada
$0,87TN \leq TL < 0,92TN$ ou $1,05TN < TL \leq 1,06TR$	Precária
$TL < 0,87TR$ ou $TL > 1,06TR$	Crítica

Uma vez classificados todos os valores de leitura que compõem o conjunto de 1008 leituras válidas, calcula-se o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e o índice de duração relativa da transgressão para tensão crítica (DRC), de acordo com as equações 2.1 e 2.2, onde  $nlp$  é o número de leituras situadas nas faixas precárias e  $nlc$  é número de leituras situadas nas faixas críticas, respectivamente.

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100[\%] \quad (2.1)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100[\%] \quad (2.2)$$

Cada conjunto de 1008 leituras válidas compõe um indicador DRP e um DRC. Desse modo, para acessantes com medição permanente, considera-se a média dos valores calculados para todos os conjuntos de 1008 leituras válidas cujo período de apuração tenha sido encerrado no respectivo mês civil. Já para medições eventuais ou amostrais, o mês civil de referência é aquele no qual se deu o término da medição de 168 horas.

Vale ressaltar que os indicadores de tensão de regime permanente DRP e DRC regulamentados pelo PRODIST correspondem ao DRP e DRC maiores dentre as três fases.

O valor limite para o indicador DRP é de 3%, e para o indicador DRC é de 0,5%. A distribuidora deve compensar os consumidores que estiveram submetidos a tensões de atendimento com transgressão dos indicadores DRP ou DRC e os titulares daquelas unidades consumidoras atendidas pelo mesmo ponto de conexão [3]. O cálculo para a compensação encontra-se no PRODIST e não faz parte desse trabalho.

### 2.3.2 Distorções Harmônicas

Harmônicos são ondas senoidais, de tensão ou corrente, cujas frequências são múltiplas inteiras da frequência fundamental (60 Hz) do sistema. Um harmônico de ordem  $h$  é a componente cuja frequência é igual a  $h$  vezes a frequência fundamental. Quando sobrepostas à componente de 60 Hz, as componentes harmônicas resultam em uma forma de onda distorcida (não senoidal) [8]. Sendo assim, qualquer sinal distorcido periódico pode ser representado como a soma de ondas senoidais de diferentes amplitudes, frequências e ângulos de fase, conforme apresentado na Figura 2.2.

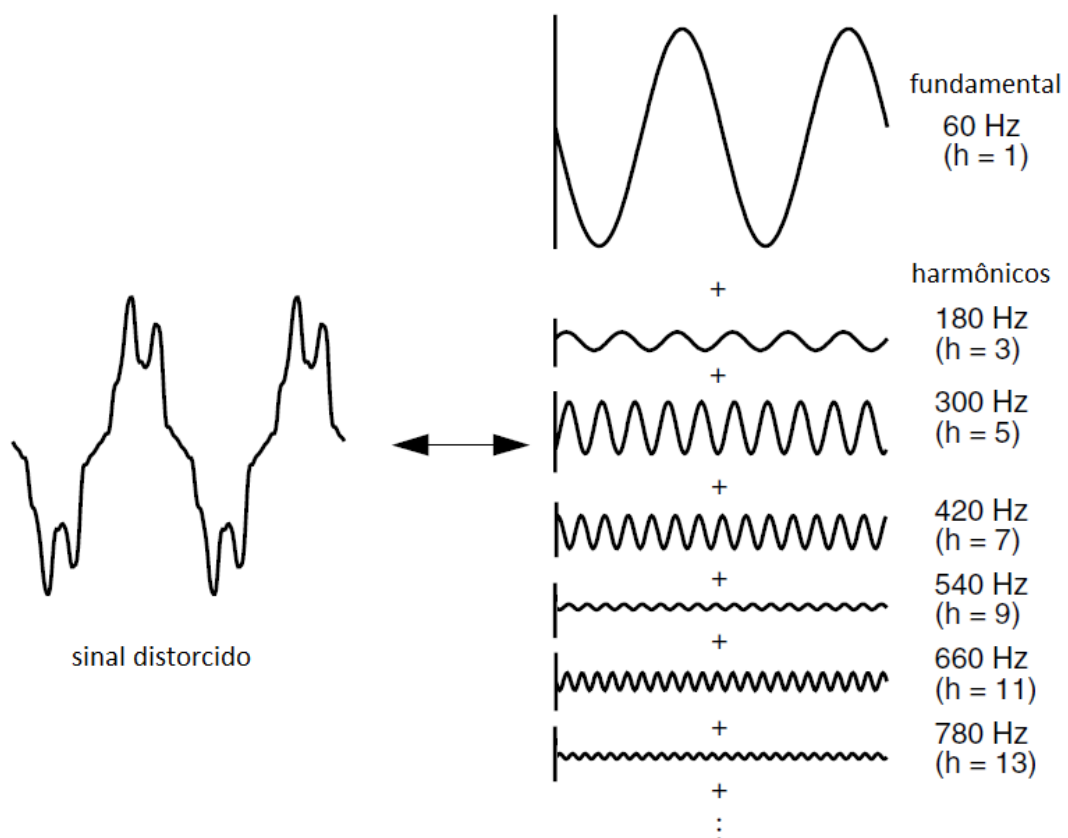


Figura 2.2 – Sinal distorcido obtido a partir da soma de ondas senoidais [2].

A forma de onda de uma tensão distorcida é obtida a partir da equação 2.3.

$$v(t) = v_1(t) + \sum_{h=2}^{hmax} v_h(t) \quad (2.3)$$

Onde:

- $v_1$  é a tensão fundamental medida;
- $h$  é a ordem harmônica;
- $v_h$  é a tensão harmônica de ordem  $h$ ;
- $hmax$  é a ordem harmônica máxima medida.

Os indicadores relativos aos harmônicos são as denominadas distorções harmônicas individuais  $DIT_h\%$  e totais  $DTT\%$ . O PRODIST, até sua última revisão, omite o monitoramento das harmônicas de corrente, considerando apenas as harmônicas de tensão. Os requisitos mínimos para medição de harmônicos, a taxa de amostragem, e o protocolo de medição são definidos pelas normas IEC 61000-4-7 e IEC 61000-4-30.

As distorções harmônicas individuais expressam os níveis individuais de cada uma das componentes que totalizam o espectro de frequências de um sinal distorcido, normalmente referenciadas ao valor da componente fundamental. A equação 2.4 apresenta o cálculo das distorções harmônicas individuais denominada distorção harmônica individual de tensão de ordem  $h$  ( $DIT_h$ ) [3].

$$DIT_h\% = \frac{v_h}{v_1} \cdot 100[\%] \quad (2.4)$$

As distorções harmônicas totais expressam o grau de desvio da forma de onda em relação ao padrão ideal (fator de distorção nulo). Devido as especificidades de cada componente harmônica, o PRODIST recomenda o cálculo de quatro tipos de distorções harmônicas totais:

- $DTT\%$  – distorção total harmônica de tensão considerando indistintamente todas as harmônicas;
- $DTT_p\%$  – distorção total harmônica de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3;
- $DTT_i\%$  – distorção total harmônica de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3;
- $DTT_3\%$  – distorção total harmônica de tensão para as componentes múltiplas de 3.

Essa estratificação é interessante, uma vez que as causas e efeitos de cada tipo de harmônico se diferenciam uns dos outros. Os harmônicos de ordem ímpar são os mais comuns em sistemas elétricos, já os harmônicos de ordem par só se manifestam em casos em que o ciclo negativo da forma de onda é diferente do ciclo positivo.



Os harmônicos múltiplos de 3 merecem atenção especial, sobretudo em sistemas com neutro aterrado. Considerando o conceito de componentes simétricas, os harmônicos de terceira ordem são harmônicos de sequência zero.

Em um sistema equilibrado e sem distorção, a corrente no neutro é zero. No entanto, sob condições equilibradas, quando se tem harmônicos múltiplos de 3, a amplitude da corrente no neutro é igual a soma das amplitudes das correntes harmônicas múltiplas de 3 em cada fase [2].

As equações 2.5 a 2.8 apresentam a forma de cálculo das distorções harmônicas totais, onde  $hp$  é máxima ordem harmônica par não múltipla de 3,  $hi$  é a máxima ordem harmônica impar não múltipla de 3 e  $h3$  é a máxima ordem harmônica múltipla de 3.

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hmax} V_h^2}}{V_1} \cdot 100[\%] \quad (2.5)$$

$$DTT_p\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hp} V_h^2}}{V_1} \cdot 100[\%] \quad (2.6)$$

$$DTT_i\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{hi} V_h^2}}{V_1} \cdot 100[\%] \quad (2.7)$$

$$DTT_3\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h3} V_h^2}}{V_1} \cdot 100[\%] \quad (2.8)$$

### 2.3.2.1 Indicadores para distorções harmônicas

Conforme explicado no item 2.3, para o cálculo dos indicadores de distorção harmônica, são considerados 1008 leituras válidas. Para cada leitura (com período de agregação de 10 minutos), devem ser computados os valores de  $DTT\%$ ,  $DTT_p\%$ ,  $DTT_i\%$  e  $DTT_3\%$ .

Desse modo são calculados, por meio de tratamento estatístico, os indicadores  $DTT_{95\%}$ ,  $DTT_p_{95\%}$ ,  $DTT_i_{95\%}$  e  $DTT_3_{95\%}$ , os quais correspondem aos valores que foram superados em apenas 5% das 1008 leituras válidas. Os limites para tais indicadores são indicados na Tabela 2.5 [3].

Tabela 2.5 – Valores de referência para os indicadores de distorções harmônicas.

Indicador	Tensão nominal		
	$V_n \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
$DTT_{95\%}$	10	8,0	5,0
$DTT_p_{95\%}$	2,5	2,0	1,0
$DTT_i_{95\%}$	7,5	6,0	4,0
$DTT_3_{95\%}$	6,5	5,0	3,0

Onde:

- $DTT_{95\%}$  – Valor de  $DTT\%$  que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas;
- $DTT_p_{95\%}$  – Valor de  $DTT_p\%$  que foi superado em apenas 5% das leituras válidas;
- $DTT_i_{95\%}$  – Valor de  $DTT_i\%$  que foi superado em apenas 5% das leituras válidas;
- $DTT_3_{95\%}$  – Valor de  $DTT_3\%$  que foi superado em apenas 5% das leituras válidas.

Vale ressaltar que os indicadores de distorção harmônica devem ser calculados para cada fase. Portanto, para um conjunto de 1008 leituras, devem ser calculados 12 indicadores de distorção harmônica.

No caso de medições realizadas utilizando-se TPs com conexão do tipo V ou delta aberto, os limites permitidos para o indicador  $DTT_3_{95\%}$  deverão corresponder a 50% dos respectivos valores indicados na Tabela 2.5.

### 2.3.3 Desequilíbrio de tensão

Em um sistema trifásico ideal, livre de desequilíbrios, a tensão nas três fases possui a mesma amplitude e estão defasadas de 120 graus uma da outra, conforme Figura 2.3.

Na prática, porém, as tensões não são perfeitamente equilibradas. O desequilíbrio de tensão é o fenômeno caracterizado por qualquer diferença verificada nas amplitudes entre as três tensões de fase de um determinado sistema trifásico, e/ou na defasagem elétrica diferente de 120° entre as tensões de fase [3]. A Figura 2.4 apresenta um exemplo de sistema desequilibrado.

O desequilíbrio de tensão é avaliado a partir do fator de desequilíbrio ( $FD\%$ ), que pode ser obtido pela razão entre as componentes simétricas de sequência negativa ( $V_2$ ) e positiva ( $V_1$ ) da tensão, conforme equação 2.9 [3].

$$FD\% = \frac{V_2}{V_1} \cdot 100[\%] \quad (2.9)$$

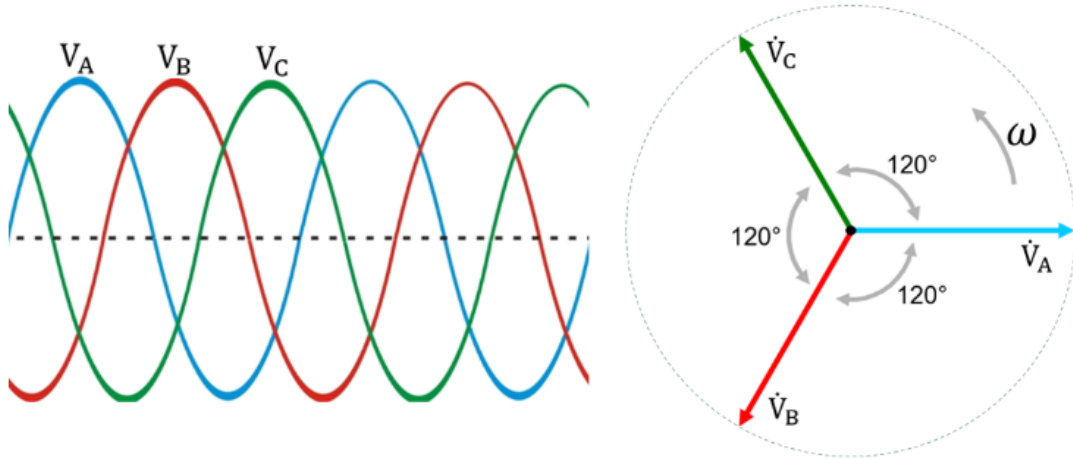


Figura 2.3 – Formas de ondas e fasores de tensão em um sistema equilibrado ideal [8].

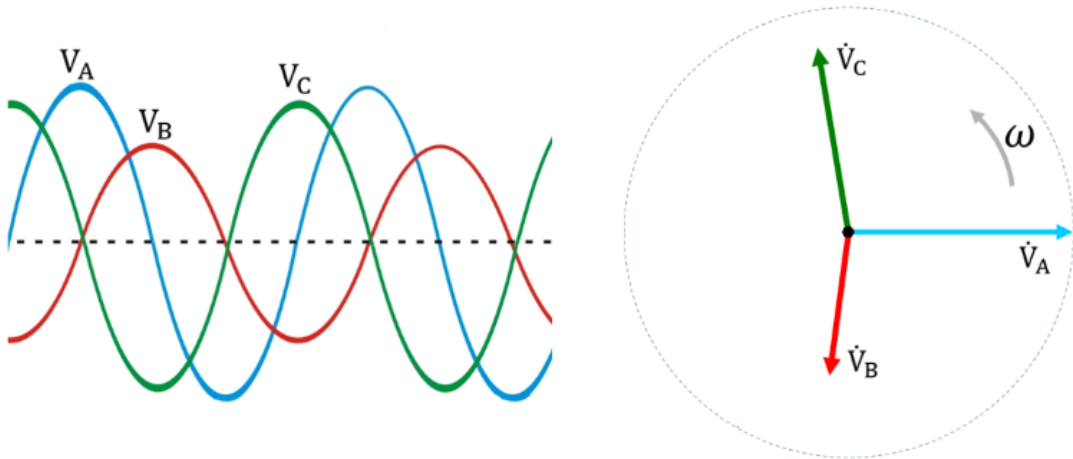


Figura 2.4 – Formas de ondas e fasores de tensão em um sistema desequilibrado [8].

Alternativamente, pode-se lançar mão da equação 2.10, que utiliza as tensões de fase ( $V_{ab}$ ,  $V_{bc}$  e  $V_{ca}$ ) para cálculo do fator de desequilíbrio [3]. Ambas as equações levam ao mesmo resultado.

$$FD\% = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \cdot 100[\%] \quad (2.10)$$

Onde:

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (2.11)$$

Conforme explicado em 2.3, para cada intervalo de 10 minutos, deve ser obtido um valor de  $FD\%$ . Os requisitos mínimos para medição do desequilíbrio de tensão e o protocolo de medição são definidos pela norma IEC 61000-4-30.

Os medidores, usualmente, entregam os valores de  $FD$  previamente calculados.

Porém, atenção especial deve ser dada ao método utilizado para obtenção do FD% uma vez que o PRODIST recomenda o método das componentes simétricas.

Alternativamente, o usuário pode optar por medir os valores de V2 e V1 a cada 10 minutos e calcular os respectivos FD%.

### 2.3.3.1 Indicador para desequilíbrio de tensão

Analogamente às distorções harmônicas, após a aquisição do conjunto de 1008 leituras válidas, deve-se obter o valor do indicador FD95%, o qual corresponde ao valor de FD% que foi superado em apenas 5%.

Os limites estabelecidos pelo PRODIST para o indicador FD% variam de acordo com a tensão nominal do sistema e são apresentados na Tabela 2.6 [3].

Tabela 2.6 – Valores de referência para o indicador FD95%.

Indicador	Tensão nominal		
	$V_n \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
FD95%	3,0	2,0	2,0

### 2.3.4 Flutuações de tensão

A flutuação de tensão é um fenômeno caracterizado pela variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz ou de pico da tensão instantânea [3].

As flutuações de tensão são causadas por variações na potência consumida pelas cargas, em especial, por variações de potência reativa, devido à energização e desenergização de cargas de grande porte ou devido ao comportamento intrínseco de alguns equipamentos [9].

A amplitude dessas variações, normalmente, não excede 10% da tensão em regime permanente, sendo valores típicos entre 1% e 7%. Como a maioria dos equipamentos consegue suportar variações muito maiores, o principal efeito das flutuações de tensão é a variação da intensidade luminosa das lâmpadas, denominado efeito flicker (ou cintilação luminosa) [2].

Os níveis de severidade de cintilação, associados à flutuação de tensão são quantificados pelos indicadores Pst (Severidade de Flutuação de Tensão de Curta Duração) e Plt (Severidade de Flutuação de Tensão de Longa Duração) de acordo com o procedimento estabelecido na norma IEC: IEC 61000-4-15 [10].

O indicador Pst representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de dez minutos. O Pst é calculado conforme a equação 2.12 onde Pi ( $i = 0,1; 1; 3; 10; 50$ ) corresponde ao nível de

flutuação de tensão que foi ultrapassado durante  $i\%$  do tempo, obtido a partir da função de distribuição acumulada complementar.

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (2.12)$$

O indicador Plt representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 2 (duas) horas. O Plt é calculado considerando 12 valores consecutivos de Pst conforme equação 2.13.

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{st_i})^3} \quad (2.13)$$

#### 2.3.4.1 Indicadores para flutuação de tensão

Analogamente ao fator de desequilíbrio e às distorções harmônicas, após a aquisição do conjunto de leituras, deve-se obter o valor do indicador Pst95%, que corresponde ao valor de Pst% que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas.

Os limites estabelecidos pelo PRODIST para o indicador Pst% variam de acordo com o nível da tensão de nominal e são apresentados pela Tabela 2.7. Vale ressaltar que o PRODIST não estabelece limites para o indicador  $Plt$  [3].

Tabela 2.7 – Valores de referência para o indicador Pst95%.

Indicador	Tensão nominal		
	$V_n \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
Pst95%	1,0 pu	1,5 pu	2,0 pu

#### 2.3.5 Fator de potência

O fator de potência pode ser definido como sendo a razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumidas em um período de tempo especificado [3].

O valor do fator de potência deve ser calculado a partir dos valores registrados das potências ativa e reativa ( $P$ ,  $Q$ ) ou das respectivas energias ativa ( $EA$ ) e reativa ( $ER$ ), conforme a expressão 2.14.

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \quad (2.14)$$

Para unidade consumidora ou conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 e 1,00 indutivo ou 1,00 e 0,92 capacitivo, de acordo com regulamentação vigente.

Destaca-se que o PRODIST não leva em consideração o efeito das distorções de tensão e corrente no cálculo das potências e consequentemente no fator de potência.

### 2.3.6 Frequência

Na ocorrência de distúrbios no sistema de distribuição, as instalações de geração devem garantir que a frequência retorne, no intervalo de tempo de trinta segundos após a transgressão, para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração. Havendo necessidade de corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração, durante os distúrbios no sistema de distribuição, a frequência não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas; pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo trinta segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo dez segundos; pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo dez segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo cinco segundos [3].

## 2.4 Variações de tensão de curta duração

As variações de tensão de curta duração (VTCDs) são eventos aleatórios caracterizados por desvios significativos no valor eficaz da tensão durante curtos intervalos de tempo [11]. O termo VTCD engloba: afundamentos de tensão (*voltage sags/dips*), elevações de tensão (*voltage swells*) e as interrupções de tensão de curta duração, conforme mostra a Figura 2.5.

Os afundamentos de tensão são os eventos mais frequentes dentre as VTCDs, tendo uma taxa de ocorrência muito superior às elevações de tensão. A origem dos afundamentos de tensão está ligada ao aumento do fluxo de corrente através das impedâncias da rede em curtos intervalos de tempo, devido, na maioria das vezes, aos seguintes fatores: ocorrência de faltas em algum ponto do sistema elétrico, partida de grande motores e energização de transformadores [11].

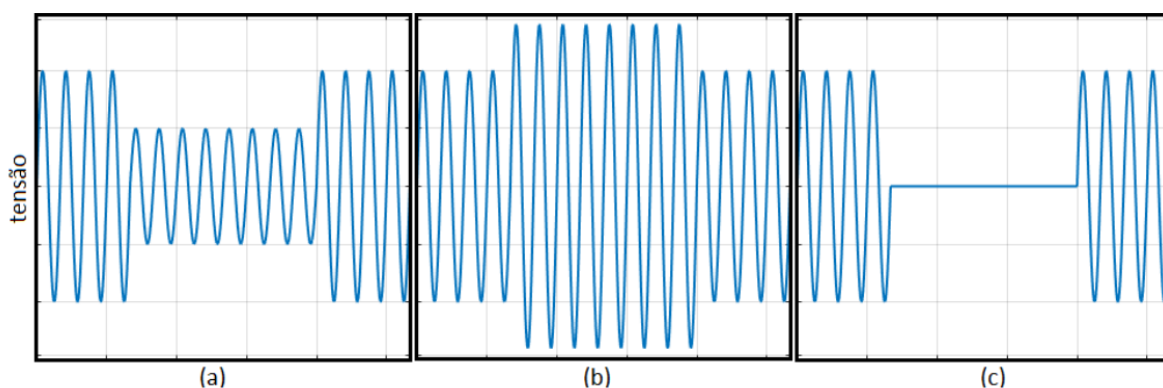


Figura 2.5 – VTCDs : (a) afundamento, (b) elevação e (c) interrupção de tensão [11].

A caracterização das VTCDs consiste na determinação de características que possam ser utilizadas para descrever os eventos registrados de maneira simples e concisa, permitindo a redução da quantidade de dados armazenada nos medidores. Para isso, foram estabelecidos métodos que utilizam o menor número de parâmetros possível.

Os principais parâmetros utilizados para caracterização das VTCDs são a **magnitude** e a **duração** dos eventos. Tanto a magnitude quanto a duração são obtidas a partir do valor eficaz da tensão em função do tempo, como pode ser observado na Figura 2.6.

A partir dos valores de magnitude e duração do evento, o PRODIST classifica as VTCDs conforme Tabela 2.8.

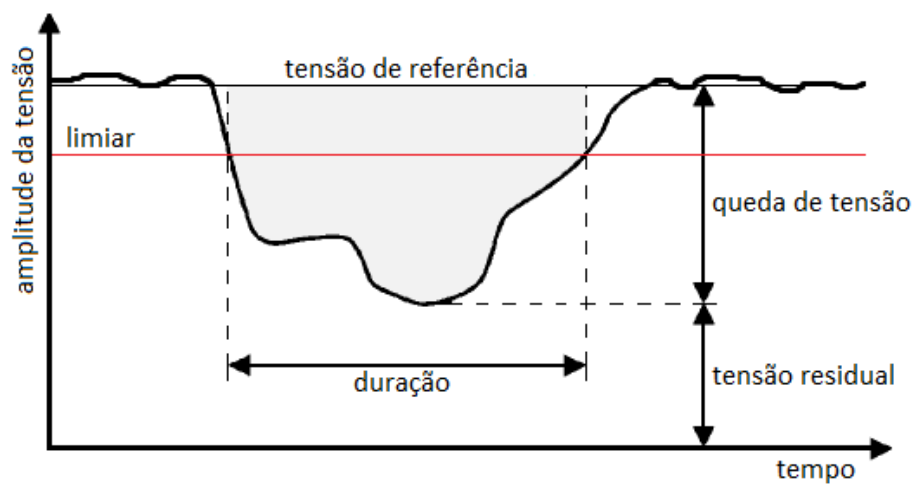


Figura 2.6 – Magnitude e duração de VTCDs [11].

Tabela 2.8 – Classificação das VTCDs segundo PRODIST.

<b>Classificação</b>	<b>Denominação</b>	<b>Duração da variação</b>	<b>Valor eficaz da tensão</b>
Variação Momentânea de tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a 3 segundos	Inferior a 0,1 pu
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segundos	Superior a 1,1 pu
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Inferior a 0,1 pu
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 pu
	Elevação Temporária de Tensão	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Superior a 1,1 pu



### 2.4.1 Tratamento de VTCDs

O monitoramento dos eventos de VTCD é realizado através da comparação do valor eficaz da tensão com um valor de referência, considerando determinados limiares de detecção.

Portanto, em consonância com o Módulo 8 do PRODIST, os instrumentos de medição devem ser configurados para detectar automaticamente as VTCD com duração inferior a 3 minutos, e magnitude inferior a 0,9 p.u ou superior a 1,1 p.u.

A detecção e a caracterização das VTCDs são realizadas considerando como parâmetro de referência uma tensão fixa ou uma tensão média deslizante, de acordo com a equação 2.15.

$$V_{sr_n} = 0,9967 \cdot V_{sr(n-1)} + 0,0033 \cdot V_{12RMS} \quad (2.15)$$

Onde:

- $V_{sr(n)}$  é o valor calculado da tensão de referência;
- $V_{sr(n-1)}$  é o valor prévio da tensão de referência;
- $V_{12RMS}$  é o valor da tensão eficaz média dos 12 ciclos mais recentes;

A norma IEEE-1564 recomenda que, para as redes de baixa tensão, seja utilizada como referência fixa a tensão nominal do ponto de conexão, visto que esse valor é o mais relevante na avaliação do desempenho dos equipamentos. Nas redes de média tensão, também é proposto a adoção de uma referência fixa, porém, pode-se adotar um valor diferente do nominal. Já nas redes de alta tensão, a faixa de variação da tensão é muito mais ampla, sendo mais apropriado a utilização da tensão média deslizante, a qual representa a tensão média em um intervalo de tempo específico que precede o evento [11].

#### 2.4.1.1 Agregação de fases

Geralmente, em um sistema trifásico, a ocorrência de uma variação de tensão de curta duração pode resultar em eventos simultâneos em mais de uma fase, sendo a magnitude e/ou duração diferentes entre si na maioria dos casos. Desse modo, para efeito de caracterização, deve ser adotado algum método de agregação de fases, visando a atribuição de um único conjunto de parâmetros (magnitude e duração) para os eventos simultâneos.

A agregação de fases é um procedimento que consiste em atribuir um único conjunto de parâmetros para eventos registrados em mais de uma fase. A magnitude do evento obtida após esse processo corresponde ao valor de magnitude que mais se distanciou da

tensão de referência, ou seja, para os afundamentos de tensão, considera-se o menor valor apurado entre as três fases, e para as elevações, o maior valor [11].

Quanto à duração, podem ser utilizados três critérios de agregação das fases:

- **União das fases:** a duração do evento resultante é definida como o intervalo de tempo decorrido entre o instante em que o primeiro dos eventos transpõe algum dos limites adotados para as VTCDs e o instante em que o último dos eventos volta a cruzar esse mesmo limite, conforme Figura 2.7 [11];

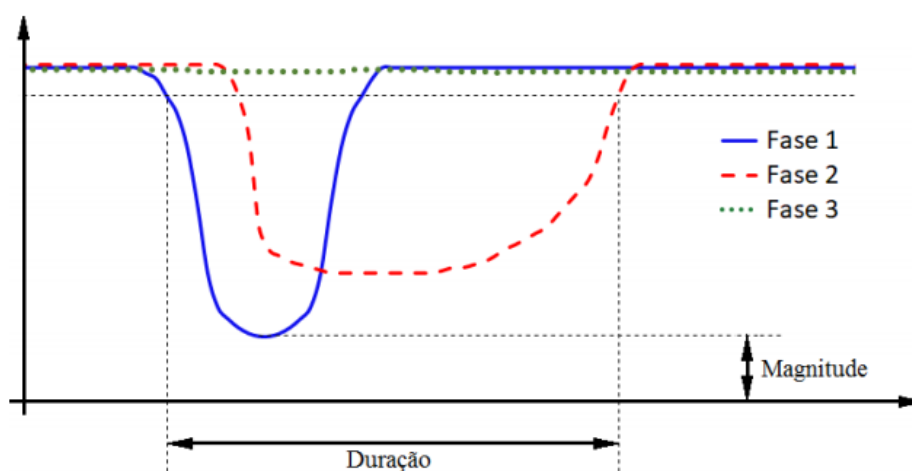


Figura 2.7 – Agregação por união das fases [11].

- **Parâmetros críticos:** a duração do evento resultante corresponde à duração do evento mais longo entre todas as fases, conforme Figura 2.8 [11];

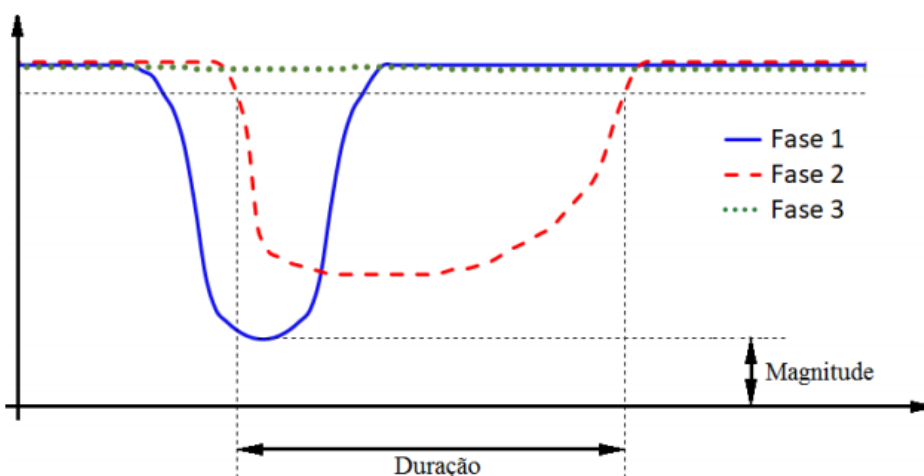


Figura 2.8 – Agregação por parâmetros críticos [11].

- **Fase crítica:** a duração do evento resultante é definida como a duração do evento de maior afundamento conforme Figura 2.9 [11];

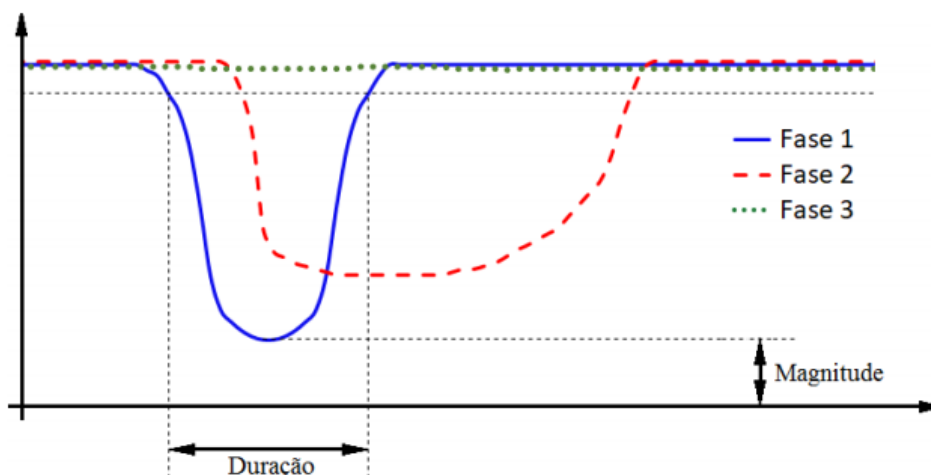


Figura 2.9 – Agregação pela fase crítica [11].

A maioria dos medidores de qualidade já efetua a agregação de fases internamente, e o método de agregação de fases pode ser parametrizável ou não, de acordo com cada fabricante. O PRODIST permite a utilização dos três métodos de agregação de fases citados, porém, recomenda-se que a agregação seja feita pelo critério de união das fases.

#### 2.4.1.2 Agregação temporal

Após a agregação de fases deve ser realizado o procedimento de agregação temporal, que consiste em agrupar os eventos de VTCD ocorridos em um intervalo de tempo pré-estabelecido, para que eventos consecutivos venham a compor um único registro no ponto de monitoramento [11].

Essa agregação se justifica pelo fato de que, muitas vezes, os eventos consecutivos são conseqüências de uma única causa. Como exemplo, pode-se citar a atuação de religadores em ocasião de curto-circuito na rede, sendo detectados eventos adicionais a cada tentativa de religamento mal-sucedida.

Além disso, em caso de parada de processos industriais, o tempo de recomposição do processo é maior do que a duração de diversos eventos subsequentes, sendo assim, o impacto de um afundamento é o mesmo do que de diversos afundamentos consecutivos em um curto intervalo de tempo.

Segundo o PRODIST, os eventos consecutivos, ocorridos em um intervalo de **três minutos**, devem compor um único evento. O afundamento ou a elevação de tensão que representa o intervalo de três minutos deve ser o de menor ou de maior magnitude da tensão, respectivamente.

Ao contrário da agregação de fases, a agregação temporal não é normalmente efetuada pelos qualímetros. Portanto, os registros de VTCD devem ser analisados cautelosamente, de acordo com a norma tomada como referência.

## 2.4.2 Indicadores para VTCDs

Após a realização da agregação de fases e da agregação temporal são obtidos apenas um valor de **magnitude** ( $V_e$ ) e um valor **duração** ( $\Delta t_e$ ) para cada evento equivalente. A magnitude é expressa em % e obtida a partir da equação 2.16. Já a duração é expressa em milissegundos e obtida a partir da equação 2.17.

$$V_e = \frac{V_{res}}{V_{ref}} \cdot 100 \quad (2.16)$$

$$\Delta t_e = t_f - t_i \quad (2.17)$$

Onde:

- $V_{res}$  é a tensão residual do evento de VTCD (em Volt);
- $V_{ref}$  é a tensão de referência (em Volt);
- $t_f$  é o instante final do evento VTCD;
- $t_i$  é o instante inicial do evento VTCD;

Visando correlacionar os eventos com os níveis de sensibilidade das diferentes cargas conectadas aos sistemas de distribuição, o PRODIST definiu uma tabela de estratificação das VTCDs de acordo com a magnitude em pu e a duração de cada evento. Foram definidas nove regiões de sensibilidade conforme apresenta a Tabela 2.9.

Tabela 2.9 – Regiões de sensibilidade para avaliação das VTCDs [3]

Amplitude (pu)	Duração									
	[16,67 ms - 100 ms]	(100 ms - 300 ms]	(300 ms - 600 ms]	(600 ms - 1 seg]	(1 seg - 3 seg]	(3 seg - 1 min]	(1 min - 3 min]			
> 1,15	REGIÃO H			REGIÃO I						
(1,10 - 1,15]										
(0,85 - 0,90]	REGIÃO A						REGIÃO G			
(0,80 - 0,85]										
(0,70 - 0,80]	REGIÃO B	REGIÃO D		REGIÃO F						
(0,60 - 0,70]	REGIÃO C									
(0,50 - 0,60]	REGIÃO C									
(0,40 - 0,50]	REGIÃO E		REGIÃO F							
(0,30 - 0,40]										
(0,20 - 0,30]										
(0,10 - 0,20]										
< 0,10	REGIÃO E						REGIÃO F			

A partir da tabela de estratificação, é possível calcular o indicador de qualidade relacionado às VTCDs, denominado Fator de Impacto (FI), que tem como objetivo definir a severidade da incidência de eventos de VTCD e é obtido a partir da equação 2.18.

O indicador FI deve ser associado a um mês civil cuja referência será aquele no qual se deu o término da medição. No caso de medição permanente, o FI deve ser apurado em cada mês do calendário civil [3].

$$FI = \frac{\sum_{i=A}^I (f_{ei} \times fp_i)}{FI_{base}} \quad (2.18)$$

Onde:

- $f_{ei}$  é a frequência de ocorrência de eventos de VTCD, apuradas por medição apropriada, em um período de 30 dias consecutivos, para cada região de sensibilidade  $i$ , sendo  $i = A, B, C, D, E, F, G, H$  e  $I$ ;
- $fp_i$  é o fator de ponderação de cada região de sensibilidade  $i$ , estabelecido pelo PRODIST de acordo com a relevância de cada região;
- $FI_{base}$  é o fator de impacto base estabelecido pelo PRODIST, obtido do somatório dos produtos dos fatores de ponderação pelas frequências máximas de ocorrência apresentadas na Tabela 2.11 em um período de 30 dias consecutivos, para cada região de sensibilidade [3]

O fator de ponderação ( $fp$ ) para cada região de sensibilidade e o fator de impacto base ( $FI_{base}$ ) são indicados nas Tabelas 2.10 e 2.12, respectivamente.

Tabela 2.10 – Fatores de ponderação para cada região de sensibilidade  $i$ .

Região de sensibilidade	Fator de ponderação ( $fp$ )
A	0,00
B	0,04
C	0,07
D	0,15
E	0,25
F	0,36
G	0,07
H	0,02
I	0,04

Tabela 2.11 – Frequência mensal máxima de ocorrência de eventos de VTCD para cada região de sensibilidade.

Indicador	Tensão nominal	
	1 kV < Vn < 69 kV	69 kV ≤ Vn < 230 kV
<b>A</b>	-	-
<b>B</b>	5	4
<b>C</b>	4	3
<b>D</b>	3	2
<b>E</b>	2	1
<b>F</b>	1	1
<b>G</b>	4	1
<b>H</b>	1	1
<b>I</b>	1	1

Tabela 2.12 – Fator de Impacto Base ( $FI_{base}$ ).

Fator de Impacto Base ( $FI_{base}$ )	Tensão nominal	
	1 kV < Vn < 69 kV	69 kV ≤ Vn < 230 kV
	2,13	1,42

Vale ressaltar que as frequências máximas de ocorrência indicadas na Tabela 2.11 não se apresentam como limites individuais por região de sensibilidade, sendo apenas utilizadas como padrão de referência no cálculo do Fator de Impacto Base. Ou seja, a violação desses valores não implica necessariamente em valores de FI maiores do que 1 p.u. Uma vez obtido o indicador FI, apurado por medição apropriada no período de trinta dias consecutivos, esse valor deve ser comparado ao valor de referência, para fins de planejamento do sistema de distribuição.

O indicador Fator de Impacto tem valor de referência de 1,0 pu, para o SDMT (Sistema de distribuição de média tensão) e o SDAT (Sistema de distribuição de alta tensão). Para o SDBT (Sistema de distribuição de baixa tensão) não são estabelecidos valores de referência para VTCD.

## 2.5 Síntese dos indicadores de qualidade da energia elétrica

As Tabelas 2.13 e 2.14 apresentam uma síntese dos indicadores de qualidade do produto, dos períodos de cálculo e dos limites ou valores de referência estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST.

Tabela 2.13 – Síntese dos indicadores de qualidade do produto.

Distúrbio de qualidade do produto	Indicador de qualidade	
	Por leitura (10 minutos)	Por conjunto de leituras (1008 leituras)
Tensão em regime permanente	TL	DRP, DRC
Distorções harmônicas de tensão	$DTT\%$	$DTT95\%$
	$DTT_p\%$	$DTT_p95\%$
	$DTT_i\%$	$DTT_i95\%$
	$DTT_3\%$	$DTT_395\%$
Desequilíbrio de tensão	$FD\%$	$FD95\%$
Flutuação de tensão	$Pst, PIt^1$	$Pst95\%$
Variação de tensão de curta duração	-	$FI^2$

<sup>1</sup> Apurado a cada duas horas.

<sup>2</sup> Apurado a cada 30 dias consecutivos.

Tabela 2.14 – Limites/valores de referência dos indicadores de qualidade do produto.

Indicador de qualidade	Tensão nominal		
	$V_n \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
DRP	3,0%	3,0%	3,0%
DRC	0,5%	0,5%	0,5%
$DTT95\%$	10,0%	8,0%	5,0%
$DTT_p95\%$	2,5%	2,0%	1,0%
$DTT_i95\%$	7,5%	6,0%	4,0%
$DTT_395\%$	6,5%	5,0%	3,0%
$FD95\%$	3,0%	2,0%	2,0%
$Pst95\%$	1,0 p.u	1,5 p.u	2,0 p.u
$FI$	-	1,0 p.u	1,0 p.u

## 2.6 Considerações finais

Este capítulo teve como objetivo apresentar os principais distúrbios de qualidade do produto inerentes ao sistema elétrico contemplando as definições, a metodologia para obtenção dos indicadores e os valores limite e de referência estabelecidos pelo PRODIST.

Foram contemplados: tensão de regime permanente, harmônicos de tensão, desequilíbrio de tensão, flutuações de tensão, fator de potência, frequência e VTCDs.

Atualmente, os indicadores relacionados à tensão de leitura (DRP e DRC) são os únicos que possuem limites definidos pelo PRODIST e geram compensações ao consumidor caso sejam violados.

Para o desequilíbrio de tensão, harmônicos de tensão e flutuações de tensão, o

PRODIST apresenta valores de referência. Para esses distúrbios, os indicadores de QEE são determinados a partir do percentil 95% de um conjunto de 1008 leituras válidas de 10 minutos.

Para a frequência e o fator de potência não são estabelecidos indicadores. Todavia, tais distúrbios estão contemplados no PRODIST e devem estar compreendidos entre os valores de referência determinados durante todo o período de fornecimento.

O indicador referente às variações de tensão de curta duração (VTCD) é denominado fator de impacto (FI) e deve ser calculado mensalmente a partir da tabela de estratificação das VTCDs conforme magnitude e duração dos eventos. Vale ressaltar que para determinação do FI, a agregação de fases e agregação temporal dos eventos devem ser realizadas previamente.



## 3 Sistemas de gerenciamento de QEE - Estado da Arte

### 3.1 Considerações iniciais

As distribuidoras de energia sofrem todos os anos perdas financeiras consideráveis devido ao pagamento de compensações e multas causadas pela má qualidade da energia. O conhecimento do desempenho da rede é um fator estratégico, pois possibilita a identificação de áreas críticas para melhor direcionamento dos investimentos e permite que as empresas tomem ações para corrigir problemas de qualidade da energia antes que estes atinjam maiores proporções. Essa demanda tem incentivado o desenvolvimento de sistemas de monitoramento de qualidade da energia ao redor do mundo.

Tradicionalmente, o papel dos sistemas de monitoramento compreende coletar as informações dos instrumentos de medição e apresentá-las em um formato que permita a análise de eventos, a avaliação do desempenho do sistema e a verificação de conformidade com os padrões regulatórios [12].

O primeiro passo desse processo consiste na medição das grandezas elétricas da rede, sobretudo da tensão. Em seguida, é feito o processamento dos dados obtidos, sendo computados os indicadores de qualidade do produto. Os resultados são então armazenados em um banco de dados, podendo ser aplicados em diversas tarefas, como planejamento, operação, manutenção, entre outras.

Com a melhoria da capacidade de armazenamento e de processamento dos dados, tem sido possível a implementação de funções cada vez mais sofisticadas. Além disso, a redução de custos dos medidores e a evolução dos meios de comunicação possibilitaram o monitoramento de áreas maiores, tornando economicamente viável a construção de sistemas mais flexíveis e confiáveis.

Dentro desse contexto, esse capítulo apresenta uma revisão bibliográfica acerca das práticas adotadas por diferentes concessionárias no Brasil e no mundo, no que diz respeito ao monitoramento e gerenciamento de indicadores de qualidade.

### 3.2 Sistemas de gerenciamento de QEE implementados no mundo

Através da revisão bibliográfica do assunto, foram identificados alguns projetos de sistemas de monitoramento desenvolvidos por concessionárias de diferentes países.

No começo dos anos 90, teve início na Bélgica uma campanha de medição per-

manente. Apenas os fenômenos de VTCDs (variações de tensão de curta duração) eram avaliados, considerando um número reduzido de medidores. Entretanto, com a evolução da regulamentação referente à qualidade do produto, outros fenômenos também passaram a ser avaliados, e ainda, houve a ampliação do número de medidores instalados nas redes de transmissão e de distribuição [13].

Na Inglaterra e no País de Gales, as primeiras iniciativas de sistemas de monitoramento se deram no ano de 2001, permitindo o monitoramento contínuo de vários pontos da rede de transmissão [14]. Em [15] é descrito um projeto piloto conduzido na Bósnia e Herzegovina, a fim de testar a possibilidade de construção de um sistema integrado para o monitoramento da qualidade da energia elétrica.

Ainda na Europa, foram identificados desenvolvimentos recentes na Espanha, Romênia, República Tcheca e Portugal. O artigo [16] descreve um sistema de monitoramento de QEE desenvolvido pela REE (Rede Elétrica da Espanha) baseado em *Microsoft Access* que permite a geração de relatórios periódicos para avaliação de harmônicos e desequilíbrios. O sistema possui também um algoritmo para estimação da QEE em pontos não monitorados, denominado ETAD.

Na Romênia, o sistema de monitoramento citado em [17] evoluiu de maneira gradativa desde 2005. O sistema inclui subestações de transmissão, subestações de distribuição e parques eólicos. Em 2013, eram abrangidos 46 pontos de medição permanente e 25 pontos de medição temporária, sendo a arquitetura projetada para até 300 monitores [18].

Na República Tcheca, o artigo [19] descreve um *software* baseado em *Visual Basic* (VB.net) que permite análise de eventos de qualidade, verificação de conformidade com os padrões regulatórios e a geração de relatórios. A interface do programa é flexível e permite que o usuário determine os valores nominais, os valores padrão e o período de coleta de dados.

Já em Portugal, destaca-se a plataforma de monitoramento de qualidade em desenvolvimento pela EDP. O sistema teve um grande avanço em 2014 a fim de atender a nova versão do *QoS Regulation Code*. Em 2014, a empresa já contava com monitoramento permanente em 40 subestações e monitoramento periódico em 30 subestações [20].

Na Turquia, foi iniciado em 2006 um projeto de 3 anos com o objetivo de construir uma central dedicada ao monitoramento da qualidade da energia elétrica nas redes de transmissão. Como o comissionamento da arquitetura de medição iria levar um tempo considerável, no primeiro ano do projeto foi implementado um sistema composto por medidores portáteis, a fim de obter resultados preliminares a respeito do desempenho dessas redes. Tal sistema é descrito em [21].

Com relação ao continente asiático, pode-se citar os projetos desenvolvidos na Malásia [22, 23] e na China [24, 25]. Em [24] é descrita a arquitetura de um sistema de

monitoramento implementado em Hong Kong.

Na Austrália, um projeto de larga escala está em andamento desde 2002. Em relação aos projetos similares desenvolvidos em outros países, esse se destaca devido a sua longevidade, extensão geográfica, número de pontos de monitoramento e diversidade de medidores utilizados. Com isso, foi gerada uma base de dados bastante grande, a qual inclui, atualmente, os dados fornecidos por 12 das 16 distribuidoras do país, totalizando mais de 12 mil pontos de monitoramento. Em [26] são descritos os principais desafios vivenciados durante tal projeto, no que se refere ao gerenciamento do banco de dados, à falta de padronização dos arquivos enviado pelas distribuidoras e à apresentação dos resultados.

As primeiras iniciativas de monitoramento da qualidade da energia elétrica nos Estados Unidos se deram no ano de 1992, com a instalação de monitores permanentes por parte da *Consolidated Edison*, empresa de energia elétrica de Nova York. Hoje, a concessionária possui um sistema de monitoramento muito mais avançado, que integra os dados coletados a partir de diferentes instrumentos, como monitores de QEE, relés, registradores de faltas digitais e sensores de ângulo de fase, além dos dados obtidos através do sistema SCADA (*Data Acquisition System*) [12, 27].

Outra concessionária americana que investiu em sistemas de monitoramento foi a *United Illuminating*. Em 2001, a empresa monitorava o desempenho de todas as suas subestações de distribuição. As informações coletadas podiam ser acessadas a qualquer momento, via a intranet corporativa, permitindo a avaliação de questões relacionadas à qualidade da energia elétrica [28].

Além dos sistemas implementados por essas duas concessionárias, em [29] são apresentados alguns estudos de casos resultantes de um projeto de monitoramento conduzido nos Estados Unidos e Canadá, tendo sido capturados mais de 90 mil eventos de QEE entre 2001 e 2003.

Na América do Sul, podem ser citados os projetos conduzidos no Brasil e na Colômbia. O sistema de monitoramento implementado pela Condensa, maior concessionária de Bogotá, compreende dispositivos de medição instalados em todos os barramentos com tensão superior a 1 kV, estando em operação desde 2007. Dentre as ferramentas de análise desenvolvidas, destaca-se a apresentação dos indicadores de qualidade do produto por meio de mapas, com o auxílio do *Google Maps*, o que facilita a identificação de áreas críticas [30].

### 3.3 Sistemas de gerenciamento de QEE implementados no Brasil

No contexto nacional, foram encontrados alguns trabalhos se referindo aos sistemas de QEE desenvolvidos por várias concessionárias, os quais foram concebidos no âmbito de projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) da ANEEL.

Um desses trabalhos, [31], apresenta o sistema de gerenciamento utilizado na Light denominado central de Análise e Gestão da Qualidade ( $CAG_Q$ ) e divulgado em 2007. O sistema converte automaticamente os resultados das medições advindas de diferentes tipos de monitores para um mesmo padrão e apura os indicadores de QEE. Os medidores são instalados em barramentos da concessionária e nas cabines de entrada de alguns clientes.

Em 2009 foi divulgado o projeto "Desenvolvimento de protótipos para avaliação do instrumento de aquisição de grandezas elétricas para monitoramento de qualidade da energia elétrica em barras de distribuição". Nesse projeto, realizado pela COPEL em parceria com o LACTEC em 2009, foi desenvolvido um sistema de monitoramento da qualidade da energia elétrica para subestações de distribuição composto por equipamentos monitores (PQMs) e um *software* de supervisão e visualização remota [7].

Ainda em 2009, foi desenvolvido o "Sistema ótimo de Medição e Estimção da Qualidade da Energia voltada ao PRODIST/ANEEL" da UFMS (Universidade Federal do Mato Grosso) em parceria com a ENERSUL. Esse projeto objetivou a elaboração de uma metodologia de estimção de estados para determinação da QEE em pontos não monitorados [7].

Nos anos de 2013 e 2014 pode-se citar dois trabalhos de P&D desenvolvidos na área de gerenciamento de QEE, um realizado em conjunto pela CEAL (Companhia Energética do Alagoas), UNESP e FEPISA e o outro pela CELESC-DIS (Centrais Elétricas de Santa Catarina) em parceria com o CPQD [7].

Em 2015 foram publicados três artigos sobre sistemas de gerenciamento de QEE desenvolvidos: [32], [5] e [33].

O trabalho [32] apresenta o sistema de monitoramento utilizado na CPFL. Além do desenvolvimento de um dispositivo capaz de apurar os indicadores de forma automática (RIQEE), também foi desenvolvido e implementado um sistema de gestão das informações de QEE, o qual foi denominado Central Inteligente de Qualidade (CIQ), promovendo melhorias significativas no acompanhamento da qualidade da energia elétrica na concessionária [34]. Esse trabalho é fruto de uma parceria entre a CPFL, UNICAMP, Reason e Expertise.

Em [5] é apresentado um sistema de monitoramento que utiliza um programa denominado PQGenAnalyzer, desenvolvido para o tratamento, análise e gerenciamento dos principais indicadores de qualidade da energia elétrica nas redes de distribuição, o

qual foi aplicado em um projeto piloto conduzido na Eletrobrás.

Por fim, pode-se citar uma ferramenta implementada no Grupo Energisa, que teve como objetivo gerenciar os dados de QEE oriundos de uma campanha de medição realizada em pontos estratégicos de toda a rede de distribuição das áreas de concessão de cinco empresas do grupo. Dada a quantidade massiva de dados, coletados em mais de 2000 pontos de medição, foi identificada a necessidade de desenvolvimento de uma ferramenta para gestão e análise destas informações. Nesse sentido, foi então desenvolvido o Sistema de Gestão das Medições dos Parâmetros da Qualidade da Energia Elétrica (SigQEE), a partir do qual é possível visualizar graficamente todas as grandezas de um determinado ponto, assim como a emissão de relatórios [33].

## 3.4 Sistema de coleta de dados

O sistema de coleta de dados de medição da qualidade da energia podem ser divididos basicamente em três subsistemas: arquitetura, medição e comunicação.

### 3.4.1 Arquitetura

Com relação à arquitetura dos sistemas de monitoramento da qualidade da energia elétrica foram identificadas três concepções distintas, sendo elas: centralizada, semi-centralizada e distribuída. Certamente, a terceira é a menos comum dentre as três, não sendo encontrado nenhum trabalho indicando um caso prático. Muitos dos recursos propostos em tal arquitetura ainda estão em fase de desenvolvimento, e outros só seriam aplicáveis no contexto das redes inteligentes.

#### 3.4.1.1 Arquitetura de Sistema Centralizada

O trabalho [35], publicado em 2000, descreve um sistema desenvolvido para o monitoramento de diversos pontos a partir de um painel central, com base na arquitetura cliente/servidor. Uma das questões discutidas nesse trabalho é que tal arquitetura apresenta um desempenho insuficiente no caso de múltiplos acessos. Devido a isso, foi aplicada a técnica *IP multicast*, permitindo a transmissão de dados de maneira otimizada, onde os pacotes eram gerados uma única vez e entregues a um grupo de usuários finais, reque-rendo uma menor largura de banda. Devido às limitações da rede de internet na época, foi adotada para o monitoramento de QEE, uma rede de intranet, através da qual era feito todo o controle e comunicação com os medidores (clientes).

O sistema de monitoramento descrito no trabalho [24], de 2002, utiliza 2 servidores centrais e 5 estações de trabalho para a configuração de 75 pontos de medição em um projeto piloto conduzido em Hong Kong. Segundo os autores, o sistema pode ser facilmente

expandido, bastando aumentar o número de estações de trabalho, onde cada uma pode se comunicar com até 30 medidores simultaneamente.

Em [36] os autores relatam que um sistema de monitoramento da qualidade da energia elétrica composto por medidores que processam os dados de tensão e corrente e calculam os indicadores não era economicamente viável, devido ao alto custo desses equipamentos. Ao invés disso, é proposto um sistema onde os medidores apenas atuam na aquisição de dados brutos, os quais são enviados para uma central e processados por um analisador de QEE. Tal esquema viabiliza a construção de sistemas mais amplos, além de apresentar maior facilidade de manutenção e atualização. Porém, a largura de banda necessária para a transmissão de dados brutos seria muito maior do que a necessária para a transmissão dos dados já processados.

No projeto descrito em [29], os dados de QEE coletados são armazenados em um único banco de dados para a realização de análises, sempre que necessárias. Em 2003, o sistema contava com mais de 700 monitores localizados na América do Norte.

O trabalho [13], de 2005, se refere ao sistema implementado na Bélgica, um dos maiores da Europa na época, ao incluir cerca de 500 dispositivos, tanto fixos quanto portáteis, gerenciados a partir de uma central de monitoramento. No trabalho [37], publicado em 2009, os autores mencionam que a habilidade de transmitir dados através de uma rede de comunicação é uma característica fundamental dos sistemas de monitoramento da qualidade da energia elétrica, sendo proposto um sistema com base na internet. Os dados coletados pelos medidores de determinada região são compactados e enviados a um servidor Web para serem armazenados em um banco de dados. Quando um usuário deseja realizar uma análise através de uma estação de trabalho, é feita a descompactação dos dados correspondentes aos medidores e período de interesse.

A arquitetura mostrada na Figura 3.1 é proposta no trabalho [38], de 2010. Os autores explicam que duas características principais devem ser consideradas ao construir um sistema de monitoramento de grande porte: a extensão territorial e o volume de dados que deve ser transmitido e armazenado.

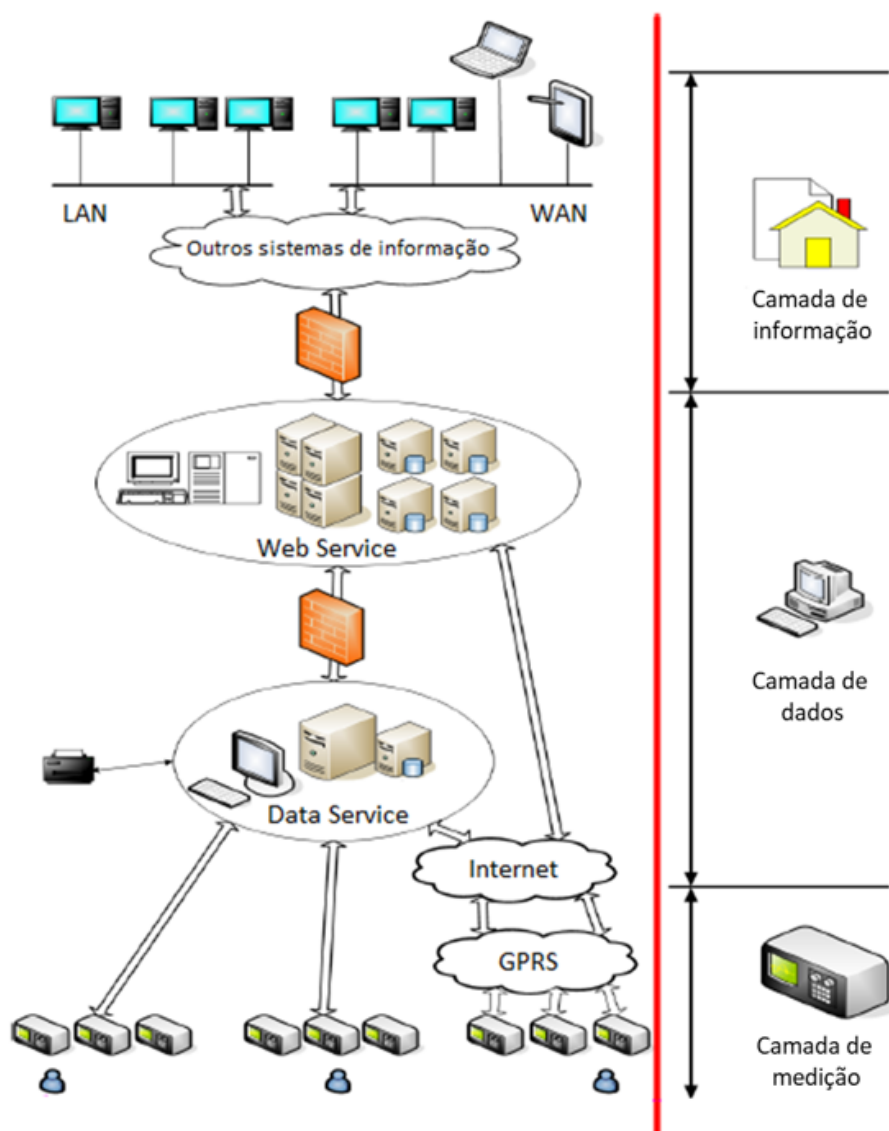


Figura 3.1 – Arquitetura de um sistema de monitoramento centralizado - Adaptado de [38].

O sistema desenvolvido para o monitoramento da rede elétrica da Inglaterra e do País de Gales também adota uma arquitetura centralizada. Servidores promovem o armazenamento dos dados coletados a partir dos monitores de QEE e de todas as aplicações relacionadas ao funcionamento do sistema, permitindo a interação entre os usuários e os medidores instalados em diferentes localidades [14].

Em [30] é apresentado o sistema de monitoramento da Codensa, o qual é desenvolvido com o objetivo de providenciar as ferramentas necessárias para a centralização das informações de QEE, incluindo o armazenamento dos dados de modo eficiente e o processamento de índices estatísticos. No ano de 2011, o sistema contava com 290 monitores instalados tanto na área urbana quanto na área rural de Bogotá.

Em [39] é descrito o projeto de um medidor para o monitoramento da qualidade

da energia elétrica em tempo real, sendo apresentada uma visão geral da estrutura de um sistema de monitoramento considerando a instalação desses medidores em vários pontos da rede, conforme mostra a Figura 3.2.

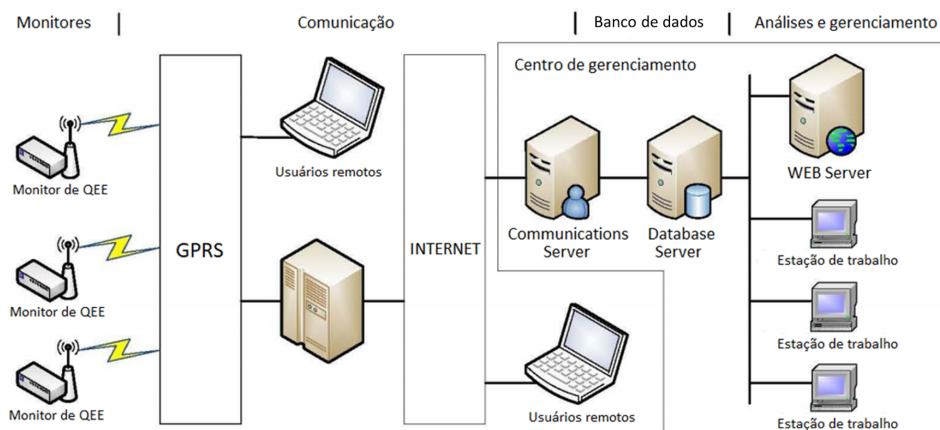


Figura 3.2 – Exemplo de arquitetura centralizada de um sistema de monitoramento desenvolvido na China - Adaptado de [39].

Neste sistema os indicadores de QEE são calculados localmente, e armazenados na memória não volátil desses medidores, podendo ser acessados a qualquer momento. Em seguida, seriam enviados para o servidor central via rede GPRS (*General Packet Radio Service*), sendo então armazenados em um banco de dados para análises futuras.

O trabalho [22], publicado em 2012, aborda um projeto de 30 meses conduzido na Malásia com o propósito de: validar padrões internacionais; obter uma base de dados de QEE do sistema monitorado; estimar o impacto financeiro devido aos distúrbios; obter padrões de impedância da rede e tempo para implementação de regulamentação. O principal foco foi dado às VTCs e às distorções harmônicas. No primeiro ano do projeto foram instalados 25 medidores, sendo outros 25 instalados no ano seguinte.

Por fim, o trabalho [5], de 2015, apresenta um programa desenvolvido para o tratamento, análise e gerenciamento dos principais indicadores de QEE na rede de distribuição da Eletrobrás, no âmbito de um projeto de P&D. Considerando o orçamento do projeto, apenas um alimentador foi selecionado para instalação dos monitores de QEE, os quais foram instalados em vários pontos ao longo desse. Os dados coletados eram transferidos para a sede da empresa em Maceió, compondo um banco de dados, que por sua vez, era gerenciado por um programa denominado PQGenAnalyzer, permitindo a realização de diferentes análises.

#### 3.4.1.2 Arquitetura de Sistema Semi-centralizada

O trabalho [31] apresenta a Central de Análise e Gestão da Qualidade ( $CAG_Q$ ) implementada na Light. O processamento dos dados de QEE é dividido entre as Estações



Avançadas de Qualidade (EAQs) e a  $CAG_Q$ , diminuindo a suscetibilidade a falhas. Os dados coletados pelos monitores de QEE são enviados à EAQ mais próxima, a qual possui a função de apurar os indicadores e transmitir os resultados à  $CAG_Q$ . As EAQs recebem as informações advindas dos monitores instalados nos barramentos da concessionária ou nas cabines de entrada de clientes, num raio tão maior quanto melhor o desempenho da mídia de transmissão de dados.

O sistema projetado para o monitoramento da qualidade da energia elétrica no sul da província de Henbei, na China, é descrito no trabalho [25], de 2012. Tal sistema é composto por várias estações regionais e uma estação central. Os dados coletados nos pontos de monitoramento são enviados à estação regional correspondente, a qual é responsável por organizar os dados recebidos e transmiti-los periodicamente à estação central em um formato padrão, além de estabelecer a comunicação com os medidores. A estação central, por sua vez, possui as seguintes funções: armazenar as informações recebidas das estações regionais em um banco de dados; responder às solicitações feitas pelos usuários a partir dos navegadores Web; e comandar o gerenciamento de todo o sistema, assim como as permissões dos usuários.

### 3.4.1.3 Arquitetura de Sistema Distribuída

No trabalho [40], de 2005, é apresentada a ideia de um sistema inteligente, adaptativo e reconfigurável para o monitoramento da qualidade da energia elétrica com base no conceito de multi-agentes, o qual deriva do campo de pesquisa relativo à inteligência artificial distribuída. Segundo a premissa de que um agente é qualquer elemento capaz de tomar ações autônomas no seu meio a fim de atingir os objetivos para o qual ele foi projetado, espera-se que os mesmos apresentem as seguintes características: reação, proatividade e capacidade de interação com outros agentes. Segundo os autores, as vantagens de um sistema multi-agentes em relação a um sistema centralizado são:

- Requer menor largura de banda: sendo um sistema distribuído, o volume de dados transmitido entre os agentes é menor se comparado a uma arquitetura cliente/servidor convencional;
- Menor tempo de computação: os agentes processam os dados em paralelo, reduzindo o tempo de computação;
- Maior robustez: um sistema centralizado sem redundância leva a um único ponto de falha, o que é aliviado em um sistema distribuído;
- Maior flexibilidade: um sistema multi-agentes pode ser facilmente expandido, incluindo a adição de novos recursos.

A arquitetura proposta é apresentada na Figura 3.3, sendo utilizados dois tipos de agentes: PQA (*Power Quality Agent*) e IDA (*Intelligent Distribution Agent*). Os agentes tipo PQA leem os dados brutos medidos na rede elétrica, computam os indicadores de qualidade do produto e transmitem os dados processados para os agentes tipo IDA, os quais analisam as informações recebidas, realizam avaliações de QEE e providenciam decisões inteligentes para os operadores do sistema.

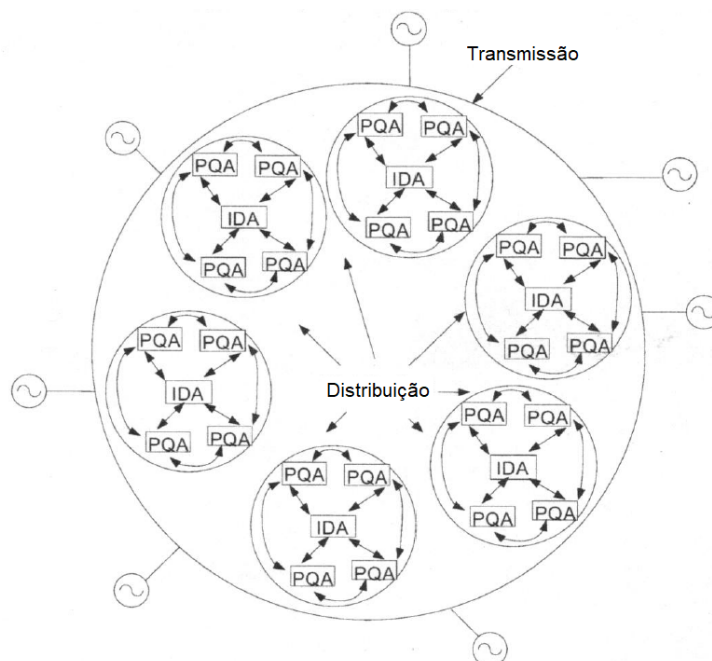


Figura 3.3 – Exemplo de arquitetura de sistema distribuída [40].

Em uma arquitetura cliente/servidor, todo o sistema para de funcionar caso ocorra uma falha que provoque o desligamento do servidor. Já na arquitetura distribuída, é possível que o sistema sobreviva através da reconfiguração dos agentes. Ou seja, no caso de falha de um agente IDA, um agente PQA pode se tornar IDA, assumindo as funções atribuídas ao dispositivo avariado. A fim de estabelecer qual agente PQA deve se tornar IDA, é definida uma lista de prioridades usando o conceito de *Analytical Hierarchy Process* (AHP), com base em alguns critérios pré-definidos.

### 3.4.2 Medição

Com relação aos medidores do sistema de monitoramento da qualidade de energia elétrica, foi possível classificá-los em portáteis e fixos, subdividindo-se ainda em transdutores, IEDs (*Intelligent Electronics Devices*) e medidores de indicadores de QEE.

O trabalho [41] aborda as diferenças entre sistemas com medidores fixos e portáteis. O monitoramento através de medidores fixos é composto por uma estrutura fixa composta por medidores, comunicação de dados para um concentrador, *software* e sistemas comuns.

Já o sistema com medidores portáteis, coletam dados através de *softwares* dedicados e distintos por fabricante. O primeiro permite clara avaliação da topologia da rede elétrica, a detecção de possíveis falhas de monitoramento e a coleta de diversos dados ao longo do tempo. As suas principais desvantagens consistem em elevado custo, necessidade de equipe especializada, tempo de projeto e implementação. Já o segundo é flexível, de fácil instalação, apresenta facilidade na coleta de resultados e na geração de relatórios. Como desvantagem está a dificuldade no sincronismo de dados, memória limitada e tempo de monitoramento e inspeção também limitados. Apesar das diferenças, ambas abordagens podem ser combinadas.

Em [18] e [42] são descritos os sistemas permanentes e temporários implementados por uma concessionária da Romênia (Transelectrica). No artigo [18] são desenvolvidos três sistemas, dois permanentes e um temporário. O primeiro sistema permanente utilizou medidores (ION7650) em 7 subestações de 110 kV e o segundo foi composto por quinze medidores (ZQM202) para o monitoramento da qualidade da energia elétrica no ponto de acoplamento de alguns consumidores (*Eligible Customers*) em 220 kV, desde 2007. Já o sistema temporário continha cinco medidores portáteis (TOPAS 1000) para monitoramento temporário dos indicadores de QEE.

O sistema apresentado no artigo [42], por sua vez, foi projetado para incluir até 300 medidores (ION e outros fabricantes), 46 pontos de medição permanente e mais de 25 pontos de medição temporária. Utilizou-se medidores com funções inteligentes, tais como possibilidade de atualização local, validação de dados, cálculo de parâmetros de QEE, registros de oscilografias, alarmes, transmissão de dados e acesso via Web.

Em [39], um medidor foi projetado para o monitoramento da qualidade da energia elétrica em tempo real. É feita uma descrição dos componentes de hardware necessários para a aquisição e processamento dos sinais de tensão e corrente, assim como dos módulos de comunicação e sincronização de tempo. Além do hardware, também são apresentados fluxogramas descrevendo os algoritmos básicos implementados no medidor. Nesse sistema, os indicadores de QEE são calculados localmente e armazenados na memória não volátil dos medidores. Nos artigos [27] e [33] os medidores também foram desenvolvidos para o projeto.

Na Bélgica utiliza-se um sistema de monitoramento que começou a ser desenvolvido nos anos 90, com 60 pontos de monitoramento e focado apenas em medição de VTCDs. Ao longo dos anos o sistema foi evoluindo considerando outros distúrbios de qualidade e mais pontos de monitoramento (1500 pontos em 2005). O artigo apresenta os medidores utilizados (MED - dedicado a afundamentos de tensão e Qwave – capaz de fornecer os valores RMS, THD, potências, sequências positivas e negativas, dentre outros) e destaca que em 2005 contava-se com 16 MEDs e 247 QWaves, sendo um dos maiores sistemas integrados de monitoramento da qualidade da energia elétrica na Europa. Tal sistema é

descrito em [13].

Os trabalhos [36] e [37] apresentam sistemas em que os medidores somente coletam os dados brutos, ou seja, sinais de tensão e corrente e a central de processamento efetua todos os algoritmos necessários para o cálculo dos parâmetros de qualidade e análises estatísticas. Além disso, o artigo apresenta uma comparação entre o sistema proposto e os sistemas convencionais de monitoramento, destacando que, apesar da quantidade massiva de dados que deve ser transmitida no sistema proposto, ele ainda é economicamente mais viável e apresenta vantagens como fácil manutenção, facilidade de upgrade e maior flexibilidade.

### 3.4.3 Comunicação

#### 3.4.3.1 Canais de comunicação

Para a transmissão dos dados de QEE coletados em um sistema de monitoramento, podem ser utilizados diferentes canais de comunicação, o que depende, dentre outros fatores, da extensão do sistema, da localização dos pontos de monitoramento e do tipo de informação transmitida (dados brutos ou processados).

É através dos canais de comunicação que são realizadas a leitura dos dados armazenados na memória dos medidores, o envio de comandos e parâmetros de configuração, assim como a verificação do *status* de cada dispositivo.

Dentre as soluções que podem ser adotadas para a transmissão dos dados de QEE, destaca-se as redes GSM (*Global System for Mobile Communications*) e as redes de fibra ótica. A primeira apresenta maior flexibilidade, ao permitir que os medidores sejam instalados em qualquer ponto do sistema, sendo a intensidade do sinal a única limitação. Já a segunda oferece taxas de transferência superiores, porém, são necessários maiores investimentos em infraestrutura a fim de implantá-la [43].

A evolução tecnológica permitiu avanços significativos na área de telecomunicações, melhorando a eficiência e a confiabilidade das redes de transmissão de dados. Além disso, houve também a redução de custo dos sistemas de TI, o que possibilita o monitoramento de QEE em larga escala.

A introdução da tecnologia GPRS (*General Packet Radio Services*) representou um grande avanço nas redes GSM. Diferente das tecnologias de comutação de circuitos utilizadas anteriormente, onde um canal era dedicado para um usuário durante determinado período de tempo, no GPRS, tem-se a comutação por pacotes, assim, os recursos da rede são utilizados apenas quando os usuários estão enviando ou recebendo dados. Na medida em que um canal pode ser compartilhado por vários usuários, a capacidade da rede é aumentada. Isso permite que as operadoras disponibilizem acesso à internet em alta velocidade e a um custo razoável, pois a cobrança é feita pela quantidade de pacotes

de dados transmitidos, e não pelo tempo de conexão à rede.

No trabalho [44] são discutidas algumas questões relativas à implementação das redes GSM/GPRS nos sistemas de monitoramento de QEE. Segundo os autores, é importante levar em consideração as tarifas cobradas pelas operadoras, a largura de banda, o número de portas disponíveis, a diferença de custo entre um plano limitado e outro ilimitado, a latência permitida, a frequência de quedas da linha e o critério estabelecido para a reconexão entre o servidor e os dispositivos remotos.

Na sequência são descritas as soluções adotadas por algumas concessionárias, com base nos trabalhos encontrados na revisão bibliográfica.

No projeto piloto conduzido em Hong Kong, em 2002, os dados coletados pelos medidores eram transmitidos para os servidores centrais por meio de linhas *dial-up*, rede Ethernet ou modems DSL (*Digital Subscriber Line*). No caso dos medidores mais distante era considerada a utilização da rede GSM ou a transmissão via rádio [24].

No sistema de monitoramento desenvolvido na Bélgica, até 2005, eram realizadas conexões PSTN (*Public Switched Telephone Network*) para a transmissão dos dados de QEE. No entanto, conforme mencionado em [13], a utilização de GPRS seria uma possível opção a ser testada no futuro.

O trabalho [32], de 2007, já indicava a utilização de conexões GPRS para a transmissão de dados de QEE na CPFL, durante a implantação da CIQ. Já na Light, até 2008, era utilizado um modem discado para a comunicação da maioria dos pontos de monitoramento. Assim sendo, para tornar viável a arquitetura do sistema, foi necessário implementar algumas técnicas para a redução do volume de dados transmitidos diariamente das estações regionais (EAQs) para a central ( $CAG_Q$ ), devido ao alto custo de comunicação [31].

No sistema desenvolvido em Bogotá, os monitores de QEE da área urbana são conectados à rede de comunicação de cada subestação através de fibra ótica, enquanto que os monitores da área rural são conectados via GPRS [30]. Um diagrama esquemático desse sistema de comunicação é apresentado na Figura 3.4.

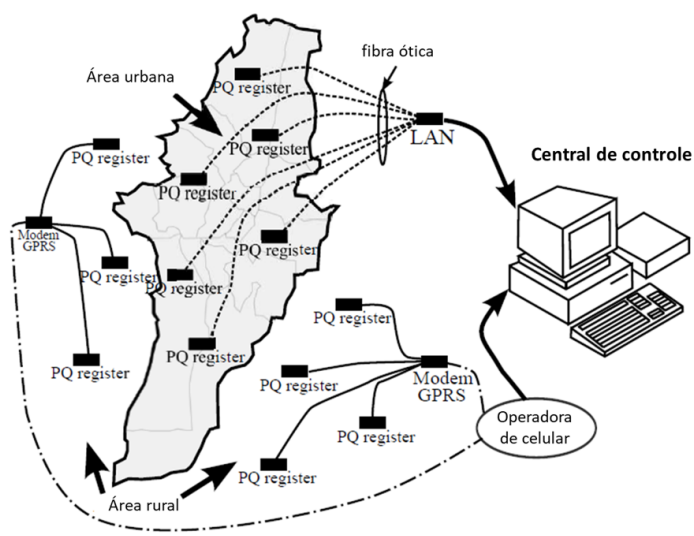


Figura 3.4 – Estrutura de comunicação de um sistema de gerenciamento de QEE - Adaptado de [30].

Em [42] é indicada uma solução similar no sistema implementado na Romênia, onde os dados registrados pelos instrumentos de QEE são transmitidos usando a rede de fibra ótica das subestações, e no caso dos pontos de monitoramento mais remotos, utiliza-se a rede GSM/GPRS.

Segundo o trabalho [22] de 2012, no projeto desenvolvido na Malásia, é utilizado um gateway M2M VPN (*Machine-to-Machine Virtual Private Network*) para a comunicação entre o centro de operações e os monitores de QEE, sendo as conexões estabelecidas via tecnologia 3G/GPRS. Nesse projeto são utilizados monitores de um único fabricante, os quais possuem um *software* próprio, que permite aos usuários realizar o download dos dados registrados. No entanto, o comando tinha que ser dado manualmente, sendo necessários longos tempos para a coleta dos dados. Desse modo, foi desenvolvida uma aplicação a fim de realizar essa coleta de forma automática. Uma das limitações é que o processo de download dos dados teria que ser feito em um monitor de cada vez, não sendo possível conexões simultâneas, o que resultava na formação de filas. Outra questão levantada pelos autores era a existência de diferenças entre o *software* do fabricante e a aplicação desenvolvida, no que se refere ao formato dos arquivos. Os arquivos baixados pelo *software* do fabricante só podem ser lidos quando o processo de download é totalmente finalizado. Assim, caso ocorra algum problema, o arquivo é corrompido, requerendo a reinicialização do processo. Já na aplicação desenvolvida isso foi modificado, sendo os arquivos baixados e inseridos ao banco de dados continuamente, por meio de pequenos pacotes. Assim, no caso de falhas, o download pode recomeçar do ponto em que parou.

### 3.4.3.2 Protocolos de comunicação

Com relação aos protocolos de comunicação, também é possível a adoção de diferentes soluções. De acordo com o documento [45], no que se refere aos protocolos utilizados em subestações, existem três padrões principais: IEC 61850, DNP3 (*Distributed Network Protocol*) e IEC 60870-5-101/104.

Embora a IEC 60870-5-101/104 seja amplamente utilizada em sistemas SCADA, ela não é aplicada no download dos dados de QEE dos medidores [45]. O protocolo DNP3, por sua vez, é relativamente fácil de ser implementado em IEDs. O fato dele oferecer estampa de tempo para os eventos registrados nos medidores é uma de suas vantagens. Além disso, a utilização eficiente dos modos de operação pode levar a requisitos de largura de banda 3 a 5 vezes menor do que o protocolo MODBUS, com o qual o DNP3 é frequentemente comparado. No entanto, tal protocolo não possui alguns dos recursos previstos para serem comuns nas redes do futuro. Por essa razão, muitos dos usuários que o utilizam têm planos de migrar seus sistemas para a IEC 61850.

A IEC 61850 é mais do que um simples protocolo de comunicação, se apresentando como padrão abrangente para o projeto de sistemas de automação em subestações. Porém, apesar dos seus benefícios, ela é mais complexa do que o DNP3, sendo mais difícil de ser implementada. Também existem outros protocolos que são amplamente utilizados, mesmo não sendo definidos em padrões do IEEE ou da IEC. Alguns exemplos são: MODBUS (RTU ou TCP), ZMODEM (*serial line, modem dial-up* ou porta TCP) e FTP (*File Transfer Protocol*).

O protocolo MODBUS é utilizado em plantas indústrias desde 1979, sendo incorporado em muitos dispositivos de QEE. O seu desempenho e modos de operação são comparáveis ao DNP3, no que diz respeito aos dados de qualidade da energia elétrica. Mesmo assim, o DNP3 apresenta vantagens sobre o MODBUS, pois, além de requerer menor largura de banda, também oferece estampa de tempo para os eventos.

Alguns fabricantes utilizam o protocolo ZMODEM devido ao seu bom desempenho em links de baixa e alta latência. Tal protocolo não é baseado no esquema “*query/response*”, sendo o canal de comunicação completamente utilizado. Em alguns casos ele pode até superar os protocolos otimizados para o SCADA (DNP3 e MODBUS).

Outro protocolo amplamente utilizado é o FTP, devido a sua fácil integração com as redes de TI corporativas e com aplicações de terceiros, o qual foi definido pela IETF (*Internet Engineering Task Force*), fazendo parte da RFC 959 desde 1985.

De fato, a utilização de protocolos da internet (IP) permite que o foco dos desenvolvedores seja os dispositivos e os dados de QEE, e não as questões de comunicação propriamente ditas, sendo muito mais eficientes [45]. Os trabalhos [37, 39, 46] mencionam a utilização do protocolo TCP/IP. Entretanto, o FTP não é o único protocolo da inter-

net que vem crescendo em número de aplicações, podendo ser citados, dentre outros, os seguintes exemplos: SFTP (*SSH File Transfer Protocol*), SMTP (*Simple Mail Transfer Protocol*) e HTTP (*Hypertext Transfer Protocol*).

### 3.5 Software de gerenciamento

Uma vez coletados os dados, estes devem ser armazenados e devidamente tratados para que se transformem em informação.

O artigo [19], publicado em 2019 na República Tcheca, explica que o *software* de gerenciamento devem emular a capacidade humana de tomada de decisão. Tal procedimento consiste nas seguintes etapas.

- Seleção de dados e definição do conhecimento relevante: escolha dos objetivos da ferramenta e seleção dos dados de entrada e saída desejáveis;
- Transformação de dados: processos que incluem organização, conversão, tratamento de dados vazios, redução de ruídos.
- Extração e mineração de dados;
- Interpretação de resultados e teste da robustez dos dados;
- Geração de dados e apresentações: incorporação dos conhecimentos constatados de forma visual e intuitiva.

O artigo [19] divide a estrutura de um *software* de gerenciamento em seis seções, conforme apresentado pela Figura 3.5.

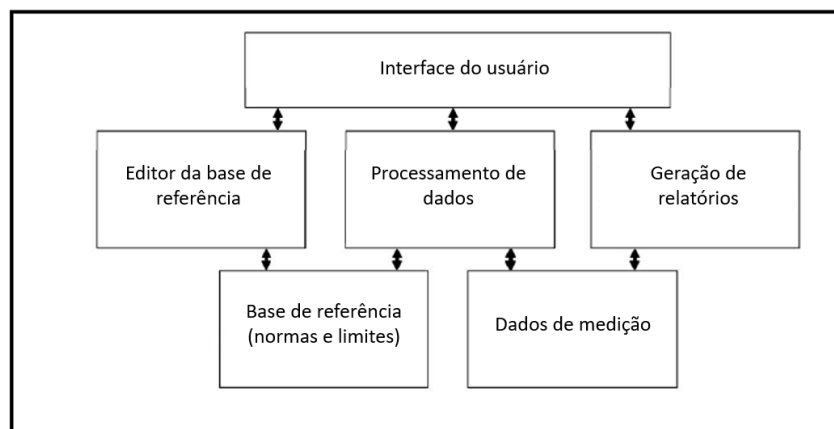


Figura 3.5 – Diagrama de blocos representativo de um *software* gerenciamento- Adaptado de [19].



- Interface do usuário: coleta as informações providas pelo usuário (seleção de parâmetros desejáveis, períodos e configurações) e apresenta as informações detalhadas em relatórios e gráficos.
- Processamento de dados: responsável pelo pré-processamento (carrega todos os dados de diferentes arquivos e exclui os irrelevantes), processamento (padroniza os dados e calcula os indicadores) e pós processamento (compara os resultados com as normas regulamentadoras);
- Geração de relatórios: através de tratamentos estatísticos, gera conclusões simples sobre os dados processados;
- Base de referência: contém as normas de valores de referência dos distúrbios monitorados;
- Editor da base de referência: permite que os usuários modifiquem as regras e normas;
- Dados de medição: contém dados para análises específicas.

Isto posto, essa subseção é dividida em quatro partes: Armazenamento de dados, processamento de dados, tratamento estatístico e apresentação dos resultados.

### 3.5.1 Armazenamento de dados

Para determinar as características de armazenamento os seguintes itens devem ser definidos:

1. Tipos de distúrbios considerados e indicadores de qualidade;
  2. Taxa de amostragem dos medidores;
  3. Intervalo de aquisição dos dados;
  4. Janela de registro;
  5. Intervalo de análise dos índices.
1. Os distúrbios de qualidade monitorados variam de sistema para sistema e são normalmente definidos nas normas técnicas vigentes em cada país. Para distúrbios de regime permanente, os cálculos dos indicadores são diretos, uma vez que existe uma variabilidade em relação ao tempo. Entretanto, isso não acontece para os distúrbios transitórios, pois se tratam de eventos isolados que ocorrem ao longo de apenas alguns ciclos. A ocorrência de um distúrbio transitório, como por exemplo os eventos de VTCDs, é identificada pelo medidor através da avaliação da diferença nos

valores de tensão em relação ao ciclo anterior e que supera um valor de referência pré-programado no medidor. Uma vez que esse valor limite é excedido, uma VTCD é detectada, a taxa de amostragem aumenta e são armazenados os parâmetros de intensidade e duração, num processo denominado captura de eventos [45].

2. A Taxa de amostragem é a quantidade de amostras de um sinal, coletadas em uma determinada unidade de tempo. A IEC 61000-4-30 determina que a taxa de amostragem dos medidores deve ser pelo menos duas vezes maior do a maior frequência harmônica que está sendo monitorada, com base no teorema de *Nyquist-Shannon*. Portanto se o maior harmônico for o 40º harmônico, a taxa de amostragem deve ser maior do que 4.8 kHz, ou seja, 80 amostras por ciclo [45].
3. Segundo a IEC 61000-4-30 é recomendável que os medidores possuam um intervalo de aquisição de dados de no mínimo 12 ciclos (200ms) para sistemas de 60 Hz. Portanto, a cada 200ms os medidores fornecem o valor RMS da grandeza monitorada. Vale salientar que alguns medidores fornecem índices de qualidade previamente calculados e outros fornecem somente os valores RMS de tensão e corrente. Portanto o tratamento de dados é realizado de forma específica para cada sistema [45].
4. Os valores de 12 ciclos são agregados em períodos mais longos conhecidos como janelas de registro. De acordo com a IEC 61000-4-30 esses intervalos costumam ser de 3 segundos, 10 minutos ou 2 horas, dependendo do sistema e dos parâmetros monitorados [45]. Geralmente, intervalos de 10 minutos são considerados suficientes para retratar o desempenho de um sistema em regime permanente. Uma das razões pela qual o CIGRE recomenda uma janela de registro de 10 minutos é que este é considerado um período de tempo suficiente para que os operadores regulem a tensão no sistema, normalmente realizada pelos comutadores de carga (*OLTC- On Load Tap Changer*) [45].
5. Para o monitoramento de longo prazo, um intervalo de análise de índices deve ser selecionado de modo a compactar os dados e extrair as informações úteis. Na maioria dos sistemas de monitoramento, o intervalo de análise de dados utilizado é de uma semana, escolhido por representar o ciclo econômico básico de muitos usuários dos sistemas de gerenciamento de qualidade da energia [45].

Muitos sistemas de gerenciamento utilizam um intervalo de análise dos dados de um dia. Como pode ser observado no artigo [32] desenvolvido pela CPFL em parceria com a UNICAMP e no artigo [5] desenvolvido pela equipe da UNESP-Ilha Solteira juntamente com a Eletrobras.

Definidos os itens apresentados anteriormente, torna-se possível estimar as seguintes características de armazenamento do sistema:

- Quantidade e tamanho das informações armazenadas em MB;
- Taxa de transferência de dados;
- Capacidade de memória do banco de dados;
- Política de backup.

O artigo [30] explica que o tamanho da base de dados é determinado de acordo com dados registrados e o tempo de ocorrência dos distúrbios. Por exemplo, os distúrbios de regime permanente são medidos e registrados o tempo todo, e seus valores são armazenados a cada 10 minutos. Além disso, os diversos indicadores calculados para dias, meses e anos também devem ser armazenados. Em testes preliminares constatou-se que o tamanho do banco de dados para 290 medidores é de aproximadamente 600 MB por ano. Uma partição anual do banco de dados é recomendável a fim de manter uma performance eficiente do *software*.

No sistema apresentado em [21] e desenvolvido na Turquia, o tempo de registro adotado é de 7 dias consecutivos para cada ponto monitorado com uma taxa de amostragem de 3,2 kHz, satisfazendo a norma de medição IEC 61000-4-7. A fim de cobrir diferentes curvas de carga, diversas amostras de 7 dias são coletadas ao longo do ano. Portanto, os dados coletados refletem o comportamento anual do sistema de transmissão de energia elétrica do país. A Figura 3.6 apresenta os parâmetros monitorados, os intervalos de aquisição dos dados e a taxa de transferência em bits por segundo (*bps*).

Parameter	Precision	Update rate (averaging interval)	Three phase	Average PQ data bit rate (bps)
Active power	Double	Every second	Yes	192
Reactive power	Double	Every second	Yes	192
Apparent power	Double	Every second	Yes	192
Power factor	Double	Every second	Yes	192
33 Voltage harmonics	Double	Every 3 s	Yes	2112
33 Current harmonics	Double	Every 3 s	Yes	2112
RMS current and voltage	Double	Every 0.2 s	Yes	1920
Event length	Integer	variable	No	4
Event type	String	variable	No	106
Event raw current data	Double	Variable	Yes	614,400
Event raw voltage data	Double	Variable	Yes	614,400
Short-term flicker	Double	Every 10 min	Yes	0.32
Demand	Double	Every 15 min	Yes	0.213
Frequency	Double	Every second	No	64
Total (with events)				1,235,790,533
Total (without events)				6,990,533

Figura 3.6 – Transferência de dados de um sistema de monitoramento PQ móvel [21].

No sistema proposto em [37] os monitores coletam amostras de tensão e corrente, portanto a quantidade de dados brutos é bastante significativa. O projeto proposto apresenta um fluxo de transferência de aproximadamente 14,4 Mb/hora (256 amostras por ciclo). Dada a massiva quantidade de dados, os autores explicam a importância da compactação dos mesmos.

O artigo [26] apresenta um projeto de monitoramento desenvolvido e implementado na Austrália, denominado PQCA (*Power quality compliance audit*). É um projeto de grande escala e importância global por apresentar muitos pontos de monitoramento (12.000 pontos fornecidos por 12 das 16 concessionárias do país) e por monitorar diversos eventos de qualidade ao mesmo tempo. Os autores relatam que em 2014 o banco de dados possuía aproximadamente 500 GB de dados que consistiam em mais de 900 milhões de registros. A expectativa era que em 2015 o número de registros de dados excedesse a um bilhão. Os dados armazenados incluem características do sistema monitorado, características dos medidores, fatores de escala dos transdutores, classificações físicas (urbano ou rural) e finalmente os dados de QEE registrados.

O trabalho [13] que apresenta um sistema de monitoramento implementado na Bélgica possui mais de 1500 pontos de monitoramento. Em 2005, o banco de dados crescia aproximadamente 500 MB por semana, recebendo informações de mais de 500 medidores e a capacidade do banco de dados utilizado já passava de 70 GB.

O artigo [47] relata que a quantidade de dados foi um dos maiores desafios no desenvolvimento de uma plataforma de monitoramento de QEE na EDP de Portugal. Em 2015, a estimativa era de que, cada medidor adicionado na rede necessitaria de um incremento de 1 Giga Byte de memória por barramento, por ano. Considerando o crescimento anual de 7 subestações de monitoramento contínuo, e que cada uma delas tenham um ou dois barramentos, os requisitos em termos de armazenamento de dados teria um acréscimo anual entre 7 a 14 Giga Bytes por ano.

Outro aspecto importante relacionado às características de armazenamento de um sistema de gerenciamento de qualidade da energia elétrica é a política de backup de dados. O artigo [14] relata que é necessário manter um servidor de backup dedicado, denominado DR (*disaster recovery*) em outro site. Sendo assim, em caso de perda do servidor principal, o servidor “espelho” imediatamente assume, dando continuidade ao armazenamento de dados e processamento das informações.

### 3.5.1.1 Banco de dados

Um banco de dados pode ser definido como uma coleção de dados armazenados de forma organizada. O modelo objeto-relacional é o tipo de banco de dados mais utilizado nas últimas décadas. Trata-se de uma representação abstrata de dados como um conjunto de entidades, com seus respectivos atributos e relacionamentos predefinidos entre si [21].

Um sistema de gerenciamento de banco de dados relacionais (RDBMS) é o nome dado ao *software* que manipula os dados criando um conjunto de tabelas com linhas e colunas inter-relacionadas que são utilizadas para reter informações sobre as entidades representadas no banco de dados. São exemplos de RDBMS os *softwares Oracle, MySQL, PostgreSQL e Microsoft SQL Server*.

A linguagem SQL (*Structured Query Language*) é a interface primária usada para comunicação com os bancos de dados relacionais. A SQL é um padrão da ANSI e é aceita por todos os mecanismos conhecidos de banco de dados relacional. A SQL é utilizada para adicionar, atualizar ou excluir linhas de dados, recuperar subconjuntos de dados para processamento de transações e aplicações de análise, além de gerenciar todos os aspectos do banco de dados.

Na maioria dos projetos de gerenciamento de qualidade da energia elétrica levantados na revisão bibliográfica utilizam o *software Microsoft SQL Server* para implementação do banco de dados de seus sistemas, como pode ser verificado nos artigos [48], [22], [37]. Os autores dos artigos [49] e [32] optaram pelo *software Oracle*. Enquanto em [30] adotou-se o *MySQL* e em [21] o *software PostGre SQL*.

O artigo [24] apresenta um *software* denominado Pegasys que é customizável e facilita o processamento de dados. A interface de programação desse *software* permite que os resultados sejam integrados e exportados para o formato SQL a fim de que possam ser analisados por outras ferramentas. O *software* também permite o acesso a dados armazenados em linguagem SQL, garantindo a intercambiabilidade.

Atenção especial deve ser dada ao artigo [49] que utiliza duas ferramentas para o gerenciamento de banco de dados: O *Oracle*, para o gerenciamento do banco de dados relacionais e o sistema PI, utilizado para o gerenciamento de dados temporais. O sistema PI é um *software*, desenvolvido pela *OSIsoft*, que é utilizado para coleta de dados, busca, criação de históricos e que pode ser acessado utilizando SQL. A diferença entre o sistema PI e o RDBMS é que no sistema PI os dados coletados estão indexados em função do tempo e são armazenados em uma base de dados temporal, denominada “Arquivo PI”. Ou seja, enquanto a base de dados relacional armazena somente situação presente do objeto, a base de dados temporal oferece a possibilidade de armazenar informações históricas sobre o objeto.

O artigo [14] também apresenta um sistema que utiliza duas bases de dados para o armazenamento das medições. Uma que armazena dados em tempo real e que permite que sejam feitas solicitações de informações específicas em tempo real e outra que gera um arquivo de armazenamento com todos os dados medidos utilizando o *Microsoft SQL Server*.

Um aspecto que deve ser levado em consideração ao escolher o servidor de banco de dados é a capacidade de ampliação. O artigo [14] relata que os requisitos considerados na escolha do servidor foram: ter acesso a qualquer dado registrado em até três anos atrás; e ter capacidade de acomodar três anos de dados futuros com uma expectativa de dobrar a quantidade de monitores instalados. Uma vez por mês, um sistema automatizado transfere os dados registrados a mais de três anos atrás para um arquivo backup.

O artigo [30] propõe a estrutura de dados apresentada na Figura 3.7 e desenvolvida utilizando o *software* My SQL.

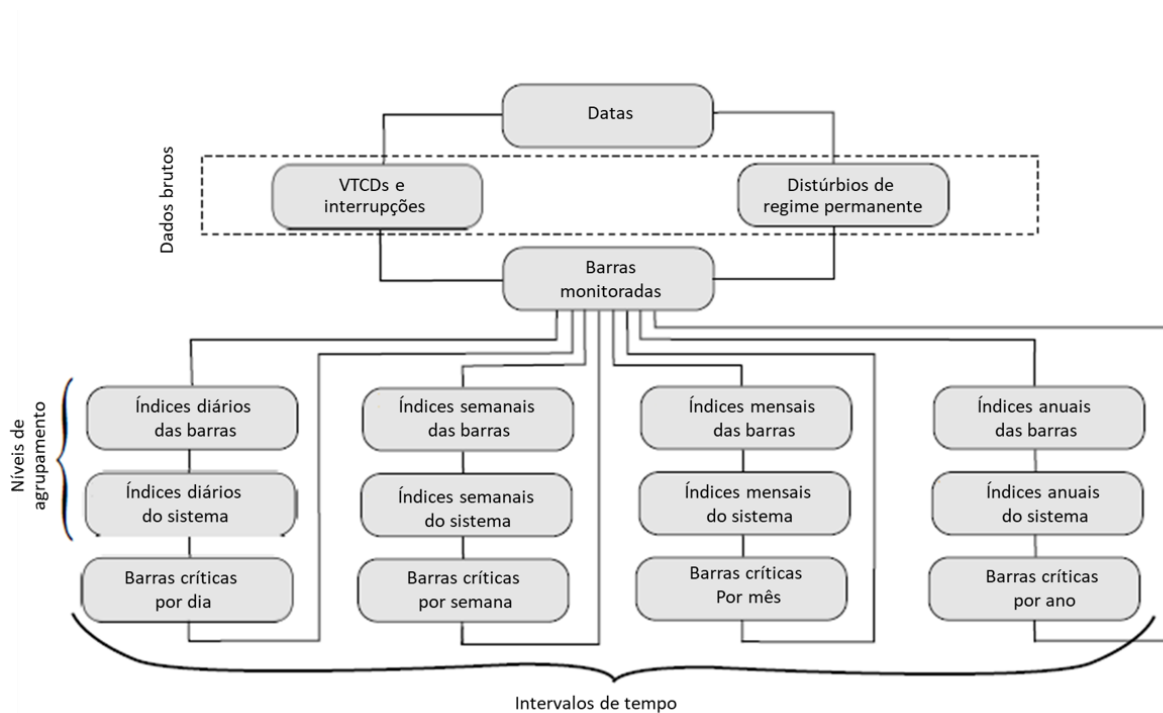


Figura 3.7 – Exemplo de estrutura de banco de dados - Adaptado de [30].

Cada bloco apresentado na Figura 3.7 é uma tabela relacional do banco de dados. Os dados brutos são organizados de acordo com datas e barras monitoradas, assim os índices de qualidade são calculados para diferentes intervalos de tempo e para diferentes níveis de agrupamento e atualizados periodicamente.

O artigo [21] propõe uma arquitetura de banco de dados baseada em um modelo conceitual genérico e extensível para diversos sistemas de monitoramento de qualidade da energia elétrica. Os dados são modelados pela metodologia objeto-relacional com a implantação de um banco de dados lógico que mapeia as grandezas medidas e seus atributos em classes como pode ser observado na Figura 3.8.

O *software PostgreSQL* é utilizado para criar tabelas para cada uma das classes. A dimensão dessas tabelas é apresentada na Figura 3.9.

Class name	Description	Attributes to note
Power	Active/reactive/apparent power and power factor measurements	<i>activePower</i> , <i>activePower</i> , <i>activePower</i> , <i>powerFactor</i> (for A–C phases) and <i>time</i>
RMS	Voltage and current root-mean-square measurements	<i>rms</i> (for A–C phases) and <i>time</i>
Demand	Demand measurements	<i>demand</i> (for A–C phases) and <i>time</i>
Frequency	Frequency measurements	<i>frequency</i> and <i>time</i>
FlickerPST	Short-term flicker measurements	<i>pst</i> (for A–C phases) and <i>time</i>
FlickerPLT	Long-term flicker measurements	<i>plt</i> (for A–C phases) and <i>time</i>
VoltageHarmonics	Voltage harmonics	<i>THD</i> , <i>fundamental</i> , <i>harmonic2</i> , . . . , <i>harmonicN</i> , <i>phase</i> , and <i>time</i>
CurrentHarmonics	Current harmonics	<i>TDD</i> , <i>fundamental</i> , <i>harmonic2</i> , . . . , <i>harmonicN</i> , <i>phase</i> , and <i>time</i>
Event	Information about the events occurred during measurements	<i>eventType</i> , <i>eventsStartTime</i> , <i>eventEndTime</i> , <i>eventsSizeInSamples</i> , and <i>filePath</i>
EventStat	Summary of event status of measurement sites	<i>noOfEvents</i> , <i>noOfSags</i> , <i>noOfSwells</i> , <i>noOfUnbalances</i> , and <i>noOfInterruptions</i>
FlickerPSTProblem	Short-term flicker problem status of measurement sites	<i>noOfTotalSamples</i> , <i>noOfProblematicSamples</i> (for A–C phases), and <i>standardLimit</i>
FlickerPLTProblem	Long-term flicker problem status of measurement sites	<i>noOfTotalSamples</i> , <i>noOfProblematicSamples</i> (for A–C phases), and <i>standardLimit</i>
VoltageHarmonicProblem	Voltage harmonics problem status of measurement sites	<i>noOfTotalSamples</i> , <i>noOfProblematicSamples</i> (for A–C phases), and <i>standardLimit</i>
CurrentHarmonicProblem	Current harmonics problem status of measurement sites	<i>noOfTotalSamples</i> , <i>noOfProblematicSamples</i> (for A–C phases), and <i>standardLimit</i>
MeasurementPoint	Detailed information about measurement sites	<i>measurementPointId</i> , <i>measurementPointName</i> , <i>transformerSubstationName</i> , <i>cityName</i> , <i>regionName</i> , <i>voltageLevel</i> , and <i>loadType</i>
TransferFile	Information about the file from which data is read and transferred	<i>fileName</i> , <i>sizeInBytes</i> , <i>md5</i> , <i>transferredPQType</i> , and <i>transferDate</i>
Report	Information about reports generated by domain experts	<i>reportFilePath</i> , <i>reportFileExtension</i> , <i>transformerSubstationName</i> , and <i>cityName</i>

Figura 3.8 – Exemplo de atributos considerados em um modelo banco de dados [21].

Class name	Table name	No. of rows	No. of pages
Power	<i>t_power</i>	266,097,000	5,801,427
RMS	<i>t_rms</i>	1,333,120,000	18,710,226
Demand	<i>t_demand</i>	299,128	3084
Frequency	<i>t_frequency</i>	115,998,000	966,646
Event	<i>t_event</i>	1,283,530	15,426
EventStat	<i>t_event_stat</i>	402	4
FlickerPST	<i>t_flicker_pst</i>	474,231	5389
FlickerPLT	<i>t_flicker_plt</i>	39,360	406
VoltageHarmonics	<i>t_voltage_harmonics</i>	265,509,000	11,327,462
CurrentHarmonics	<i>t_current_harmonics</i>	265,509,000	11,327,462
FlickerPSTProblem	<i>t_problem_flicker_pst</i>	402	4
FlickerPLTProblem	<i>t_problem_flicker_plt</i>	402	4
VoltageHarmonicProblem	<i>t_problem_voltage_harmonic</i>	402	4
CurrentHarmonicProblem	<i>t_problem_current_harmonic</i>	402	4
MeasurementPoint	<i>t_measurement_point</i>	554	14
TransferFile	<i>t_transfer_file</i>	182,305	4437
Report	<i>t_report</i>	119	5

Figura 3.9 – Exemplo de dimensão de um banco de dados [21].

As grandes vantagens do banco de dados proposto pelo artigo [21] são sua interoperabilidade e facilidade de implementação. O sistema é capaz de importar dados de qualquer *software* de medição de qualidade de energia necessitando pouca ou nenhuma customização. Se for necessário é possível incluir novas classes, desde que essas estejam associadas à classe *MeasurementPoint* e *TransferFile*. O modelo também permite incluir novos atributos associados às classes existentes.

### 3.5.2 Processamento de dados

A definição do tipo e quantidade de monitores, a estrutura física e os meios de comunicação e armazenamento de dados não são suficientes para o completo funcionamento de um sistema de monitoramento da qualidade da energia elétrica, pois tais estruturas disponibilizam apenas os dados do sistema. Para transformar dados em informações são necessários muitos processamentos e *softwares* dedicados. Em geral, existem duas formas

de se processar os dados para se obter informações: processamento em dispositivo central único ou solução web.

Em [27] são apresentados três elementos que compõem o sistema de monitoramento de QEE: *Equipament Layer*; *Data Layer* e *Information Layer*. O mesmo tipo de estrutura é apresentado por [38] que destaca também plataforma Web e Java para as soluções de tratamento e apresentação dos dados.

Os autores de [30] focam numa proposta de gerenciamento web utilizando o sistema *APACHE* e *MySQL*. A solução web consiste em três módulos: **gerenciamento da informação**, onde os usuários podem gerenciar os dados de entrada, verificar inconsistências e obter informações detalhadas de cada barra monitorada; **índices de qualidade**, onde os usuários podem ver os índices calculados em todo o sistema, ou em grupos menores no tempo selecionado; e **mapas de qualidade**, onde os usuários podem ver os índices de qualidade apresentados de maneira geo-referenciada com detecção de áreas críticas.

A Figura 3.10 apresenta as informações disponíveis no sistema de gerenciamento Web apresentado em [30].

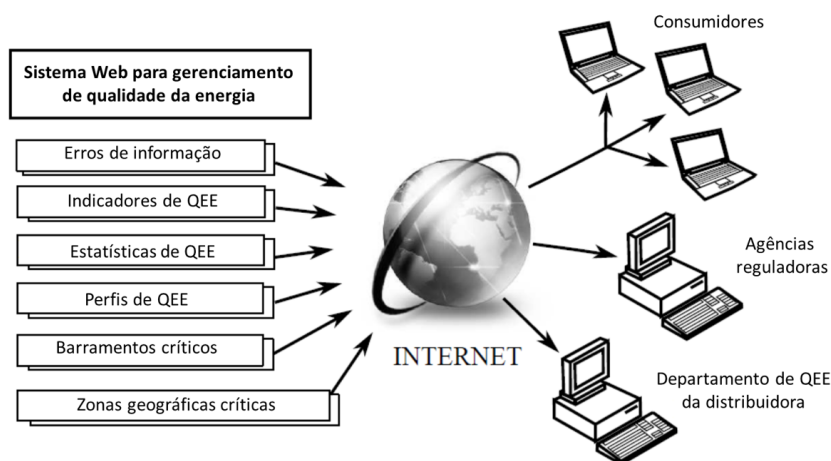


Figura 3.10 – Exemplo de informações disponíveis em interface web - Adaptado de [30].

Os autores de [48] destacam a importância de um sistema de tecnologia da informação voltado ao monitoramento da qualidade da energia elétrica, devido principalmente à grande massa de dados envolvida. Com este propósito, foi projetado um sistema Web com base na arquitetura J2EE, que consiste em um conjunto de especificações que visam dar suporte ao desenvolvimento de aplicações utilizando a linguagem de programação Java.

Um servidor de aplicação J2EE implementa tais especificações, oferecendo serviços básicos de infraestrutura como segurança, acesso remoto, gerenciamento de conexões HTTP e banco de dados facilitando o desenvolvimento de aplicações.



Outra vantagem apontada pelos autores é que, ao atualizar o programa, não é necessário reinstalá-lo em cada um dos computadores cliente, pois toda a lógica da aplicação está contida no servidor, permitindo que a atualização seja feita em um único lugar. Assim, é dada uma visão geral das principais camadas que compõem uma aplicação J2EE, com ênfase na camada de negócios.

Um sistema Web desenvolvido para o monitoramento da qualidade da energia elétrica similar é apresentado por [24]. Os resultados das medições são armazenados em um banco de dados, gerenciado por um *software* chamado *Pegasys*. O sistema pode ser acessado através de qualquer navegador, por meio da internet ou da própria intranet corporativa da empresa. Um programa Java seleciona as informações requisitadas pelo usuário no banco de dados, e as disponibiliza via Web. Além disso, o sistema também é projetado para prover a detecção de distúrbios em tempo real, apresentando funções de aviso automático. Isto é, na ocorrência de um problema, o usuário recebe um relatório contendo as informações pertinentes, via uma página na internet ou via *email*.

O artigo [25] descreve a estrutura de um sistema projetado para o monitoramento online da qualidade da energia elétrica no qual a estação regional é responsável por organizar os dados recebidos e transmiti-los periodicamente à estação central em um formato padrão, via Intranet, além de manter a comunicação com os medidores. A estação central, por sua vez, armazena as informações em um banco de dados, tendo a função de responder às solicitações dos usuários feitas a partir de um servidor Web. A interface do sistema se baseia em definições da norma IEC 61790 (*Generic Interface Definition*) e na arquitetura CORBA, visando a interoperabilidade entre diferentes tipos de medidores.

O artigo [50] também aborda o desenvolvimento de serviços Web para o processamento dos dados de qualidade da energia elétrica registrados pelos medidores. O sistema descrito integra métodos comumente aplicados para analisar os distúrbios de QEE em uma arquitetura orientada a serviços, proporcionando uma plataforma flexível, capaz de lidar com uma enorme quantidade de dados provenientes de diferentes subsistemas, com base na tecnologia *Cloud Computing*.

O conceito de serviços Web é relacionado com ao modelo *Software as a Service (SaaS)*, no qual os clientes podem usufruir das aplicações disponibilizadas em servidores (na nuvem), via um navegador Web ou via interfaces específicas. Com essa abordagem, os clientes não realizam o gerenciamento do servidor e nem das aplicações contidas neste, apenas as utilizam. Também nesse trabalho, é feita uma descrição dos serviços Web desenvolvidos para a análise automática dos distúrbios de QEE (em particular, as VTCs), incluindo a caracterização dos eventos e a localização de faltas.

Como exemplo de processamento central, se pode citar os artigos [18] e [17], nos quais os dados coletados são armazenados em um banco de dados único e exportados no formato Excel ou HTML. No nível central, o *software* de gerenciamento *ION Enterprise*

*Management* analisa todos os parâmetros de QEE gerando automaticamente relatórios semanais para determinação do percentil 95% de vários indicadores (frequência, amplitude da tensão, desequilíbrio de tensão, harmônicos de tensão e flicker).

Na central de gerenciamento, situada na sede da concessionária apresentado por [42], o sistema de servidores consiste de dois bancos de dados: dois servidores AD (*Active Directory*) e dois servidores VMWare (*Virtual Machines*). Os dados de QEE são processados pelo servidor de aplicações, que cria um banco de dados SQL (*ION Enterprise database*). As aplicações no servidor Web geram os relatórios requeridos pelos usuários, permitindo a criação de relatórios personalizados, importação de dados dos medidores de terceiros, adaptação do formato de dados e exportação dos relatórios para arquivos PDF, XLS, XML ou PQDIF.

O artigo [51] analisa quatro diferentes metodologias baseadas na web para o monitoramento da QEE e apresenta uma discussão das vantagens e desvantagens desses métodos. Observa-se que os diferentes métodos analisados apresentam obstáculos e problemas, entre eles: perda de dados, alto custo de equipamentos, impossibilidade de coletar dados de sites remotos e lentidão na transferência de dados.

### 3.5.3 Tratamento estatístico

O tratamento estatístico consiste em um conjunto de métodos utilizados para reduzir grandes volumes de dados coletados pelos sistemas de monitoramento à números limitados de indicadores que podem ser utilizados para retratar a qualidade da energia do sistema elétrico monitorado, tanto localmente quanto globalmente.

Normalmente, os eventos de regime permanente são representados por valores registrados a cada 10 minutos. Esses valores são então integralizados e representados por índices diários, semanais e até anuais.

Para fazer essa redução dos dados são utilizados métodos estatísticos, como por exemplo, valores médios, máximos, mínimos e percentis.

Na prática, a utilização de valores médios pode induzir a conclusões equivocadas, uma vez que o nível do distúrbio pode ser bem maior ou menor do que a média durante uma parcela significativa do tempo de medição. Em alguns locais os indicadores variam mais em torno da média do que em outros, mas na maioria dos sistemas, o valor médio sozinho não é suficiente para descrever a qualidade de energia em um sistema elétrico [45].

Por outro lado, a utilização de valores máximo e mínimo tende a gerar uma conclusão muito pessimista ou muito otimista, pois o valor máximo normalmente acontece durante um curto intervalo de tempo.

Portanto, muitos sistemas de gerenciamento optam por utilizar o percentil 95%,

que é uma solução intermediária, para determinar os indicadores de qualidade diários ou semanais. O percentil 95% pode ser entendido como o valor que não é superado durante 95% do tempo de observação. A Figura 3.11 apresenta o valor máximo, médio e o percentil 95% de um distúrbio PQ.



Figura 3.11 – Ilustração do valor médio e do percentil 95% de uma amostra - Adaptado de [45].

As técnicas estatísticas variam de sistema para sistema e dependem dos distúrbios monitorados, dos objetivos do monitoramento, dos valores de referência de cada norma, da duração do monitoramento e das ferramentas de processamento disponíveis.

Em [31], os autores apresentam uma metodologia de análise de indicadores de qualidade que utiliza a técnica de histograma de observações para comparar os indicadores apurados com os limites estabelecidos pelo PRODIST. Essa metodologia de apuração baseia-se na ponderação de uma grandeza num intervalo de apuração, verificando se a grandeza ficou fora de determinados limites  $ta\%$  de um período de apuração. Essa verificação é obtida a partir da inequação 3.1.

$$ta\% = \frac{1}{T} \sum_{i=0}^n tvi \cdot 100 < lim\% \quad (3.1)$$

Onde:

- $ta\%$  é a porcentagem de tempo fora do limite;
- $tvi$  é o tempo de violação;
- $lim\%$  é o limite estabelecido;

Os indicadores são registrados a cada 10 minutos, portanto, diariamente são apurados 144 valores de indicadores para cada distúrbio de qualidade.

A Figura 3.12 apresenta o registro de distorção harmônica total (THD) de um sistema ao longo de um dia.

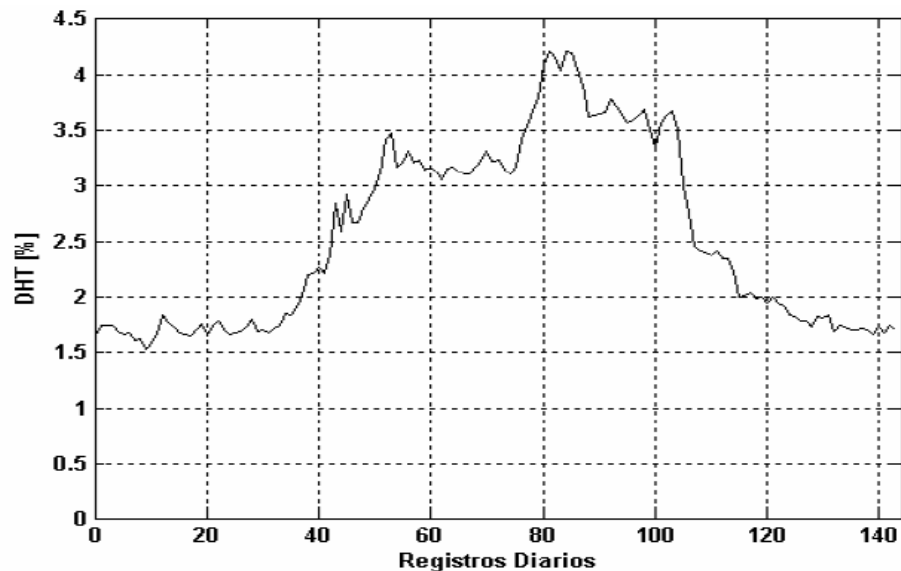


Figura 3.12 – Registro de medição de distorção harmônica total [31].

O gráfico apresentado na Figura 3.13 é então discretizado em níveis e intervalos de tempo ( $\Delta_t$ ). Esse processo corresponde a técnica de conversão do sinal de uma grandeza observada no tempo em um histograma de observações, o que equivale a contar o número de vezes em que cada nível é observado, dando como resultado o “histograma de ocorrências” apresentado na Figura 3.14.

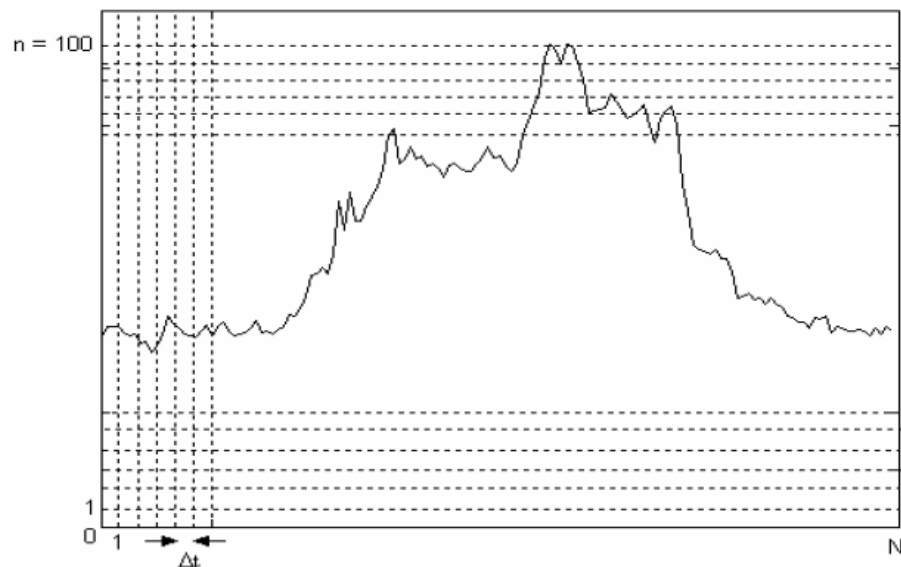


Figura 3.13 – Discretização do sinal registrado [31].

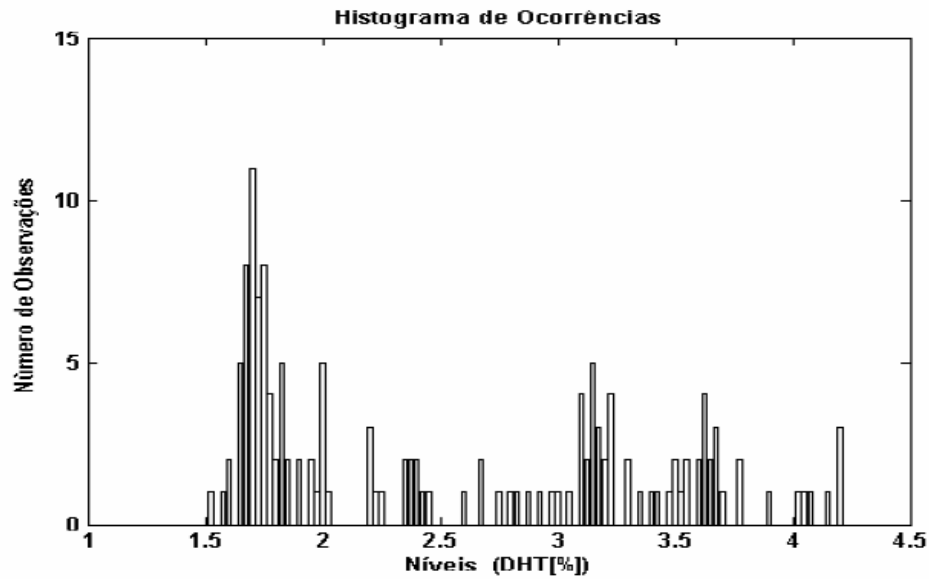


Figura 3.14 – Histograma de ocorrências [31].

O histograma de ocorrências é então normalizado, a fim de obter as durações estatísticas de cada nível de grandeza discretizado, como pode ser observado na Figura 3.15. A normalização do histograma consiste em dividir todos os valores pelo número total de observações.

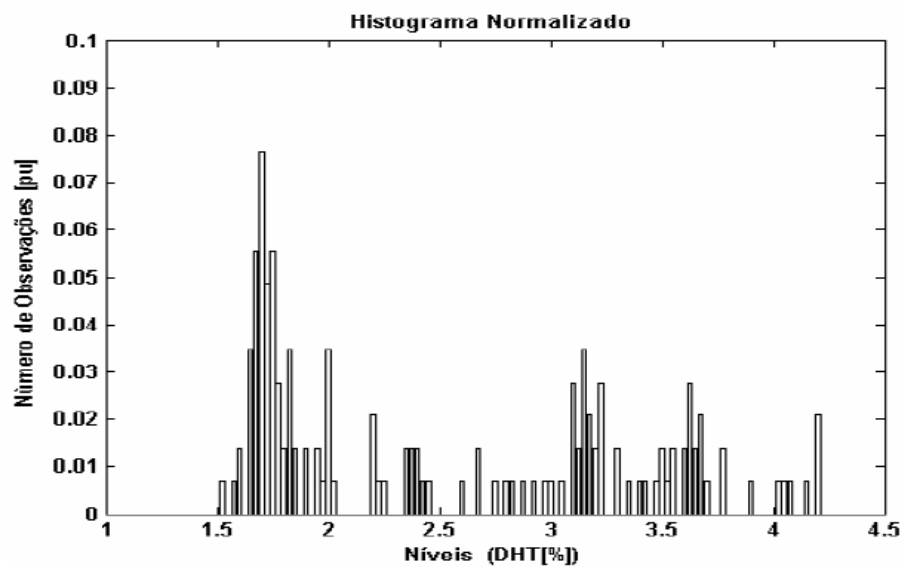


Figura 3.15 – Histograma de ocorrências normalizado [31].

Finalmente são determinadas as curvas de frequência acumulada, que são apresentadas na Figura 3.16.

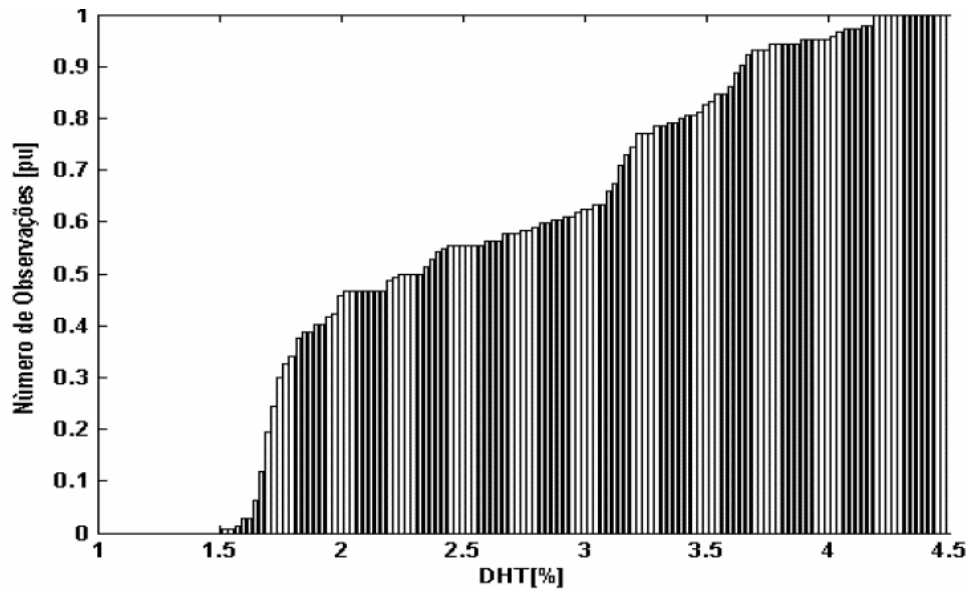


Figura 3.16 – Histograma de ocorrências acumuladas [31].

A Figura 3.16 permite verificar e determinar a soma acumulada das frequências normalizadas. O indicador  $FA_i$  é denominado percentil  $i\%$  e expressa a probabilidade de uma amostra estar abaixo do nível  $i$ . Tal indicador pode ser expressado a partir da equação 3.2

$$FA_i = \sum_1^i \frac{n_i}{N} \quad (3.2)$$

Obtendo-se os valores percentis das grandezas monitoradas é possível compará-los com os limites e valores de referências estabelecidos pelas normas. Para efeito de classificação dos parâmetros apurados, a central de gestão de qualidade proposta em [31] considera três estados operativos, sendo eles:

- Qualidade ótima: Percentil 97,5% dentro da faixa dos limites estabelecidos pelo PRODIST;
- Qualidade adequada: Indicador P95% dentro e o Indicador P97,5% fora da faixa dos limites estabelecidos pelo PRODIST;
- Qualidade inadequada: Percentil 95% fora da faixa dos limites estabelecidos pelo PRODIST.

Dentre as vantagens de utilizar o histograma de observações para análise dos dados destacam-se: facilidade de interpretação dos resultados, flexibilidade na escolha do período de análise, compactação dos dados e padronização das grandezas extraídas.

O artigo [32] apresenta algumas ferramentas inteligentes de análise de distúrbios de qualidade utilizadas pelo CIQ desenvolvida pela CPFL a fim de obter dados mais confiáveis.

Uma das ferramentas utilizadas são as máscaras. Em um espaço amostral, definido pelo tamanho da janela em análise, extrai-se a média e o desvio-padrão. A composição da média mais duas vezes o desvio-padrão caracteriza a máscara. Assim essa análise é realizada amostra por amostra, com uma janela deslizante.

Os pontos de medição cujo valor amostrado extrapola a máscara, automaticamente entram em “quarentena”, em estado de observação, no qual a CIQ realiza acompanhamento detalhado da evolução dos indicadores. Neste período a CIQ recolhe subsídios para identificar se houve realmente uma mudança significativa naquele ponto de medição ou então se foi um evento esporádico causado, por exemplo, por uma manobra na subestação [32].

Outra ferramenta interessante apresentada em [32] utiliza informações de bases históricas para determinar a correlação entre dois pontos de medição distintos para um mesmo indicador. Essa ferramenta também é utilizada para comparar diferentes indicadores em um mesmo ponto de medição. O índice de correlação  $r$  é obtido a partir da equações 3.3, 3.4 e 3.5.

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \cdot \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (3.3)$$

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n x_i \quad (3.4)$$

$$\bar{y} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n y_i \quad (3.5)$$

Onde  $x_i$  e  $y_i$  são as amostras e  $\bar{x}$  e  $\bar{y}$  são as médias aritméticas das séries históricas. O valor da correlação varia de -1 a 1, onde 1 significa uma alta correlação, 0 significa que não existe correlação entre as séries e -1 traduz uma correlação inversamente proporcional.

Um dos tópicos abordados pelo artigo [26] é o interesse que muitas concessionárias australianas possuem em obter índices de qualidade globais, que abranjam todos os pontos monitorados de um sistema.

A avaliação da conformidade em qualquer site individual é relativamente direta. O processo compara os parâmetros estatísticos dos valores medidos em relação aos limites e definidos pelos padrões e regulamentos de cada país. No entanto, a determinação do grau de conformidade total da rede não é tão direto. A norma IEC recomenda uma aproximação que garanta 95% de conformidade em tempo e espaço. Isso significa que

95% dos locais devem estar dentro dos limites de conformidade durante 95% do tempo. Métodos estatísticos foram desenvolvidos para estimar índices de qualidade no sistema todo baseando-se nos barramentos monitorados. Exemplos de metodologias de estimação de índices de qualidade em locais não monitorados são apresentados no anexo 3D da referência [45].

A Figura 3.17 apresenta um gráfico que mostra a porcentagem de barramentos que apresentam índices de qualidade que excedem os limites estabelecidos para cada evento de qualidade.

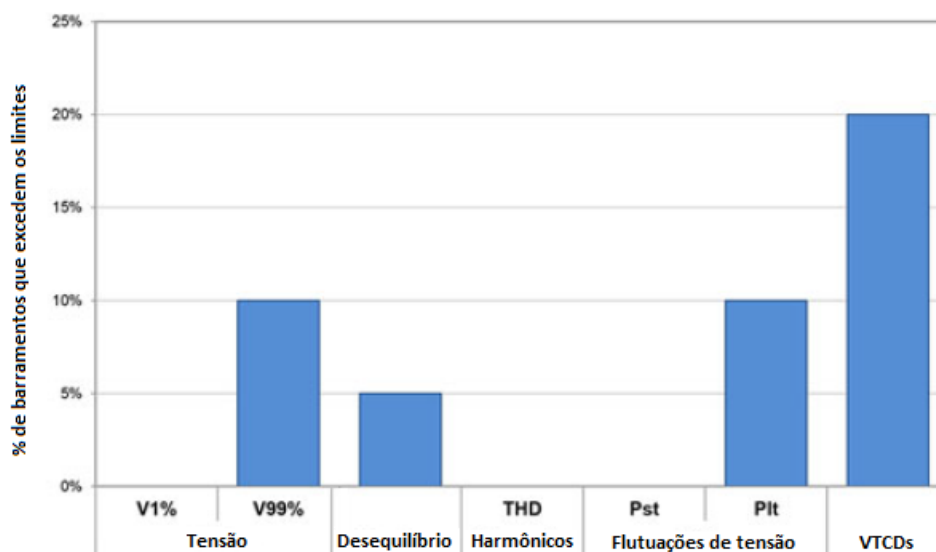


Figura 3.17 – Exemplo de gráfico de barras [45].

O artigo [26] aborda ainda a importância de se obter uma curva de tendência a longo termo para cada parâmetro de qualidade monitorado. A curva de tendência desempenha um papel muito importante na verificação do desempenho da rede elétrica pelas seguintes razões: mostram se os níveis dos indicadores estão aumentando ou diminuindo e a que taxa, bem como indicam se as estratégias de gerenciamento estão sendo eficazes.

### 3.5.4 Apresentação dos dados

A apresentação dos resultados processados pelos sistemas de gerenciamento da QEE é um grande desafio. A quantidade de informações, o período de tempo para análise, os diferentes perfis de usuários e seus respectivos interesses (cliente, gestor do sistema ou regulador do sistema) proporcionam um elevado grau de possibilidades de apresentação de resultados e soluções para tal. Os relatórios e meios de consulta são os mais diversos possíveis devido às particularidades de cada tipo de informação pretendida.

Por exemplo, avaliar os índices de QEE de um barramento específico pode ser feito através de um relatório completamente diferente daquele gerado para estudos de índices



sistêmicos, tais como áreas de vulnerabilidade. Cada sistema desenvolvido e estudado nessa revisão bibliográfica é particular. Porém, alguns pontos foram destacados, como segue.

O artigo [52] apresenta um sistema de gerenciamento de QEE desenvolvido no Havaí em 2016 e estruturado em uma aplicação web OPQHub (*Open Power Quality Hub*) que fornece dados de qualidade locais e globais.

Os eventos são reportados através de filtros dos seguintes itens: data, duração, tensão máxima, tensão mínima, severidade da VTCD segundo a curva de sensibilidade ITIC (*Information Technology Industry Council*) e localização. A Figura 3.18 apresenta a interface gráfica do OPQHub.

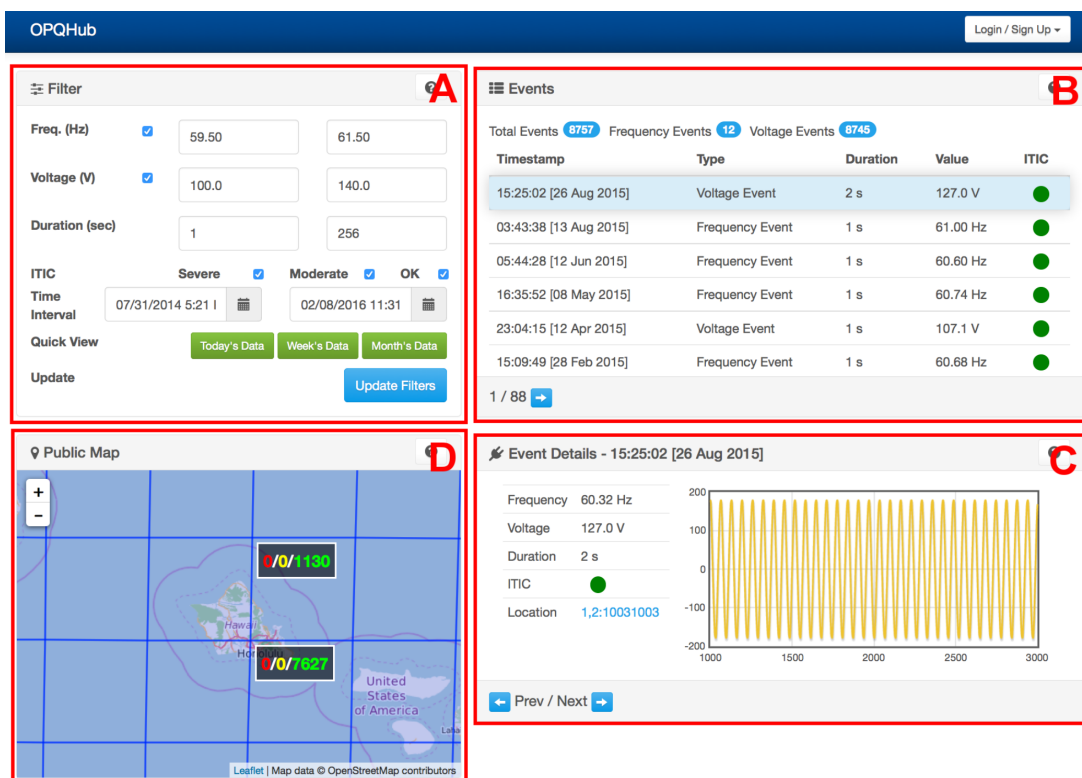


Figura 3.18 – IHM de um sistema de gerenciamento de QEE desenvolvido no Havaí [52].

Onde:

- A - Ferramenta para filtro de eventos de QEE;
- B - Lista de eventos filtrados;
- C - Detalhes de um evento de QEE específico;
- D - Visualização dinâmica dos eventos em um mapa.

O sistema em [24] foi projetado para prover a detecção de distúrbios em tempo real, apresentando funções de aviso automático. Isto é, na ocorrência de um problema, o usuário recebe um relatório contendo as informações pertinentes, via uma página na internet ou via e-mail. Essa solução permite o monitoramento dedicado de pontos específicos do sistema. O artigo [53] também envia e-mails automáticos com relatórios da QEE para o usuário selecionado.

Em [42] relatórios semanais são gerados automaticamente enviados para o Órgão Regulador Romeno (ANRE).

O artigo [30] trata os afundamentos de tensão (*sags*) através do SAI (*Sag Activity Indice*). Os índices são apresentados de forma georeferenciada em mapas permitindo uma avaliação sistêmica das regiões no sistema elétrico em condições de vulnerabilidade ou de excelência de funcionamento. Um exemplo de aplicação é ilustrado na Figura 3.19.

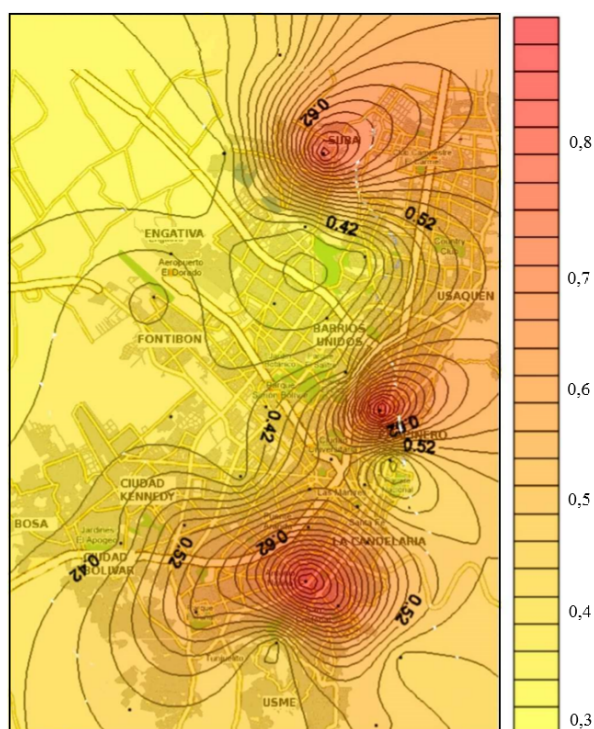


Figura 3.19 – Zonas críticas detectadas para índices de Flicker Pst [30].

O artigo [26] detalha os desafios encontrados na forma de apresentar os resultados, destacando que tais relatórios atingirão diferentes públicos com diferentes demandas. Alguns estão interessados em obter uma visão mais geral do assunto enquanto outros precisarão entrar em mais detalhes. Para resolver essa questão, os índices de qualidade foram classificados em primários (importantes em nível de gerenciamento, por exemplo, THD) e secundários (mais aprofundados, por exemplo, ordens harmônicas individuais). O artigo também detalha as principais técnicas de apresentação dos índices de qualidade e identifica as áreas que necessitam maiores pesquisas (determinação de um número ótimo

de pontos de monitoramento, estabelecimento de um limite para VTCDs, impactos do efeito flicker, impacto da geração distribuída e integração de smart grid).

O sistema apresentado em [13] é capaz de criar relatórios semanais e atuais, registrar os gráficos de quando acontece algum distúrbio (*incident report*) e criar os chamados NQF (fator de não qualidade) que calcula, para cada ponto, quantas VTCDs ocorreram em um ano, levando em consideração a magnitude e a duração do evento.

Já em [5] a interface gráfica do PQGenAnalyzer permite a visualização instantânea e georeferenciada dos trechos e das barras monitoradas na rede elétrica e que se encontram em limites críticos e/ou precários, em relação aos limites estabelecidos pelo PRODIST. O artigo destaca as principais vantagens de utilizar esse sistema de monitoramento destacando principalmente o auxílio efetivo para liberação de conexão de geração distribuída.

Em [31], diariamente, são apurados os Indicadores de Distorção Harmônica de Tensão, Desequilíbrio da Tensão, Variações de Tensão em Regime Permanente e VTCDs e estes são comparados com os valores de referência do PRODIST. Para efeito de classificação dos parâmetros apurados são utilizados três estados operativos, sendo eles: qualidade ótima, qualidade adequada e qualidade inadequada. A Figura 3.20 apresenta um exemplo de relatório gerado pelo *software*.

CAQ-G > Relatório Operacional de Qualidade							
DESEQUILIBRIO DE TENSÃO - DT							
Relatório Gerado em : 29/09/2006						Number: 1E	
Local : VOLTA_REDONDA			Equipamento: 3720				
Ponto de Instalação : TRAF01			Informações do período de: 01/01/2005 até 29/09/2006				
Valor Máximo de Medição no Período:			FASE A	FASE B	FASE C		
			04,00	00,00	00,00		
Data	Percentil			Máximo / Horário			
	DT			DESQ.	HORÁRIO		
01/02/2005	2,00	0,00	0,00	3,00	13:50:00	0,00	0,00
31/07/2005	3,97	0,00	0,00	4,00	16:40:00	0,00	0,00
30/08/2005	2,00	0,00	0,00	4,00	13:50:00	0,00	0,00

Limites:	<b>QFE Ótima</b> <= 1	ESTE RELATÓRIO FOI GERADO PELA CAQ-G	Página 1
	<b>QFE Adequada</b> > 1 <= 2		
	<b>QFE Inadequada</b> > 2		

Figura 3.20 – Exemplo de relatório para avaliação do desequilíbrio de tensão [31].

## 3.6 Visão geral e tendências futuras

Embora muitas distribuidoras já estejam instalando sistemas de monitoramento de QEE, ainda há falta de conhecimento em alguns aspectos do processo de monitoramento, como quantidade de medidores, localização ideal para instalação dos medidores, processamento de dados e apresentação de resultados.

Em 2011, o grupo de trabalho CIGRE / CIRED JWG C4.112 fez uma pesquisa para identificar a prática de monitoramento de QEE em um âmbito global. No total foram entrevistadas 114 empresas de 43 países diferentes [54].

Dentre várias confirmações importantes, a pesquisa constatou que, em 2011, 60% das distribuidoras entrevistadas tinham mais de 20 qualímetros fixos instalados na rede. Os dados eram processados através de *softwares* proprietários dos qualímetros em 86% dos casos e apenas cerca de 20% das empresas entrevistadas possuíam *softwares* específicos para o gerenciamento de QEE.

Além disso, a pesquisa apontou que 72% das empresas utilizavam os resultados do processamento de dados somente em situações específicas e não possuíam relatórios periódicos para avaliação da QEE no sistema.

A norma IEEE Std 1159-2019 [55] enfatiza que as distribuidoras em todo o mundo têm encontrado dificuldades no processamento de grandes quantidades de dados, uma vez que a maioria dos operadores do sistema não possuem tempo e/ou conhecimento para analisar os resultados e diagnosticar as relações causa/efeito de maneira eficiente, reforçando ainda mais a importância de desenvolver um sistema de gerenciamento simples e eficaz para tomada de decisões.

O artigo [56], publicado pelo CIGRE JWG. C4.24 em 2016 reforça que a interação entre oferta e demanda de energia está em transformação. Em sistemas futuros, os distúrbios de qualidade podem ter características não conhecidas, tornando necessários novos estudos, normas e indicadores de QEE. Em contrapartida, as distribuidoras e empresas de energia buscam cada vez mais a redução de indicadores e simplificação da informação. Essa contradição é um dos principais desafios a ser superado na área.

Considerando o contexto das redes inteligentes, pode-se dizer que, até o momento, o estágio mais avançado dos sistemas de monitoramento da QEE consiste na integração de diversos sistemas com informações pertinentes à QEE em uma única plataforma.

Algumas concessionárias alcançaram um nível de integração pelo menos parcial [12, 17,27] enquanto que outras indicam tal tarefa como um objetivo futuro no desenvolvimento de seus projetos [37] e [20].

O trabalho [15], de 2012, analisa a possibilidade da concepção de um sistema integrado para o monitoramento da qualidade da energia elétrica, sendo conduzidos três

projetos pilotos na Bósnia e Herzegovina. Tal sistema iria utilizar não só os dados registrados nos monitores de QEE, mas também os dados provenientes do sistema SCADA, dos medidores de faturamento e de outros sistemas da rede de distribuição. A ideia é que tais sistemas, embora desenvolvidos e instalados para diferentes propósitos, pudessem contribuir na composição de uma única base de dados, permitindo a realização de análises mais aprofundadas.

Os autores argumentam que a instalação de monitores de QEE em todos os nós da rede não é economicamente viável, devido ao alto custo envolvido. Assim, toda informação disponível em outros instrumentos (medidores, relés de proteção, registradores de faltas, entre outros) se torna valiosa, principalmente nos pontos em que não há um monitor de QEE instalado.

Os trabalhos [27] e [12] apresentam alguns resultados obtidos a partir do sistema de monitoramento implementado na Consolidated Edison. Em 2014, o sistema já integrava os dados provenientes dos monitores de QEE, dos relés de proteção, dos registradores digitais de faltas, dos sensores de ângulo de fase, do sistema SCADA, do sistema de monitoramento de baterias e do sistema de dados geográficos (*GIS - Geographic Information System*).

O diagrama de blocos da Figura 3.21 mostra como é feita a integração desses dispositivos, sendo utilizado o *software* PQView® para o gerenciamento dos dados.

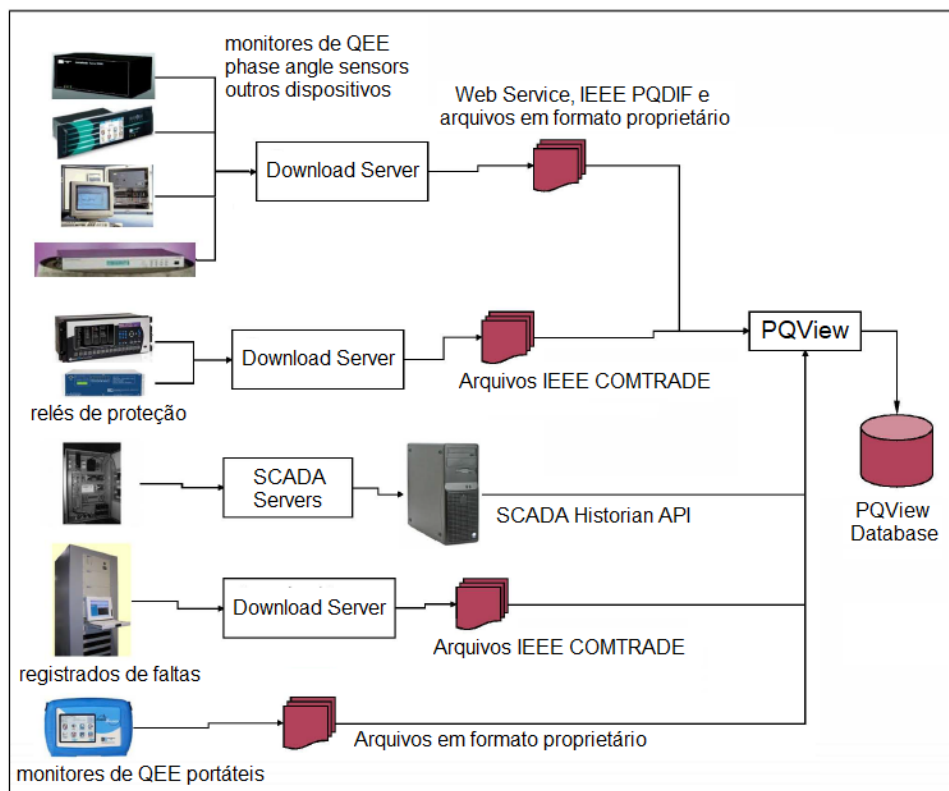


Figura 3.21 – Integração de sistemas adicionais para auxílio no gerenciamento de QEE [27]

O trabalho [17] sobre o projeto conduzido na Romênia e publicado em 2016, também indica que ações estão sendo tomadas no sentido de integrar diversos sistemas em uma única plataforma, o que, segundo os autores, é a melhor solução no que diz respeito ao monitoramento da qualidade da energia elétrica.

Levando em consideração a extensão do sistema SCADA já implantado em várias subestações e o fato de que os dispositivos utilizados já possuem algumas funcionalidades de QEE, os autores discorrem que, do ponto de vista econômico, seria mais eficiente utilizar tais dispositivos no monitoramento da rede do que instalar qualímetros novos em todas as subestações, ainda que tenham menor precisão.

A integração de sistemas fornece maior flexibilidade de gerenciamento aos operadores, permitindo a realização de estudos mais detalhados. Dentre esses sistemas, pode-se citar: sistema de gerenciamento de interrupções, sistema de localização de faltas, sistema SCADA, sistema de proteção e registradores digitais de falta.

### 3.7 Considerações finais

A função dos sistemas de monitoramento e gestão dos indicadores de qualidade compreende em coletar as informações dos instrumentos de medição, organizá-las e apresentá-las em um formato amigável que permita a avaliação do desempenho do sistema e a verificação de conformidade com os padrões regulatórios servindo como base para tomadas de decisões.

Este capítulo teve como objetivo apresentar uma revisão bibliográfica ampla sobre os principais sistemas de gerenciamento de indicadores de qualidade da energia desenvolvidos até o momento no Brasil e no mundo.

Foram apresentadas as principais arquiteturas dos sistemas de monitoramento, os tipos de comunicação e os principais elementos de um *software* de gerenciamento: banco de dados, processamento de dados, tratamento estatístico e apresentação dos resultados.

Com base nos trabalhos consultados, pode-se dizer que o modelo objeto-relacional é o tipo de banco de dados mais utilizado em sistemas de gerenciamento de qualidade. Trata-se do armazenamento de um conjunto de dados, com seus respectivos atributos e relacionamentos predefinidos entre si. São exemplos de RDBMS os *softwares* Oracle, MySQL, PostgreSQL e Microsoft SQL Server.

Em geral, o processamento de dados pode ser efetuado de duas maneiras: em um dispositivo central único, ou utilizando a solução web. Dentre os aspectos abordados nesse tópico destaca-se a importância da compatibilização dos dados provenientes de diferentes medidores para um formato único permitindo alta flexibilidade do sistema.

O tratamento estatístico é a ferramenta utilizada para reduzir o grande volume de

dados coletados à números limitados de indicadores. Vale ressaltar que a maioria dos sistemas de gerenciamento optam por considerar o percentil 95% para calcular os indicadores de qualidade diários ou semanais.

Uma vez coletados e transformados em informações úteis, os dados devem ser apresentados de maneira clara e objetiva. Esse capítulo descreveu alguns exemplos de interfaces gráficas e diversas formas de apresentação de dados através de relatórios, gráficos e indicadores de qualidade georeferenciados.

Finalmente, foram apresentadas as tendências dos sistemas de gerenciamento no contexto da desverticalização da geração e ascensão das *smart grids*.

Com base nos trabalhos consultados, verifica-se uma tendência de desenvolvimento e implantação de soluções que propõem a integração de diversos sistemas em uma única plataforma. Tais sistemas, embora desenvolvidos e instalados para diferentes propósitos, contribuem na composição de uma única base de dados possibilitando análises mais aprofundadas e maior flexibilidade. Dentre esses sistemas, pode-se citar: o sistema de gerenciamento de interrupções, o sistema de localização de faltas, o sistema SCADA e o sistema de proteção.

## 4 Proposta de um SGQ

### 4.1 Considerações iniciais

Considerando a necessidade de manter os indicadores de qualidade dentro dos limites estabelecidos pelo PRODIST, o monitoramento e o gerenciamento destes é uma necessidade premente das distribuidoras.

A quantidade massiva de registros de eventos e de diferentes indicadores faz com que a gestão da qualidade de energia seja uma tarefa difícil de ser efetuada eficientemente sem o auxílio de um sistema adequado de gestão.

Dentro desse contexto, este capítulo apresenta um sistema de gerenciamento de qualidade (SGQ) em desenvolvimento pela UNIFEI em parceria com a Sinapsis para o monitoramento da QEE nas redes da EDP SP e EDP ES no âmbito de um projeto de P&D.

O sistema de gerenciamento de qualidade (SGQ) proposto pode ser dividido basicamente em quatro partes: rede de monitoração, aquisição de dados, ferramenta para cálculo dos indicadores de QEE e interface homem-máquina para apresentação dos resultados.

### 4.2 Visão Geral do Sistema

O sistema de monitoramento contempla inicialmente aproximadamente 120 pontos de medição em subestações da EDP São Paulo e EDP Espírito Santo com três tipos de qualímetros fixos ION 8650, SEL 734 e SEL 735. Os medidores se comunicam através de cabo *ethernet* nas subestações e são configurados através dos *softwares* proprietários a partir de *templates* padrão que integralizam os dados de leitura em cumprimento ao PRODIST Módulo 8.

Um servidor virtual é responsável por coletar os dados de QEE dos *softwares* proprietários e convertê-los para um formato padronizado. Esses dados são então armazenados em uma base de dados local. Uma vez concentrados e padronizados, os dados de qualidade ficam disponíveis para o cálculo dos indicadores de QEE estabelecidos pelo PRODIST e outras demandas.

Os indicadores de QEE são calculados e armazenados na nuvem Microsoft Azure Cloud. A ferramenta de visualização (IHM) está sendo desenvolvida em Power BI e o método utilizado é o SaaS (*Software as a Service*), ou seja, um *software* que é executado e



gerenciado pelo provedor de serviços de nuvem Azure da EDP. A IHM proposta apresenta gráficos, análises, alertas e relatórios de acordo com a necessidade do usuário.

A Figura 4.1 apresenta o diagrama esquemático do fluxo de dados, desde os qualímetros até a IHM a ser utilizada pelo usuário.

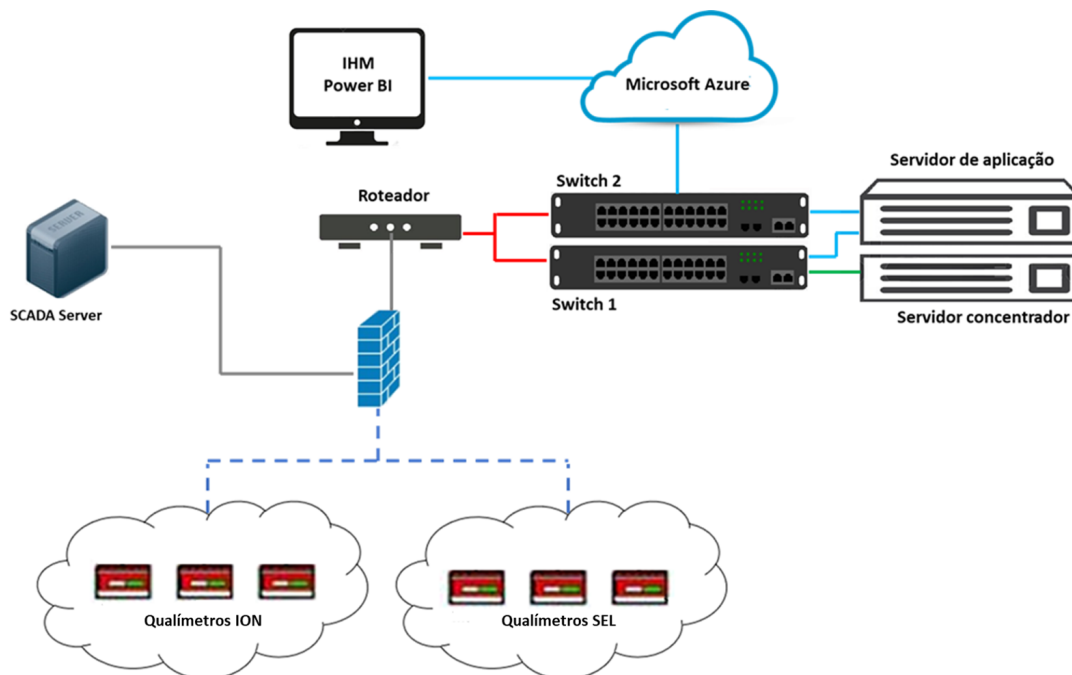


Figura 4.1 – Sistema de coleta de dados do SGQ.

### 4.3 Rede de monitoração

O primeiro passo para concepção do sistema é a monitoração dos fenômenos de qualidade. Essa monitoração pode ser feita através de qualímetros fixos ou portáteis. No projeto foram considerados três medidores fixos: SEL 734, SEL 735 e ION 8650.

Os medidores foram parametrizados visando atender o Módulo 8 do PRODIST. Sendo assim, são registrados a cada 10 minutos os seguintes parâmetros: tensão em regime permanente, fator de desequilíbrio de tensão, distorções harmônicas de tensão e corrente, flutuações de tensão e VTCDs, sendo que para esse último as medições devem ter, no mínimo, duração de 30 dias. A parametrização foi realizada a partir dos *softwares* proprietários ION Setup e Schweitzer ACSelerator.

Para os medidores SEL, foram utilizados os 12 registradores *Load Profile* (LDPs) disponíveis, cada um deles com armazenamento de 16 variáveis, totalizando 192 parâmetros de regime permanente. Considerando as limitações de espaço dos medidores SEL, as distorções harmônicas de corrente foram registradas somente até a ordem 16, ressaltando que medições de correntes harmônicas não são previstas no PRODIST.

Enquanto os dados de fenômenos de regime permanente têm duração estabelecida, obtidos em medições consecutivas de 10 minutos, os dados de eventos são apenas armazenados quando da ocorrência de um evento. Para o registro de eventos, utilizou-se a tabela VSSI (*Voltage Sag/Swell/Interruption*) gerada automaticamente pelo medidor SEL. Analogamente, para o medidor ION foram são geradas 15 tabelas com parâmetros de regime permanente e uma tabela de VTCDs.

No contexto do tratamento de VTCDs, vale ressaltar que tanto o SEL quanto o ION realizam a agregação de fases citada no item 2.4.1.1, restando para o SGQ realizar apenas a agregação temporal.

Ambos os medidores utilizam o critério da fase crítica como método de agregação de fases; ou seja, consideram a duração referente à fase com elevação ou afundamento mais severo. Sendo assim, os qualímetros disponibilizam seis magnitudes (máximas e mínimas de cada fase) e apenas uma duração resultante por evento. O SGQ deve ser capaz, então de identificar a magnitude equivalente da cada evento.

## 4.4 Aquisição e pré-processamento dos dados

Os medidores se comunicam através de cabo *ethernet* nas subestações e os dados armazenados são transportados automaticamente via rádio micro-ondas ao servidor de aplicação.

O servidor de aplicação possui uma máquina virtual (*VM Windows*) que converte os dados de QEE dos *softwares* proprietários para um formato padronizado e os armazena em um banco de dados não estruturado (*SGQ Local*), desenvolvido em PostgreSQL e localizado no servidor concentrador. A Figura 4.2 apresenta a estrutura interna dos servidores

Os dados armazenados no *SGQ local* utilizados para o cálculo dos indicadores de QEE são extraídos uma vez por dia através de uma *View* e são armazenados em uma base de dados estruturada denominada *Schema*.

Os dados armazenados no *Schema* são então enviados de volta para servidor de aplicação, onde a máquina virtual *VM Linux App* faz o pré-processamento dos dados (*Scripts*). O sistema operacional foi desenvolvido em *Java* com o intuito de adaptar as tabelas oriundas do *Schema* (PostgreSQL) ao núcleo do SGQ (Microsoft SQL Server).

O pré-processamento consiste basicamente no cálculo das variáveis de fator de desequilíbrio e distorções totais harmônicas ( $FD\%$ ,  $DTT\%$ ,  $DTT_i\%$ ,  $DTT_p\%$  e  $DTT_3\%$ ) para todos os registros (intervalos de 10 minutos), uma vez que esses dados não são calculados automaticamente pelos qualímetros.

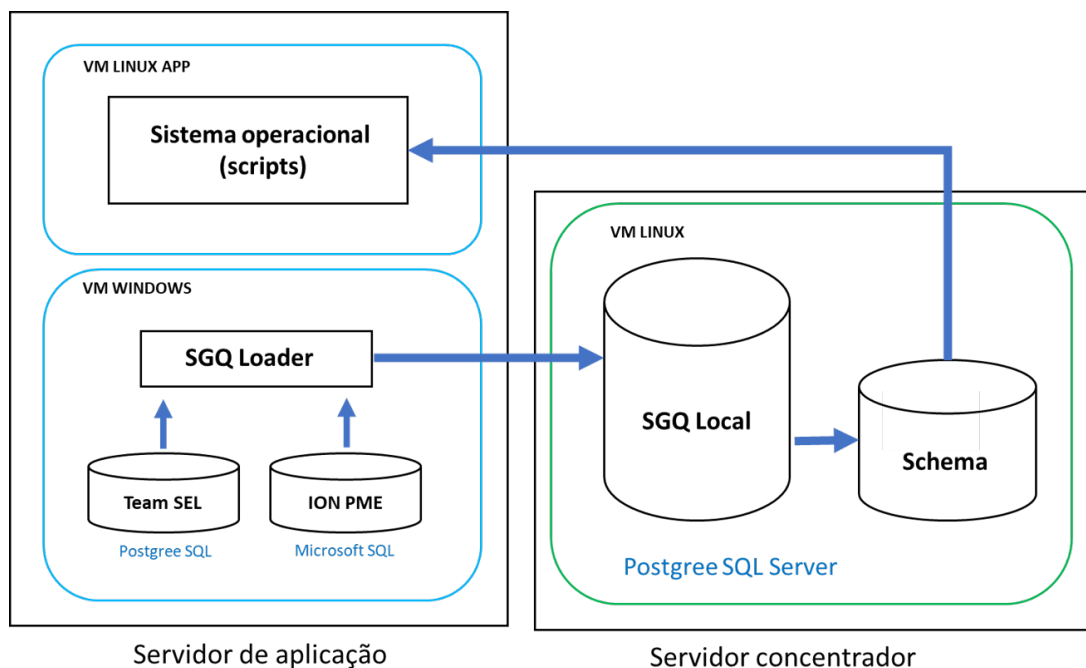


Figura 4.2 – Servidor de aplicação e servidor concentrador.

O dados de QEE pré-processados são então enviados para a nuvem Microsoft Azure da EDP, onde fica localizado o núcleo do SGQ, responsável por processar os dados, calcular os indicadores de QEE e armazenar as informações produzidas.

## 4.5 Núcleo do SGQ

O núcleo do SGQ foi desenvolvido em Microsoft SQL Server, uma base de dados relacional onde são armazenados os registros e calculados os indicadores de interesse. A Figura 4.3 apresenta a estrutura interna do SGQ [57].

A alimentação do SGQ pode ser feita de duas formas: automaticamente via sistema de monitoramento ou manualmente através de medidores portáteis utilizados pela EDP em campanhas de medição.

Para os medidores portáteis, a coleta de medições é obtida manualmente a partir do *software* proprietário de cada equipamento. Em virtude do fato de cada medidor apresentar um formato diferente de extração de arquivos, foi desenvolvido um importador manual que converte os dados extraídos para um formato compatível com o SGQ.

O SGQ utiliza basicamente três tipos de dados:

- Dados no padrão PRODIST: oriundos dos qualímetros, sejam eles fixos ou portáteis. Os dados referentes aos fenômenos de regime permanente são obtidos a cada 10 minutos e os de VTCD conforme ocorrência.
- Metadados: Os metadados caracterizam os medidores, locais, rede elétrica, datas e calendário. Os expurgos, quando não considerados na base de dados da ANEEL, podem compor informações de metadados.
- Dados fora do padrão PRODIST: Caracterizam os dados extras, isto é, dados que não são contemplados pelo PRODIST mas que são de interesse das distribuidoras como, por exemplo, as distorções harmônicas de corrente.

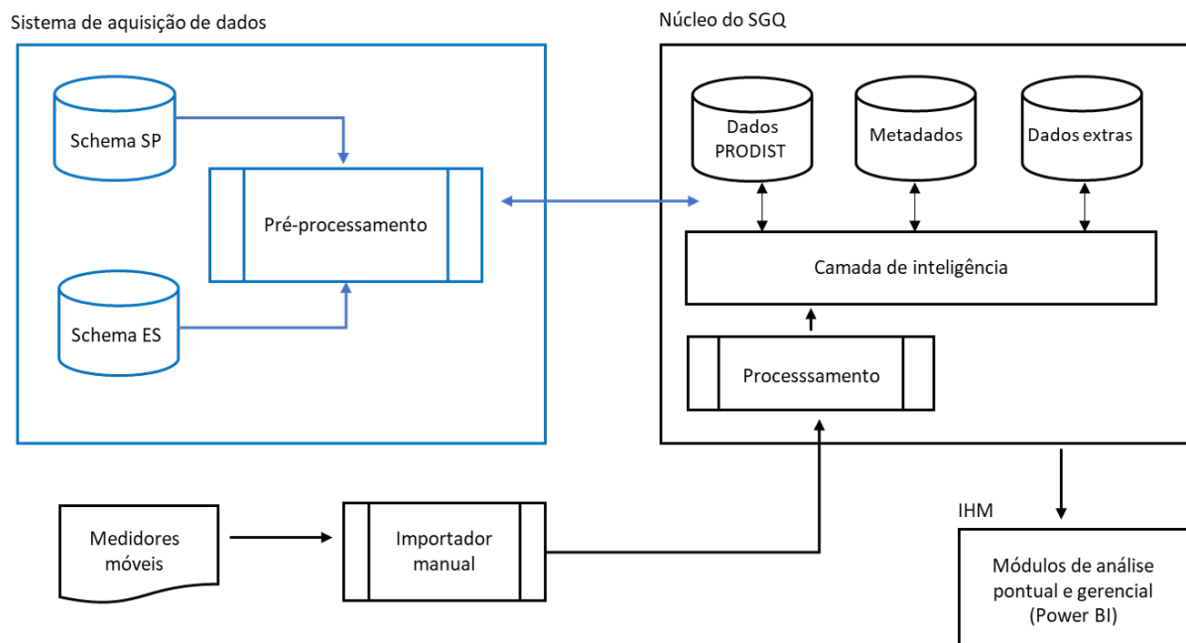


Figura 4.3 – Estrutura interna dos componentes do SGQ - Adaptado de [57].

Os cálculos são efetuados e armazenados através de procedimentos que compõem o que pode ser denominado **camada de inteligência**. A base é composta por diversos procedimentos e tabelas, conforme mostra a Figura 4.4.

As tabelas apresentadas possuem três funções principais: armazenamento de dados, classificação de dados e armazenamento de resultados. As tabelas de armazenamento de dados são as que estão representadas na Figura 4.4 com a cor azul (distúrbios de regime permanente) ou lilás (eventos). As tabelas *TB-MEIDIÇÕES* e a *TB-EVENTOS* são as tabelas de entrada [57].

As tabelas cinza têm a função de classificar os dados de entrada. Também são chamadas tabelas de domínio e guardam as informações que classificam os registros das tabelas com as quais se relacionam. Por exemplo, a tabela *TB-CLASSIFICAÇÃO-TENSÃO*

elencas as classificações dos níveis de tensão (adequado, precário ou crítico) e os valores que o registro deve ter para se encaixar em um desses. Assim, quando o procedimento que preenche essa tabela é acionado, ele realiza a classificação de acordo com essas informações [57].

Por fim, as tabelas laranja armazenam os indicadores definidos pela ANEEL, conforme o módulo 8 do PRODIST. A divisão dos indicadores em cada uma das tabelas é feita com base no intervalo de tempo considerado para o cálculo: intervalo de 10 minutos (registros), intervalo de 2 horas (*Plt*), intervalo de uma semana (indicadores) ou intervalo de um mês, para o caso do fator de impacto (FI) [57].

Além das tabelas, a base de dados do SGQ apresenta uma camada de inteligência representada pelas elipses verdes. Esses comandos acionam os procedimentos responsáveis por processar os dados das tabelas de entrada e realizar o preenchimento das tabelas de saída [57].

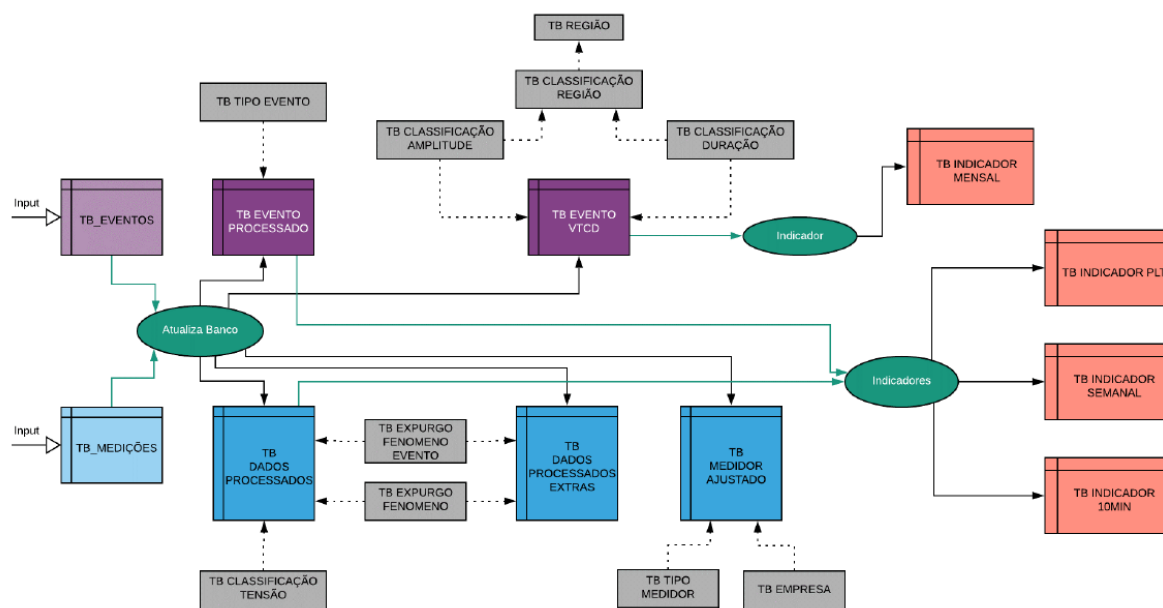


Figura 4.4 – Estrutura relacional das tabelas da base de dados do SGQ [57].

Vale ressaltar que dentre todos os procedimentos realizados, o expurgo de medições e o tratamento das VTCDs para obtenção do fator de impacto são os que apresentam maior complexidade.

Tendo em vista que para o cálculo dos indicadores semanais devem ser considerados 1008 registros válidos, o algoritmo de expurgo de medições possui influência direta no resultado de todos os indicadores uma vez que o expurgo dos intervalos inválidos modifica o agrupamento de registros sob qual será determinado o indicador semanal. O expurgo de medições pode ocorrer por dois motivos:

- Expurgo por interrupção de longa duração: Segundo o item 5.6.3.5.1 do módulo do PRODIST "*Há interrupção sempre que a tensão de fornecimento for igual ou inferior a 70% (setenta por cento) da tensão nominal.*" [3]. Portanto, se uma das fases apresentar magnitude inferior ou igual a 0,7 pu durante 3 minutos ou mais, todas as medições de 10 minutos afetados por essa interrupção devem ser expurgadas.
- Expurgo por VTCD: ocorre quando, dentro de um intervalo de 10 minutos, é registrado pelo menos um evento com duração maior ou igual a um ciclo e inferior a 3 minutos e magnitude inferior a 0,9 pu. Todas as medições de 10 minutos afetadas por VTCDs também devem ser expurgadas. Vale ressaltar que, para efeitos de expurgo de medições inválidas, as interrupções de curta duração são tratadas como VTCDs.

Conforme apresentado na seção 2.4.1, para o cálculo do fator de impacto (FI) devem ser realizadas a agregação de fases e a agregação temporal dos eventos de VTCDs. A agregação de fases é realizada pelos medidores SEL e ION. Já a agregação temporal deve ser realizada pelo SGQ.

Conforme apresentado na seção 2.4.1.2, os eventos que ocorrem dentro de um intervalo de três minutos devem ser representados por um único evento, que corresponde ao evento cuja magnitude mais se distancia da tensão de referência.

O algoritmo proposto para a realização da agregação temporal de VTCDs, expurgo de medições inválidas e procedimentos gerais para obtenção dos indicadores de QEE pode ser dividido em três fluxogramas, apresentados pelas Figuras 4.5, 4.6 e 4.7.

O Fluxograma 1 apresenta o processamento dos dados desde a entrada até a obtenção dos indicadores. Os Fluxogramas 2 e 3 representam subetapas do Fluxograma 1 e apresentam o algoritmo de agregação temporal de VTCDs e de expurgo de medições inválidas, respectivamente.

Ao final do Fluxograma 1 são obtidas as tabelas de resultados apresentadas na Figura 4.4 com a cor laranja. São elas: tabela de medições de 10 minutos, tabela dos indicadores semanais, tabela de  $Plt$  e tabela dos fatores de impacto  $FI$ .

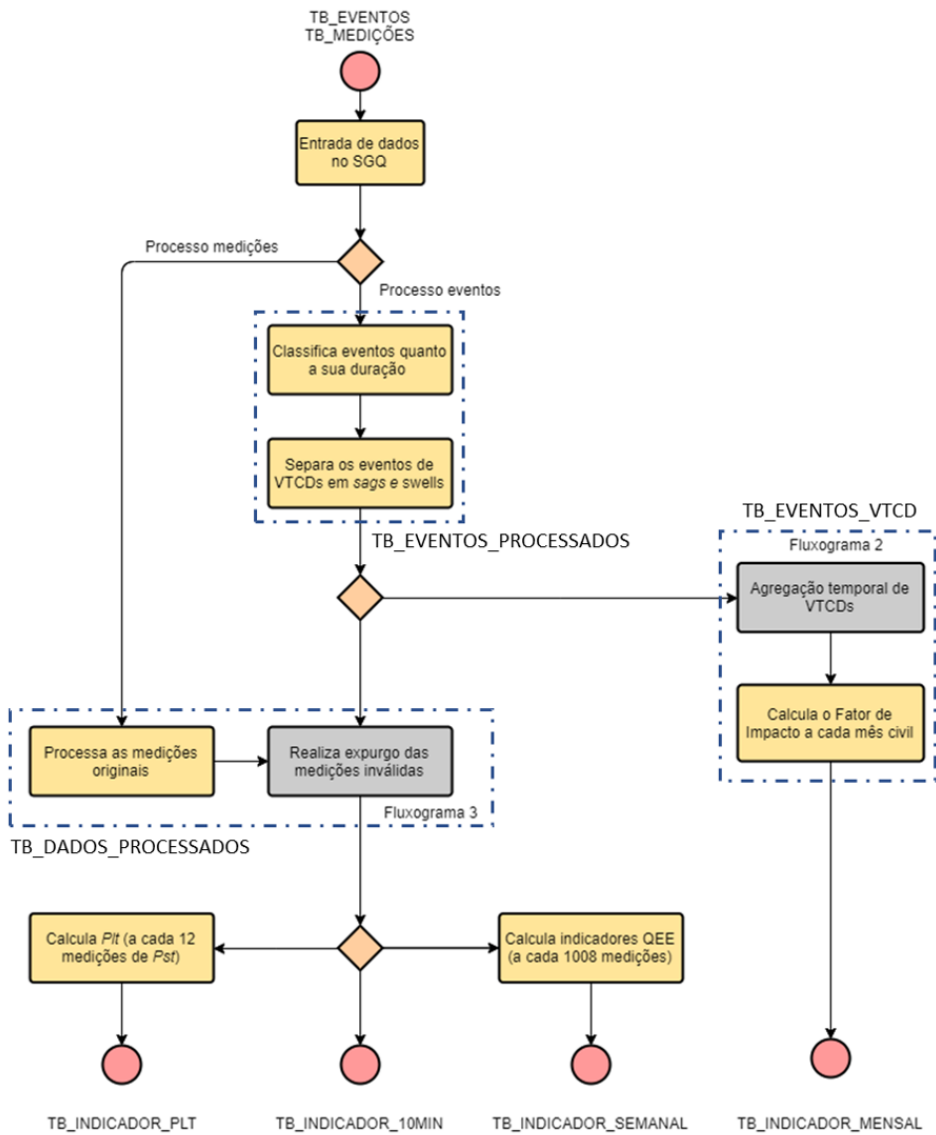


Figura 4.5 – Motor de cálculo do SGQ - Fluxograma 1 - Adaptado de [57].

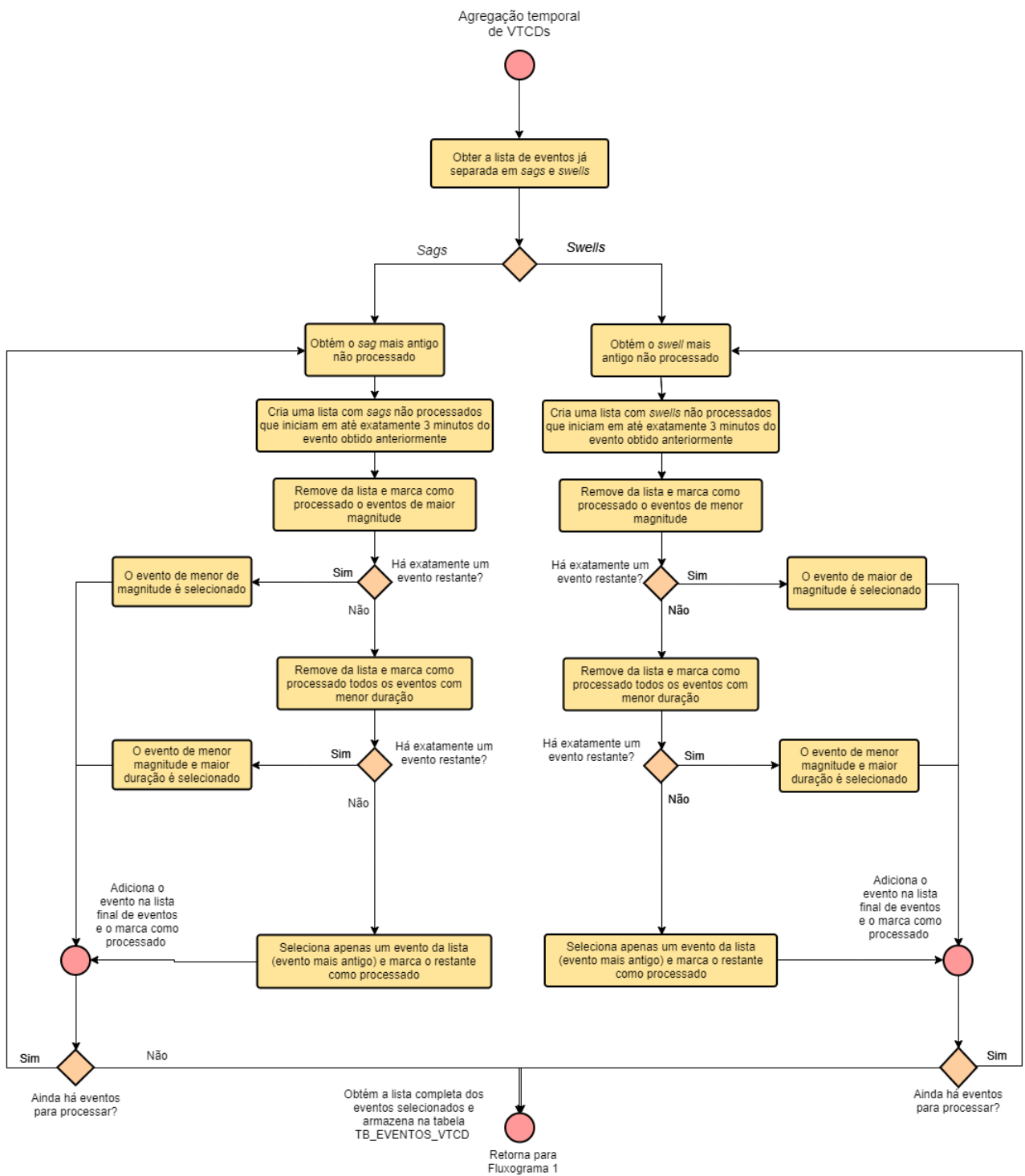


Figura 4.6 – Agregação temporal de VTCDs - Fluxograma 2 - Adaptado de [57].



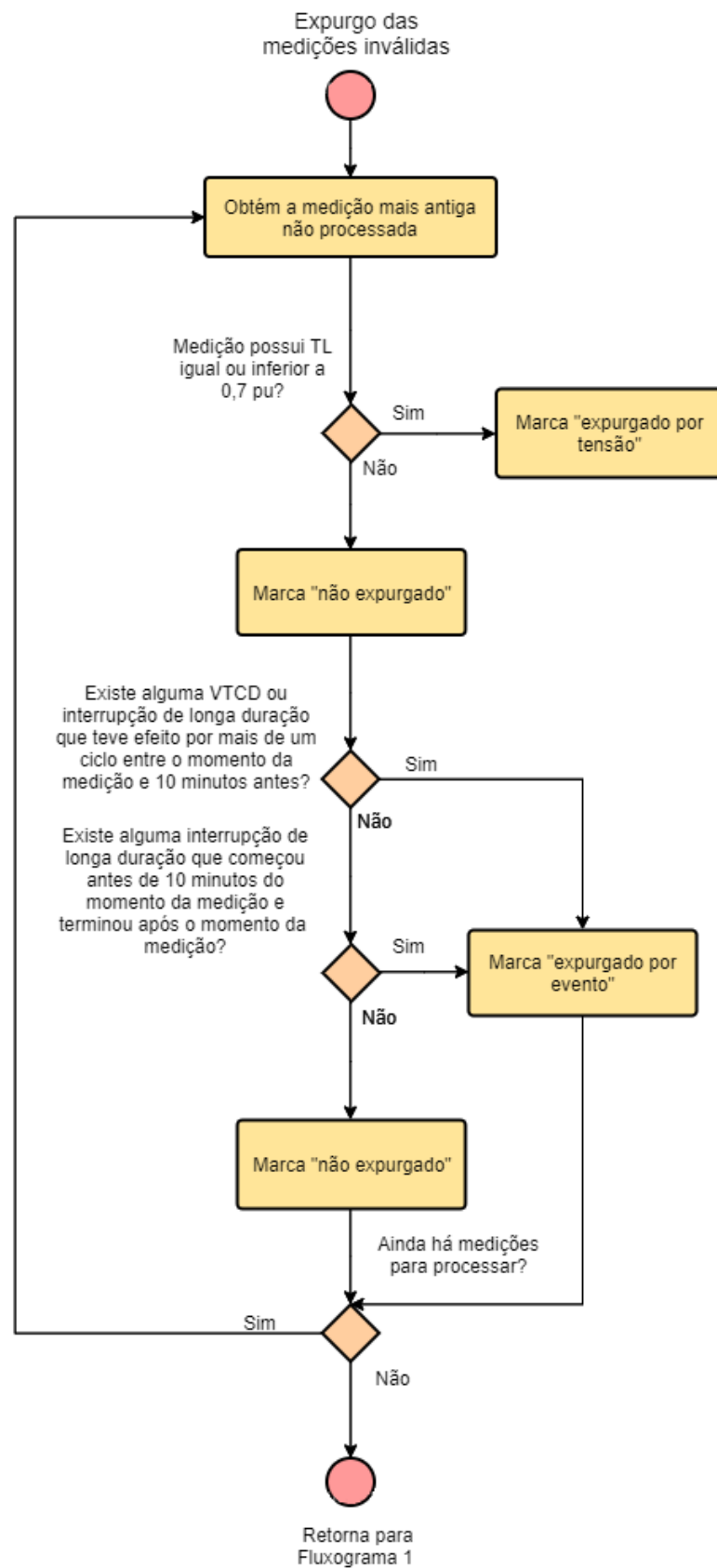


Figura 4.7 – Expurgo das medições inválidas - Fluxograma 3 - Adaptado de [57].

### 4.5.1 Motor de cálculo do SGQ - Fluxograma 1

- Ao receber os dados provenientes do coletor, o SGQ os classifica em medições ou eventos. As medições são os dados de regime permanente coletados a cada 10 minutos e os eventos são os dados relacionados às VTCDs e interrupções.
- Os eventos são classificados quanto à sua duração, podendo ser: transitório (duração inferior a um ciclo - 16,67 ms), VTCD (duração superior ou igual a 1 ciclo e inferior a 3 minutos e magnitude superior ou igual inferior a 0,9 pu ou superior a 1,1 pu) ou interrupção de longa duração (duração igual ou superior a três minutos e magnitude menor ou igual a 0,7 pu). Vale ressaltar que, para efeitos de cálculo do FI e expurgo de medições inválidas, as interrupções de curta duração (magnitude menor que 0,1 pu e duração inferior a 3 minutos) são tratadas como afundamentos.
- Os eventos classificados como VTCD são divididos entre afundamentos (*sags*) ou elevações (*swells*). Vale lembrar que os qualímetros realizam a agregação de fases e apresentam um valor de duração e seis valores de magnitude ( $V_{max}$  e  $V_{min}$  para cada uma das fases). Para os *swells*, o SGQ considera a magnitude máxima entre as três fases. Para os *sags*, o SGQ considera a magnitude mínima entre as três fases. Nos casos em que ocorre *sags* e *swells* ao mesmo tempo o evento é contabilizado duas vezes, uma para afundamento e outra para elevação.
- As planilhas de afundamentos e elevações são utilizadas como dados de entrada para o fluxograma 2 para a realização da agregação temporal.
- A partir da tabela com as VTCDs agregadas (*TB-EVENTO-VTCD*) é calculado o fator de impacto para cada mês civil;
- As medições inválidas são expurgadas conforme procedimento apresentado no fluxograma 3.
- As medições válidas de *TL* classificadas em regiões adequada, precária ou crítica;
- As medições válidas de *Pst* são agrupadas em conjuntos de 12 medições para o cálculo de *Plt*. Portanto, para cada semana são obtidos 84 valores de *Plt*;
- As medições válidas são agrupados em conjuntos de 1008 valores e a partir deles são calculados os indicadores de QEE: *DRP*, *DRC*, *FD95%*, *DTT95%*,  $DTT_p95\%$ ,  $DTT_i95\%$ ,  $DTT_395\%$  e  $Pst95\%$  para cada uma das fases.

### 4.5.2 Agregação temporal de VTCDs - Fluxograma 2

O fluxograma 2 apresenta o procedimento utilizado para a realização da agregação temporal de VTCDs. A primeira etapa desse processo é identificar se a lista de eventos de

entrada é de afundamentos ou de elevações. Para os afundamentos, o algoritmo identifica o evento mais antigo ainda não processado. A partir desse evento é gerada uma lista de todos os eventos sucessivos que possuam horário de início dentro de um intervalo de exatamente 3 minutos. Dentro dessa lista é selecionado o evento cuja magnitude mais se distancia da tensão de referência e os demais eventos são desconsiderados. Se existir mais de um evento de mesma magnitude é selecionado o evento que possui maior duração. Se existir mais de um evento com mesma magnitude e mesma duração é considerado o evento mais antigo. O processo se repete até que todos os eventos sejam processados. O mesmo procedimento é realizado para a lista de elevações de tensão. Após o processamento dos afundamentos e elevações é obtida uma tabela de eventos (*TB-EVENTO-VTCD*) que é utilizada para determinação do fator de impacto (FI).

### 4.5.3 Expurgo de medições inválidas - Fluxograma 3

O expurgo de medições inválidas é apresentado no fluxograma 3. Para a realização dessa etapa são utilizadas como entrada tanto a tabela de medições (*TB-MEDIÇÕES*) quanto a tabela de eventos (*TB-EVENTOS*). A primeira etapa desse processo é o expurgo dos registros que possuam magnitude menor ou igual a 0,7 pu em uma das fases. Após realizar o expurgo por tensão, o algoritmo identifica quais registros de medição foram afetados por alguma VTCD ou interrupção (de curta e longa duração). Essa verificação é efetuada com base nos tempos de início e duração dos eventos registrados. Os registros afetados são expurgados.

## 4.6 Interface homem-máquina proposta

As tabelas de saída do fluxograma 1 são armazenadas na nuvem *Microsoft Azure* e ficam disponíveis para apresentação de gráficos e relatórios que facilitam a análise dos indicadores de QEE por parte do usuário.

Um importante diferencial do sistema em desenvolvimento é que a análise, a partir da ferramenta de visualização (*Power BI*), pode ser realizada através de qualquer computador que tenha acesso à sua base de dados da empresa.

A IHM proposta é composta por dois blocos principais: módulo de análise pontual e modo de análise gerencial. O módulo de análise pontual é responsável por apresentar as telas referentes aos diversos distúrbios considerando um ponto de medição específico. Já o módulo de análise gerencial é utilizado quando o usuário deseja obter informações de mais de um ponto de monitoramento.

### 4.6.1 Módulo de análise pontual

O módulo de análise pontual possui ferramentas que permitem a análise do desempenho de um ponto de medição específico com maior nível de detalhamento dos indicadores de qualidade do produto.

Ao selecionar o medidor, é apresentada uma tela resumo contendo: informações gerais de identificação (nome do medidor, fabricante, local geográfico e elétrico, nível de tensão e status de funcionamento), indicadores apurados na última semana, limites de tais indicadores de acordo com o PRODIST, indicação de conformidade ou não conformidade do valor apurado, alertas e avisos gerais. A Figura 4.8 apresenta um diagrama esquemático da tela resumo proposta para o módulo de análise pontual.

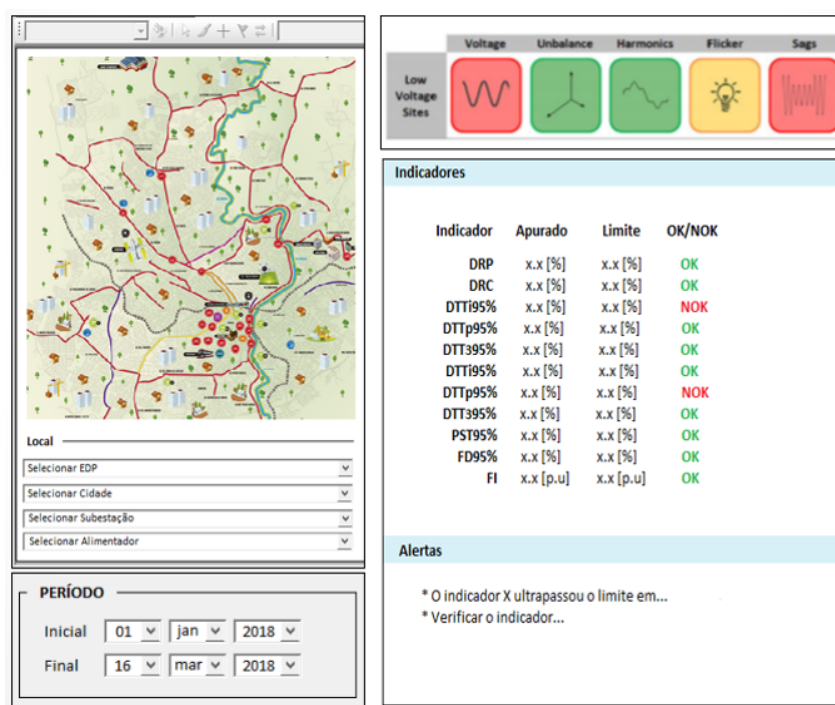


Figura 4.8 – Diagrama esquemático do módulo de Análise Pontual

Dado o distúrbio a ser avaliado e o período de interesse, os resultados são apresentados de forma individual por ponto monitorado, através de relatórios específicos para cada distúrbio de QEE. Os relatórios previstos para cada fenômeno de QEE são: série temporal, histogramas e gráficos de frequência acumulada.

Para as VTCDs, além dos relatórios supracitados serão apresentadas tabelas de eventos, gráficos 3D e algumas curvas de sensibilidade como por exemplo as curvas CBEMA e ITIC. Para os harmônicos são apresentados também uma lista de harmônicos e o gráfico de espectro harmônico.

#### 4.6.1.1 Gráficos de série temporal

O gráfico de série temporal apresenta o comportamento de determinada variável ao longo do tempo. A partir dele é possível identificar comportamentos e sazonalidades conforme pode ser observado na Figura 4.9. A série temporal referente à variável tensão de leitura (TL) exibe as faixas adequadas, precárias e críticas, de acordo com o nível de tensão do barramento onde o medidor está instalado, conforme apresentado pela Figura 4.10.

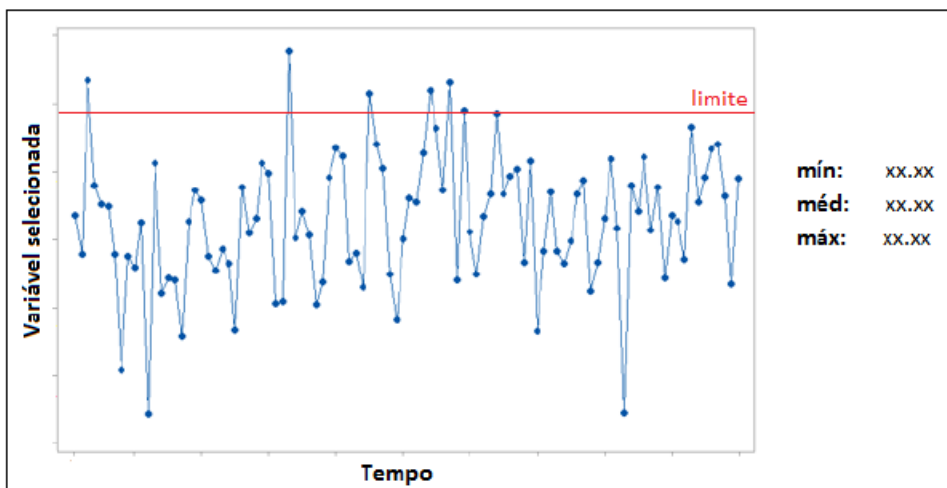


Figura 4.9 – Exemplo de série temporal.

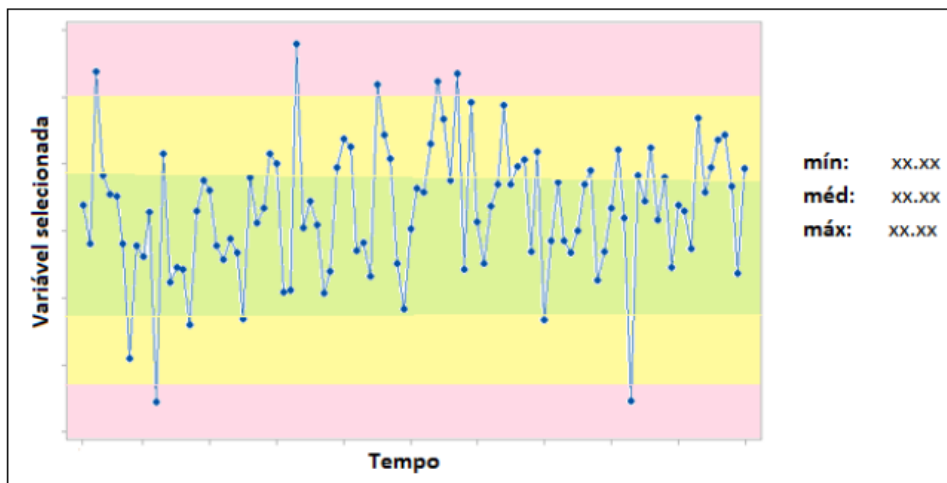


Figura 4.10 – Exemplo de série temporal da tensão de leitura (TL).

#### 4.6.1.2 Histograma

O histograma é a representação gráfica em colunas de um conjunto de dados previamente tabulado e dividido convenientemente em classes, conforme exemplo apresentado pela Figura 4.11.

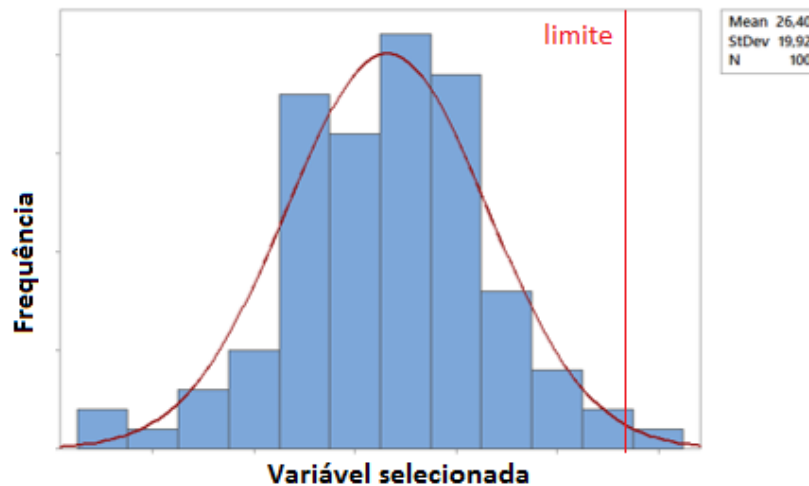


Figura 4.11 – Exemplo de histograma

#### 4.6.1.3 Gráfico de distribuição acumulada

A função de distribuição (ou distribuição acumulada) de uma variável aleatória fornece para todo valor  $-\infty < x < \infty$ , a probabilidade de uma variável assumir valores inferiores ou iguais a  $x$ .

Conforme apresentado na seção 3.5.3 e ilustrado pela Figura 4.12, o gráfico de distribuição acumulada permite uma melhor visualização dos diversos percentis das variáveis monitoradas.

Ao posicionar o cursor sobre uma das barras da Figura 4.12 são exibidas a porcentagem acumulada e a faixa de valores correspondente.

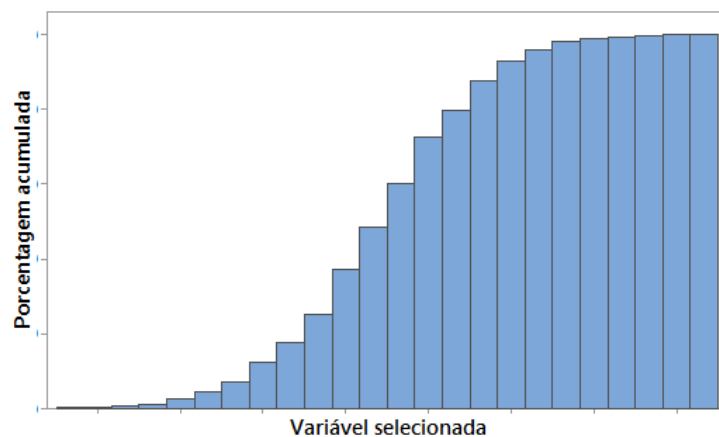


Figura 4.12 – Gráfico de distribuição acumulada.

#### 4.6.1.4 Análise de harmônicos

Para os harmônicos, além dos gráficos supracitados são apresentados também o gráfico de espectro harmônico e uma lista contendo a amplitude de todos os harmônicos individuais, desde a componente fundamental, até a 40a ordem conforme apresentado na Figura 4.13.

O espectro harmônico é construído a partir dos valores de amplitude das componentes harmônicas individuais, como apresentado na Figura 4.14.

Como os harmônicos individuais ( $DIT_h\%$  e  $DIC_h\%$ ) são calculados a cada 10 minutos, tanto para a lista quanto para o espectro harmônico são consideradas as médias dos valores apurados no período de interesse. Por exemplo, se o usuário selecionar um período de uma semana, haverá 1008 valores de  $DIT_5\%$ , assim, a amplitude do harmônico de 5ª ordem será dada pela média desses valores.

ordem	amplitude [V]	amplitude [%]
0	xx.xx	xx.xx
1	xx.xx	xx.xx
2	xx.xx	xx.xx
3	xx.xx	xx.xx
4	xx.xx	xx.xx
5	xx.xx	xx.xx
6	xx.xx	xx.xx
7	xx.xx	xx.xx

Figura 4.13 – Lista de harmônicos individuais.

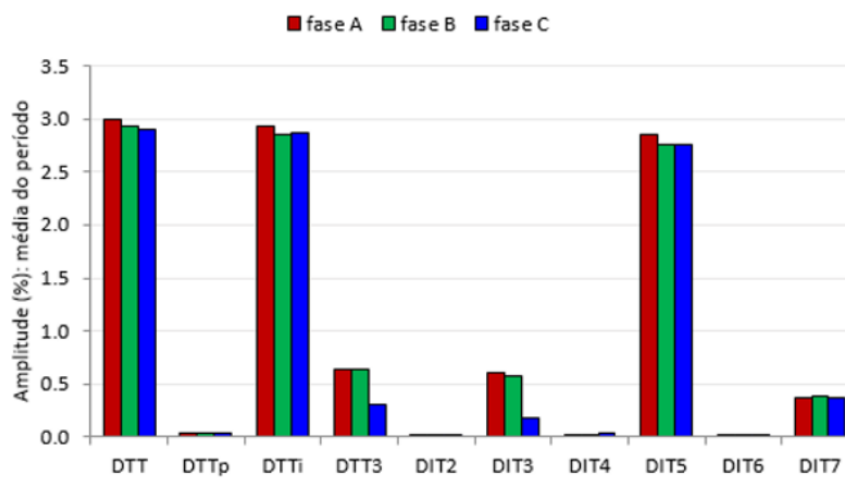


Figura 4.14 – Espectro Harmônico.

## 4.6.1.5 Análise de VTCDs

Para análise de VTCDs foram idealizadas quatro ferramentas: lista de eventos, tabelas para estratificação de eventos, curvas de sensibilidade de equipamentos e gráfico de colunas 3D.

A lista de eventos apresenta os eventos de VTCD resultantes da agregação temporal e apresentam as informações de data, horário, magnitude da tensão, duração e tipo (afundamento ou elevação), conforme o exemplo apresentado na Figura 4.15

nº	data	horário	Ve1 [%]	Ve2 [%]	Ve3 [%]	Ve [%]	T [s]	tipo
#	dd/mm/aa	hh:mm:ss.mmm	xx.xx	xx.xx	xx.xx	xx.xx	xxx.xxx	AFU
#	dd/mm/aa	hh:mm:ss.mmm	xx.xx	xx.xx	xx.xx	xx.xx	xxx.xxx	AFU
#	dd/mm/aa	hh:mm:ss.mmm	xx.xx	xx.xx	xx.xx	xx.xx	xxx.xxx	AFU
#	dd/mm/aa	hh:mm:ss.mmm	xx.xx	xx.xx	xx.xx	xx.xx	xxx.xxx	ELV
#	dd/mm/aa	hh:mm:ss.mmm	xx.xx	xx.xx	xx.xx	xx.xx	xxx.xxx	AFU
#	dd/mm/aa	hh:mm:ss.mmm	xx.xx	xx.xx	xx.xx	xx.xx	xxx.xxx	AFU
#	dd/mm/aa	hh:mm:ss.mmm	xx.xx	xx.xx	xx.xx	xx.xx	xxx.xxx	AFU
#	dd/mm/aa	hh:mm:ss.mmm	xx.xx	xx.xx	xx.xx	xx.xx	xxx.xxx	ELV
#	dd/mm/aa	hh:mm:ss.mmm	xx.xx	xx.xx	xx.xx	xx.xx	xxx.xxx	ELV

Figura 4.15 – Exemplo de lista de VTCDs.

As tabelas de estratificação tem como principal objetivo quantificar a severidade dos eventos a partir das informações de amplitude e duração do evento. A Figura 4.16 apresenta a tabela de estratificação determinada pelo PRODIST.

Magnitude do evento [p.u]	Duração do evento						
	[16,67 ms - 100 ms]	(100 ms - 300 ms]	(300 ms - 600 ms]	(600 ms - 1 s]	(1 s - 3 s]	(3 s - 1 min]	(1 min - 3 min]
> 1,15	0	0	0	0	0	0	0
[1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	0	0	0	0	0	0	0
(0,80 - 0,85]	2	1	0	0	0	0	0
(0,70 - 0,80]	2	1	0	0	0	0	0
(0,60 - 0,70]	2	0	0	0	0	0	0
(0,50 - 0,60]	0	0	0	1	0	0	0
(0,40 - 0,50]	0	0	0	0	0	0	0
(0,30 - 0,40]	0	0	0	0	0	0	0
(0,20 - 0,30]	0	0	0	0	0	0	0
(0,10 - 0,20]	0	0	1	0	0	0	0
< 0,10	1	0	0	0	0	0	0

Figura 4.16 – Tabela de estratificação para contabilização de VTCDs.

A Figura 4.17 equivale à Figura 4.16, porém dividida em nove regiões de sensibilidade, visando correlacionar a importância de cada evento de VTCD com os níveis de sensibilidade das diferentes cargas conectadas aos sistemas de distribuição [3]. Conforme explicado no item 2.4.2, a partir dessas regiões torna-se possível calcular o fator de impacto  $FI$ .



Vale ressaltar, que o usuário pode escolher quais valores deseja exibir nessas tabelas, tendo como opções: o número total de eventos no período selecionado, o número médio mensal (utilizado para o cálculo do FI) ou o número médio anual de eventos ocorridos no período de interesse.

Magnitude do evento [p.u]	Duração do evento						
	[16,67 ms - 100 ms]	(100 ms - 300 ms]	(300 ms - 600 ms]	(600 ms - 1 s]	(1 s - 3 s]	(3 s - 1 min]	(1 min - 3 min]
> 1,15	0			0			
(1,10 - 1,15]	0			0			
(0,85 - 0,90]	9						
(0,80 - 0,85]	9			1			
(0,70 - 0,80]	4	1		1			
(0,60 - 0,70]	4	1		1			
(0,50 - 0,60]	2	1		1			
(0,40 - 0,50]	2	1		1			
(0,30 - 0,40]	2			1			
(0,20 - 0,30]	2			1			
(0,10 - 0,20]	2			1			
< 0,10	2			1			

Figura 4.17 – Estratificação de VTCDs com base em níveis de sensibilidade de equipamentos.

As curvas de sensibilidade caracterizam o desempenho dos equipamentos frente às VTCDs, delimitando regiões de operação em função da magnitude e duração dos eventos [11]. As principais curvas de sensibilidade utilizadas mundialmente são: CBEMA, ITIC SEMI F47.

O SGQ apresenta as três curvas de sensibilidade conforme exemplos apresentados pelas Figuras 4.18, 4.19 e 4.20. Nessas figuras, os eventos ocorridos no período de interesse são indicados através de pontos em vermelho. O número de eventos contabilizados em cada uma das regiões é indicado, assim como o número total de eventos.

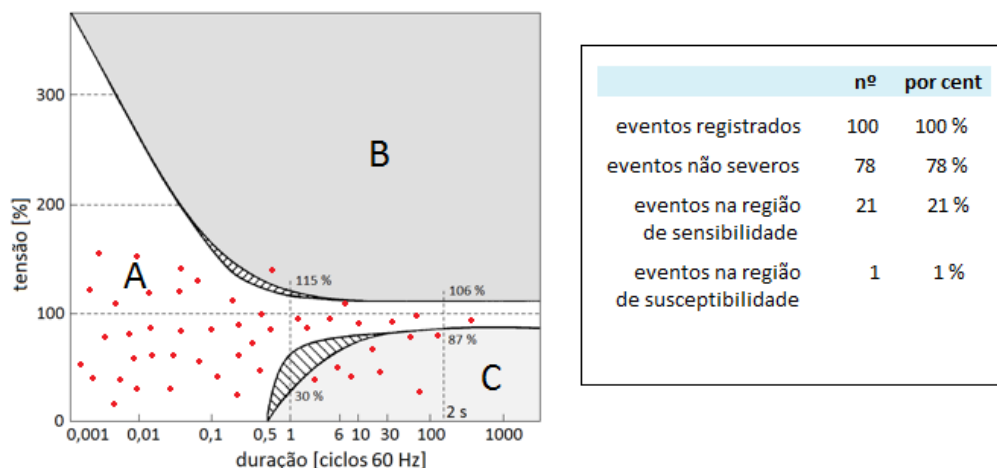


Figura 4.18 – Exemplo de curva de sensibilidade CBEMA.

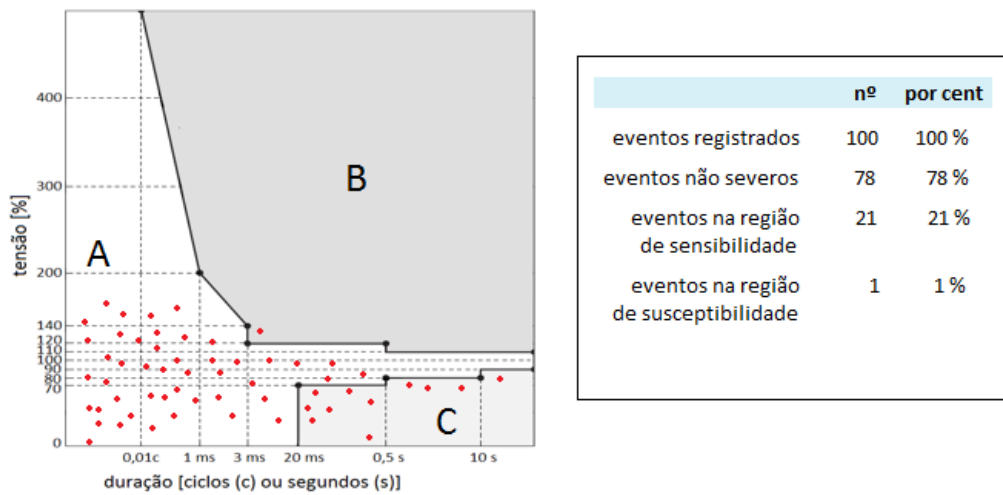


Figura 4.19 – Exemplo de curva de sensibilidade ITIC.

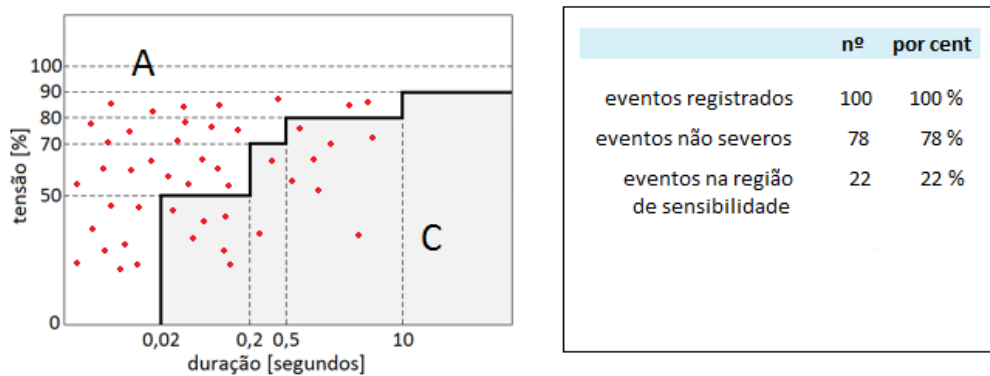


Figura 4.20 – Exemplo de curva de sensibilidade SEMI F47.

O SGQ permite também que o usuário defina uma curva de sensibilidade retangular, a partir da escolha de um valor de intensidade ( $V_{crit}$ ) e um valor de duração ( $T_{crit}$ ), conforme exemplo apresentado na Figura 4.21.

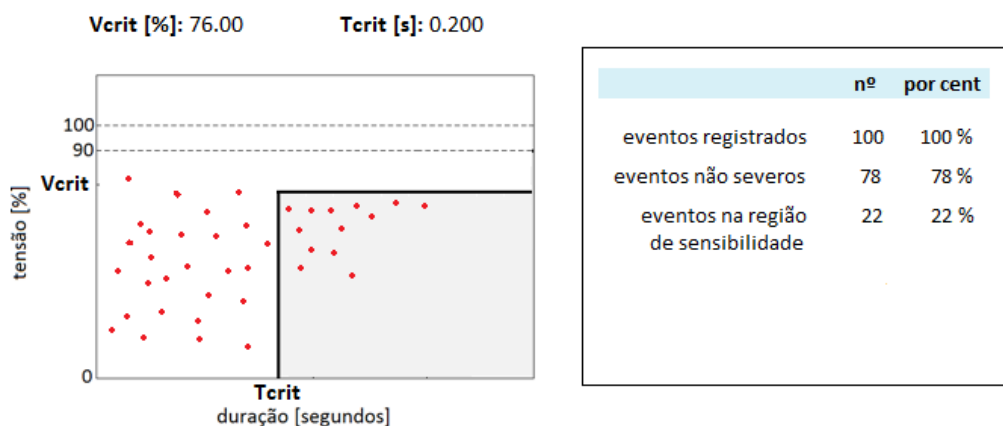


Figura 4.21 – Exemplo de curva de sensibilidade retangular personalizável.

Finalmente, o SGQ apresenta também um gráfico de colunas 3D, que indica o número de eventos em cada região de intensidade e duração apresentada na Figura 4.16, conforme exemplo apresentado na Figura 4.22. O usuário pode escolher quais variáveis deseja exibir nesse gráfico, tendo com opções: o número total, o número médio mensal ou o número médio anual de eventos ocorridos no período de interesse.

Vale ressaltar que todos os gráficos, tabelas e listas supracitados consideram a lista de VTCDs resultante da agregação temporal dos eventos, e não as listas provenientes dos medidores.

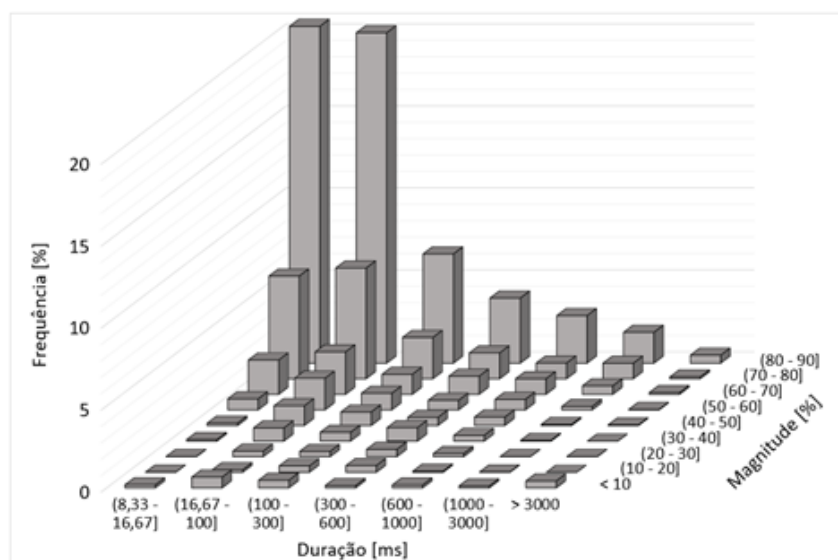


Figura 4.22 – Exemplo de gráfico de colunas 3D para VTCDs.

#### 4.6.2 Módulo de análise gerencial

O módulo de análise gerencial é utilizado quando o usuário deseja analisar informações de mais de um ponto de monitoramento, auxiliando nas diversas investigações relacionadas a QEE no sistema. Nessa ferramenta é possível realizar agregação espacial de diversos locais monitorados, permitindo a obtenção de resultados estatísticos relativos ao conjunto de pontos selecionados.

Vale destacar que o PRODIST não trata da questão relacionada a agregação espacial de monitores. Portanto, tais resultados não são considerados para análise de violação dos limites definidos no módulo 8 do PRODIST, mas apenas para análises gerenciais no âmbito da distribuidora. Além da agregação espacial, o módulo de análise gerencial permite a apresentação simultânea de dados de vários fenômenos de QEE, possibilitando ao usuário a análise de correlação entre os fenômenos durante o período de análise selecionado.

Assim como o módulo de análise pontual, o módulo de análise gerencial apresenta uma tela resumo com as seguintes informações: identificação dos medidores selecionados

(fabricante, local geográfico e nível de tensão), últimos valores apurados para os indicadores de QEE, alertas e avisos gerais.

Os medidores podem ser selecionados por meio de mapa ou lista. A Figura 4.23 apresenta um exemplo de uma tela resumo do módulo gerencial. As células são destacadas de acordo com o valor apurado para os indicadores. Os indicadores que ultrapassam os limites estabelecidos pelo PRODIST estão destacados em vermelho, e aqueles que se aproximam do limite estão destacados em amarelo. A tela resumo deve apresentar também os limites e valores de referência dos indicadores de QEE determinados pelo PRODIST.

Medidores	ID	Indicadores								
		DRP	DRC	DTT95%	DTTp95%	DTTi95%	DTT395%	Pst95%	FD95%	FI
1		2,16	0,48	3,44	1,82	6,84	4,72	1,46	2,03	0,92
2		1,61	0,38	8,49	1,97	3,72	3,28	1,37	1,57	0,37
3		2,61	0,33	3,07	1,32	4,47	3,40	1,07	1,13	0,65
4		3,10	0,24	6,10	2,31	7,04	2,71	1,26	1,17	0,81
5		2,71	0,35	7,51	1,49	5,54	3,39	0,91	1,27	1,74
6		2,41	0,35	9,92	1,95	3,91	2,84	1,35	1,25	0,69
7		2,72	0,31	6,37	2,05	3,95	5,11	1,32	1,97	0,77
8		2,93	0,49	7,71	2,19	7,74	2,64	1,22	1,90	1,10
9		2,41	0,18	4,03	1,64	3,30	2,51	0,88	0,75	0,16
10		2,69	0,24	7,77	1,40	3,33	5,87	1,07	1,53	0,24
11		2,07	0,56	6,50	2,40	3,16	2,86	1,59	1,24	0,56
12		1,29	0,16	6,50	1,43	4,37	4,93	0,74	1,32	0,88

#### Observações

Indicador	Tensão nominal		
	Vn ≤ 1 kV	1 kV < Vn < 69 kV	69 kV ≤ Vn < 230 kV
DRP	3,00%	3,00%	3,00%
DRC	0,50%	0,50%	0,50%
DTT95%	10,00%	8,00%	5,00%
DTT <sub>p</sub> 95%	2,50%	2,00%	1,00%
DTT <sub>i</sub> 95%	7,50%	6,00%	4,00%
DTT <sub>3</sub> 95%	6,50%	5,00%	3,00%
FD95%	3,00%	2,00%	2,00%
Pst95%	1,0 p.u	1,5 p.u	2,0 p.u
FI	-	1,0 p.u	1,0 pu

#### Avisos

Figura 4.23 – Exemplo de tela resumo do módulo de análise gerencial.

Além da tela resumo de desempenho, a situação dos indicadores de QEE é apresentada por meio de um mapa georreferenciado, conforme ilustrado na Figura 4.24.

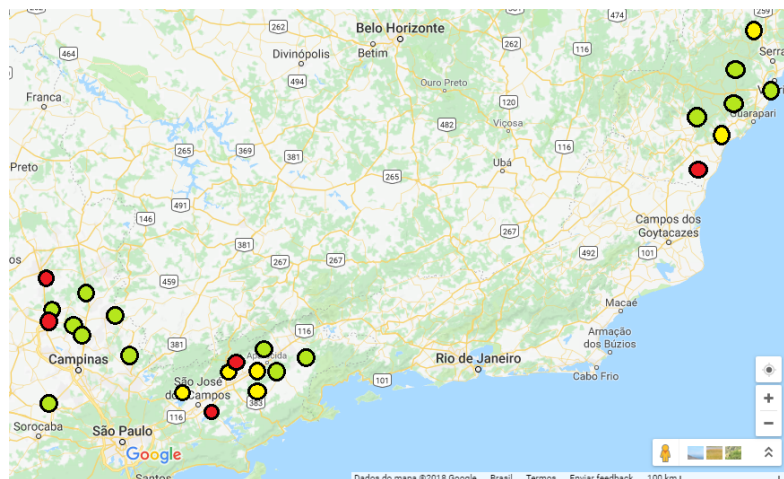


Figura 4.24 – Exemplo de mapa georeferenciado.

Para o módulo gerencial também estão previstos gráficos de coluna, gráficos de série temporal, histograma, gráfico de frequência acumulada, gráficos de dispersão e tabelas para análise de VTCDs.

#### 4.6.2.1 Gráfico de colunas

O gráfico de colunas é utilizado para analisar os parâmetros de qualidade em diversos pontos de monitoramento em um determinado período de tempo. A Figura 4.25 apresenta um exemplo de aplicação de gráfico de colunas.

O usuário pode escolher se deseja visualizar os valores médio, máximo ou mínimo de cada ponto de medição em determinado intervalo de tempo. Por exemplo, se o usuário selecionar um período de dois meses, haverá oito valores de DTT95% para cada um dos locais de medição, assim, ao escolher a média, o resultado apresentado para cada medidor é a média desses oito valores. Para as variáveis calculadas por fase, são utilizados os indicadores indicados na pior fase.

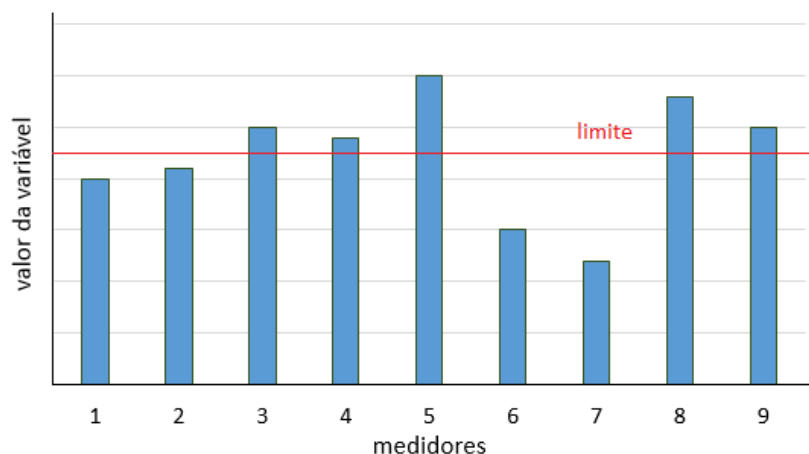


Figura 4.25 – Exemplo de gráfico de colunas.

#### 4.6.2.2 Série Temporal

A série temporal do módulo gerencial está disponível para dois tipos de análises: análise multimedidores, que considera diversos medidores e uma única variável e análise multivariáveis, que considera diversas variáveis em um mesmo medidor. As Figuras 4.26 e 4.27 apresentam exemplos de série temporal. Para o gráfico multimedidores são apresentados tanto o limite PRODIST como uma série média, calculada a partir dos valores apurados em todos os medidores selecionados. Para as variáveis calculadas por fase, são utilizados os indicadores indicados na pior fase.

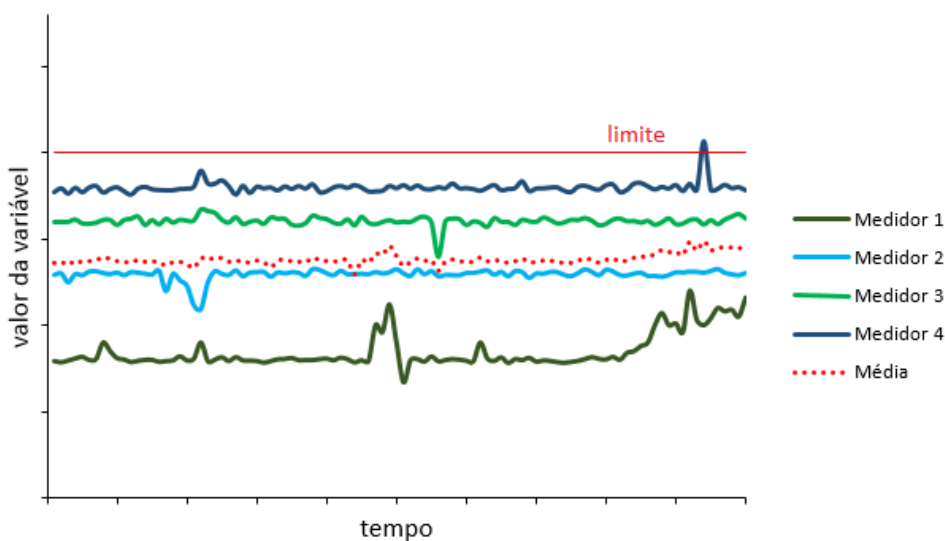


Figura 4.26 – Exemplo de série temporal multi-medidores.

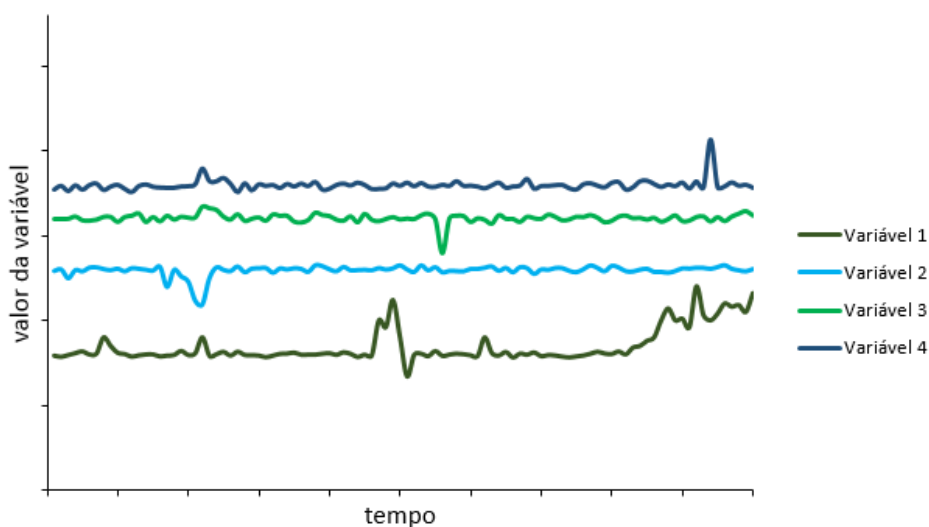


Figura 4.27 – Exemplo de série temporal multi-variáveis.

#### 4.6.2.3 Histograma e gráfico de distribuição acumulada

Assim como as séries temporais, os histogramas e gráficos de frequência acumulada envolvendo diversos medidores também estão previstos no SGQ. Para a composição desse gráficos é considerado o valor médio de cada medidor no período de interesse. Para as variáveis calculadas por fase, são utilizados os indicadores indicados na pior fase. São apresentados também os limites dos indicadores e os valores máximo, médio, mínimo, o desvio padrão e o número de observações da amostra.

#### 4.6.2.4 Análise de VTCDs

Para a análise gerencial de VTCDs na rede estão disponíveis as tabelas e gráfico de colunas 3D. Para a utilização desses recursos o usuário deve escolher a partir de quais valores serão geradas as tabelas referentes a cada medidor, tendo como opções: o número total, o número médio mensal ou o número médio anual de eventos ocorridos no período de interesse.

Além disso, o usuário deve escolher quais valores deseja exibir nas tabelas, tendo como opções: a soma, a média, ou determinado percentil. Os cálculos são realizados considerando cada célula das tabelas individualmente (por exemplo, se o usuário escolher a opção “soma”, o valor a ser exibido na primeira célula da tabela geral deverá ser calculado a partir da soma dos valores obtidos na primeira célula de cada uma das tabelas individuais consideradas). A mesma lógica é utilizada para a construção do gráfico de colunas 3D.

#### 4.6.2.5 Gráfico de dispersão

O gráfico de dispersão é utilizado para verificar se existe ou não correlação entre duas variáveis. No SGQ o usuário pode selecionar: Duas variáveis em um mesmo medidor ou duas variáveis (distintas ou iguais) em medidores diferentes. Vale ressaltar que o usuário só pode escolher somente variáveis calculadas com base no mesmo período de tempo (por exemplo, não será possível escolher as variáveis FD% e DTT95%, pois o FD% é obtido a cada 10 minutos, e o DTT95% a cada semana). Para as variáveis calculadas por fase, é considerado o pior caso.

## 4.7 Considerações finais

A necessidade crescente do diagnóstico da qualidade do produto entregue aos clientes das concessionárias justifica o investimento para o desenvolvimento de um sistema de monitoramento da qualidade da energia elétrica. A possibilidade de análise dos fenômenos de QEE em um ou vários pontos do sistema durante um período determinado é estratégica para a melhor tomada de decisão gerencial.

O SGQ proposto é dividido basicamente em três partes: rede de monitoração, coletor de dados e *software* de gerenciamento, que, por sua vez, é composto por uma camada de inteligência e a interface homem-máquina. A camada de inteligência é responsável por calcular os indicadores de qualidade do produto. Já a interface homem máquina tem a função de apresentar os dados de maneira agradável e concisa.

A interface homem-máquina idealizada é composta por dois módulos: análise pontual e análise gerencial. O módulo de análise pontual foi especificado para garantir ao usuário todas as informações definidas no módulo 8 do PRODIST e os respectivos detalhes durante o período de interesse e no medidor de QEE do barramento sob análise. As ferramentas de entradas de dados para consulta são: local, fenômeno de QEE e período de análise. Os resultados para cada fenômeno de QEE foram idealizados para que o maior número de informações seja apresentado, garantido análises e conclusões de forma intuitiva e direta.

O módulo de análise gerencial foi especificado para auxiliar o usuário nas diversas investigações sobre os fenômenos de QEE no sistema. Nessa ferramenta é possível realizar agregação espacial de diversos locais monitorados, permitindo a obtenção de resultados estatísticos relativos ao conjunto de medidores selecionados. Vale destacar que o PRODIST não aborda a questão da agregação espacial. Portanto, tais resultados não podem ser considerados para análise de violação dos limites e no módulo 8 do PRODIST, mas apenas para análises gerenciais no âmbito da distribuidora. Além da agregação espacial, essa ferramenta permite a apresentação simultânea de dados de vários fenômenos de QEE, possibilitando ao usuário realizar análise de correlação entre os fenômenos.

Considerando que um sistema dessa magnitude está sujeito a erros, é necessário estabelecer um procedimento de testes do mesmo e esse é o objetivo do próximo capítulo.



## 5 Plataforma e Metodologia de Testes

### 5.1 Considerações iniciais

Os diferentes tipos de medidores, a quantidade de dados, a extensão física das redes monitoradas, os sistemas de comunicação e integração de dados e a aleatoriedade das ocorrências dos distúrbios de QEE, são variáveis que potencializam a chance de ocorrer erros no sistema de gerenciamento da QEE.

A implantação de uma plataforma de testes de QEE se justifica por diversos motivos. O principal deles é o fato de que, em uma rede elétrica real, os distúrbios de qualidade acontecem de acordo com as especificidades de cada sistema elétrico monitorado. Portanto, seria impraticável, em tempo adequado, testar todas as funcionalidades do *software* utilizando medições reais. A solução para esse problema é a geração de distúrbios de qualidade utilizando fontes de sinais arbitrários, o que permite rapidez e praticidade nos testes. E ainda, a geração de distúrbios de QEE com valores conhecidos, viabiliza a avaliação do desempenho do sistema. Através da comparação dos valores gerados com os valores apresentados pelo SGQ torna-se possível a detecção de erros e subsequente correção nos algoritmos desenvolvidos.

Neste contexto, esse capítulo apresenta uma visão geral sobre a plataforma de testes implementada e os testes propostos para validação do SGQ.

### 5.2 Plataforma de testes

A plataforma de testes consiste em um rack com barramentos aos quais podem ser conectados diversos medidores, fixos ou portáteis. Os medidores são alimentados com dados de tensão e corrente gerados por fontes controladas que tem como objetivo simular os distúrbios de QEE. As fontes controladas utilizadas foram a *Omicron* e a *California*.

O rack possui três barramentos trifásicos seccionados, o que permite a reprodução de até três subestações de distribuição sob condições de distúrbios de QEE distintas. Cada um dos barramentos possui capacidade para conexão de pelo menos 5 medidores, uma fonte de sinais arbitrários e uma carga trifásica. A Figura 5.1 apresenta um diagrama esquemático da placa de conexões da bancada de testes.

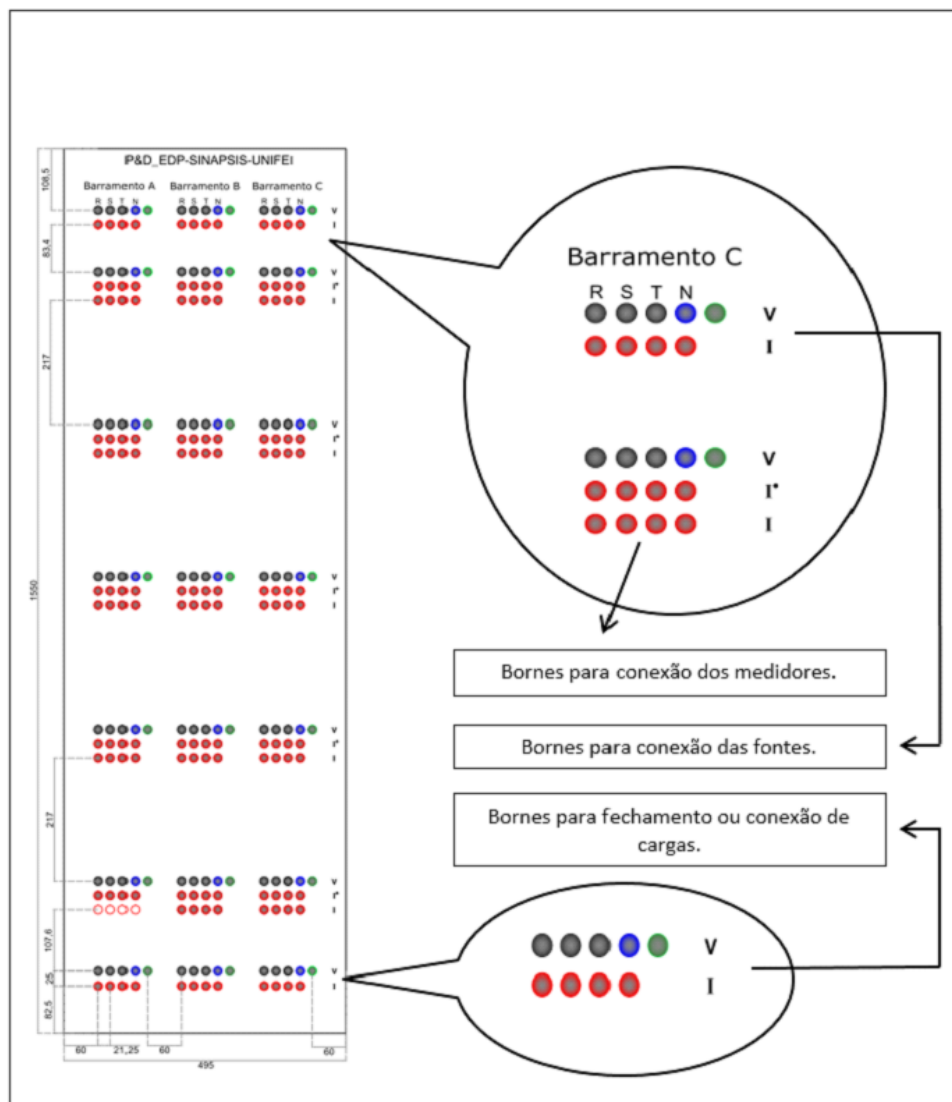


Figura 5.1 – Diagrama esquemático da placa para conexão dos medidores e fontes

Cada barramento possui dois circuitos, um para tensão e outro para corrente. Os bornes de tensão de cada fase são comuns para cada barramento, portanto os bornes de tensão devem ser conectados em paralelo, já os bornes de corrente devem ser conectados em série. Nos bornes de carga conectam-se as três fases num ponto comum através de um fechamento estrela. A conexão interna dos bornes é apresentada na Figura 5.2.

Além do rack dos medidores, o laboratório possui também um rack das fontes arbitrárias e um computador, como pode ser observado na Figura 5.3. O rack das fontes foi posicionado de forma a facilitar a conexão entre as fontes e os medidores. O computador foi utilizado para: configuração das fontes de sinais arbitrários, parametrização dos medidores, e aquisição dos dados dos medidores de maneira manual.

O rack dos medidores comporta até 10 medidores, sendo 4 do tipo painel, fixados através de placas e ao menos 6 medidores portáteis, que são apoiados sobre bandejas móveis. As Figuras 5.4 a 5.6 apresentam o rack em diferentes perspectivas.

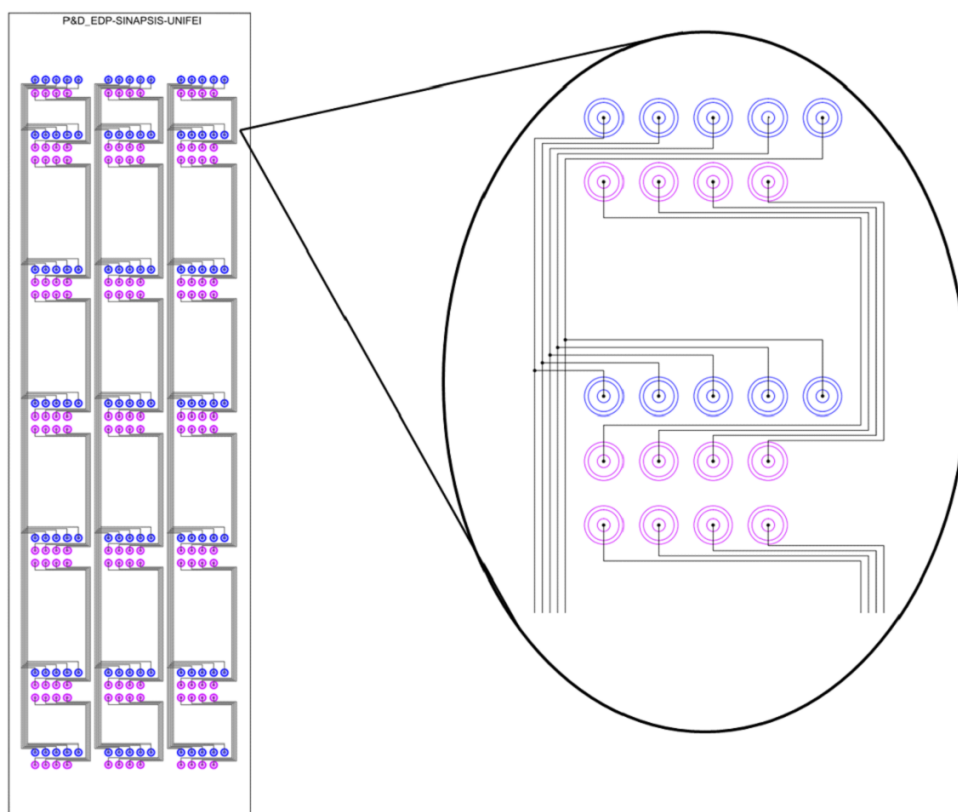


Figura 5.2 – Esquema de ligação elétrica entre os bornes

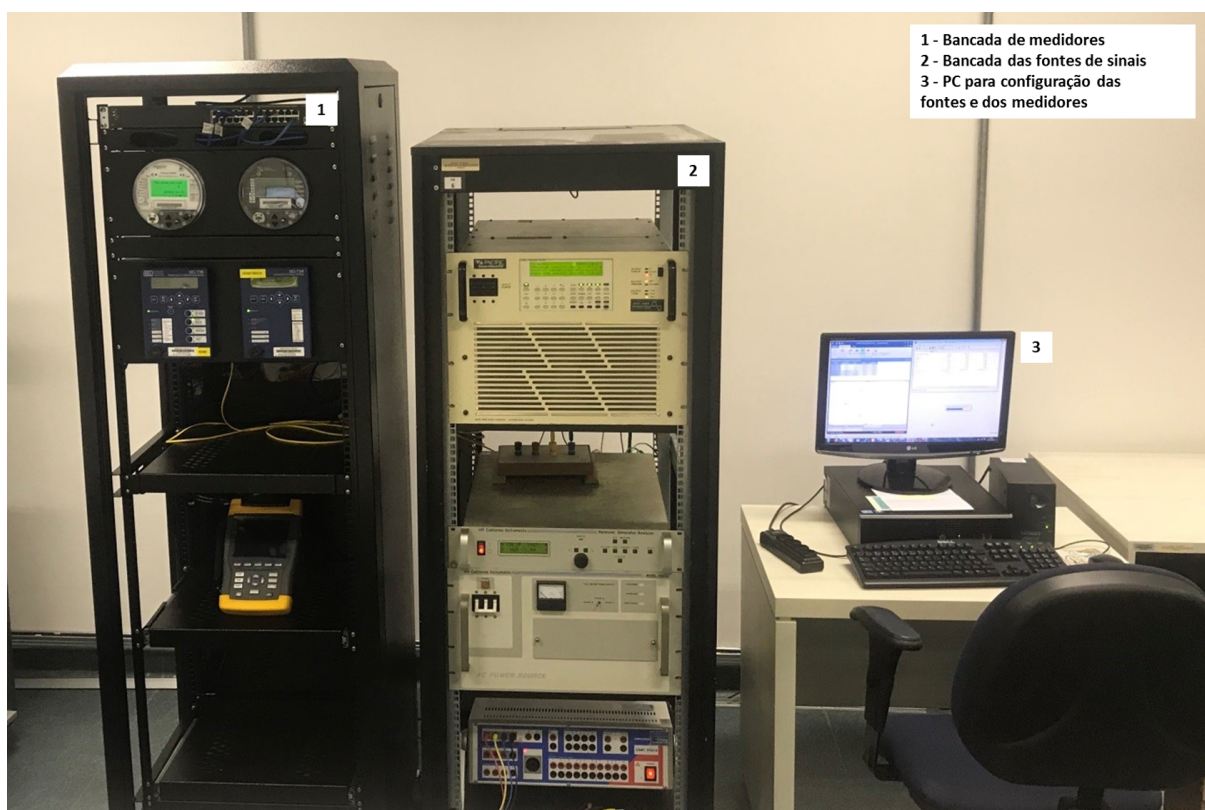


Figura 5.3 – Bancada de testes completa.



Figura 5.4 – Bancada de testes - Vista frontal.



Figura 5.5 – Bancada de testes - Vista traseira.

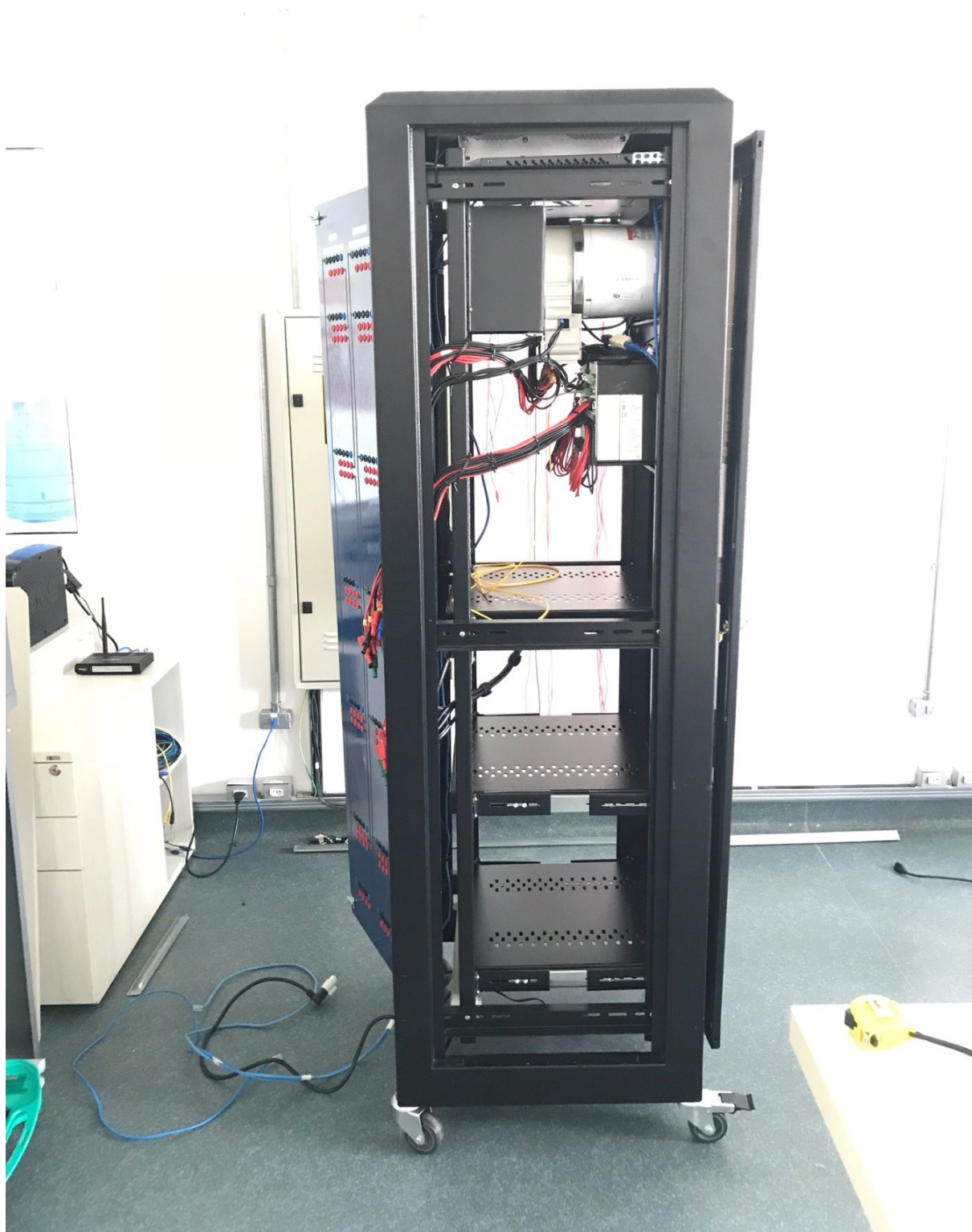


Figura 5.6 – Bancada de testes - Vista lateral.

### 5.3 Metodologia de testes

O SGQ desenvolvido permite duas formas de entrada de dados: medições via sistema de comunicação da EDP e entrada manual de dados através de planilhas inseridas pelo próprio usuário. A Figura 5.7 apresenta o diagrama esquemático do sistema utilizado para execução dos testes. O caminho vermelho representa a entrada de dados manual, utilizada para realização dos testes *offline*. As setas azuis representam o fluxo de dados via rede de comunicação EDP, utilizada para realização dos testes *online*.

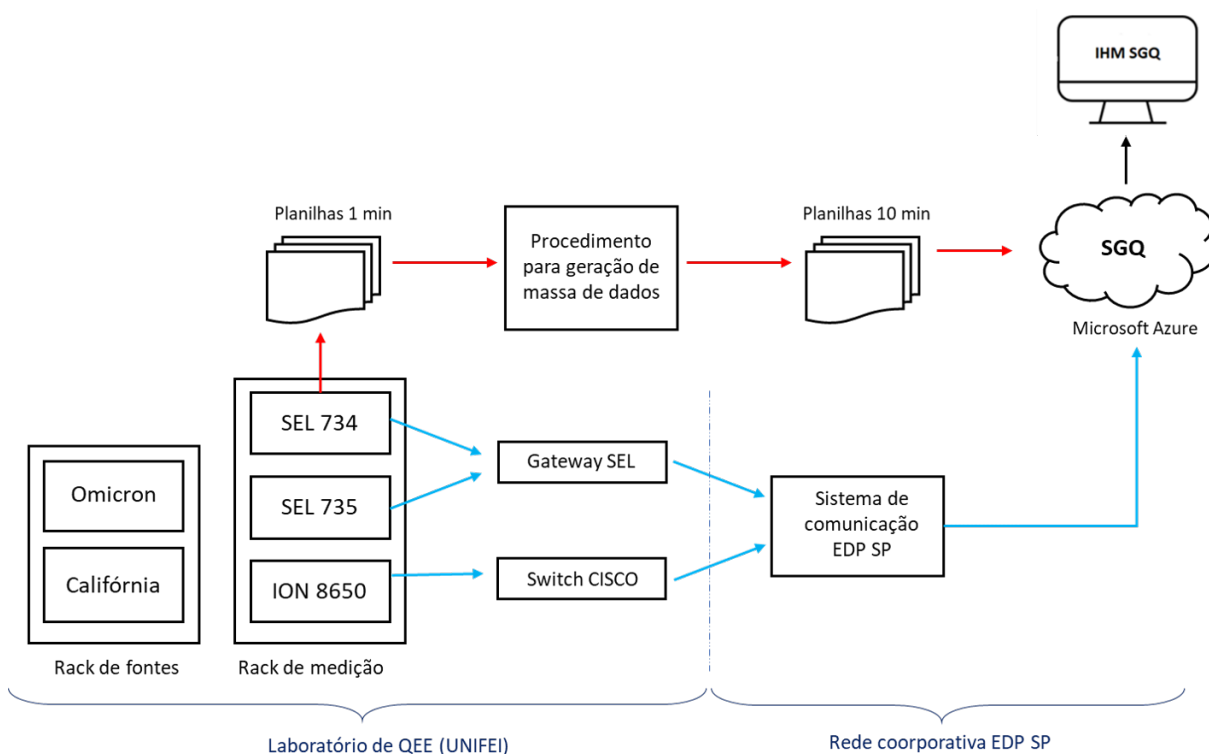


Figura 5.7 – Sistema de comunicação do SGQ considerando a bancada de testes

A metodologia de testes utilizada para validação dos algoritmos do SGQ, representados pelos fluxogramas 1, 2 e 3 da seção 4.5 foi baseada na entrada de dados manual (testes *offline*). Foi utilizado apenas o medidor SEL 734 partindo do pressuposto que, se o algoritmo funcionar para um medidor, ele funcionará para os demais, uma vez que dados são armazenados em um banco de dados padronizado.

Os testes *offline* foram gerados com o objetivo de povoar o SGQ como uma massa de dados significativa e permitir a verificação das funcionalidades do *software*, considerando todos os distúrbios de QEE de forma individual e agrupada. Os eventos gerados pelas fontes foram registrados pelos medidores, exportados através dos *softwares* proprietários dos qualímetros, modificados computacionalmente e inseridos manualmente no banco de dados do SGQ.

Considerando o fato de que os indicadores de QEE são apurados a cada semana ou mês de medição, dependendo do distúrbio a ser avaliado, seria inviável testar todas as funcionalidades do *software* em tempo real. Dessa forma, desenvolveu-se um método para aceleração do procedimento de testes *offline* através da geração de uma massa de dados semi-sintéticos.

Os dados gerados foram denominados semi-sintéticos porque o método utilizado consiste na geração de distúrbios pelas fontes de sinais arbitrários, registro destes pelo medidor SEL 734 e criação de uma massa de dados de forma pseudo-aleatória a partir de um pequeno grupo de registros. Portanto, apesar da massa de dados ser gerada computacionalmente, ela possui como base um conjunto de registros reais em formato *.csv*, denominados *arquivos-mãe*.

Com o intuito de acelerar ainda mais o procedimento de testes, optou-se por parametrizar o medidor SEL 734 com uma estampa de tempo de 1 minuto. Todavia, para fins de cálculos dos indicadores de QEE previstos pelo PRODIST é necessário que a estampa de tempo seja de 10 minutos. Dessa forma, desenvolveu-se uma macro em *Excel* com dois objetivos: realização de sorteios entre os registros dos *arquivos-mãe* para a geração de uma massa de dados e modificação da estampa de tempo desses registros de 1 para 10 minutos.

Os sorteios foram realizados a partir da seleção de registros de interesse dos *arquivos-mãe* de forma a criar conjuntos de dados com características específicas, contemplando cada distúrbios de QEE individualmente e de maneira combinada. Vale ressaltar que a definição das características de cada conjunto de dados foi criada com o intuito de gerar uma aleatorização do processo e diversidade de gráficos apresentados pela IHM do SGQ e não exprime nenhuma correlação física entre os distúrbios considerados em cada um dos conjuntos.

Foram gerados, no total, 20 arquivos de medições semi-sintéticas baseados em 9 ensaios que deram origem aos *arquivos-mãe* provenientes do medidor SEL-734. A Tabela 5.1 apresenta os *arquivos-mãe* e especifica a natureza dos ensaios realizados para a geração de cada um deles. A Tabela 5.2 apresenta os conjuntos de dados semi-sintéticos gerados e utilizados como dados de entrada para avaliação do SGQ.

Observando as Tabelas 5.1 e 5.2 pode-se perceber que a partir de registros de poucas horas de testes foi possível gerar arquivos de medições equivalentes a aproximadamente um ano de medição. Para os testes envolvendo VTCDs e interrupções foram gerados diversos eventos com magnitudes e durações diferentes e não existe, portanto, uma duração definida.



Tabela 5.1 – Arquivos-mãe provenientes do medidor SEL 734

Arquivo mãe	Característica do ensaio	Fonte	Duração aprox.
A	Tensão de leitura (TL), tensões desequilibradas e harmônicos de tensão até a ordem 16	Omicron	4 horas
B	Harmônicos de tensão até a ordem 16	Omicron	4 horas
C	Flutuações de tensão (Flicker)	Omicron	3 horas e meia
D	Tensão e corrente desequilibradas	Omicron	1 hora e meia
E	TL e tensões desequilibradas	Omicron	1 hora e meia
F	TL, tensões desequilibradas e harmônicos de tensão até a ordem 16	Omicron	4 horas
G	TL, tensões desequilibradas e harmônicos de tensão e corrente até a ordem 40	Califórnia	2 horas
H	Harmônicos de tensão e corrente até a ordem 40	Califórnia	2 horas
I	VTCDs e interrupções	Omicron	—

Tabela 5.2 – Conjuntos de dados semi-sintéticos utilizados para validação do SGQ

Conjunto	Arquivo mãe	Tempo	Características do conjunto
M01	A	50 semanas	DRP, DRC, $FD95\%$ e $DTT95\%$ constantes
M02	A	60 semanas	Variações na tensão de leitura (TL)
M03	A	60 semanas	$FD95\%$ variando em torno do limite
M04	A	60 semanas	$FD95\%$ acima do limite
M05	A	60 semanas	Variação aleatória de TL
M06	B	60 semanas	$DTT95\%$ constante
M07	A	60 semanas	DRP e DRC variando em torno dos limites
M08	A	60 semanas	Variação de DRP, DRC e $FD95\%$
M09	B	60 semanas	$DTT95\%$ variando em torno do limite
M10	C	60 semanas	$PST95\%$ variando em torno do limite
M11	D	60 semanas	Variação aleatória do fator de potência (FP)
M12	A	60 semanas	Variação de $PST95\%$ , DRP, DRC, $FD95\%$ e $DTT95\%$
M13	E	60 semanas	Variação aleatória de $FD95\%$
M14	E	60 semanas	Variação de DRP, DRC e $FD95\%$
M15	F	60 semanas	Combinação de HRM V, HRM I e FP
M16	I	10 semanas	Combinação de VTCDs
M17	F	60 semanas	Combinação de HRM V, HRM I, FP, DRP, DRC e FD
M18	F	60 semanas	Combinação de HRM V, HRM I, FP, DRP, DRC e FD
M19	H	60 semanas	Harmônicos de tensão e corrente acima da 16ª ordem
M20	G	60 semanas	Todos os distúrbios de QEE combinados

A metodologia utilizada para teste dos algoritmos do SGQ é resumida no fluxo-grama apresentado pela Figura 5.8.

A Seção 5.3.1 apresenta detalhadamente as etapas utilizadas para validação do cálculo dos indicadores de QEE referentes aos distúrbios permanentes e expurgo de medições inválidas por interrupção de longa duração. Já a Seção 5.3.2 apresenta os procedimentos utilizados para validação da agregação temporal de VTCDs, cálculo do fator de impacto e expurgo de medições inválidas por VTCDs.

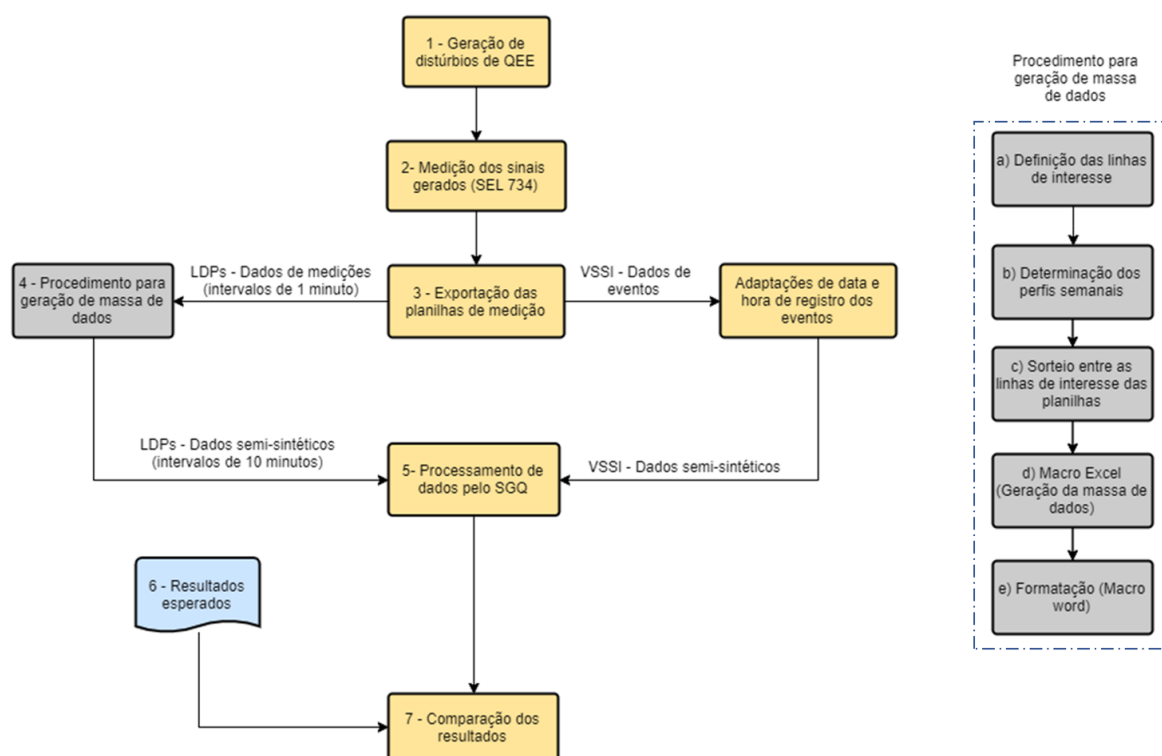


Figura 5.8 – Fluxograma da metodologia utilizada para teste do SGQ.

1. **Geração de distúrbios:** foi realizada utilizando as fontes de sinais arbitrários *California* e *Omicron CMC 256-6*. Foram gerados: sinais de tensão para avaliação em regime permanente, tensões e correntes harmônicas, tensões desequilibradas, flutuações de tensão e VTCDs;
2. **Medição dos sinais gerados:** os distúrbios gerados foram registrados pelo medidor SEL 734 e deram origem a 9 *arquivos-mãe* apresentados pela Tabela 5.1.
3. **Exportação das planilhas:** as planilhas que compõem a memória de massa do medidor foram exportadas manualmente em formato csv. Tratam-se de 12 planilhas (denominadas LDPs pelo medidor SEL 734) com 16 variáveis registradas cada uma, totalizando as 192 variáveis. No caso do *arquivo-mãe I* além das 12 planilhas LDPs foi exportada também a planilha VSSI, referente aos registros de VTCDs.
4. **Procedimento para geração de massa de dados (distúrbios de regime permanente):**
  - a) **Definição das linhas de interesse das planilhas:** a partir das planilhas exportadas, foram selecionadas as linhas de interesse das planilhas para geração da massa de dados sintéticas, excluindo as linhas com registros de interrupção e de transição entre um ensaio e outro.

- b) **Determinação dos perfis semanais:** nessa etapa foram definidas, de maneira determinística, as características de cada conjunto de 1008 valores. Por exemplo: semana com 950 valores de tensão na região adequada, 50 na região precária e 8 na região crítica;
  - c) **Sorteio entre as linhas de interesse da planilha:** a partir dos perfis semanais definidos foi realizado um sorteio (distribuição uniforme) das linhas da planilha dentro das regiões desejáveis. Considerando o exemplo anterior foram realizados 3 sorteios: um para selecionar 950 linhas da região adequada, outro para selecionar 50 linhas da região crítica e outro para selecionar 8 linhas da região precária. Esse sorteio foi feito a partir de uma macro desenvolvida em *Excel*. A partir dos perfis semanais, a macro realizou um novo sorteio para determinação de um conjunto com 60 semanas (exemplo: conjunto composto por 40 semanas adequadas e 20 semanas com DRP acima do limite). Foi gerada então uma coluna com 60480 linhas (60 x 1008) utilizada como variável de entrada para outra macro do *Excel*;
  - d) **Geração da massa de dados (Macro *Excel*):** a partir das 60480 linhas obtidas na etapa anterior, a macro resgata as 192 variáveis registradas para cada linha de interesse e cria uma massa de dados em txt. Essa massa de dados é composta por 11.612.160 variáveis (192 x 60480). Além disso, a macro modifica a estampa de tempo de 1 minuto para 10 minutos, com a data de registro iniciando sempre em 01/01/2019 à 00:00;
  - e) **Formatação (Macro *Word*):** tem a função de colocar a massa de dados em um formato exatamente igual ao formato de saída do SEL 734 em termos de cabeçalho, avisos e separação de caracteres. Esse processo é feito compatibilizando a massa de dados à um arquivo padrão de saída do SEL 734;
5. **Processamento dos dados pelo SGQ:** os arquivos gerados sinteticamente foram processados pelo SGQ para obtenção dos indicadores de QEE.
  6. **Obtenção do gabarito:** para conferir os resultados gerados pelo SGQ foi desenvolvido um programa em Excel VBA que calcula os indicadores semanais automaticamente a partir do mesmo conjunto de dados aplicados no SGQ.
  7. **Comparação de resultados:** finalmente, os resultados obtidos pelo SGQ foram comparados com um gabarito desenvolvido pela equipe no âmbito do projeto de P&D.

### 5.3.1 Procedimento de teste para distúrbios de regime permanente

O procedimento utilizado para geração de dados sintéticos para análise de distúrbios de QEE de regime permanente possui 7 etapas resumidas no fluxograma apresentado na Figura 5.8. As etapas são explicadas detalhadamente nos itens 5.3.1.1 a 5.3.1.6. Com o objetivo de facilitar o entendimento do processo, as etapas foram exemplificadas considerando 2 dos conjuntos semi-sintéticos gerados: M01 e M17. Vale ressaltar que o termo *linha de interesse* se refere à linhas das tabelas que compõem o *arquivo-mãe*, selecionadas por apresentar os registros de interesse para compor a massa de dados semi-sintética gerada.

#### 5.3.1.1 Geração de distúrbios

Foram utilizadas a duas fontes de sinais arbitrários para a geração de distúrbios de regime permanente: *Omicron* e *California*. A *California* foi utilizada para a geração de harmônicos de tensão e corrente até a 40ª ordem. Os demais distúrbios foram gerados utilizando a *Omicron*.

Com exceção dos testes de flutuações de tensão, todos os ensaios foram realizados com duração de 3 minutos para cada estado. Essa duração foi determinada considerando que a janela de medição do SEL 734 é de 1 minuto. Sendo assim, é possível obter ao menos uma janela de medição completa com um valor constante e igual ao sinal gerado. A Figura 5.9 ilustra os intervalos de geração e de medição.

Vale ressaltar que os distúrbios de QEE gerados não têm como objetivo retratar a realidade de um sistema elétrico real, mas sim de gerar eventos que tornem possível o teste e validação do SGQ.

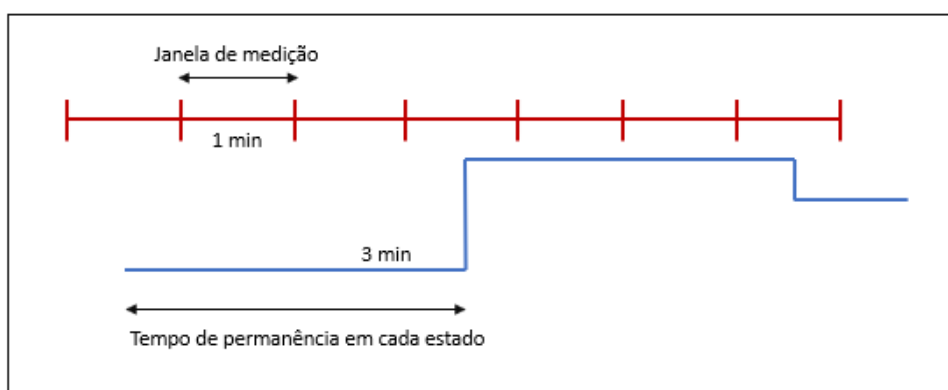


Figura 5.9 – Tempo de permanência em cada estado

Para a geração de tensão em regime permanente, com o propósito de cálculo de DRP e DRC, utilizou-se o módulo “Rampa” do *software* proprietário da *Omicron* denominado *Test Universe*. Foram geradas tensões trifásicas e equilibradas variando de 88,9

V (0,7 pu) a 152,4 V (1,2 pu) com passos de 1,27 V abrangendo então regiões adequadas, precárias e críticas. Foram gerados no total 51 estados com duração de 3 minutos cada, resultando em um tempo total de teste de 2 horas e 33 minutos. A Figura 5.10 apresenta a configuração desses estado no *software*.

Sinal 1		Sinal 2			Passos	Tempo	Condição de parada	
Rampa	de	Para	Delta	dt	d/dt			
Rampa 1	152,4 V	88,90 V	-1,270 V	180,0 s	-7,056 mV/s	51	2,550 h	Início 0->1

Figura 5.10 – Ensaio de tensões em regime permanente

Para a geração de tensões desequilibradas para apuração do FD também foi utilizado o módulo *rampa* do *Test Universe*. A Figura 5.11 apresenta a tela de configuração de um dos ensaios realizados. Para obter a variação desejada no fator de desequilíbrio, foram geradas variações nas tensões de sequência negativa (V2). A tensão de sequência positiva (V1) foi mantida constante e igual a 127 V. A tensão V2 foi variada de 0 a 6,35 V com passos de de 0,635 V. A Tabela 5.3 apresenta os valores de FD obtidos.

Sinal 1		Sinal 2				Passos	Tempo	Condição de parada				
Rampa	de	Para	Delta	dt	d/dt	de	Para	Delta	d/dt			
Rampa 1	0,000 V	6,350 V	635,0 mV	180,0 s	3,528 mV/s	127,0 V	127,0 V	0,000 V	0,000 V/s	11	1980,00 s	Início 0->1

Figura 5.11 – Ensaio de fator de desequilíbrio

Tabela 5.3 – Valores de FD gerados

FD (%)	V1 (V)	V2 (V)
0	127	0
0,5	127	0,635
1	127	1,27
1,5	127	1,905
2	127	2,54
2,5	127	3,175
3	127	3,81
3,5	127	4,445
4	127	5,08
4,5	127	5,715
5	127	6,35

Para avaliação do fator de potência foi utilizado o módulo *state sequencer*. Esse módulo permite a geração de diversos estados de tensão e corrente com módulos e ângulos variáveis. Foram considerados fatores de potência variando entre 1 e -1. A Figura 5.12 apresenta um ensaio gerado para avaliar fator de potência e desequilíbrio de tensão simultaneamente.

1				2				3				4			
Nome	90			45,573			30,683			25,842					
V A-N	152,4 V	0,00 *	60,000 Hz	151,1 V	0,00 *	60,000 Hz	134,6 V	0,00 *	60,000 Hz	132,1 V	0,00 *	60,000 Hz			
V B-N	88,90 V	-120,00 *	60,000 Hz	110,5 V	-120,00 *	60,000 Hz	96,52 V	-120,00 *	60,000 Hz	118,1 V	-120,00 *	60,000 Hz			
V C-N	113,0 V	120,00 *	60,000 Hz	93,98 V	120,00 *	60,000 Hz	147,3 V	120,00 *	60,000 Hz	121,9 V	120,00 *	60,000 Hz			
I A	5,000 A	-90,00 *	60,000 Hz	4,000 A	-45,57 *	60,000 Hz	4,500 A	-30,68 *	60,000 Hz	3,800 A	-25,84 *	60,000 Hz			
I B	3,000 A	-210,00 *	60,000 Hz	3,540 A	-165,73 *	60,000 Hz	2,000 A	-150,68 *	60,000 Hz	2,400 A	-145,84 *	60,000 Hz			
I C	2,000 A	30,00 *	60,000 Hz	1,800 A	74,43 *	60,000 Hz	1,000 A	89,32 *	60,000 Hz	500,0 mA	94,16 *	60,000 Hz			
CMC Rel	0 output(s) active			0 output(s) active			0 output(s) active			0 output(s) active					
Trigger	180,0 s			180,0 s			180,0 s			180,0 s					
5				6				7				8			
Nome	24,495			23,074			21,565			16,26					
V A-N	130,8 V	0,00 *	60,000 Hz	114,3 V	0,00 *	60,000 Hz	111,8 V	0,00 *	60,000 Hz	105,4 V	0,00 *	60,000 Hz			
V B-N	127,0 V	-120,00 *	60,000 Hz	137,2 V	-120,00 *	60,000 Hz	90,17 V	-120,00 *	60,000 Hz	128,3 V	-120,00 *	60,000 Hz			
V C-N	149,9 V	120,00 *	60,000 Hz	119,4 V	120,00 *	60,000 Hz	138,4 V	120,00 *	60,000 Hz	115,6 V	120,00 *	60,000 Hz			
I A	3,000 A	-24,50 *	60,000 Hz	3,500 A	-23,07 *	60,000 Hz	2,000 A	-21,57 *	60,000 Hz	2,400 A	-16,26 *	60,000 Hz			
I B	4,000 A	-144,50 *	60,000 Hz	4,300 A	-143,07 *	60,000 Hz	3,800 A	-141,57 *	60,000 Hz	4,000 A	-136,26 *	60,000 Hz			
I C	1,500 A	95,51 *	60,000 Hz	2,000 A	96,93 *	60,000 Hz	3,000 A	98,44 *	60,000 Hz	3,600 A	103,74 *	60,000 Hz			
CMC Rel	0 output(s) active			0 output(s) active			0 output(s) active			0 output(s) active					
Trigger	180,0 s			180,0 s			180,0 s			180,0 s					
9				10				11				12			
Nome	0			163,74			158,43			156,92					
V A-N	100,3 V	0,00 *	60,000 Hz	92,71 V	0,00 *	60,000 Hz	124,5 V	0,00 *	60,000 Hz	142,2 V	0,00 *	60,000 Hz			
V B-N	123,2 V	-120,00 *	60,000 Hz	141,0 V	-120,00 *	60,000 Hz	91,44 V	-120,00 *	60,000 Hz	133,4 V	-120,00 *	60,000 Hz			
V C-N	143,5 V	120,00 *	60,000 Hz	106,7 V	120,00 *	60,000 Hz	129,5 V	120,00 *	60,000 Hz	104,1 V	120,00 *	60,000 Hz			
I A	3,000 A	0,00 *	60,000 Hz	2,800 A	-163,26 *	60,000 Hz	2,000 A	-158,43 *	60,000 Hz	1,500 A	-156,92 *	60,000 Hz			
I B	4,500 A	-120,00 *	60,000 Hz	5,000 A	-283,74 *	60,000 Hz	4,500 A	-278,43 *	60,000 Hz	4,300 A	-276,92 *	60,000 Hz			
I C	4,000 A	120,00 *	60,000 Hz	4,200 A	-43,74 *	60,000 Hz	5,000 A	-38,43 *	60,000 Hz	5,000 A	-36,92 *	60,000 Hz			
CMC Rel	0 output(s) active			0 output(s) active			0 output(s) active			0 output(s) active					
Trigger	180,0 s			180,0 s			180,0 s			180,0 s					
13				14				15				16			
Nome	155,5			154,158			149,317			134,43					
V A-N	116,8 V	0,00 *	60,000 Hz	139,7 V	0,00 *	60,000 Hz	148,6 V	0,00 *	60,000 Hz	146,1 V	0,00 *	60,000 Hz			
V B-N	125,7 V	-120,00 *	60,000 Hz	144,8 V	-120,00 *	60,000 Hz	102,9 V	-120,00 *	60,000 Hz	109,2 V	-120,00 *	60,000 Hz			
V C-N	120,7 V	120,00 *	60,000 Hz	108,0 V	120,00 *	60,000 Hz	135,9 V	120,00 *	60,000 Hz	95,25 V	120,00 *	60,000 Hz			
I A	1,000 A	-155,50 *	60,000 Hz	700,0 mA	-154,16 *	60,000 Hz	500,0 mA	-149,32 *	60,000 Hz	4,000 A	-134,43 *	60,000 Hz			
I B	3,000 A	-275,50 *	60,000 Hz	2,600 A	-274,16 *	60,000 Hz	2,000 A	-269,32 *	60,000 Hz	1,000 A	-254,43 *	60,000 Hz			
I C	4,500 A	-35,50 *	60,000 Hz	4,000 A	-34,16 *	60,000 Hz	3,500 A	-29,32 *	60,000 Hz	2,000 A	-14,43 *	60,000 Hz			
CMC Rel	0 output(s) active			0 output(s) active			0 output(s) active			0 output(s) active					
Trigger	180,0 s			180,0 s			180,0 s			180,0 s					

Figura 5.12 – Ensaio de fator de potência e desequilíbrio de tensão.

Para avaliação da flutuação de tensão foi utilizado o módulo “Tremulação” do *Test Universe*. Foram geradas inicialmente flutuações retangulares com frequência de 8,8 Hz com magnitudes variáveis. Posteriormente, foram gerados também flutuações senoidais e

considerando frequências diferentes de 8,8 Hz. Após os primeiros ensaios, notou-se que os indicadores  $Pst$  registrados pelo qualímetro apresentava grandes divergências em relação aos valores de  $Pst$  esperados. Sendo assim, o tempo de permanência em cada estado de apenas 3 minutos não foi suficiente para estabilizar os sinais de flutuação de tensão. Foi verificado que após aproximadamente 10 minutos, os valores registrados convergiam com o  $Pst$  equivalente ao sinal gerado. Considerando essa demora na estabilização da medição de flicker pelo medidor SEL 734 optou-se então por alterar o intervalo de permanência para 30 minutos em cada estado de flutuação de tensão. A Figura 5.13 apresenta um dos estados gerados. Nota-se que o valor esperado de  $Pst$  é calculado automaticamente pelo *Test Universe* e apresentado na tela do *software*.

Vista em detalhe: Tremulação 1 - Tremulação	
Tempo de pré-incidência:	0,000 s
Tempo do evento:	30' 00 s
Tempo de pós-incidência:	0,000 s
<hr/>	
Tensão nominal (L-L):	220,0 V
Frequência nominal:	60,0000 Hz
<hr/>	
Tipo de Tremulação	
<input checked="" type="radio"/> Retangular	
<input type="radio"/> Seno	
Entrada da Tremulação	
<input checked="" type="radio"/> % da fundamental	
<input type="radio"/> Absoluto	
Magnitude de tremulação:	0,252 %
Frequência de tremulação:	8,80000 Hz ▾
Pst equivalente: 0,714	

Figura 5.13 – Ensaio de flutuação de tensão

A geração de harmônicos de tensão e corrente foi realizada em duas etapas. Na etapa 1 foram gerados harmônicos individuais e combinados até a 16<sup>a</sup> ordem utilizando o módulo *Harmonics* da caixa de testes *Omicron*. Vale lembrar que a *Omicron* possui canais independentes de tensão e corrente. Na etapa 2, foi utilizada a fonte *California* com geração de sinais de tensão com composições harmônicas até a 40<sup>a</sup> ordem. Para obtenção de correntes harmônicas conectou-se uma carga resistiva trifásica.

Para os testes de harmônicos da etapa 1 foram geradas distorções harmônicas de tensão e corrente iguais nas três fases e com defasagem angular igual a zero. Foram consideradas tensões fundamentais de 127 V e correntes fundamentais de 5A. No total, foram realizados 17 ensaios de 3 minutos considerando: harmônicas individuais de ordem 2 a 16, composição harmônica de ordens ímpares, composição harmônica de ordens pares, composição harmônica com ordens múltiplas de 3 e composição harmônica com ordens de 2 a 8. A Figura 5.14 apresenta um exemplo de ensaio de uma das harmônicas individuais. A Figura 5.15 apresenta a configuração das composições harmônicas de ordem 2 a 8 no *software Test Universe*.

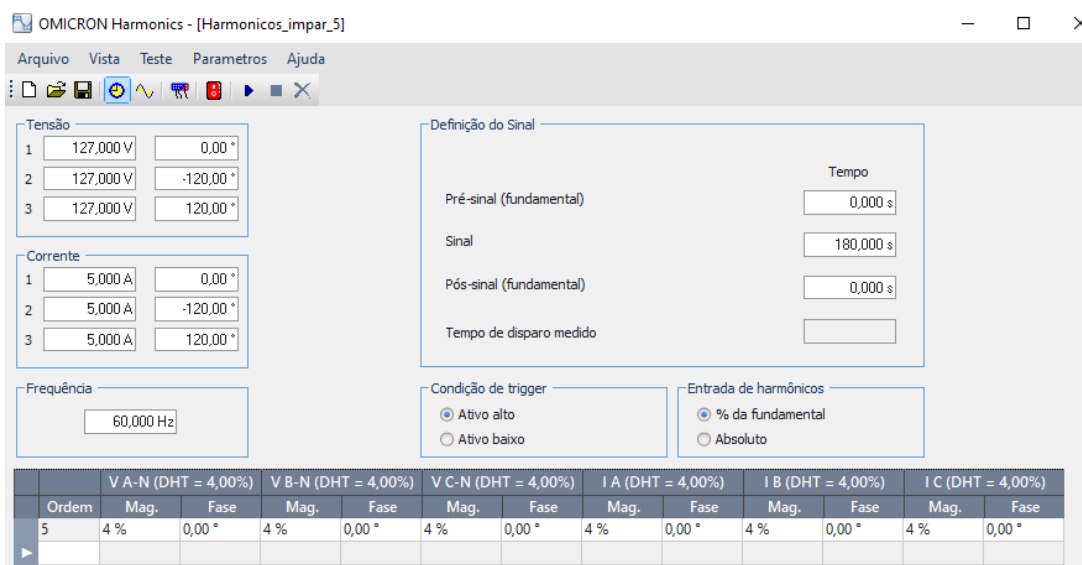


Figura 5.14 – Ensaio de harmônica individual de ordem 5

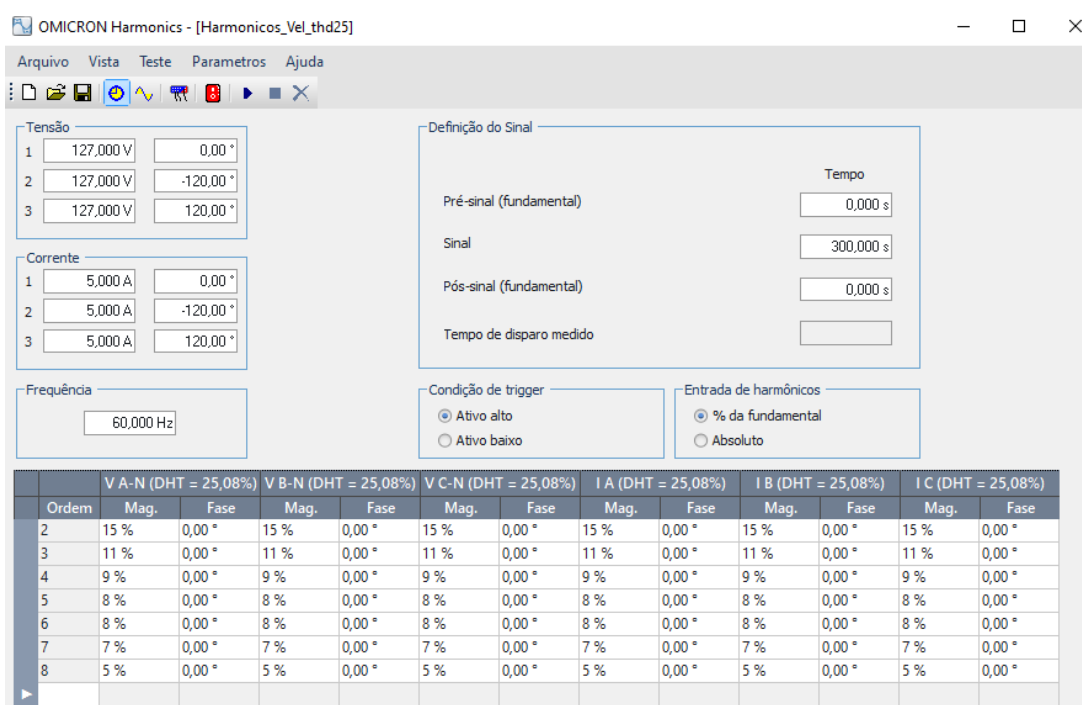


Figura 5.15 – Composição de harmônicas de ordem 2 a 8

Para os testes de harmônicos da etapa 2 foram gerados sinais distorcidos de tensão a partir da fonte *Califórnia*. As correntes distorcidas foram obtidas através da conexão de uma carga resistiva trifásica. As composições harmônicas foram geradas com base nos valores limites de distorções harmônicas determinadas pelas normas IEC 61000-3-6 [58], PROREDE [59] e a primeira versão do PRODIST [60], que ainda possuía recomendações para níveis máximos de distorções harmônicas individuais. Foram criados 6 perfis de composições harmônica. Na Tabela 5.4 são apresentadas as magnitudes (percentuais) e os



ângulos que compõe cada um dos perfis. O perfil tipo N apresenta magnitudes percentuais ligeiramente menores que os limites determinados pelo PRODIST (tipo X) enquanto o perfil tipo M apresenta magnitudes percentuais ligeiramente maiores que as do tipo X. Os valores dos ângulos foram escolhidos aleatoriamente.

Tabela 5.4 – Perfis de composições harmônicas

Ordem harm.	ZERO (Z)		PROREDE (R)		IEC (E)		PRODIST (X)		PRODIST (N)		PRODIST (M)	
	mag (%)	ang	mag (%)	ang	mag (%)	ang	mag (%)	ang	mag (%)	ang	mag (%)	ang
2	0	0	2	10	1,6	10	2,5	-30	2	-30	3	-30
3	0	0	5	10	4	10	6,5	10	5	10	7,5	10
4	0	0	2	20	1	20	1,5	-40	1	-40	2	-40
5	0	0	5	10	2	10	7,5	10	6	10	8	10
6	0	0	2	20	0,5	20	1	-50	0,5	-50	2	-50
7	0	0	5	20	2	20	6,5	20	5	20	7	20
8	0	0	1	30	0,4	30	1	10	0,5	10	2	10
9	0	0	3	30	1,5	30	2	30	1	30	3	30
10	0	0	1	40	0,4	40	1	20	0,5	20	2	20
11	0	0	3	30	3	30	4,5	30	3	30	5	30
12	0	0	1	40	0,2	40	1	30	0,5	30	2	30
13	0	0	3	40	2,5	40	4	40	3	40	5	40
14	0	0	1	50	0,2	50	1	50	0,5	50	2	50
15	0	0	2	50	0,3	50	1	50	0,5	50	2	50
16	0	0	1	60	0,2	60	1	60	0,5	60	2	60
17	0	0	3	0	1,6	0	2,5	-10	1,5	-10	4,5	-10
18	0	0	1	0	0,2	0	1	-10	0,5	-10	2	-10
19	0	0	2	0	1,2	0	2	-10	1	-10	4	-10
20	0	0	1	0	0,2	0	1	10	0,5	10	2	10
21	0	0	2	0	0,2	0	2	30	1	30	4	30
22	0	0	1	0	0,2	0	1	20	0,5	20	2	20
23	0	0	2	0	1,2	0	2	0	1	0	4	0
24	0	0	1	0	0,2	0	1	-20	0,5	-20	2	-20
25	0	0	2	0	1,2	0	1,5	-90	0,75	-90	3	-90
26	0	0	1	0	0,2	0	1	90	0,5	90	2	90
27	0	0	1	0	0,7	0	1,5	20	0,75	20	3	20
28	0	0	0,5	0	0,2	0	1	0	0,5	0	2	0
29	0	0	1	0	0,7	0	1,5	0	0,75	0	3	0
30	0	0	0,5	0	0,2	0	1	0	0,5	0	2	0
31	0	0	1	0	0,7	0	1,5	45	0,75	45	3	45
32	0	0	0,1	0	0,2	0	1	0	0,5	0	2	0
33	0	0	0,5	0	0,7	0	1,5	0	0,75	0	3	0
34	0	0	0,1	0	0,2	0	1	0	0,5	0	2	0
35	0	0	0,5	0	0,7	0	1,5	0	0,75	0	3	0
36	0	0	0,1	0	0,2	0	1	70	0,5	70	2	70
37	0	0	0,5	0	0,7	0	1,5	0	0,75	0	3	0
38	0	0	0,1	0	0,2	0	1	0	0,5	0	2	0
39	0	0	0,5	0	0,7	0	1,5	0	0,75	0	3	0
40	0	0	0,1	0	0,2	0	1	0	0,5	0	2	0

A partir da combinação desses perfis nas três fases foram criados 8 ensaios diferentes para os harmônicos de tensão: RRR, RRZ, XXE, XER, RZX, XMN, ZXZ e ZME. Um ensaio do tipo XER significa que para a fase A foi utilizada a composição com os limites do PRODIST, para a fase B foi utilizada a composição harmônica com os limites da norma IEC e para a fase C foi utilizada a composição harmônica recomendada pelo PROREDE.

Para monitorar os sinais gerados foi instalado em paralelo com o medidor SEL 734, o qualímetro portátil IMS PQ 700 a fim de obter as oscilografias dos sinais de tensão gerados e o impacto destes na corrente. As Figuras 5.16 a 5.17 apresentam os sinais de tensão e corrente de um dos ensaios gerados.

É importante destacar que os perfis foram criados com o intuito de gerar uma aleatorização do processo de teste do SGQ e não existe correlação física entre os distúrbios gerados.

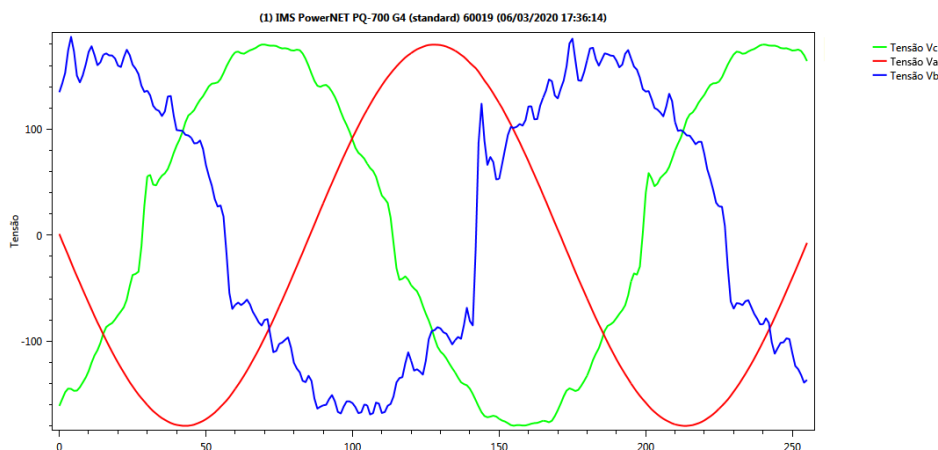


Figura 5.16 – Sinal de tensão - Ensaio 8 (ZME)

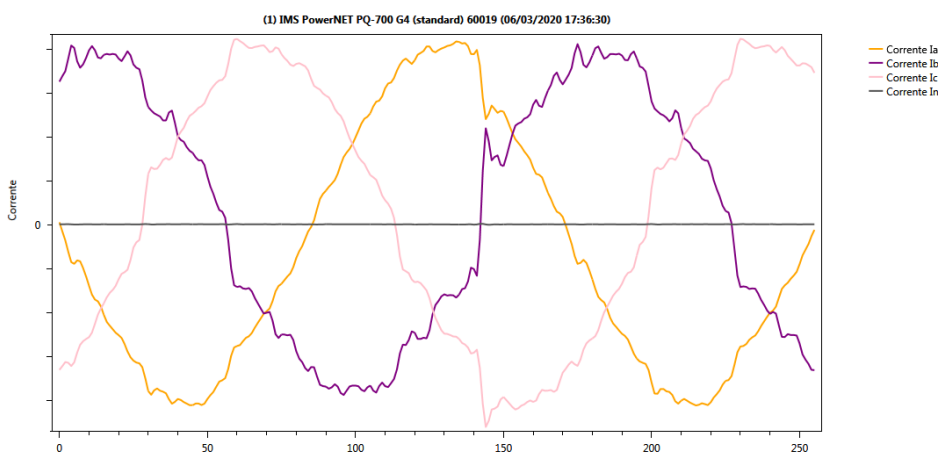


Figura 5.17 – Sinal de corrente - Ensaio 8 (ZME)

Além dos ensaios apresentados, foram realizados também outros ensaios similares (com pequenas modificações de valores e ângulos). A partir desses ensaios foram gerados os 9 *arquivos-mãe* utilizados para geração dos 20 conjuntos de dados semi-sintéticos.

### 5.3.1.2 Medição de sinais gerados

Todos os eventos gerados foram registrados pelo medidor SEL 734, parametrizado com janelas de agregação de 1 minuto. O medidor SEL possui 12 registradores com capacidade de armazenamento de 16 variáveis cada. Sendo assim, a cada minuto são registrados 192 variáveis de QEE, independentemente do distúrbio que estiver sendo gerado.

As 192 variáveis foram escolhidas de forma a testar adequadamente o SGQ. São elas: Tensão *rms* nas três fases, *Pst* nas três fases, fator de potência nas três fases (magnitudo e sinal), fator de potência trifásico (magnitudo e sinal), desequilíbrio de tensão, tensão de sequência negativa, tensão de sequência positiva, frequência, corrente *rms* nas três fases, harmônicos individuais de tensão de ordem 2 a 40 nas três fases, distorção total harmônica de tensão nas três fases, distorção total harmônica de corrente nas três fases e harmônicos individuais de corrente de ordem 2 a 16 nas três fases.

Vale ressaltar que as harmônicas de corrente foram registradas somente até a ordem 16 por limitação do número de registradores do SEL 734. Porém, o SGQ está preparado para receber harmônicos de corrente de até a ordem 40. Outro ponto a ser destacado é o fato de que tanto o fator de desequilíbrio quanto as distorções totais harmônicas de tensão são calculadas pelo SGQ a partir das tensões de sequência positiva e negativa e a partir das distorções harmônicas individuais, respectivamente. Sendo assim, os valores de fator de desequilíbrio e de distorção total harmônica entregues pelo medidor foram registrados somente à título de comparação de resultados, mas não são essenciais para o funcionamento do SGQ.

### 5.3.1.3 Exportação das planilhas

Após a medição de todos os eventos gerados, foi realizada a exportação dos registros correspondentes. Nesse ponto, é importante evidenciar que, como o intervalo de agregação é de 1 minuto, e considerando o registro de 192 variáveis, o medidor possui capacidade de memória para armazenar dados durante aproximadamente 2 dias. Após atingir sua capacidade máxima, o medidor começa a sobrescrever os dados registrados.

Sendo assim, para garantir que nenhum dos dados registrados fosse perdido, as 12 planilhas de registro foram exportadas a cada realização de um novo ensaio. Foram realizados no total 9 ensaios, que deram origem aos 9 *arquivos-mãe* apresentados na Tabela 5.1. As exportações foram feitas manualmente em formato *.csv* através do *software AcSELerator*.

A título de exemplo, as Figuras 5.18 a 5.21 apresentam parte das planilhas exportadas LDP1 e LDP2 do *arquivo-mãe F*, utilizado para a criação do conjunto de dados semi-sintéticos M17. É interessante observar que os valores registrados correspondem ao distúrbios gerados e apresentados no item 5.3.1.1.

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T
1	Version	Date	Time	ChartField	TimeSource	Recorder	Scale	Units	ChartSubT	BaseScaling									
2	6.8.1.0	11/19/20	12:26:51	Record	Internal	1	Unity	Secondary	Unknown	Secondary									
3	Date	Time	Phase	Status															
4	1	2	-1	3															
5	"VB_RMS"	"VC_RMS"	"PST_VA"	"PST_VB"	"PST_VC"	"PF3"	"PFA"	"PFB"	"PFC"	"LDPF3"	"LDPFA"	"LDPFB"	"LDPFC"	"IN_RMS"	"V_IMB"				
6	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19				
7	FID	TID	Form	CTR	CTRN	PTR	LDAR												
8	"SEL-734-R204-V0-2"	"SEC TRAF"	9	1	1	1	60												
539	Date	Time	Status	"VA_RMS"	"VB_RMS"	"VC_RMS"	"PST_VA"	"PST_VB"	"PST_VC"	"PF3"	"PFA"	"PFB"	"PFC"	"LDPF3"	"LDPFA"	"LDPFB"	"LDPFC"	"IN_RMS"	"V_IMB"
639	11/18/2019	15:59:00	"..."	139.64	139.64	139.64	0.05	0.05	0.05	0.99	0.89	-0.8	-0.06	1	1	1	1	0	0
640	11/18/2019	16:00:00	"..."	139.64	139.64	139.64	0.05	0.05	0.05	0.73	0.66	0.05	-0.01	1	1	1	1	0	0
641	11/18/2019	16:01:00	"..."	139	139	139.01	0.23	0.23	0.23	0.66	0.54	0.06	0.1	1	1	1	1	0	0
642	11/18/2019	16:02:00	"..."	138.37	138.37	138.38	0.23	0.23	0.23	0.79	0.72	-0.77	0.14	1	1	1	1	0	0
643	11/18/2019	16:03:00	"..."	138.37	138.37	138.38	0.23	0.23	0.23	0.81	0.7	-0.76	0.21	1	1	1	1	0	0
644	11/18/2019	16:04:00	"..."	137.72	137.71	137.72	0.23	0.23	0.23	0.62	0.34	0.02	0.29	1	1	1	1	0	0.01
645	11/18/2019	16:05:00	"..."	137.11	137.1	137.11	0.23	0.23	0.23	0.6	0.38	-0.21	0.33	1	1	1	1	0	0
646	11/18/2019	16:06:00	"..."	137.11	137.1	137.11	0.23	0.23	0.23	0.78	0.34	-0.28	0.46	1	1	1	1	0	0
647	11/18/2019	16:07:00	"..."	136.48	136.47	136.48	0.23	0.23	0.23	0.69	0.18	-0.01	0.55	1	1	1	1	0	0
648	11/18/2019	16:08:00	"..."	135.84	135.83	135.84	0.23	0.23	0.23	0.62	0.13	-0.17	0.55	1	1	1	1	0	0.01
649	11/18/2019	16:09:00	"..."	135.84	135.83	135.84	0.23	0.23	0.23	0.87	0.25	-0.77	0.7	1	1	1	1	0	0
650	11/18/2019	16:10:00	"..."	135.2	135.19	135.2	0.23	0.23	0.23	0.84	0.11	-0.73	0.77	1	1	1	1	0	0
651	11/18/2019	16:11:00	"..."	134.57	134.56	134.57	0.23	0.23	0.24	0.99	0.11	-0.86	0.83	1	1	1	1	0	0
652	11/18/2019	16:12:00	"..."	134.57	134.56	134.57	0.23	0.23	0.24	0.94	-0.03	-0.84	0.83	1	1	1	1	0	0.01
653	11/18/2019	16:13:00	"..."	133.94	133.93	133.94	0.23	0.23	0.24	0.74	-0.02	-0.52	0.8	1	1	1	1	0	0
654	11/18/2019	16:14:00	"..."	133.3	133.3	133.3	0.23	0.23	0.24	0.63	-0.03	-0.41	0.88	1	1	1	1	0	0.01
655	11/18/2019	16:15:00	"..."	133.3	133.29	133.3	0.23	0.23	0.24	0.62	-0.09	-0.38	0.86	1	1	1	1	0	0
656	11/18/2019	16:16:00	"..."	132.67	132.66	132.67	0.23	0.23	0.24	0.56	-0.12	0.22	0.9	1	1	1	1	0	0
657	11/18/2019	16:17:00	"..."	132.03	132.02	132.03	0.23	0.23	0.24	0.45	-0.27	0.06	0.83	1	1	1	1	0	0
658	11/18/2019	16:18:00	"..."	132.03	132.02	132.03	0.23	0.23	0.24	0.64	-0.52	0.09	0.88	1	1	1	1	0	0.01

Figura 5.18 – LDP1 - Arquivo-mãe F - Tensão de leitura

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T
1	Version	Date	Time	ChartField	TimeSource	Recorder	Scale	Units	ChartSubT	BaseScaling									
2	6.8.1.0	11/19/20	12:26:51	Record	Internal	1	Unity	Secondary	Unknown	Secondary									
3	Date	Time	Phase	Status															
4	1	2	-1	3															
5	"VB_RMS"	"VC_RMS"	"PST_VA"	"PST_VB"	"PST_VC"	"PF3"	"PFA"	"PFB"	"PFC"	"LDPF3"	"LDPFA"	"LDPFB"	"LDPFC"	"IN_RMS"	"V_IMB"				
6	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19				
7	FID	TID	Form	CTR	CTRN	PTR	LDAR												
8	"SEL-734-R204-V0-z"	"SEC TRAF"	9	1	1	1	60												
539	Date	Time	Status	"VA_RMS"	"VB_RMS"	"VC_RMS"	"PST_VA"	"PST_VB"	"PST_VC"	"PF3"	"PFA"	"PFB"	"PFC"	"LDPF3"	"LDPFA"	"LDPFB"	"LDPFC"	"IN_RMS"	"V_IMB"
567	11/18/2019	14:47:00	"..."	132.66	124.17	124.19	0.05	0.04	0.04	0.99	0.15	0.74	-0.91	1	1	1	1	0	4.49
568	11/18/2019	14:48:00	"..."	132.74	124.13	124.14	0.05	0.04	0.04	1	0.25	0.67	-0.95	1	1	1	1	0	4.57
569	11/18/2019	14:49:00	"..."	133.29	123.88	123.89	0.05	0.04	0.04	0.71	0.33	0.61	-0.97	1	1	1	1	0	4.99
570	11/18/2019	14:50:00	"..."	133.29	123.88	123.89	0.05	0.04	0.04	0.75	0.39	0.56	-0.98	1	1	1	1	0	5
571	11/18/2019	14:51:00	"..."	114.62	106.52	106.53	0.14	0.08	0.08	0.74	0.43	0.55	-0.7	1	1	1	1	0	4.22
572	11/18/2019	14:52:00	"..."	36.83	35.38	35.37	0.14	0.08	0.08	0.88	-0.21	-0.35	0.11	1	1	1	1	0	0.78
573	11/18/2019	14:53:00	"..."	130.38	125.25	125.27	0.14	0.08	0.08	0.99	-0.28	-0.67	0.96	1	1	1	1	0	2.69
574	11/18/2019	14:54:00	"..."	130.37	125.25	125.27	0.14	0.08	0.08	0.85	-0.22	-0.53	0.91	1	1	1	1	0	2.69
575	11/18/2019	14:55:00	"..."	130.41	125.24	125.25	0.14	0.08	0.08	0.67	-0.16	-0.36	0.86	1	1	1	1	0	2.73
576	11/18/2019	14:56:00	"..."	130.5	125.19	125.21	0.14	0.08	0.08	0.74	-0.19	-0.23	0.91	1	1	1	1	0	2.8
577	11/18/2019	14:57:00	"..."	130.5	125.19	125.21	0.14	0.08	0.08	0.64	-0.37	0.28	0.91	1	1	1	1	0	2.79
578	11/18/2019	14:58:00	"..."	130.54	125.17	125.19	0.14	0.08	0.08	0.56	-0.41	0.17	0.86	1	1	1	1	0	2.82
579	11/18/2019	14:59:00	"..."	130.63	125.13	125.15	0.14	0.08	0.08	0.38	-0.65	0.23	0.85	1	1	1	1	0	2.89
580	11/18/2019	15:00:00	"..."	130.63	125.13	125.15	0.92	0.9	0.89	0.54	-0.73	0.3	0.87	1	1	1	1	0	2.89
581	11/18/2019	15:01:00	"..."	130.66	125.11	125.13	15.4	15.97	15.82	0.78	-0.8	0.33	0.85	1	1	1	1	0	2.92
582	11/18/2019	15:02:00	"..."	130.76	125.07	125.08	15.4	15.97	15.82	0.95	-0.92	0.15	0.8	1	1	1	1	0	3
583	11/18/2019	15:03:00	"..."	130.76	125.07	125.09	15.4	15.97	15.82	0.98	-0.92	0.24	0.75	1	1	1	1	0	2.99
584	11/18/2019	15:04:00	"..."	130.79	125.05	125.07	15.4	15.97	15.82	0.99	-0.74	0.34	0.67	1	1	1	1	0	3.03
585	11/18/2019	15:05:00	"..."	130.88	125.01	125.03	15.4	15.97	15.82	0.99	-0.85	0.44	0.6	1	1	1	1	0	3.09
586	11/18/2019	15:06:00	"..."	130.88	125.01	125.02	15.4	15.97	15.82	0.73	-0.71	0.57	0.49	1	1	1	1	0	3.1

Figura 5.19 – LDP1 - Arquivo-mãe F - Fator de desequilíbrio

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T
1	Version	Date	Time	ChartField	TimeSource	Recorder	Scale	Units	ChartSubT	BaseScaling									
2	6.8.1.0	11/19/2019	12:26:51	Record	Internal	1	Unity	Secondary	Unknown	Secondary									
3	Date	Time	Phase	Status															
4	1	2	-1	3															
5	"VB_RMS"	"VC_RMS"	"PST_VA"	"PST_VB"	"PST_VC"	"PF3"	"PFA"	"PFB"	"PFC"	"LDPF3"	"LDPFA"	"LDPFB"	"LDPFC"	"IN_RMS"	"V_IMB"				
6	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19				
7	FID	TID	Form	CTR	CTRN	PTR	LDAR												
8	"SEL-734-R204-V0-2"	"SEC TRAF"	9	1	1	1	60												
539	Date	Time	Status	"VA_RMS"	"VB_RMS"	"VC_RMS"	"PST_VA"	"PST_VB"	"PST_VC"	"PF3"	"PFA"	"PFB"	"PFC"	"LDPF3"	"LDPFA"	"LDPFB"	"LDPFC"	"IN_RMS"	"V_IMB"
1598	11/19/2019	07:58:00	"..."	126.94	126.93	126.95	0.12	0.12	0.13	0.7	0.7	0.7	0.7	0	0	0	0	0.01	0
1599	11/19/2019	07:59:00	"..."	126.94	126.93	126.95	0.12	0.12	0.13	0.7	0.7	0.7	0.7	0	0	0	0	0.01	0
1600	11/19/2019	08:00:00	"..."	126.95	126.93	126.95	0.11	0.11	0.12	0.74	0.74	0.74	0.74	0	0	0	0	0	0
1601	11/19/2019	08:01:00	"..."	126.95	126.93	126.95	0	0	0	0.86	0.86	0.86	0.86	0	0	0	0	0	0
1602	11/19/2019	08:02:00	"..."	126.95	126.93	126.95	0	0	0	0.86	0.86	0.86	0.86	0	0	0	0	0	0
1603	11/19/2019	08:03:00	"..."	126.94	126.93	126.95	0	0	0	0.87	0.87	0.87	0.87	0	0	0	0	0	0
1604	11/19/2019	08:04:00	"..."	126.94	126.93	126.95	0	0	0	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0	0	0	0	0
1605	11/19/2019	08:05:00	"..."	126.94	126.93	126.95	0	0	0	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0	0	0	0	0
1606	11/19/2019	08:06:00	"..."	126.95	126.93	126.95	0	0	0	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0	0	0	0	0
1607	11/19/2019	08:07:00	"..."	126.95	126.93	126.95	0	0	0	0.91	0.91	0.91	0.91	0	0	0	0	0	0
1608	11/19/2019	08:08:00	"..."	126.94	126.93	126.95	0	0	0	0.91	0.91	0.91	0.91	0	0	0	0	0	0
1609	11/19/2019	08:09:00	"..."	126.94	126.93	126.95	0	0	0	0.91	0.91	0.91	0.91	0	0	0	0	0	0.01
1610	11/19/2019	08:10:00	"..."	126.94	126.93	126.95	0	0	0	0.92	0.92	0.92	0.92	0	0	0	0	0	0
1611	11/19/2019	08:11:00	"..."	126.94	126.93	126.94	0.05	0.05	0.05	0.92	0.92	0.92	0.92	0	0	0	0	0	0
1612	11/19/2019	08:12:00	"..."	126.95	126.93	126.95	0.05	0.05	0.05	0.92	0.92	0.92	0.92	0	0	0	0	0	0
1613	11/19/2019	08:13:00	"..."	126.95	126.93	126.95	0.05	0.05	0.05	0.93	0.93	0.93	0.93	0	0	0	0	0	0
1614	11/19/2019	08:14:00	"..."	126.94	126.93	126.95	0.05	0.05	0.05	0.93	0.93	0.93	0.93	0	0	0	0	0	0
1615	11/19/2019	08:15:00	"..."	126.94	126.93	126.95	0.05	0.05	0.05	0.93	0.93	0.93	0.93	0	0	0	0	0	0
1616	11/19/2019	08:16:00	"..."	126.94	126.93	126.94	0.05	0.05	0.05	0.96	0.96	0.96	0.96	0	0	0	0	0	0
1617	11/19/2019	08:17:00	"..."	126.95	126.93	126.94	0.05	0.05	0.05	0.96	0.96	0.96	0.96	0	0	0	0	0	0

Figura 5.20 – LDP1 - Arquivo-mãe  $F$  - Fator de potência

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T
1	Version	Date	Time	ChartField	TimeSource	Recorder	Scale	Units	ChartSubT	BaseScaling									
2	6.8.1.0	11/19/2019	12:27:06	Record	Internal	2	Unity	Secondary	Unknown	Secondary									
3	Date	Time	Phase	Status															
4	1	2	-1	3															
5	"IA_RMS"	"IB_RMS"	"IC_RMS"	"HRM2_V"	"HRM2_V"	"HRM2_V"	"HRM3_V"	"HRM3_V"	"HRM3_V"	"HRM4_V"	"HRM4_V"	"HRM4_V"	"HRM5_V"	"HRM5_V"	"HRM5_VC"				
6	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19				
7	FID	TID	Form	CTR	CTR_N	PTR	LDAR												
8	"SEL-734-R204-V"	"SEC TRAF"		9	1	1	1	60											
539	Date	Time	Status	"FREQ"	"IA_RMS"	"IB_RMS"	"IC_RMS"	"HRM2_V"	"HRM2_V"	"HRM2_V"	"HRM3_V"	"HRM3_V"	"HRM3_V"	"HRM4_V"	"HRM4_V"	"HRM4_V"	"HRM5_V"	"HRM5_V"	"HRM5_VC"
1814	11/19/2019	11:34:00	"..."	60	5.15	5.15	5.15	14.96	14.98	14.97	10.96	10.97	10.96	8.98	8.96	8.97	7.96	7.98	7.99
1815	11/19/2019	11:35:00	"..."	60	5.15	5.15	5.15	14.95	14.98	14.98	10.95	10.97	10.96	8.98	8.96	8.97	7.96	7.98	7.98
1816	11/19/2019	11:36:00	"..."	60	5.15	5.15	5.15	14.95	14.97	14.97	10.96	10.97	10.96	8.98	8.95	8.97	7.96	7.98	7.99
1817	11/19/2019	11:37:00	"..."	60	3.06	3.06	3.06	12.11	12.13	12.13	8.88	8.89	8.88	7.27	7.25	7.27	6.45	6.46	6.47
1818	11/19/2019	11:38:00	"..."	60	4.31	4.32	4.31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1819	11/19/2019	11:39:00	"..."	60	5.03	5.04	5.03	8.08	8.09	8.09	0	0	0	4.04	4.03	4.04	0	0	0
1820	11/19/2019	11:40:00	"..."	60	5.03	5.04	5.03	9.97	9.99	9.98	0	0	0	4.99	4.98	4.98	0	0	0
1821	11/19/2019	11:41:00	"..."	59.99	1.63	1.64	1.63	3.38	3.38	3.38	0	0	0	1.69	1.68	1.68	0	0	0
1822	11/19/2019	11:42:00	"..."	59.99	5.01	5.02	5.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1823	11/19/2019	11:43:00	"..."	59.99	5.01	5.02	5.01	0	0	0	4.11	4.12	4.12	0	0	0	0	0	0
1824	11/19/2019	11:44:00	"..."	59.99	4.14	4.15	4.14	0	0	0	4.97	4.98	4.98	0	0	0	0	0	0
1825	11/19/2019	11:45:00	"..."	60	0	0	0	0	0	0	0.6	0.6	0.6	0	0	0	0	0	0
1826	11/19/2019	11:46:00	"..."	59.99	2.93	2.93	2.93	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1827	11/19/2019	11:47:00	"..."	59.99	5.02	5.02	5.02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.54	1.55	1.55
1828	11/19/2019	11:48:00	"..."	59.99	5.02	5.02	5.02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.98	5.99	6
1829	11/19/2019	11:49:00	"..."	59.99	2.01	2.01	2.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.71	3.72	3.72
1830	11/19/2019	11:50:00	"..."	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1831	11/19/2019	11:51:00	"..."	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1832	11/19/2019	11:52:00	"..."	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1833	11/19/2019	11:53:00	"..."	60	1.35	1.35	1.35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 5.21 – LDP2 - Arquivo-mãe F - Harmônicos

## 5.3.1.4 Procedimento para geração da massa de dados

## a) Definição das linhas de interesse

A partir das planilhas LDP exportadas, foram selecionadas as linhas de interesse das planilhas do *arquivo-mãe* para geração da massa de dados semi-sintéticos. As linhas de interesse apresentam os resultados esperados na geração de cada um dos distúrbios, excluindo as linhas com registros de interrupção ou de transição entre um estado a outro.

Para a definição das linhas de interesse, foi necessário, primeiramente, determinar o perfil de conjunto de dados que desejava-se criar, ou seja, quais distúrbios de QEE iriam compor cada um dos conjuntos de dados semi-sintéticos apresentados na Tabela 5.2.

Analisando os dados registrados, sabendo a data e horário do ensaio e comparando-os com os distúrbios gerados, foi possível selecionar de forma determinística as linhas de interesse. As Tabelas 5.5 a 5.8 apresentam as linhas de interesse utilizadas na composição do conjunto de dados M17. Em cor verde estão as linhas que possuem valores abaixo dos limites estabelecidos pelo PRODIST. Em cor vermelha estão as linhas cujas variáveis estão acima dos limites determinados pelo PRODIST.

Observando as Figuras 5.18 a 5.21 e comparando-as com as Tabelas 5.6 a 5.8 verifica-se que as linhas de interesse correspondem aos valores apresentados à esquerda da primeira coluna no *Excel*.

A escolha adequada das linhas de interesse é importante, porque a macro desenvolvida realiza um sorteio a partir das linhas pré-selecionadas. Vale ressaltar que para cada linha escolhida existem 192 variáveis associadas e divididas em 12 planilhas.

Tabela 5.5 – Linhas de interesse - Fator de desequilíbrio

Sinal gerado		FD esperado	Linha de interesse
V1 (V)	V2 (V)		
127	0,000	0,00	540
127	0,635	0,50	543
127	1,270	1,00	546
127	1,905	1,50	548
127	2,540	2,00	551
127	3,175	2,50	554
127	3,810	3,00	558
127	4,445	3,50	561
127	5,080	4,00	563
127	5,715	4,50	566
127	6,350	5,00	570
127	3,429	2,70	573
127	3,556	2,80	576
127	3,683	2,90	579
127	3,810	3,00	582
127	3,937	3,10	586
127	4,064	3,20	588
127	4,191	3,30	592



Tabela 5.6 – Linhas de interesse - Tensão de Leitura

Tensão gerada (V)			Linha de interesse
VA	VB	VC	
152,40	152,40	152,40	609
151,13	151,13	151,13	612
149,86	149,86	149,86	616
148,59	148,59	148,59	619
147,32	147,32	147,32	622
146,05	146,05	146,05	624
144,78	144,78	144,78	628
143,51	143,51	143,51	630
142,24	142,24	142,24	634
140,97	140,97	140,97	637
139,70	139,70	139,70	639
138,43	138,43	138,43	643
137,16	137,16	137,16	645
135,89	135,89	135,89	649
134,62	134,62	134,62	651
133,35	133,35	133,35	654
132,08	132,08	132,08	658
130,81	130,81	130,81	660
129,54	129,54	129,54	664
128,27	128,27	128,27	666
127,00	127,00	127,00	669
125,73	125,73	125,73	673
124,46	124,46	124,46	675
123,19	123,19	123,19	678
121,92	121,92	121,92	681
120,65	120,65	120,65	684
119,38	119,38	119,38	688
118,11	118,11	118,11	690
116,84	116,84	116,84	694
115,57	115,57	115,57	696
114,30	114,30	114,30	699
113,03	113,03	113,03	703

Tabela 5.7 – Linhas de interesse - Fator de Potência

Sinal gerado		Linha de Interesse
FP	Ângulo	
0,00	90,00	1596
0,70	45,57	1598
0,86	30,68	1601
0,90	25,84	1605
0,91	24,50	1608
0,92	23,07	1611
0,93	21,57	1614
0,96	16,26	1617
1,00	0,00	1620
-0,96	163,74	1623
-0,93	158,43	1626
-0,92	156,92	1628
-0,91	155,50	1631
-0,90	154,16	1634
-0,86	149,32	1638
-0,70	134,43	1641

Tabela 5.8 – Linhas de interesse - Harmônicos

Sinal gerado		Distorções totais harmônicas esperadas				Linhas de interesse
Ordem Harmônica	(%)	DTT95%	DTTp95%	DTTi95%	DTT3 95%	
2	15	25,08	18,19	10,63	13,60	1816
3	11					
4	9					
5	8					
6	8					
7	7					
8	5	9,00	0,00	9,00	0,00	1828
5	6					
7	4					
11	5					
13	2	11,83	11,83	0,00	0,00	1820
2	10					
4	5					
8	3					
10	2					
14	1					
16	1	8,06	0,00	0,00	8,06	1824
3	5					
6	4					
9	4					
12	2					
15	2	4,00	0,00	4,00	0,00	1835
5	4					
7	5,5	5,50	0,00	5,50	0,00	1839
11	7	7,00	0,00	7,00	0,00	1843
13	8	8,00	0,00	8,00	0,00	1846
3	15	15,00	0,00	0,00	15,00	1850
6	20	20,00	0,00	0,00	20,00	1854
9	10	10,00	0,00	0,00	10,00	1859
12	6	6,00	0,00	0,00	6,00	1865

### b) Determinação do perfil das semanas

Nessa etapa foi definida a quantidade de valores que violam os limites a cada semana. Os perfis semanais foram definidos de forma a compor os conjuntos apresentados na Tabela 5.2.

Alguns perfis semanais considerados foram: semanas com tensão adequada e constante, semanas com apenas um distúrbio de QEE, semanas com mais de um distúrbio de QEE, semanas com indicadores abaixo dos valores de referência estabelecidos pelo PRO-DIST, semanas com indicadores de QEE variando em torno dos valores de referência, semanas com indicadores ultrapassando os valores de referência e semanas com sorteios aleatórios considerando todos os distúrbios.

Por exemplo, para a geração do primeiro conjunto de dados (M01), foram considerados valores constantes para cada semana. Sendo assim, cada linha de interesse foi replicada 1008 vezes de forma a obter uma semana com valores constantes. As Tabelas 5.9 a 5.12 apresentam os perfis de semanas considerados para geração do conjunto M01.

Tabela 5.9 – Perfil semanal M01 - Tensão de leitura

	Sinal Gerado (V)			Indicadores esperados	
	VA	VB	VC	DRP (%)	DRC (%)
<b>Semana 1</b>	152,38	152,39	152,40	100	0
<b>Semana 2</b>	147,29	147,30	147,31	100	0
<b>Semana 3</b>	144,78	144,79	144,80	100	0
<b>Semana 4</b>	135,86	135,87	135,88	100	0
<b>Semana 5</b>	134,63	134,64	134,65	0	100
<b>Semana 6</b>	133,32	133,33	133,34	0	100
<b>Semana 7</b>	132,08	132,09	132,10	0	0
<b>Semana 8</b>	129,54	129,55	129,56	0	0
<b>Semana 9</b>	128,20	128,21	128,22	0	0
<b>Semana 10</b>	127,00	127,01	127,02	0	0
<b>Semana 11</b>	124,44	124,45	124,46	0	0
<b>Semana 12</b>	123,12	123,13	123,14	0	0
<b>Semana 13</b>	121,94	121,95	121,96	0	0
<b>Semana 14</b>	119,22	119,23	119,24	0	0
<b>Semana 15</b>	116,76	116,77	116,78	0	0
<b>Semana 16</b>	110,45	110,46	110,47	0	0
<b>Semana 17</b>	109,10	109,11	109,12	100	0
<b>Semana 18</b>	101,52	101,53	101,54	100	0
<b>Semana 19</b>	93,92	93,93	93,94	100	0
<b>Semana 20</b>	90,12	90,13	90,14	100	0

Tabela 5.10 – Perfil semanal M01 - Tensão desequilibrada

	Sinal gerado (V)		Indicador esperado
	V1	V2	FD95%
<b>Semana 21</b>	127	0,000	0,00
<b>Semana 22</b>	127	0,635	0,50
<b>Semana 23</b>	127	1,270	1,00
<b>Semana 24</b>	127	1,905	1,50
<b>Semana 25</b>	127	2,540	2,00
<b>Semana 26</b>	127	3,175	2,50
<b>Semana 27</b>	127	3,810	3,00
<b>Semana 28</b>	127	4,445	3,50
<b>Semana 29</b>	127	5,080	4,00
<b>Semana 30</b>	127	5,715	4,50
<b>Semana 31</b>	127	6,350	5,00
<b>Semana 32</b>	127	3,429	2,70
<b>Semana 33</b>	127	3,556	2,80
<b>Semana 34</b>	127	3,683	2,90
<b>Semana 35</b>	127	3,810	3,00
<b>Semana 36</b>	127	3,937	3,10
<b>Semana 37</b>	127	4,064	3,20
<b>Semana 38</b>	127	4,191	3,30

Tabela 5.11 – Perfil semanal M01 - Harmônicos

	Sinal gerado		Indicadores esperados			
	Ordem Harmônica	(%)	DTT95%	DTTp95%	DTTi95%	DTT3 95%
<b>Semana 39</b>	3	30,00	34,64	0,00	16,90	30,24
	5	15,00				
	7	7,50				
	9	3,75				
	11	1,87				
	13	0,94				
	15	0,47				
<b>Semana 40</b>	2	30,00	34,64	33,81	0,00	7,56
	4	15,00				
	6	7,50				
	8	3,75				
	10	1,87				
	12	0,94				
	14	0,47				
<b>Semana 41</b>	3	30,00	34,62	0,00	0,00	34,62
	6	15,00				
	9	7,50				
	12	3,75				
	15	1,87				
<b>Semana 42</b>	2	1,00	3,74	2,24	2,00	2,24
	3	1,00				
	4	1,00				
	5	1,00				
	6	1,00				
	7	1,00				
	8	1,00				
	9	1,00				
	10	1,00				
	11	1,00				
	12	1,00				
	13	1,00				
	14	1,00				
	15	1,00				

Tabela 5.12 – Perfil semanal M01 - Harmônicos individuais

	Sinal gerado		Indicadores esperados			
	Ordem harmônica	(%)	DTT95%	DTTp95%	DTTi95%	DTT3 95%
<b>Semana 43</b>	2	1	1,00	1,00	0,00	0,00
<b>Semana 44</b>	3	6	6,00	0,00	0,00	6,00
<b>Semana 45</b>	5	6,5	6,50	0,00	6,50	0,00
<b>Semana 46</b>	7	7	7,00	0,00	7,00	0,00
<b>Semana 47</b>	9	7,5	7,50	0,00	0,00	7,50
<b>Semana 48</b>	11	8	8,00	0,00	8,00	0,00
<b>Semana 49</b>	13	8	8,50	0,00	8,50	0,00
<b>Semana 50</b>	15	9	9,00	0,00	0,00	9,00

O conjunto M01 foi gerado com o intuito de obter maior controle sobre os resultados e facilitar a validação tanto do algoritmo de cálculo do SGQ quanto do gabarito desenvolvido nesse trabalho, uma vez que o percentil 95% de uma variável que se repete 1008 vezes é o valor da própria variável.

Para cada um dos demais conjuntos foi considerada uma metodologia de sorteio distinta. Para a geração do conjunto M17 foram utilizados 60 perfis semanais conforme critérios apresentados nas Tabelas 5.13 e 5.14. As siglas FPP e FPN correspondem à fator de potência positivo e negativo, respectivamente. A coluna *Indicadores violados* aponta os indicadores que são violados a cada semana.

Cada célula apresenta a quantidade de linhas de interesse que possuem registros que violam os limites de cada um dos indicadores de QEE. Os valores indicados em vermelho apresentam os indicadores violados. Por exemplo, sabe-se que o limite de DRC é de 0,5%. Sendo assim, se um conjunto de 1008 registros possui mais do que 5 registros de tensão na região crítica, o limite DRC será violado. De forma análoga, se um conjunto de 1008 registros possui mais do que 30 registros de tensão na região precária, o limite de DRP igual a 3% será violado.

Para os demais indicadores, os limites são baseados no percentil 95%. Portanto, se um conjunto de 1008 registros possuir mais do que 51 registros acima do valor de referência, o indicador de QEE correspondente será violado.

Vale ressaltar que os indicadores de QEE independem do momento de ocorrência dos distúrbios ao longo da semana. Ou seja, na mesma semana, não importa a cronologia das linhas de interesse selecionadas.

Tabela 5.13 – Perfil semanal M17 - Parte 1

	Indicadores violados	FPP	FPN	DTT	DTTp	DTTi	DTT3	DRP	DRC	FD
Semana 1	DRC+ FPP	52	40	0	0	0	0	5	6	0
Semana 2	DRC+ FPP	102	30	0	0	0	0	10	8	10
Semana 3	DRC+ FPP	152	20	0	0	0	0	20	10	20
Semana 4	DRC+ FPP	202	10	0	0	0	0	30	12	30
Semana 5	DRP+ FPN	504	0	0	0	0	0	31	0	40
Semana 6	DRP+ FPN	40	52	0	0	0	0	33	1	50
Semana 7	DRP+ FPN	30	102	0	0	0	0	35	2	0
Semana 8	DRP+ FPN	20	152	0	0	0	0	37	3	15
Semana 9	DRC+DRP+ FPN	10	202	0	0	0	0	32	7	25
Semana 10	DRC+DRP+ FPN	0	504	0	0	0	0	34	9	45
Semana 11	DRC+DRP+ FPP + FPN	52	52	0	0	0	0	36	11	50
Semana 12	DRC+DRP+ FPP + FPN	102	102	0	0	0	0	38	13	48
Semana 13	FD+ FPP + FPN	152	152	0	0	0	0	0	4	51
Semana 14	FD+ FPP + FPN	202	202	0	0	0	0	12	4	52
Semana 15	FD+ FPP + FPN	504	504	0	0	0	0	20	3	60
Semana 16	FD+ (DTT+DTTp+DTTi+DTT3)	0	0	52	52	52	52	28	2	70
Semana 17	FD+DRC+ (DTT+DTTp+DTTi+DTT3)	0	0	60	60	60	60	6	6	80
Semana 18	FD+DRC+ (DTT+DTTp+DTTi+DTT3)	0	0	70	70	70	70	13	10	53
Semana 19	FD+DRC+ DTTi	0	0	0	0	55	0	29	15	55
Semana 20	FD+DRC+ DTTi	0	0	0	0	75	0	30	20	65
Semana 21	FD+DRP+ DTTi	0	0	0	0	80	0	40	2	100
Semana 22	FD+DRP+ (DTT+DTTpar)	0	0	53	53	28	0	50	4	90
Semana 23	FD+DRP+ (DTT+DTTpar)	0	0	100	100	0	0	35	5	52
Semana 24	FD+DRP+ (DTT+DTTpar)	0	0	63	63	0	0	45	0	60
Semana 25	FD+DRP+DRC+ DTT3	0	0	0	0	0	54	31	30	57
Semana 26	FD+DRP+DRC+ DTT3	0	0	0	0	0	60	60	6	63
Semana 27	FD+DRP+DRC+ DTT3	0	0	0	0	0	65	33	8	72
Semana 28	FD+DRP+DRC+ (DTT+DTT3)	0	0	55	0	0	55	39	12	75
Semana 29	DRC+ (DTT+DTT3)	0	0	60	0	0	60	5	6	0
Semana 30	DRC+ (DTT+DTT3)	0	0	65	0	0	65	10	8	10

Tabela 5.14 – Perfil semanal M17 - Parte 2

	Indicadores violados	FPP	FPN	DTT	DTTp	DTTi	DTT3	DRP	DRC	FD
Semana 31	DRC+ (DTT+DTTp+DTTi+DTT3) + FPP	52	0	52	52	52	52	20	10	20
Semana 32	DRC+ (DTT+DTTp+DTTi+DTT3) + FPP	53	5	53	53	53	53	30	12	30
Semana 33	DRP+ (DTT+DTTp+DTTi+DTT3) + FPP	54	10	54	54	54	54	31	0	40
Semana 34	DRP+ (DTTi + FPP)	62	15	10	20	62	30	33	1	50
Semana 35	DRP+ (DTTi + FPP)	72	20	40	10	72	20	35	2	0
Semana 36	DRP+ (DTTi + FPP)	82	25	30	40	82	45	37	3	15
Semana 37	DRC+DRP+ (DTT+DTTpar) + FPP	65	30	65	65	5	10	32	7	25
Semana 38	DRC+DRP+ (DTT+DTTpar) + FPP	102	35	102	102	15	20	34	9	45
Semana 39	DRC+DRP+ (DTT+DTTpar) + FPP	52	40	52	52	25	30	36	11	50
Semana 40	DRC+DRP+ DTT3 + FPP	53	45	40	45	50	53	38	13	48
Semana 41	FD+ DTT3 + FPP	54	46	5	10	15	54	0	4	51
Semana 42	FD+ DTT3 + FPP	55	47	20	25	30	55	12	4	52
Semana 43	FD+ (DTT+DTT3) + FPP	51	48	51	40	45	51	20	3	60
Semana 44	FD+ (DTT+DTT3) + FPP	58	49	58	50	10	58	28	2	70
Semana 45	FD+DRC+ (DTT+DTT3) + FPP	60	50	60	20	30	60	6	6	80
Semana 46	FD+DRC+ (DTT+DTTp+DTTi+DTT3) + FPN	0	51	51	51	51	51	13	10	53
Semana 47	FD+DRC+ (DTT+DTTp+DTTi+DTT3) + FPN	5	61	61	61	61	61	29	15	55
Semana 48	FD+DRC+ (DTT+DTTp+DTTi+DTT3) + FPN	10	71	71	71	71	71	30	20	65
Semana 49	FD+DRP+ DTTi + FPN	15	52	35	40	52	45	40	2	100
Semana 50	FD+DRP+ DTTi + FPN	20	62	50	5	62	10	50	4	90
Semana 51	FD+DRP+ DTTi + FPN	25	72	15	20	72	25	35	5	52
Semana 52	FD+DRP+ (DTT+DTTpar) + FPN	30	53	53	53	30	35	45	0	60
Semana 53	FD+DRP+DRC+ DTT+DTTpar + FPN	35	63	63	63	40	45	31	30	57
Semana 54	FD+DRP+DRC+ (DTT+DTTpar) + FPN	40	73	73	73	50	10	60	6	63
Semana 55	FD+DRP+DRC+ DTT3 + FPN	45	54	20	30	40	54	33	8	72
Semana 56	FD+DRP+DRC+ DTT3 + FPN	46	65	50	10	20	65	39	12	75
Semana 57	DRC+ DTT3 + FPN	47	74	30	10	20	74	5	6	0
Semana 58	DRC+ (DTT+DTT3 + FPN)	48	55	55	30	40	55	10	8	10
Semana 59	DRC+ (DTT+DTT3) + FPN	49	65	65	45	50	65	20	10	20
Semana 60	DRC+ (DTT+DTT3) + FPN	50	75	75	10	20	75	30	12	30

### c) Sorteio das linhas de interesse

A partir das Tabelas 5.13 e 5.14 foram realizados diversos sorteios de forma a compor os 60 perfis semanais pré-determinados. Cada semana possui 1008 linhas que foram sorteadas dentre as regiões de interesse. Por exemplo, para a composição da semana 16 foram sorteados: 52 valores que violam  $DTT$ ,  $DTT_p$ ,  $DTT_i$  e  $DTT_3$ , 28 que violam DRP, 2 que violam DRC, 70 que violam FD e 856 valores que não violam nenhum dos limites. Observando as Tabelas 5.6 a 5.8 percebe-se que a semana 16 do conjunto M17 é formada por:

- 52 linhas iguais a 1816;
- 28 linhas sorteadas entre 651, 654, 694, 696, 699, 703;
- 2 linhas sorteadas entre 609, 612, 616, 619, 622, 624, 628, 630, 634, 637, 639, 643, 645, 649;
- 70 linhas sorteadas entre 561, 563, 566, 570, 586, 588, 592;
- 856 sorteadas entre as células verdes apresentadas nas Tabelas 5.6 a 5.8.

Repetindo o mesmo procedimento para todas as semanas, ao final dos sorteios foram obtidas 60.480 ( $60 \cdot 1008$ ) linhas que serão utilizadas para gerar a massa de dados sintéticos correspondente. As linhas selecionadas foram denominadas *linhas de referência* e são utilizadas como dado de entrada para a próxima etapa do procedimento.

Os sorteios foram realizados através de uma macro desenvolvida no *Excel* que permite que o usuário determine quais linhas de interesse podem ser sorteadas e a probabilidade de ocorrência de cada uma delas.

Para os casos apresentados, M01 e M17, foi definido um perfil diferente para cada uma das semanas que compõe o conjunto final de dados. Porém, para alguns conjuntos foi utilizada uma quantidade menor de perfis semanais admitindo menor variabilidade. Dessa forma, o conjunto de 60 semanas foi resultado de um novo sorteio realizado entre os perfis semanais.

### d) Geração da massa de dados (Macro *Excel*)

Essa etapa teve como objetivo transformar as 60480 linhas selecionadas na etapa anterior em uma massa de dados com as variáveis de QEE registradas. A macro desenvolvida possuiu a função de resgatar dos *arquivos-mãe* (LDPs) as 192 variáveis registradas para cada uma das linhas de referência definidas na etapa anterior. Foi gerada então uma massa de dados com 11.612.160 variáveis, divididas em 12 arquivos .txt. Além disso, a macro foi utilizada para modificar a estampa de tempo de 1 minuto para 10 minutos, com data de registro iniciando sempre em 01/01/2019 à 00:00.



A Figura 5.22 apresenta um diagrama para melhor entendimento. As 60480 linhas de referência foram utilizadas como base para a criação da massa de dados. Os arquivos de origem são os *arquivos-mãe* exemplificados pelas Figuras 5.18 a 5.21 e o arquivos resultantes são as massas de dados obtidas a partir dessa macro. A Figura 5.23 apresenta um exemplo de arquivo LDP1 resultante. Os dados apresentados no arquivo resultante correspondem aos dados registrados no *arquivo-mãe* de acordo as linhas de referência apresentadas na Figura 5.22. Por exemplo, o primeiro registro (linha 60480) da Figura 5.23 corresponde ao registro 1601 da Figura 5.20.

Considerando que os ensaios realizados para criação do *arquivo-mãe F* tiveram aproximadamente 4 horas de duração e que a estampa de tempo é de um minuto, destaca-se que o *arquivo-mãe* possui 12 planilhas com aproximadamente 240 linhas, enquanto a massa de dados resultante possui 12 planilhas com 60480 linhas e estampa de tempo de 10 minutos.

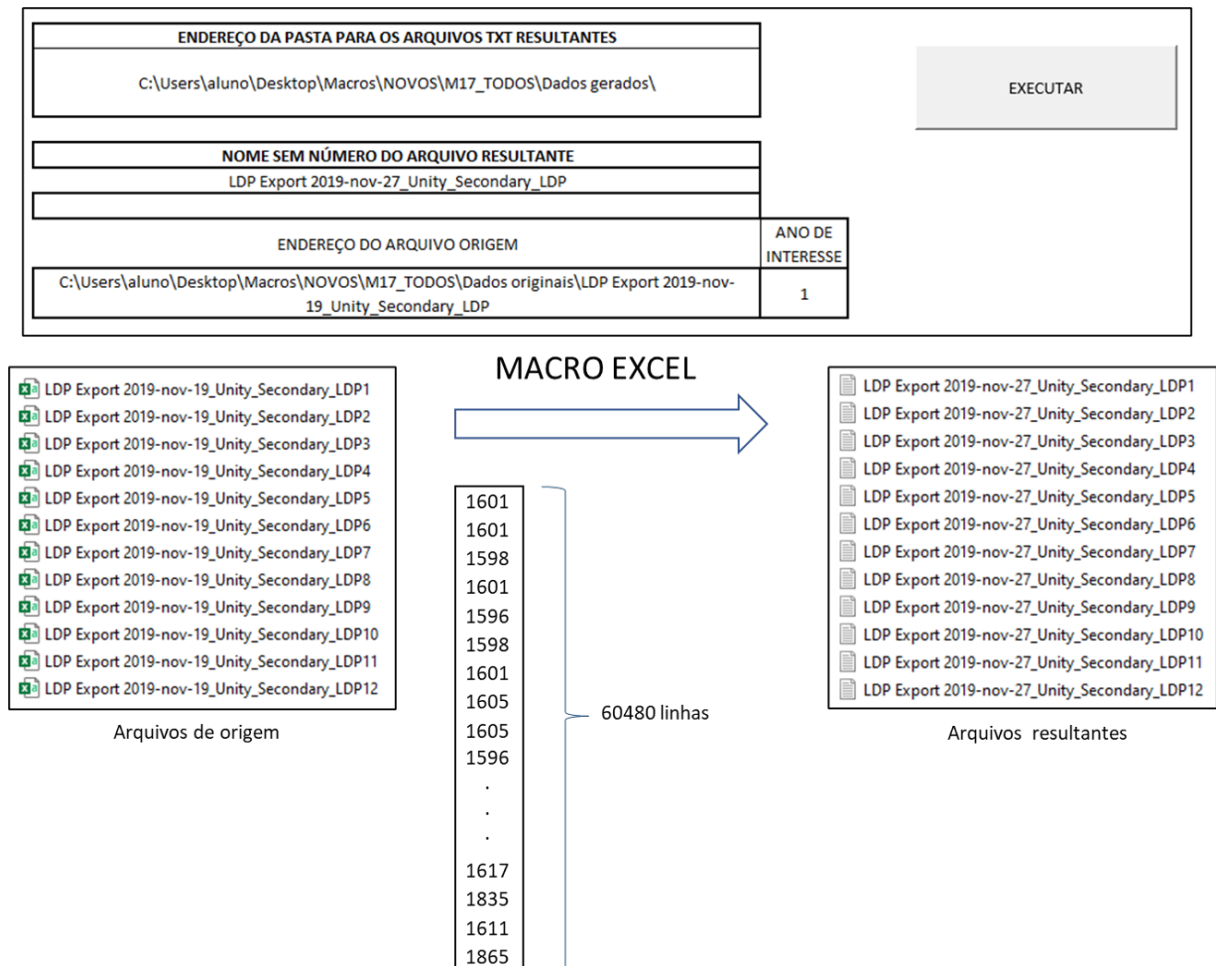


Figura 5.22 – Diagrama ilustrativo da macro utilizada para geração da massa de dados.

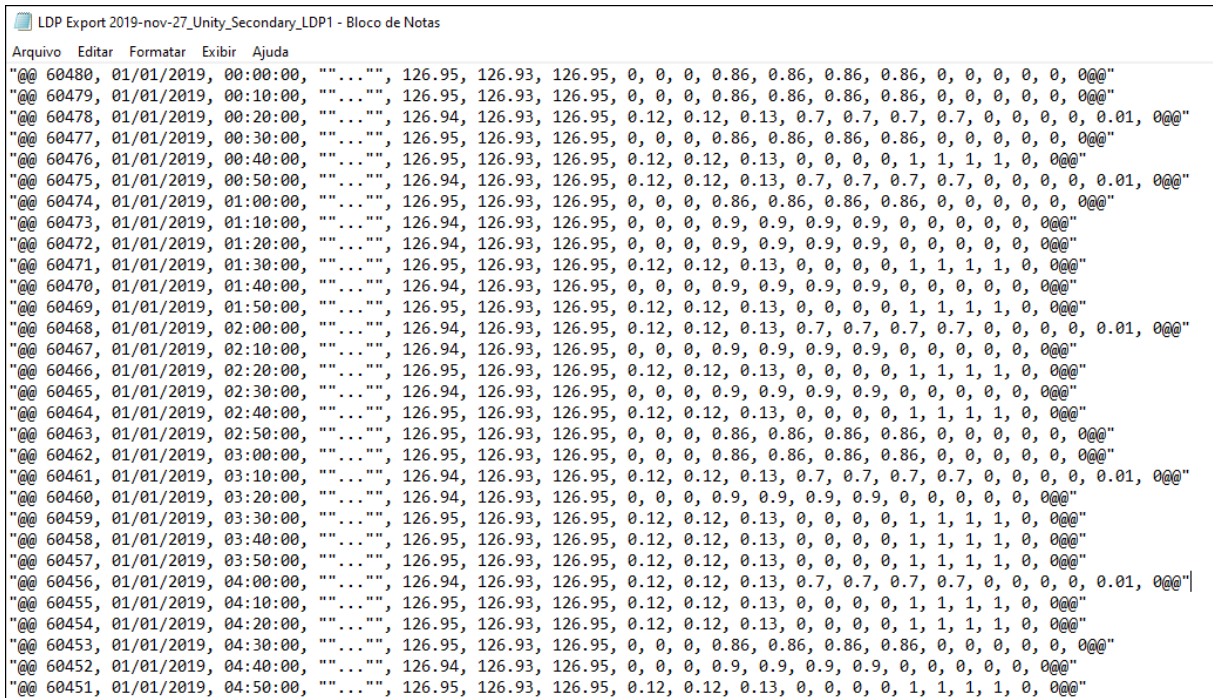


Figura 5.23 – Exemplo de massa de dados LDP1 gerada a partir da macro.

#### 4e) Formatação (Macro *Word*)

Essa etapa teve como objetivo converter a massa de dados gerada para um formato exatamente igual ao formato de saída do SEL 734 em termos de cabeçalho, avisos e separação de caracteres. Esse processo foi feito compatibilizando a massa de dados à um cabeçalho modelo de saída do SEL 734. Essa etapa é importante porque o SGQ deve receber os dados exatamente no formato proveniente do medidor. A Figura 5.24 apresenta um diagrama para melhor entendimento. A Figura 5.25 apresenta o arquivo de resultante do LDP1.

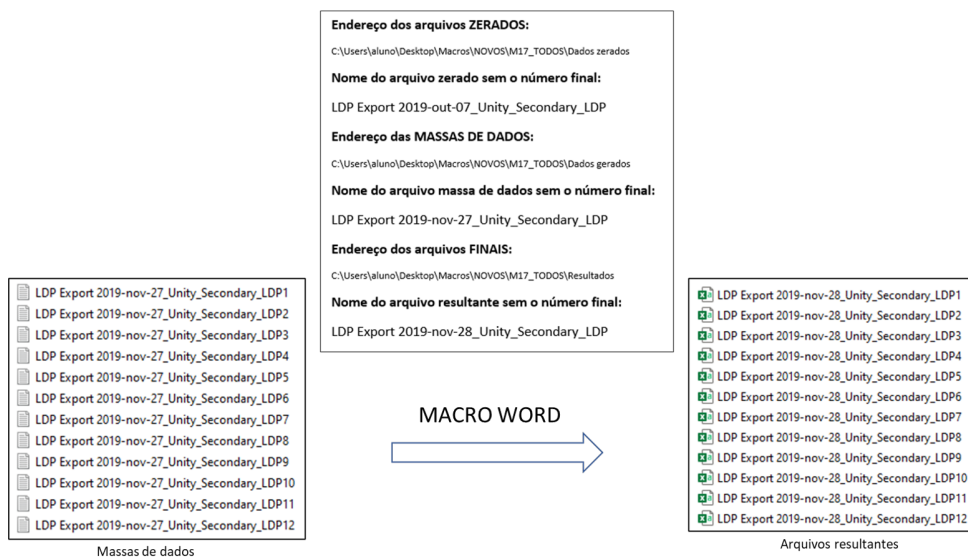


Figura 5.24 – Diagrama ilustrativo da macro utilizada para formatação.

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	
1	Version	Date	Time	ChartField	TimeSource	Recorder	Scale	Units	ChartSub	BaseScaling										
2	6.7.6.1	10/07/201	15:32:17	Record	Internal	1	Unity	Secondary	Unknown	Secondary										
3	Date	Time	Phase	Status																
4	1	2	-1	3																
5	"VB_RMS"	"VC_RMS"	"PST_VA"	"PST_VB"	"PST_VC"	"PF3"	"PFA"	"PFB"	"PFC"	"LDPF3"	"LDPFA"	"LDPFB"	"LDPFC"	"IN_RMS"	"V_IMB"					
6	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19					
7	FID	TID	Form	CTR	CTR_N	PTR	LDAR													
8	"SEL-734-R204-V0"	"SEC TRA"	9	1	1	1	60													
28	Date	Time	Status	"VA_RMS"	"VB_RMS"	"VC_RMS"	"PST_VA"	"PST_VB"	"PST_VC"	"PF3"	"PFA"	"PFB"	"PFC"	"LDPF3"	"LDPFA"	"LDPFB"	"LDPFC"	"IN_RMS"	"V_IMB"	
29	01/01/2019	00:00:00	""...""	126.95	126.93	126.95	0	0	0	0.86	0.86	0.86	0.86	0	0	0	0	0	0	0
30	01/01/2019	00:10:00	""...""	126.95	126.93	126.95	0	0	0	0.86	0.86	0.86	0.86	0	0	0	0	0	0	0
31	01/01/2019	00:20:00	""...""	126.94	126.93	126.95	0.12	0.12	0.13	0.7	0.7	0.7	0.7	0	0	0	0	0	0.01	0
32	01/01/2019	00:30:00	""...""	126.95	126.93	126.95	0	0	0	0.86	0.86	0.86	0.86	0	0	0	0	0	0	0
33	01/01/2019	00:40:00	""...""	126.95	126.93	126.95	0.12	0.12	0.13	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
34	01/01/2019	00:50:00	""...""	126.94	126.93	126.95	0.12	0.12	0.13	0.7	0.7	0.7	0.7	0	0	0	0	0	0.01	0
35	01/01/2019	01:00:00	""...""	126.95	126.93	126.95	0	0	0	0.86	0.86	0.86	0.86	0	0	0	0	0	0	0
36	01/01/2019	01:10:00	""...""	126.94	126.93	126.95	0	0	0	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0	0	0	0	0	0
37	01/01/2019	01:20:00	""...""	126.94	126.93	126.95	0	0	0	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0	0	0	0	0	0
38	01/01/2019	01:30:00	""...""	126.95	126.93	126.95	0.12	0.12	0.13	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
39	01/01/2019	01:40:00	""...""	126.94	126.93	126.95	0	0	0	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0	0	0	0	0	0
40	01/01/2019	01:50:00	""...""	126.95	126.93	126.95	0.12	0.12	0.13	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
41	01/01/2019	02:00:00	""...""	126.94	126.93	126.95	0.12	0.12	0.13	0.7	0.7	0.7	0.7	0	0	0	0	0	0.01	0
42	01/01/2019	02:10:00	""...""	126.94	126.93	126.95	0	0	0	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0	0	0	0	0	0
43	01/01/2019	02:20:00	""...""	126.95	126.93	126.95	0.12	0.12	0.13	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
44	01/01/2019	02:30:00	""...""	126.94	126.93	126.95	0	0	0	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0	0	0	0	0	0
45	01/01/2019	02:40:00	""...""	126.95	126.93	126.95	0.12	0.12	0.13	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
46	01/01/2019	02:50:00	""...""	126.95	126.93	126.95	0	0	0	0.86	0.86	0.86	0.86	0	0	0	0	0	0	0
47	01/01/2019	03:00:00	""...""	126.95	126.93	126.95	0	0	0	0.86	0.86	0.86	0.86	0	0	0	0	0	0	0
48	01/01/2019	03:10:00	""...""	126.94	126.93	126.95	0.12	0.12	0.13	0.7	0.7	0.7	0.7	0	0	0	0	0	0.01	0
49	01/01/2019	03:20:00	""...""	126.94	126.93	126.95	0	0	0	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0	0	0	0	0	0
50	01/01/2019	03:30:00	""...""	126.95	126.93	126.95	0.12	0.12	0.13	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
51	01/01/2019	03:40:00	""...""	126.95	126.93	126.95	0.12	0.12	0.13	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
52	01/01/2019	03:50:00	""...""	126.95	126.93	126.95	0.12	0.12	0.13	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
53	01/01/2019	04:00:00	""...""	126.94	126.93	126.95	0.12	0.12	0.13	0.7	0.7	0.7	0.7	0	0	0	0	0	0.01	0

Figura 5.25 – Exemplo de arquivo LDP1 resultante da macro de formatação.

### 5.3.1.5 Obtenção do gabarito - Resultados esperados

A fim de dispor de um gabarito para conferir os resultados gerados pelo SGQ foi desenvolvido um programa em VBA que realiza automaticamente os algoritmos apresentados na seção 4.5.

É importante destacar que parte fundamental do algoritmo de cálculo dos indicadores é o expurgo de medições inválidas, uma vez que a exclusão de um ou mais registros implica em mudança no conjunto de 1008 valores considerados para o cálculo dos indicadores de todos os distúrbios de QEE.

Conforme apresentado na seção 4.5 os registros afetados por interrupções de regime permanente ou por VTCDs são considerados inválidos e devem ser expurgados. O expurgo por interrupção de regime permanente é realizado sempre que a tensão de leitura (TL) em uma das fases é menor ou igual a 0,7 pu. Com exceção do conjunto M16, não foram gerados eventos de VTCD para composição dos arquivos-mãe. Sendo assim, tanto para o M01 quanto para o M17, o expurgo de medições se deve somente à interrupções de regime permanente.

A Tabelas 5.15 e as Figuras 5.26 a 5.31 apresentam os resultados obtidos pelo programa desenvolvido em VBA para obtenção dos indicadores relativos ao M01.

Conforme pode ser observado na Tabela 5.15, as semanas 43 e 45 foram expurgadas. Isso aconteceu porque a tensão de leitura obtida para os 1008 registros da semana 43 foram:  $V_A = 63,93$  V,  $V_B = 64,24$  V,  $V_C = 62,25$  V e para a semana 45 foram registrados:  $V_A = 87,63$  V,  $V_B = 87,78$  V,  $V_C = 86,66$  V. Dessa forma tanto a semana 43 quanto a semana 45 apresentaram 1008 registros com tensão de leitura menor do que 0,7 pu (88,9 V). Portanto essas duas semanas tiveram todos os seus registros expurgados.

Vale ressaltar que, para o M01 duas semanas inteiras foram expurgadas, não afetando nos indicadores das semanas subsequentes.

As Tabela 5.16 e as Figuras 5.32 a 5.36 apresentam os resultados obtidos pelo *gabarito* para obtenção dos indicadores relativos ao M17. Conforme pode ser observado na Tabela 5.16, foram no total 56 conjuntos de 1008 valores apurados. Apesar de o teste ter sido idealizado para 60 semanas conforme Tabela 5.13, 3365 registros foram expurgados. Isso aconteceu porque uma das linhas de interesse selecionada (1865) possuía  $V_A = 88,54$  V,  $V_B = 88,53$  V,  $V_C = 88,54$  V e portanto, todas os registros correspondentes à essa linha de interesse foram expurgados. Maiores detalhes são apresentados na seção 5.4 desse capítulo.

Tabela 5.15 – Indicadores apurados - M01.

	Período de medição			Indicadores																
	Início	Término	DRP	DRC	FD95% (%)	PST95% A	PST95% B	PST95% C	DTT95% A	DTT95% B	DTT95% C	DTTp95% A	DTTp95% B	DTTp95% C	DTTI95% A	DTTI95% B	DTTI95% C	DTT395% A	DTT395% B	DTT395% C
Semana 1	01/01/2019 00:00	07/01/2019 23:50	0,00	100,00	0,00	0,12	0,13	0,17	0,56	0,55	0,52	0,32	0,32	0,32	0,46	0,44	0,40	0,04	0,04	0,03
Semana 2	08/01/2019 00:00	14/01/2019 23:50	0,00	100,00	0,00	18,50	20,85	1,24	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Semana 3	15/01/2019 00:00	21/01/2019 23:50	0,00	100,00	0,00	0,22	0,22	0,22	0,01	0,01	0,01	0,00	0,02	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Semana 4	22/01/2019 00:00	28/01/2019 23:50	0,00	100,00	0,00	0,22	0,23	0,23	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
Semana 5	29/01/2019 00:00	04/02/2019 23:50	100,00	0,00	0,00	0,22	0,23	0,23	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Semana 6	05/02/2019 00:00	11/02/2019 23:50	100,00	0,00	0,00	0,01	0,24	0,23	0,01	0,01	0,01	0,00	0,02	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Semana 7	12/02/2019 00:00	18/02/2019 23:50	0,00	0,00	0,00	0,24	0,24	0,23	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Semana 8	19/02/2019 00:00	25/02/2019 23:50	0,00	0,00	0,00	0,06	0,06	0,06	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Semana 9	26/02/2019 00:00	04/03/2019 23:50	0,00	0,00	0,00	0,06	0,06	0,06	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Semana 10	05/03/2019 00:00	11/03/2019 23:50	0,00	0,00	0,00	0,06	0,06	0,06	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Semana 11	12/03/2019 00:00	18/03/2019 23:50	0,00	0,00	0,00	0,26	0,19	0,25	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Semana 12	19/03/2019 00:00	25/03/2019 23:50	0,00	0,00	0,00	0,26	0,19	0,25	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01
Semana 13	26/03/2019 00:00	01/04/2019 23:50	0,00	0,00	0,00	0,26	0,19	0,25	0,03	0,04	0,03	0,02	0,02	0,02	0,01	0,02	0,02	0,01	0,02	0,02
Semana 14	02/04/2019 00:00	08/04/2019 23:50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Semana 15	09/04/2019 00:00	15/04/2019 23:50	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Semana 16	16/04/2019 00:00	22/04/2019 23:50	100,00	0,00	0,00	0,27	0,28	0,28	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
Semana 17	23/04/2019 00:00	29/04/2019 23:50	0,00	100,00	0,00	0,27	0,28	0,28	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Semana 18	30/04/2019 00:00	06/05/2019 23:50	0,00	100,00	0,00	0,06	0,06	0,06	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Semana 19	07/05/2019 00:00	13/05/2019 23:50	0,00	100,00	0,00	0,33	0,14	0,33	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Semana 20	14/05/2019 00:00	20/05/2019 23:50	0,00	100,00	0,00	0,07	0,07	0,07	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Semana 21	21/05/2019 00:00	27/05/2019 23:50	0,00	0,00	0,00	0,11	0,11	0,12	0,29	0,28	0,26	0,17	0,17	0,17	0,23	0,22	0,20	0,04	0,04	0,03
Semana 22	28/05/2019 00:00	03/06/2019 23:50	0,00	0,00	0,00	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Semana 23	04/06/2019 00:00	10/06/2019 23:50	0,00	0,00	0,99	0,02	0,02	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Semana 24	11/06/2019 00:00	17/06/2019 23:50	0,00	0,00	1,49	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Semana 25	18/06/2019 00:00	24/06/2019 23:50	0,00	0,00	2,00	2,77	1,88	1,88	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Semana 26	25/06/2019 00:00	01/07/2019 23:50	0,00	0,00	2,49	2,77	1,52	1,88	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
Semana 27	02/07/2019 00:00	08/07/2019 23:50	0,00	0,00	2,99	2,77	1,52	1,88	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
Semana 28	09/07/2019 00:00	15/07/2019 23:50	0,00	0,00	3,49	0,08	0,08	0,08	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
Semana 29	16/07/2019 00:00	22/07/2019 23:50	0,00	0,00	4,00	0,14	0,08	0,08	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
Semana 30	23/07/2019 00:00	29/07/2019 23:50	0,00	0,00	4,50	0,14	0,08	0,08	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00
Semana 31	30/07/2019 00:00	05/08/2019 23:50	100,00	0,00	4,99	0,07	0,05	0,05	0,03	0,03	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Semana 32	06/08/2019 00:00	12/08/2019 23:50	0,00	0,00	2,70	2,61	3,63	3,11	0,66	0,65	0,60	0,42	0,42	0,39	0,50	0,49	0,44	0,11	0,11	0,10
Semana 33	13/08/2019 00:00	19/08/2019 23:50	0,00	0,00	2,79	0,86	1,16	1,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00
Semana 34	20/08/2019 00:00	26/08/2019 23:50	0,00	0,00	2,89	0,14	0,14	0,15	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Semana 35	27/08/2019 00:00	02/09/2019 23:50	0,00	0,00	3,00	0,14	0,14	0,15	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00
Semana 36	03/09/2019 00:00	09/09/2019 23:50	0,00	0,00	3,09	0,14	0,14	0,15	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00
Semana 37	10/09/2019 00:00	16/09/2019 23:50	0,00	0,00	3,20	0,06	0,06	0,06	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Semana 38	17/09/2019 00:00	23/09/2019 23:50	0,00	0,00	3,30	0,06	0,06	0,06	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01
Semana 39	24/09/2019 00:00	30/09/2019 23:50	100,00	0,00	0,13	0,05	0,05	0,05	34,53	34,57	34,58	0,01	0,00	0,00	16,83	16,84	16,87	30,15	30,19	30,19
Semana 40	01/10/2019 00:00	07/10/2019 23:50	100,00	0,00	0,29	0,05	0,05	0,05	34,57	34,61	34,59	33,74	33,78	33,76	0,03	0,03	0,03	7,52	7,52	7,53
Semana 41	08/10/2019 00:00	14/10/2019 23:50	100,00	0,00	0,00	0,05	0,05	0,05	37,15	37,14	37,14	0,00	0,00	0,00	13,66	13,67	13,69	34,55	34,53	34,52
Semana 42	15/10/2019 00:00	21/10/2019 23:50	0,00	0,00	0,12	26,80	27,19	26,30	3,82	3,82	3,79	2,41	2,42	2,36	1,98	1,98	1,98	2,20	2,20	2,20
Semana 43	22/10/2019 00:00	28/10/2019 23:50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Semana 44	29/10/2019 00:00	04/11/2019 23:50	0,00	100,00	0,03	20,28	23,01	29,44	6,48	6,49	6,50	0,01	0,01	0,02	6,48	6,49	6,50	0,02	0,03	0,02
Semana 45	05/11/2019 00:00	11/11/2019 23:50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Semana 46	12/11/2019 00:00	18/11/2019 23:50	0,00	0,00	0,00	1,24	1,23	1,25	7,48	7,48	7,48	0,32	0,33	0,32	0,44	0,43	0,39	7,46	7,46	7,46
Semana 47	19/11/2019 00:00	25/11/2019 23:50	0,00	0,00	0,00	1,24	1,23	1,25	7,93	7,96	7,97	0,01	0,02	0,02	7,93	7,96	7,97	0,01	0,02	0,02
Semana 48	26/11/2019 00:00	02/12/2019 23:50	0,00	0,00	0,18	15,42	15,36	15,71	8,46	8,41	8,44	0,12	0,12	0,12	8,46	8,41	8,44	0,03	0,03	0,03
Semana 49	03/12/2019 00:00	09/12/2019 23:50	0,00	0,00	0,02	15,42	15,36	15,71	8,92	8,92	8,94	0,26	0,26	0,25	0,35	0,34	0,31	8,91	8,91	8,93
Semana 50	10/12/2019 00:00	16/12/2019 23:50	0,00	0,00	0,00	5,00	3,53	4,02	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,00

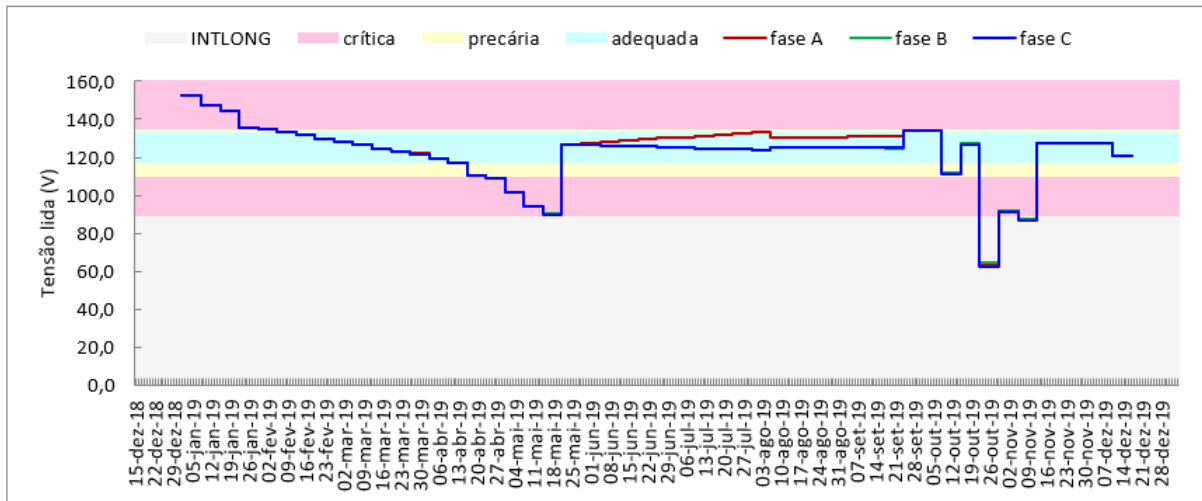


Figura 5.26 – M01 - Gráfico da tensão de leitura.

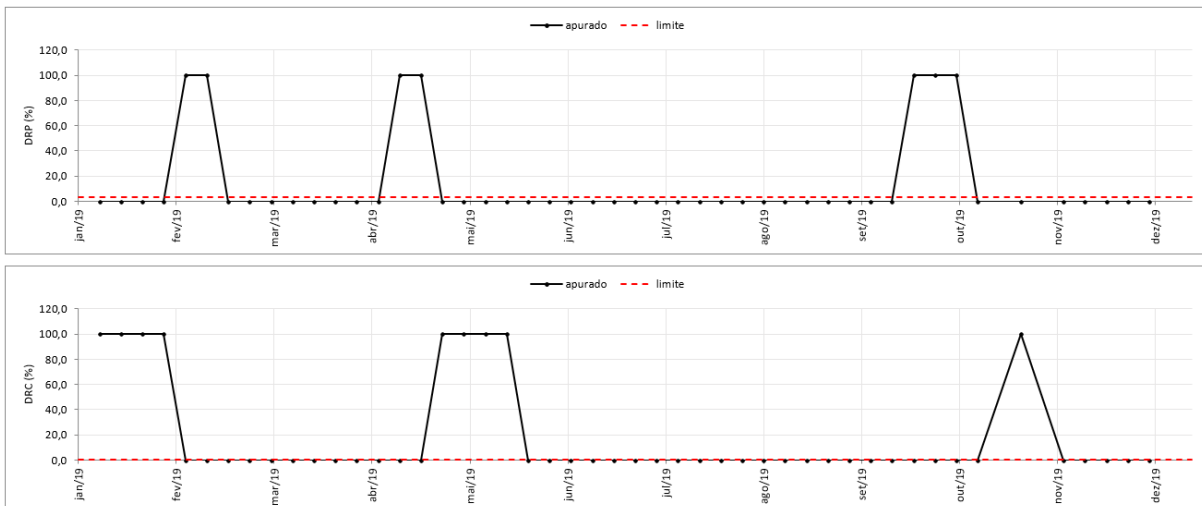


Figura 5.27 – M01 - Gráfico do DRC e DRP apurados.

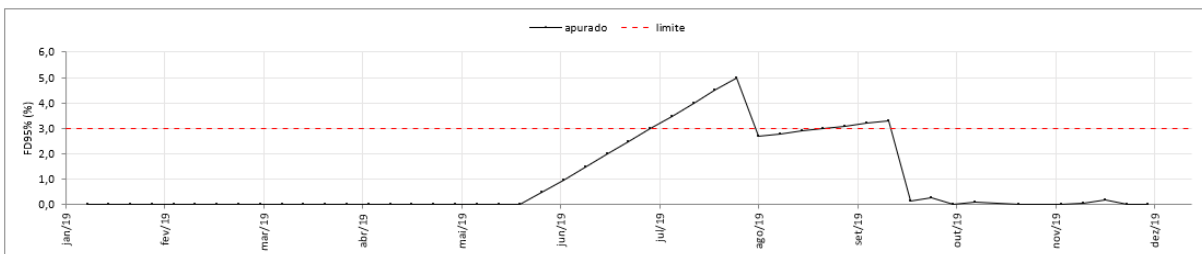


Figura 5.28 – M01 - Gráfico dos FD95% apurados.

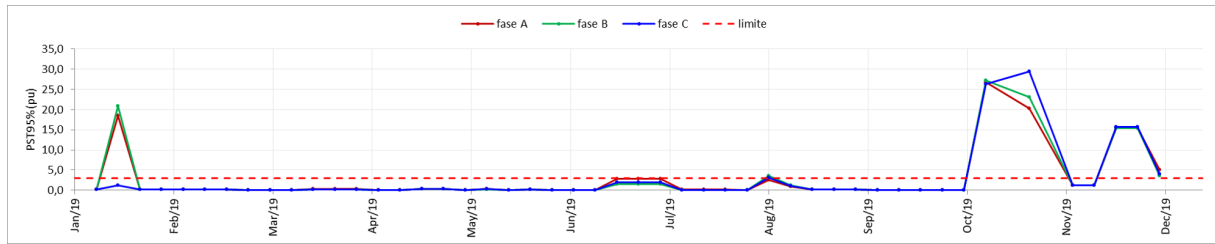


Figura 5.29 – M01 - Gráfico dos  $PST_{95\%}$  apurados.

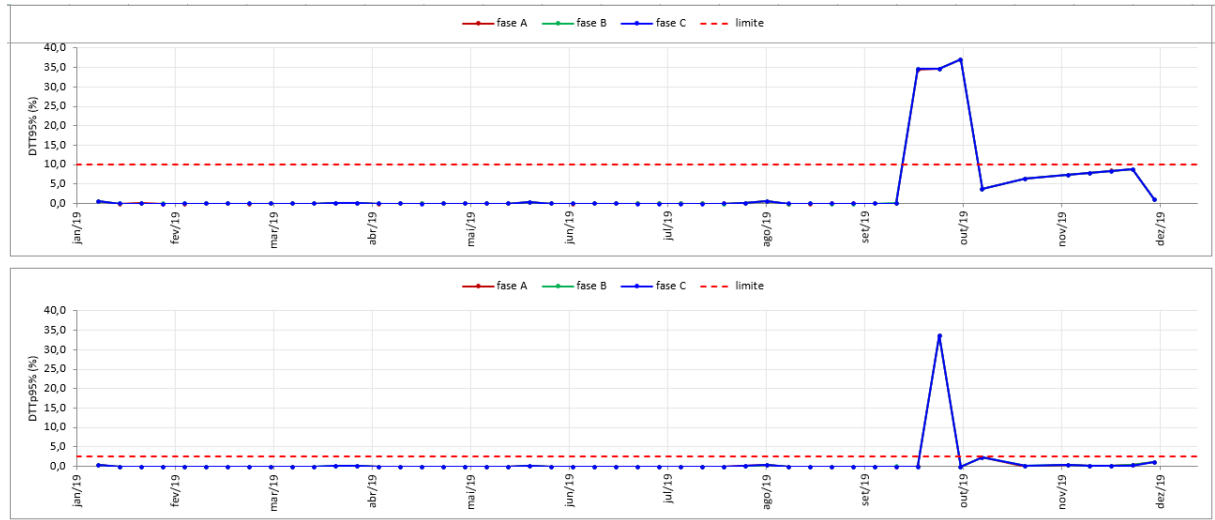


Figura 5.30 – M01 - Gráfico dos  $DTT_{95\%}$  e  $DTT_{p,95\%}$  apurados.

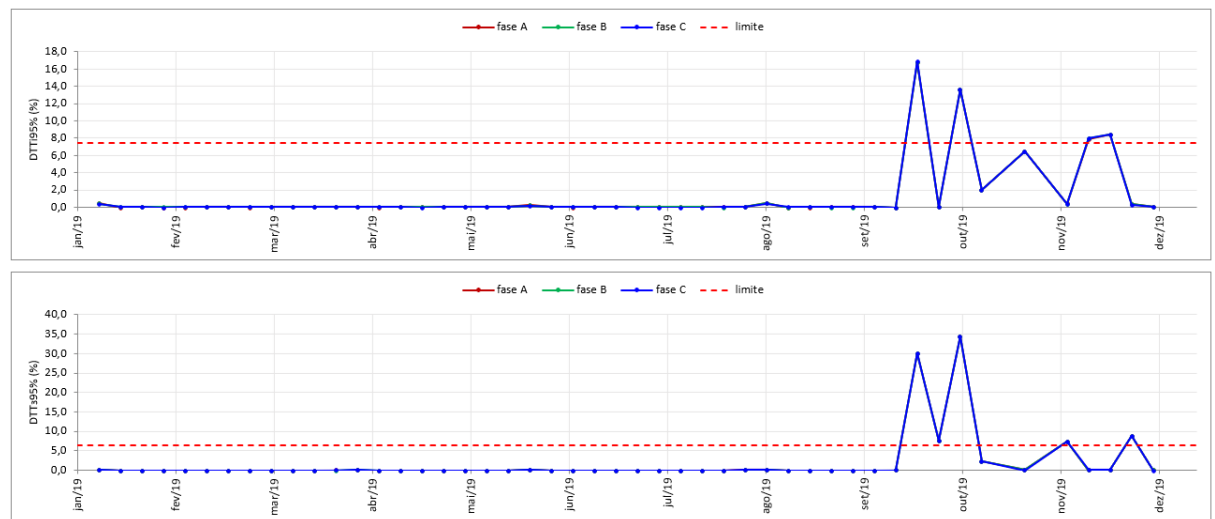


Figura 5.31 – M01 - Gráfico dos  $DTT_{i,95}$  e  $DTT_{3,95\%}$  apurados.

Tabela 5.16 – Indicadores de QEE apurados - M17.

Período de medição			Indicadores																	
Início	Término	DRP	DRC	FD95% (%)	PST95% A	PST95% B	PST95% C	DTT95% A	DTT95% B	DTT95% C	DTT95% A	DTT95% B	DTT95% C	DTT95% A	DTT95% B	DTT95% C	DTT95% A	DTT95% B	DTT95% C	
01/01/2019 00:00	08/01/2019 09:20	8,53	0,99	0,99	22,96	23,08	22,91	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	
08/01/2019 09:30	15/01/2019 16:50	9,23	1,19	1,99	22,96	23,08	22,91	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	
15/01/2019 17:00	22/01/2019 20:40	6,45	0,00	2,66	22,96	23,08	22,91	5,50	5,47	5,48	0,00	0,00	0,00	5,50	5,47	5,48	0,00	0,00	0,00	
22/01/2019 20:50	30/01/2019 06:10	8,73	0,99	0,99	22,96	23,08	22,91	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	
30/01/2019 06:20	06/02/2019 15:40	8,33	0,99	0,99	22,96	23,08	22,91	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	
06/02/2019 15:50	13/02/2019 22:30	8,23	0,89	2,89	22,96	23,08	22,91	5,50	5,47	5,48	0,00	0,00	0,00	5,50	5,47	5,48	0,00	0,00	0,00	
13/02/2019 22:40	21/02/2019 05:30	9,92	0,10	3,05	22,96	23,08	22,91	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	
21/02/2019 05:40	28/02/2019 13:40	9,52	0,89	2,89	22,96	23,08	22,91	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	
28/02/2019 13:50	07/03/2019 23:10	10,22	0,10	3,05	22,96	23,08	22,91	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	
07/03/2019 23:20	15/03/2019 11:00	11,21	0,30	0,50	22,96	23,08	22,91	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	
15/03/2019 11:10	22/03/2019 22:00	13,99	2,38	3,19	22,96	23,08	22,91	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	
22/03/2019 22:10	30/03/2019 08:30	10,71	1,29	3,40	22,96	23,08	22,91	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	
30/03/2019 08:40	06/04/2019 15:30	6,55	0,30	3,30	15,40	15,97	15,82	5,50	5,47	5,48	0,00	0,00	0,00	5,50	5,47	5,48	0,00	0,00	0,00	
06/04/2019 15:40	13/04/2019 19:00	7,14	0,30	3,30	22,96	23,08	22,91	5,50	5,47	5,48	0,00	0,00	0,00	5,50	5,47	5,48	0,00	0,00	0,00	
13/04/2019 19:30	21/04/2019 05:00	11,21	1,88	3,19	22,96	23,08	22,91	7,97	7,92	7,94	0,00	0,00	0,00	7,97	7,92	7,94	0,00	0,00	0,00	
21/04/2019 05:10	28/04/2019 17:30	9,13	0,60	3,49	22,96	23,08	22,91	24,99	24,99	25,00	18,13	18,14	18,15	10,59	10,58	10,60	13,55	13,55	13,55	
28/04/2019 17:40	06/05/2019 06:00	8,43	0,60	3,49	22,96	23,08	22,91	24,99	24,99	25,00	18,13	18,14	18,15	10,59	10,58	10,60	13,55	13,55	13,55	
06/05/2019 06:20	13/05/2019 17:20	10,32	1,29	3,19	22,96	23,08	22,91	7,97	7,92	7,94	0,00	0,00	0,00	7,97	7,92	7,94	0,00	0,00	0,00	
13/05/2019 17:30	21/05/2019 04:20	11,71	1,88	3,19	22,96	23,08	22,91	8,95	8,96	8,97	0,00	0,00	0,00	7,97	7,92	7,94	0,00	0,00	0,00	
21/05/2019 04:30	28/05/2019 16:20	11,61	5,36	3,19	22,96	23,08	22,91	8,02	8,02	8,02	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	8,02	8,02	8,02	
28/05/2019 16:30	05/06/2019 04:10	10,71	2,98	3,10	22,96	23,08	22,91	11,79	11,81	11,80	11,79	11,81	11,80	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	
05/06/2019 04:30	12/06/2019 19:50	14,19	5,75	3,49	22,96	23,08	22,91	8,02	8,02	8,02	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	8,02	8,02	8,02	
12/06/2019 20:00	20/06/2019 08:40	9,92	2,98	3,10	22,96	23,08	22,91	11,79	11,81	11,80	11,79	11,81	11,80	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	
20/06/2019 08:50	27/06/2019 23:20	15,77	0,40	3,49	22,96	23,08	22,91	9,96	9,95	9,96	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	9,96	9,95	9,96	
27/06/2019 23:30	05/07/2019 12:20	12,80	7,14	3,30	22,96	23,08	22,91	8,02	8,02	8,02	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	8,02	8,02	8,02	
05/07/2019 12:30	13/07/2019 00:30	17,26	7,84	3,49	22,96	23,08	22,91	8,02	8,02	8,02	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	8,02	8,02	8,02	
13/07/2019 00:40	20/07/2019 13:00	12,00	7,24	3,77	22,96	23,08	22,91	8,02	8,02	8,02	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	8,02	8,02	8,02	
20/07/2019 13:10	28/07/2019 02:10	11,90	7,24	3,30	22,96	23,08	22,91	8,02	8,02	8,02	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	8,02	8,02	8,02	
28/07/2019 02:20	04/08/2019 13:10	9,52	0,99	0,99	22,96	23,08	22,91	24,99	24,99	25,00	18,13	18,14	18,15	10,59	10,58	10,60	13,55	13,55	13,55	
04/08/2019 13:20	11/08/2019 22:00	9,33	0,99	0,99	22,96	23,08	22,91	24,99	24,99	25,00	18,13	18,14	18,15	10,59	10,58	10,60	13,55	13,55	13,55	
11/08/2019 22:10	19/08/2019 08:00	9,13	0,20	0,22	22,96	23,08	22,91	7,97	7,92	7,94	0,00	0,00	0,00	7,97	7,92	7,94	0,00	0,00	0,00	
19/08/2019 08:10	26/08/2019 18:30	9,42	0,20	0,22	22,96	23,08	22,91	7,97	7,92	7,94	0,00	0,00	0,00	7,97	7,92	7,94	0,00	0,00	0,00	
26/08/2019 18:40	03/09/2019 05:20	10,52	0,00	2,66	22,96	23,08	22,91	24,99	24,99	25,00	18,13	18,14	18,15	10,59	10,58	10,60	13,55	13,55	13,55	
03/09/2019 05:30	10/09/2019 15:00	9,62	0,30	0,50	22,96	23,08	22,91	7,97	7,92	7,94	0,00	0,00	0,00	7,97	7,92	7,94	0,00	0,00	0,00	
10/09/2019 15:10	17/09/2019 23:10	8,73	5,06	2,89	22,96	23,08	22,91	11,79	11,81	11,80	11,79	11,81	11,80	5,50	5,47	5,48	0,00	0,00	0,00	
17/09/2019 23:20	25/09/2019 10:50	9,82	2,38	3,00	22,96	23,08	22,91	11,79	11,81	11,80	11,79	11,81	11,80	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	
25/09/2019 11:00	02/10/2019 18:10	9,72	0,69	0,77	22,96	23,08	22,91	11,79	11,81	11,80	11,79	11,81	11,80	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	
02/10/2019 18:20	10/10/2019 05:40	12,80	1,09	3,05	22,96	23,08	22,91	9,96	9,95	9,96	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	9,96	9,95	9,96	
10/10/2019 05:50	17/10/2019 15:50	11,21	0,30	3,30	22,96	23,08	22,91	9,96	9,95	9,96	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	9,96	9,95	9,96	
17/10/2019 16:00	25/10/2019 02:30	8,13	6,05	3,49	22,96	23,08	22,91	8,02	8,02	8,02	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	8,02	8,02	8,02	
25/10/2019 02:40	01/11/2019 10:50	7,04	5,65	3,10	22,96	23,08	22,91	8,02	8,02	8,02	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	8,02	8,02	8,02	
01/11/2019 11:00	08/11/2019 18:20	9,23	0,99	3,49	22,96	23,08	22,91	9,96	9,95	9,96	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	9,96	9,95	9,96	
08/11/2019 18:30	16/11/2019 05:20	10,32	1,88	4,00	22,96	23,08	22,91	24,99	24,99	25,00	18,13	18,14	18,15	10,59	10,58	10,60	13,55	13,55	13,55	
16/11/2019 05:30	23/11/2019 15:00	9,33	1,88	3,30	22,96	23,08	22,91	24,99	24,99	25,00	18,13	18,14	18,15	10,59	10,58	10,60	13,55	13,55	13,55	
23/11/2019 15:10	01/12/2019 01:10	10,81	0,40	3,49	22,96	23,08	22,91	7,97	7,92	7,94	0,00	0,00	0,00	7,97	7,92	7,94	0,00	0,00	0,00	
01/12/2019 01:20	08/12/2019 10:30	10,91	1,88	3,19	22,96	23,08	22,91	24,99	24,99	25,00	18,13	18,14	18,15	10,59	10,58	10,60	13,55	13,55	13,55	
08/12/2019 10:40	15/12/2019 20:30	11,11	1,29	3,19	22,96	23,08	22,91	24,99	24,99	25,00	18,13	18,14	18,15	10,59	10,58	10,60	13,55	13,55	13,55	
15/12/2019 20:40	23/12/2019 06:10	11,41	2,98	3,10	22,96	23,08	22,91	11,79	11,81	11,80	11,79	11,81	11,80	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	
23/12/2019 06:20	30/12/2019 14:10	9,72	6,15	3,30	22,96	23,08	22,91	8,02	8,02	8,02	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	8,02	8,02	8,02	
30/12/2019 14:20	06/01/2020 22:50	11,31	2,98	3,10	22,96	23,08	22,91	11,79	11,81	11,80	11,79	11,81	11,80	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	
06/01/2020 23:00	14/01/2020 06:30	13,00	0,60	3,30	22,96	23,08	22,91	11,79	11,81	11,80	11,79	11,81	11,80	6,93	6,97	6,97	0,00	0,00	0,00	
14/01/2020 06:40	21/01/2020 13:20	9,52	6,15	3,30	22,96	23,08	22,91	8,02	8,02	8,02	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	8,02	8,02	8,02	
21/01/2020 13:30	28/01/2020 21:00	11,01	8,23	3,30	22,96	23,08	22,91	8,02	8,02	8,02	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	8,02	8,02	8,02	
28/01/2020 21:10	05/02/2020 07:10	8,83	7,34	0,22	22,96	23,08	22,91	9,96	9,95	9,96	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	9,96	9,95	9,96	
05/02/2020 07:20	12/02/2020 15:10	13,59	1,19	0,24	22,96	23,08	22,91	9,96	9,95	9,96	0,00	0,00	0,00	6,93	6,97	6,97	9,96	9,95	9,96	
12/02/2020 15:20	19/02/2020 23:50	10,71	8,53	0,22	22,96	2														



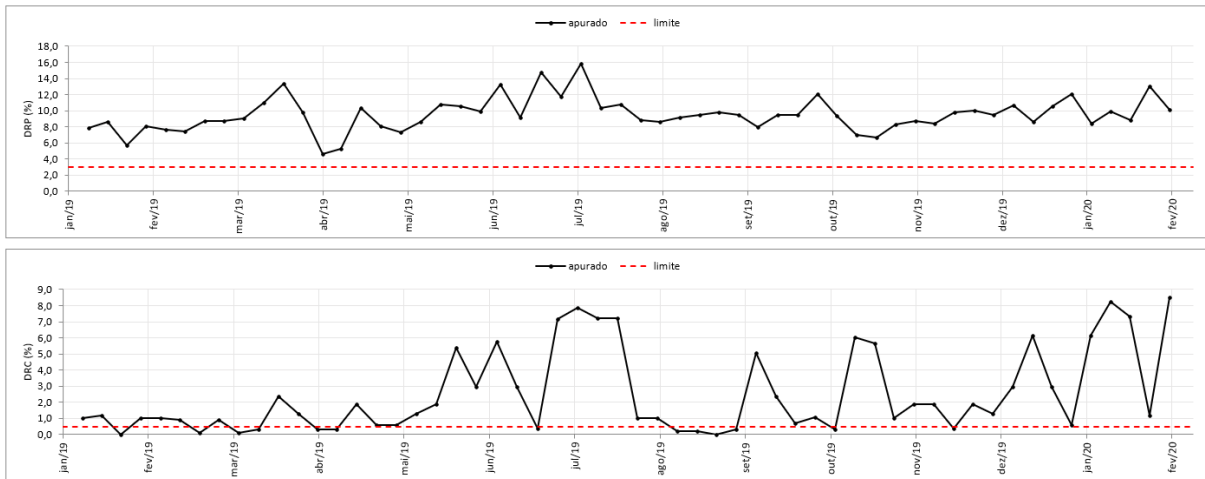


Figura 5.32 – M17 - Gráfico do DRC e DRP apurados.

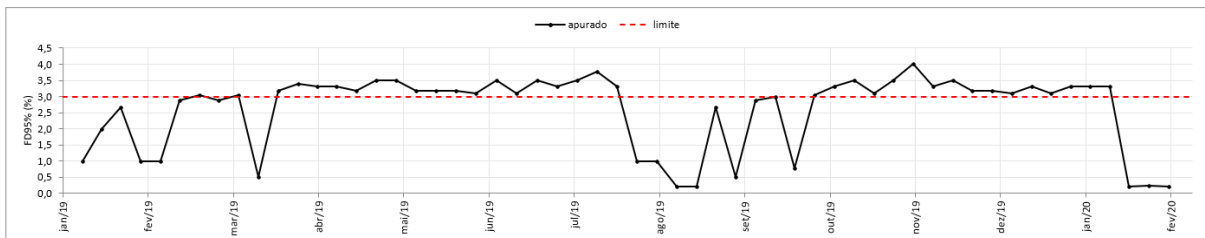


Figura 5.33 – M17 - Gráfico dos FD95% apurados.

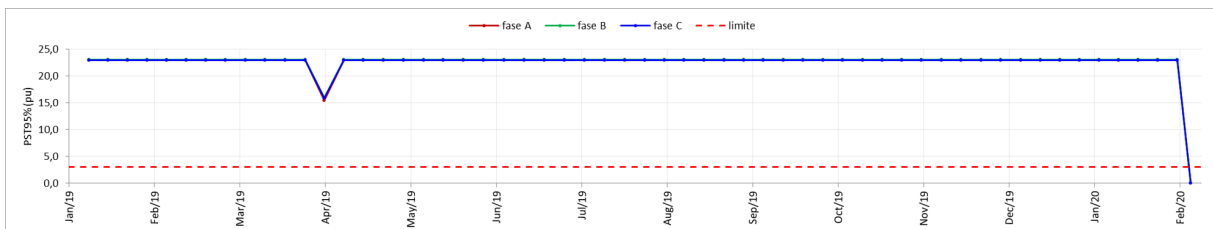


Figura 5.34 – M17 - Gráfico dos  $PST95\%$  apurados.

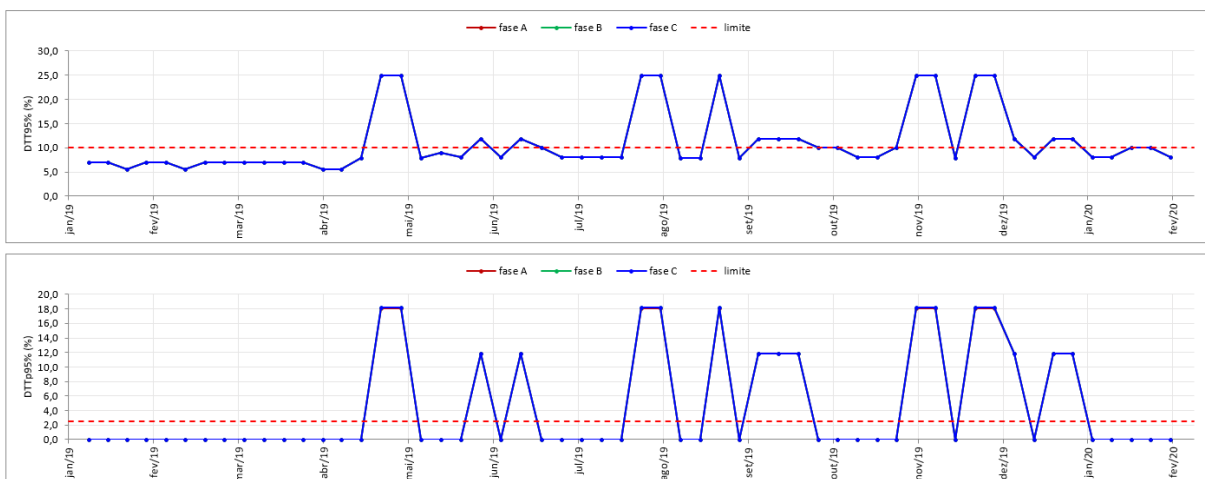


Figura 5.35 – M17 - Gráfico dos DTT95% e  $DTT_p95\%$  apurados.

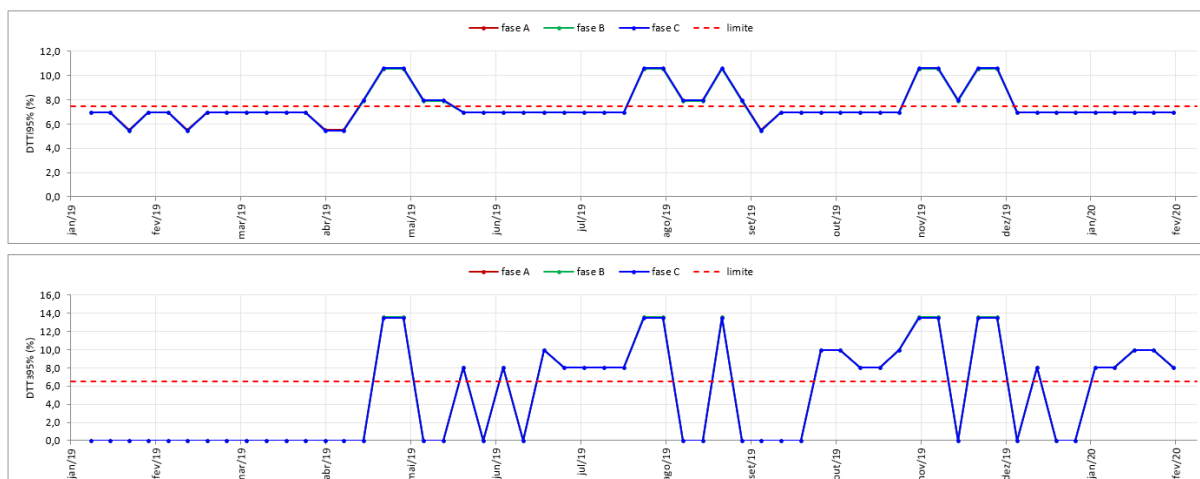


Figura 5.36 – M17 - Gráfico dos  $DTT_{i95}$  e  $DTT_{395\%}$  apurados.

### 5.3.1.6 Comparação de resultados

Finalmente, os resultados obtidos pelo SGQ e pelo gabarito foram comparados. A comparação foi feita por meio de uma planilha padronizada com todos os indicadores semanais definidos pelo PRODIST, conforme apresentado pelas Tabelas 5.15 e 5.16. Os resultados obtidos e os principais desafios enfrentados no desenvolvimento do SGQ são apresentados na seção 5.4 deste capítulo.

## 5.3.2 Procedimento de teste para VTCDs

Para a avaliação dos módulos de tratamento de VTCDs do SGQ foram consideradas basicamente quatro tipos de testes: testes de expurgo de medições inválidas por ocorrência de VTCDs, testes para análise da agregação temporal de VTCDs, testes de ocorrência simultânea de afundamentos e elevações e finalmente verificação do cálculo do fator de impacto.

Analogamente ao procedimento utilizado para a criação dos arquivos semi-sintéticos para análise dos fenômenos de regime permanente foram geradas diversas VTCDs para análise das etapas apresentadas nos fluxogramas 2 e 3 da seção 4.5.

Os dados semi-sintéticos correspondem aos registros reais provenientes do medidor SEL 734, porém com a data e o horário de ocorrência alterados manualmente. Isso foi feito com o objetivo de viabilizar a análise diversos cenários além de distribuir os eventos ao longo de um período de tempo fictício de aproximadamente dois meses.

Para a simulação dos eventos foi utilizado o módulo *State Sequencer* da fonte de sinais arbitrários *Omicron*. Foram realizados 7 ensaios que deram origem a 7 conjuntos de dados semi-sintéticos. Cada um dos conjuntos foi utilizado para uma análise específica conforme descrito na última coluna da Tabela 5.17.

Tabela 5.17 – Testes realizados para análise do tratamento de VTCDs

Teste	Data	Análise
1	01 a 07 de janeiro	Expurgo de medições de regime permanente
2	08 de janeiro	Agregação temporal (sags)
3	22 de janeiro	Agregação temporal (sags e subtensão permanente)
4	04 de fevereiro	Agregação temporal (sags e swells)
5	12 de fevereiro	Agregação temporal (swells)
6	20 de fevereiro	Agregação temporal (sag, swell e interrupção)
7	09 de janeiro	Sag e swell ao mesmo tempo

### 5.3.2.1 Expurgos de medições de regime permanente afetadas por VTCD

Conforme apresentado na seção 4.5 o SGQ possui dois tipos de arquivos de entrada: planilhas de medições (registros de 10 minutos) e planilhas de eventos. No caso do SEL 734 são geradas 12 planilhas de medição (LDPs) e uma planilha de eventos (VSSI). Para a realização dos expurgos de medições afetadas por VTCDs é necessário fazer uma correlação entre esses dois tipos de planilha. Ou seja, é necessário, a partir da data de início e da duração de cada evento registrado na planilha VSSI, identificar quais foram os registros de LDP afetados. Esse procedimento deve ser realizado automaticamente pelo *software* conforme apresentado no fluxograma 3 da seção 4.5.

O teste 1 foi realizado com o objetivo de validar as etapas do fluxograma 3 que realizam o expurgo das medições afetadas por VTCDs. Foram considerados 7 casos de VTCDs para a realização dessa análise conforme Figura 5.37. Onde  $d$  é a duração do evento e  $durMÍN$  é a duração mínima de uma VTCD e é igual a um ciclo (16,67 ms).

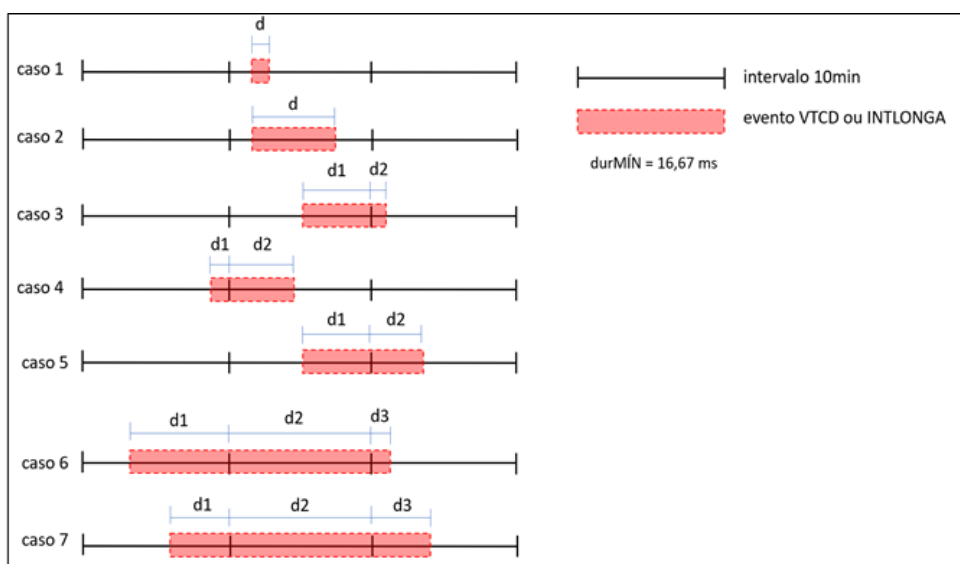


Figura 5.37 – Teste 1 - Casos considerados na análise de expurgo por VTCDs.

Os resultados esperados para cada um dos casos considerados são:

- Caso 1 - Nenhum intervalo é expurgado pois  $d$  é menor do que um ciclo;
- Caso 2 - O intervalo do meio é expurgado pois  $d$  é maior do que um ciclo;
- Caso 3 - Expurga o intervalo do meio, pois  $d1$  é maior do que um ciclo e não expurga o intervalo da direita, pois  $d2$  é menor do que um ciclo;
- Caso 4 - Expurga o intervalo do meio, pois  $d2$  é maior do que um ciclo e não expurga o intervalo da esquerda, pois  $d1$  é menor do que um ciclo;
- Caso 5 - Expurga os intervalos do meio e da direita pois  $d1$  e  $d2$  são maiores do que um ciclo;
- Caso 6 - Expurga os intervalos da esquerda e do meio pois  $d1$  e  $d2$  são maiores do que um ciclo. Porém, não expurga o intervalo da direita pois  $d3$  é menor do que um ciclo;
- Caso 7 - Expurga os três intervalos pois  $d1$ ,  $d2$  e  $d3$  são maiores do que um ciclo;

Para realização do teste 1 foram criados eventos que refletissem todos os casos considerados na Figura 5.37. A Figura 5.38 apresenta o arquivo de entrada para utilizado e a Tabela 5.18 apresenta os registros que devem ser expurgados pelo SGQ, conforme metodologia idealizada.

Event	Date	Time	Duration	Type	Magnitude
#0001	01/01/2019	10:42:00.000	000:00:00.016	SAG	50
#0002	02/01/2019	10:42:00.000	000:02:00.000	SAG	50
#0003	03/01/2019	10:48:00.000	000:02:00.016	SAG	50
#0004	04/01/2019	10:39:59.984	000:02:00.016	SAG	50
#0005	05/01/2019	10:59:00.000	000:02:00.000	SAG	50
#0006	06/01/2019	10:38:00.000	000:12:00.016	SAG	50
#0007	07/01/2019	10:38:00.000	000:14:00.000	SAG	50

Figura 5.38 – Teste 1 - Dados de entrada.

Tabela 5.18 – Teste 1 - Medições expurgadas por ocorrência de VTCDs

Intervalos expurgados
02/01/2019 10:50
03/01/2019 10:50
04/01/2019 10:50
05/01/2019 11:00
05/01/2019 11:10
06/01/2019 10:40
06/01/2019 10:50
07/01/2019 10:40
07/01/2019 10:50
07/01/2019 11:00

### 5.3.2.2 Agregação temporal de VTCDs

Conforme explicado na seção 2.4.1.2, os eventos que acontecem dentro de um intervalo de três minutos devem ser representados por um único evento, que corresponde ao evento cuja magnitude mais se distancia da tensão de referência. Os eventos de afundamento e elevação devem ser tratados separadamente.

Os testes 2 a 7 foram realizados utilizando a fonte de sinais arbitrários *Omicron* com o objetivo de validar o fluxograma 2 apresentado na seção 4.5, parcela do algoritmo responsável pela realização da agregação temporal. Foram criadas diversas situações para validar cada uma das etapas do fluxograma.

É importante destacar que a agregação de fases é realizada pelo próprio medidor SEL 734. Dessa maneira, os testes foram realizados com o objetivo de validar apenas a agregação temporal, ou seja, já considerando uma única magnitude e uma única duração para cada evento de VTCD independentemente da fase afetada. Para a simulação dessa situação foram considerados eventos somente na fase A enquanto as tensões nas fases B e C permaneceram constantes e iguais a 127 volts.

A Figura 5.39 apresenta o sinal gerado para realização do teste 2. Conforme explicado na seção 4.5, quando é detectado um evento de VTCD começa a contabilização de um intervalo de três minutos e todos os eventos que possuem início dentro desse intervalo são agregados e representados por um só. Os eventos destacados em amarelo são os eventos resultantes da agregação temporal. A Figura 5.40 apresenta os dados de entrada. Vale ressaltar que ao final de todos os testes realizados ocorre uma interrupção que corresponde ao tempo de desligamento de fonte *Omicron* e reenergização do barramento (tensão nominal de 127 V).

Atenção especial deve ser dada ao evento 0019, que teve início em 14:48:40:731 e por questão de milissegundos foi agregado ao intervalo de 3 minutos que contém evento 0017, iniciado em 14:45:40:735. Se o evento 0019 tivesse ocorrido 5 milissegundos depois, este teria dado início a outro intervalo de 3 minutos subsequente.

A Figura 5.41 apresenta os eventos resultantes da agregação temporal. Pode-se observar que os 16 eventos originais registrados pelo SEL 734 são representados por 8 eventos para determinação do fator de impacto.

As medições de regime permanente que foram expurgadas devido às VTCDs no teste 2 foram: 14:20, 14:30, 14:40, 14:50, 15:00 e 15:10 do dia 08/01/2019. Vale ressaltar que os expurgos são realizados com base na tabela de entrada (Figura 5.40) e não na tabela dos eventos agregados (Figura 5.41).

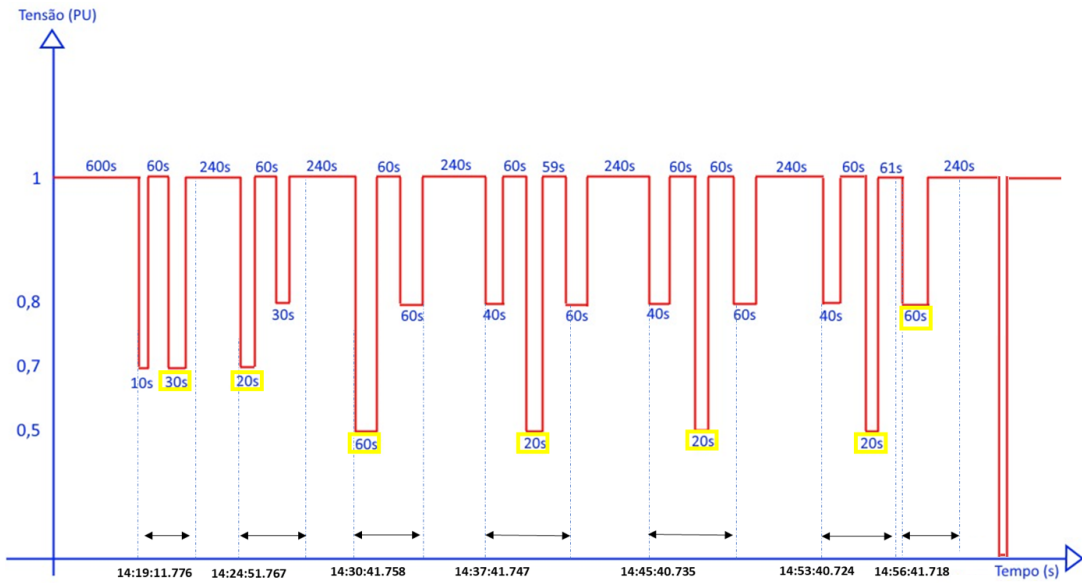


Figura 5.39 – Teste 2 - Sinal gerado - 08 de janeiro

Event	Date	Time	Duration	Type	Magnitude
#0008	08/01/2019	14:19:11.776	000:00:09.999	SAG	69.9
#0009	08/01/2019	14:20:21.774	000:00:30.000	SAG	69.9
#0010	08/01/2019	14:24:51.767	000:00:20.000	SAG	69.9
#0011	08/01/2019	14:26:11.765	000:00:29.999	SAG	79.8
#0012	08/01/2019	14:30:41.758	000:00:59.999	SAG	49.9
#0013	08/01/2019	14:32:41.755	000:00:59.998	SAG	79.8
#0014	08/01/2019	14:37:41.747	000:00:40.000	SAG	79.8
#0015	08/01/2019	14:39:21.745	000:00:19.999	SAG	49.9
#0016	08/01/2019	14:40:40.743	000:00:59.998	SAG	79.7
#0017	08/01/2019	14:45:40.735	000:00:40.000	SAG	79.8
#0018	08/01/2019	14:47:20.733	000:00:19.999	SAG	49.8
#0019	08/01/2019	14:48:40.731	000:00:59.999	SAG	79.9
#0020	08/01/2019	14:53:40.724	000:00:39.998	SAG	79.9
#0021	08/01/2019	14:55:20.721	000:00:19.999	SAG	49.8
#0022	08/01/2019	14:56:41.718	000:00:59.999	SAG	79.8
#0023	08/01/2019	15:01:41.713	000:00:00.640	INT	0

Figura 5.40 – Teste 2 - Dados de entrada.

Data e horário	ms	Ve	Te	Tipo
08/01/2019 14:20:21	774	69,90	30,000	SAG
08/01/2019 14:24:51	767	69,90	20,000	SAG
08/01/2019 14:30:41	758	49,90	59,999	SAG
08/01/2019 14:39:21	745	49,90	19,999	SAG
08/01/2019 14:47:20	733	49,80	19,999	SAG
08/01/2019 14:55:20	721	49,80	19,999	SAG
08/01/2019 14:56:41	718	79,80	59,999	SAG
08/01/2019 15:01:41	713	0,00	0,640	SAG

Figura 5.41 – Teste 2 - Eventos resultantes da agregação temporal.

O teste 3 foi realizado com o objetivo de validar o algoritmo para os casos em que ocorrem afundamentos e subtensão de regime permanente. As Figuras 5.42, 5.43 e 5.44 apresentam o sinal gerado, o arquivo de entrada e os eventos resultantes após a agregação, respectivamente.

Analisando as tabelas de entrada e saída do teste 3 nota-se que o evento 0032 é um evento transitório (menor do que 16,67 ms) e, portanto, foi expurgado. Nota-se também que apesar do evento 0040 apresentar uma duração de apenas 58 ms, é este evento que representa o intervalo de agregação do qual ele faz parte. Isso acontece porque é o evento que apresenta menor magnitude dentro do intervalo de agregação. Se os eventos 0038 e 0040 tivessem exatamente a mesma magnitude, o evento representativo do intervalo seria o 0038, uma vez que ele apresenta maior duração.

As medições de regime permanente que foram expurgadas devido às VTCDs no teste 3 foram: 14:30 e 14:40 do dia 22/01/2019. Atenção especial deve ser dada ao evento 0041, que possui duração de aproximadamente 10 minutos. Esse evento não se trata de uma VTCD pois possui duração superior a três minutos. O evento também não é considerado uma interrupção de longa duração, uma vez que ele apresenta tensão maior do que 0,7 pu na três fases. Dessa forma trata-se de uma subtensão, que deve ser contabilizada no indicador DRC e portanto o intervalo de medição de termina às 14:50 não foi expurgado.

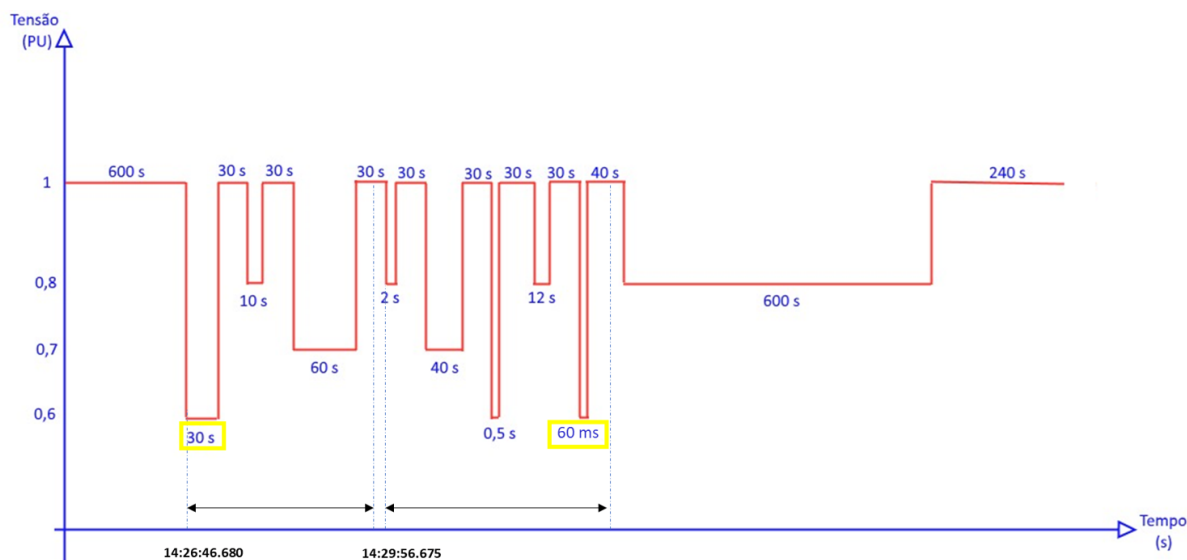


Figura 5.42 – Teste 3 - Sinal gerado - 22 de janeiro

Event	Date	Time	Duration	Type	Magnitude
#0032	22/01/2019	14:16:46.690	000:00:00.006	INT	0
#0033	22/01/2019	14:26:46.680	000:00:29.999	SAG	59.9
#0034	22/01/2019	14:27:46.679	000:00:10.000	SAG	80.0
#0035	22/01/2019	14:28:26.678	000:00:59.998	SAG	69.7
#0036	22/01/2019	14:29:56.675	000:00:02.000	SAG	80.0
#0037	22/01/2019	14:30:28.674	000:00:40.000	SAG	69.9
#0038	22/01/2019	14:31:38.673	000:00:00.500	SAG	59.9
#0039	22/01/2019	14:32:09.172	000:00:12.000	SAG	79.8
#0040	22/01/2019	14:32:51.171	000:00:00.058	SAG	59.8
#0041	22/01/2019	14:33:31.229	000:09:59.985	SAG	79.8

Figura 5.43 – Teste 3 - Dados de entrada.

Data e horário	ms	Ve	Te	Tipo
22/01/2019 14:26:46	680	59,90	29,999	SAG
22/01/2019 14:32:51	171	59,80	0,058	SAG

Figura 5.44 – Teste 3 - Eventos resultantes da agregação temporal.

Os testes 4, 5 e 6 retratam o mês de fevereiro. As Figuras 5.45, 5.46 e 5.47 apresentam os testes gerados. A Figura 5.48 apresenta os dados de entrada do mês de fevereiro e a Figura 5.49 apresenta os eventos resultantes da agregação temporal.

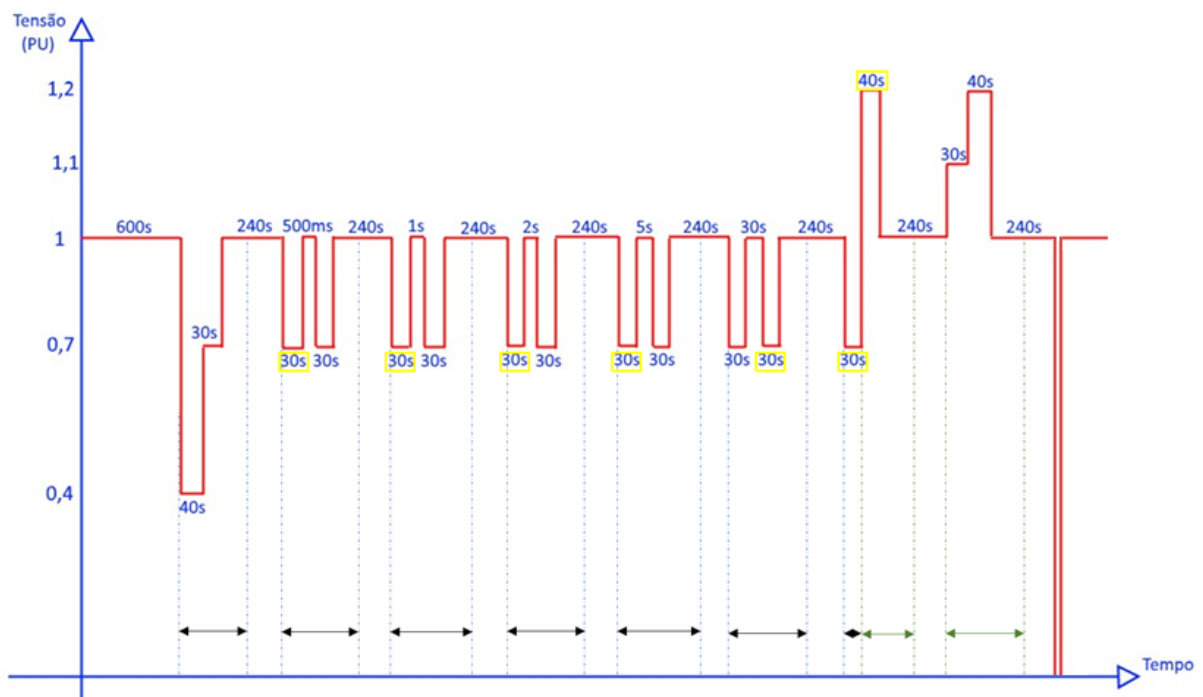


Figura 5.45 – Teste 4 - Sinal gerado - 04 de fevereiro



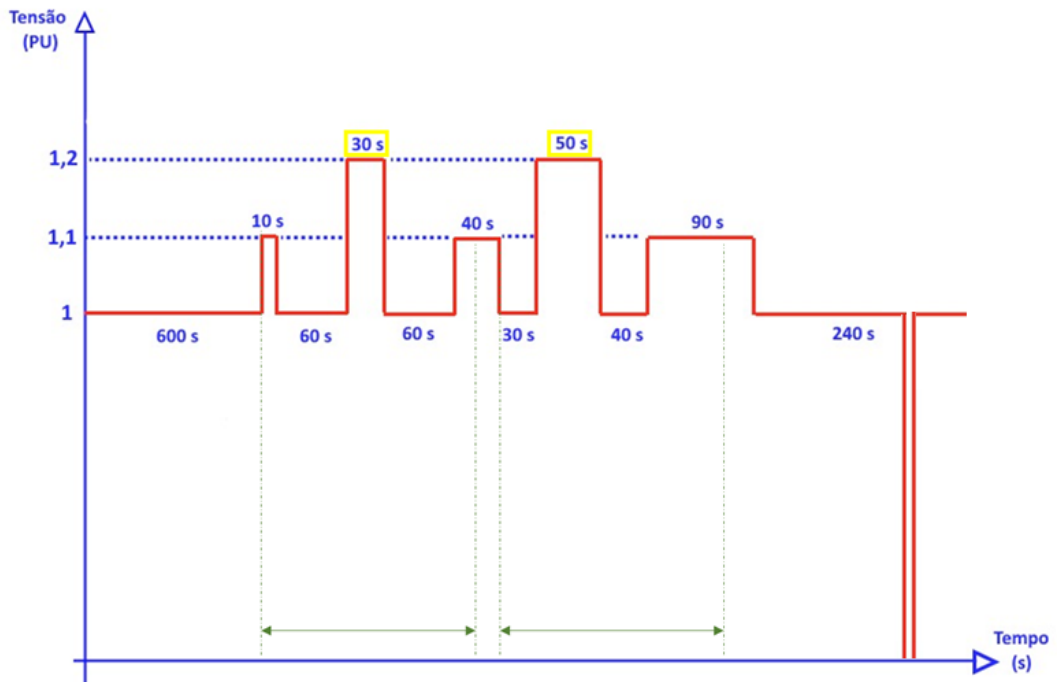


Figura 5.46 – Teste 5 - Sinal gerado - 12 de fevereiro

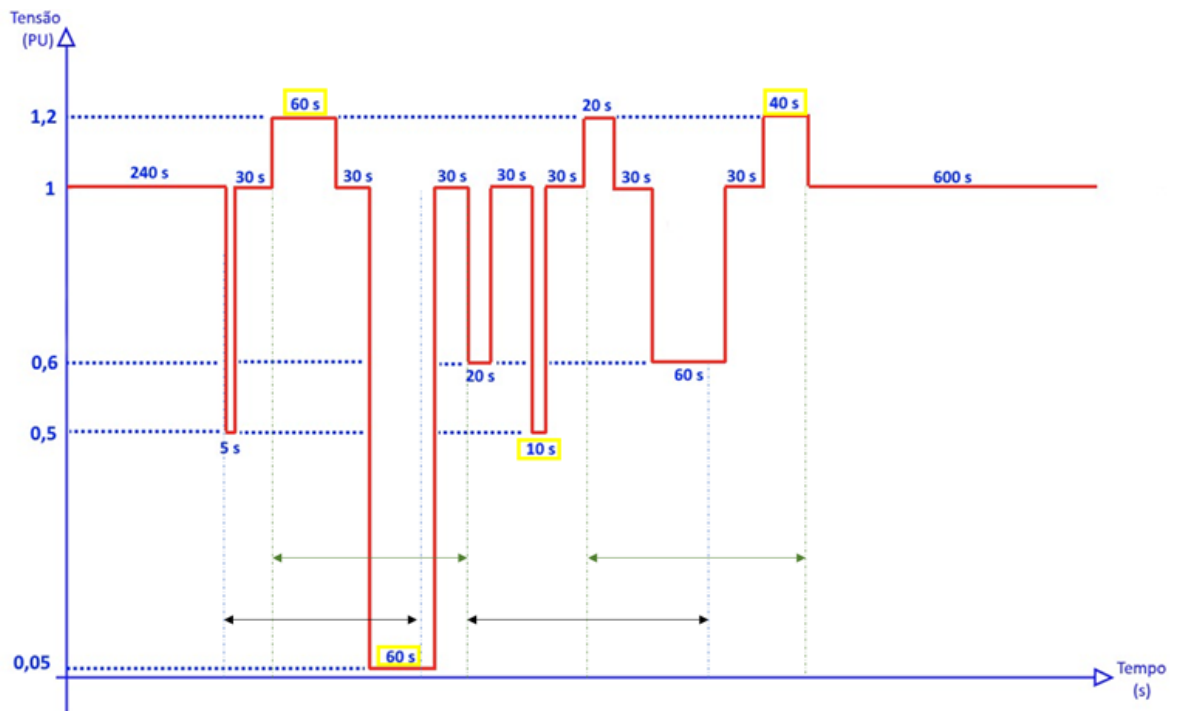


Figura 5.47 – Teste 6 - Sinal gerado - 20 de fevereiro

Analisando a Tabela 5.48 é possível notar que os eventos 0043, 0060 e 0068 possuem duração menor do que 1 ciclo e não estão representados nas figuras 5.45 e 5.46 e 5.47. Os eventos 0059 e 0067 apresentam interrupções ocorridas no final de cada ensaio .

O teste 4, apresentado pela Figura 5.45 foi realizado a fim de verificar eventos que possuem mesma duração e a mesma magnitude. Conforme fluxograma 2 apresentado na seção 4.5, em caso de ocorrência de eventos de mesma magnitude e mesma duração, o evento que representa o intervalo de agregação é aquele mais antigo. Sendo assim, no caso dos eventos 0045 e 0046, o evento resultante é o evento 0045. No caso dos eventos 0047 e 0048 o evento 0047 prevalece, pois apresenta magnitude menor, assim como o evento 0049 prevalece sobre o 0050 e o evento 0051 prevalece sobre o 0052. Ao analisar os eventos 0053 e 0054 nota-se que o evento 0054 possui magnitude menor, portanto, apesar de ter acontecido depois prevalece sobre o evento 0053.

Nota-se também que, apesar dos eventos 0055 e 0056 terem acontecido em instantes próximos, eles não devem ser considerados no mesmo intervalo de agregação, uma vez que os afundamentos e elevações devem ser tratados de forma separada. As setas pretas apresentam o intervalo de agregação dos afundamentos e as setas verdes apresentam os intervalos de agregação das elevações. Além disso, pode-se observar que para afundamentos como o primeiro apresentado na Figura 5.46, o medidor SEL 734 registra apenas 1 evento, que possui a magnitude que mais se distancia da referência e a soma das durações. Isso acontece para o evento 0044 (magnitude 0,4 pu e duração de 70 segundos). Analogamente, a última elevação apresentada na Figura 5.46 é registrada pelo evento 0057 (magnitude 1,2 pu e duração de 66 segundos).

O teste 5, apresentado pela Figura 5.46 foi realizado com o objetivo de validar a agregação temporal das elevações de tensão. O algoritmo é análogo ao utilizado para agregação temporal dos afundamentos de tensão. Sendo assim, os eventos resultantes após a realização da agregação temporal são os eventos 0062 e 0064, além da interrupção 0067.

O teste 6, apresentado pela Figura 5.47 foi realizado com o objetivo de validar se o algoritmo trata as elevações e os afundamentos de tensão separadamente. Dessa forma, após a agregação temporal, os afundamentos resultantes são os eventos 0071 e 0073 e as elevações resultantes são os eventos 0070 e 0076.

Event	Date	Time	Duration	Type	Magnitude
#0043	04/02/2019	16:02:24.970	000:00:00.004	INT	7.9
#0044	04/02/2019	16:12:24.960	000:01:09.999	SAG	39.9
#0045	04/02/2019	16:17:34.953	000:00:29.999	SAG	69.9
#0046	04/02/2019	16:18:05.452	000:00:29.999	SAG	69.9
#0047	04/02/2019	16:22:35.445	000:00:29.999	SAG	69.8
#0048	04/02/2019	16:23:06.444	000:00:29.999	SAG	69.9
#0049	04/02/2019	16:27:36.437	000:00:29.999	SAG	69.7
#0050	04/02/2019	16:28:08.436	000:00:29.999	SAG	69.9
#0051	04/02/2019	16:32:38.429	000:00:29.999	SAG	69.7
#0052	04/02/2019	16:33:13.428	000:00:30.000	SAG	69.9
#0053	04/02/2019	16:37:43.422	000:00:29.999	SAG	69.9
#0054	04/02/2019	16:38:43.420	000:00:30.000	SAG	69.7
#0055	04/02/2019	16:43:13.414	000:00:29.999	SAG	69.9
#0056	04/02/2019	16:43:43.413	000:00:39.998	SWELL	120.3
#0057	04/02/2019	16:48:27.403	000:01:06.002	SWELL	120.1
#0059	04/02/2019	16:53:33.400	000:00:02.628	INT	0
#0060	12/02/2019	15:20:10.669	000:00:00.005	INT	5.0
#0061	12/02/2019	15:30:10.660	000:00:10.000	SWELL	110.1
#0062	12/02/2019	15:31:20.657	000:00:30.000	SWELL	120
#0063	12/02/2019	15:33:00.295	000:00:30.359	SWELL	110.1
#0064	12/02/2019	15:34:00.653	000:00:49.999	SWELL	120.1
#0065	12/02/2019	15:35:31.249	000:01:29.400	SWELL	110.1
#0067	12/02/2019	15:41:00.649	000:00:02.633	INT	0
#0068	20/02/2019	15:49:07.770	000:00:00.002	INT	1.0
#0069	20/02/2019	15:59:07.758	000:00:05.000	SAG	50.0
#0070	20/02/2019	15:59:42.757	000:00:59.998	SWELL	120.1
#0071	20/02/2019	16:01:12.755	000:00:59.998	SAG	4.8
#0072	20/02/2019	16:02:42.752	000:00:20.000	SAG	59.9
#0073	20/02/2019	16:03:32.752	000:00:09.999	SAG	49.7
#0074	20/02/2019	16:04:12.751	000:00:19.999	SWELL	120.1
#0075	20/02/2019	16:05:02.749	000:00:59.998	SAG	59.9
#0076	20/02/2019	16:06:32.746	000:00:40.000	SWELL	120.2

Figura 5.48 – Testes 4, 5 e 6 - Dados de entrada

fevereiro.19					
Data e horário	ms	Ve	Te	Tipo	
04/02/2019 16:12:24	960	39,90	69,999	SAG	
04/02/2019 16:17:34	953	69,90	29,999	SAG	
04/02/2019 16:22:35	445	69,80	29,999	SAG	
04/02/2019 16:27:36	437	69,70	29,999	SAG	
04/02/2019 16:32:38	429	69,70	29,999	SAG	
04/02/2019 16:38:43	420	69,70	30,000	SAG	
04/02/2019 16:43:13	414	69,90	29,999	SAG	
04/02/2019 16:43:43	413	120,30	39,998	SWELL	
04/02/2019 16:48:27	403	120,10	66,002	SWELL	
04/02/2019 16:53:33	400	0,00	2,628	SAG	
12/02/2019 15:31:20	657	120,00	30,000	SWELL	
12/02/2019 15:34:00	653	120,10	49,999	SWELL	
12/02/2019 15:41:00	649	0,00	2,633	SAG	
20/02/2019 15:59:42	757	120,10	59,998	SWELL	
20/02/2019 16:01:12	755	4,80	59,998	SAG	
20/02/2019 16:03:32	752	49,70	9,999	SAG	
20/02/2019 16:06:32	746	120,20	40,000	SWELL	

Figura 5.49 – Testes 4, 5 e 6 - Resultado da agregação temporal

### 5.3.2.3 Ocorrência de afundamento e elevação ao mesmo tempo

Conforme citado anteriormente, a agregação temporal das fases e determinação da magnitude e duração representativa dessa agregação devem ser realizadas pelo próprio medidor. Porém, podem existir casos em que aconteçam afundamentos e elevações de tensão exatamente ao mesmo tempo, e com mesmo intervalo de duração. Nesses casos, apesar do medidor *escolher* o evento mais severo entre o afundamento e a elevação, o SGQ deve levar ambos em consideração. Para testar se isso realmente ocorre, foi criado o teste 7. O arquivo de entrada foi gerado manualmente e é apresentado pela Figura 5.50.

A Figura 5.51 apresenta as VTCDs resultantes após o processamento dos dados de entrada. Analisando ambas figuras observa-se os eventos 0312 e 0313 não se tratam de VTCDs pois as magnitudes 1,1 e 0,9 não caracterizam VTCDs, portanto esses eventos são expurgados.

No caso dos eventos 0317, 0318, 0319, 0321, 0322 e 0323 acontecem afundamentos na fase A e elevações na fase B. Dessa forma o SGQ deve considerar dois eventos distintos conforme apresentado na Figura 5.51.

Event	Date	Time	Duration	Type	Magnitude	VA-Min	VA-Max	VB-Min	VB-Max	VC-Min	VC-Max
#0312	09/01/2019	12:00:00.000	000:00:00:500	SAG	90	90	92	105	110	99.9	100.1
#0313	09/01/2019	13:00:00.000	000:00:00:500	SWELL	110	90	92	105	110	99.9	100.1
#0314	09/01/2019	14:00:00.000	000:00:00:500	SWELL	120	90	92	118	120	99.9	100.2
#0315	09/01/2019	15:00:00.000	000:00:00:500	SWELL	130	90	92	120	130	99.9	100.2
#0316	09/01/2019	16:00:00.000	000:00:00:500	SAG	80	80	82	105	110	99.9	100.1
#0317	09/01/2019	17:00:00.000	000:00:00:500	SWELL	120	80	82	118	120	99.9	100.2
#0318	09/01/2019	18:00:00.000	000:00:00:500	SAG	80	80	82	118	120	99.9	100.1
#0319	09/01/2019	19:00:00.000	000:00:00:500	SWELL	130	80	82	120	130	99.9	100.2
#0320	09/01/2019	20:00:00.000	000:00:00:500	SAG	70	70	75	105	110	100	100
#0321	09/01/2019	21:00:00.000	000:00:00:500	SAG	70	70	75	118	120	100	100
#0322	09/01/2019	22:00:00.000	000:00:00:500	SWELL	130	70	75	120	130	99.9	100.2
#0323	09/01/2019	23:00:00.000	000:00:00:500	SAG	70	70	75	120	130	100	100

Figura 5.50 – Teste 7 - Dados de entrada - 01 de setembro

Data e horário	Ve	Te	Tipo
09/01/2019 14:00:00	120,00	0,500	SWELL
09/01/2019 15:00:00	130,00	0,500	SWELL
09/01/2019 16:00:00	80,00	0,500	SAG
09/01/2019 17:00:00	120,00	0,500	SWELL
09/01/2019 17:00:00	80,00	0,500	SAG
09/01/2019 18:00:00	80,00	0,500	SAG
09/01/2019 18:00:00	120,00	0,500	SWELL
09/01/2019 19:00:00	130,00	0,500	SWELL
09/01/2019 19:00:00	80,00	0,500	SAG
09/01/2019 20:00:00	70,00	0,500	SAG
09/01/2019 21:00:00	70,00	0,500	SAG
09/01/2019 21:00:00	120,00	0,500	SWELL
09/01/2019 22:00:00	130,00	0,500	SWELL
09/01/2019 22:00:00	70,00	0,500	SAG
09/01/2019 23:00:00	70,00	0,500	SAG
09/01/2019 23:00:00	130,00	0,500	SWELL

Figura 5.51 – Teste 7 - Eventos resultantes

### 5.3.2.4 Cálculo do fator de impacto

A partir das tabelas dos eventos agregados é possível calcular o fator de impacto. A Figura 5.52 apresenta a tabela de estratificação dos eventos simulados no mês de fevereiro, apresentados na Figura 5.49.

A Figura 5.53 apresenta as ponderações de cada região conforme o PRODIST. Considerando as ponderações das duas regiões nas quais se encontram os eventos gerados, o fator de impacto referente ao mês de fevereiro se dá pela Equação 5.1.

$$FI = \frac{0,36 \cdot 11 + 0,04 \cdot 6}{2,13} = 1,97 \tag{5.1}$$

Magnitude (%)	Duração (s)						
	[0.01667 - 0.1]	(0.1 - 0.3]	(0.3 - 0.6]	(0.6 - 1]	(1 - 3]	(3 - 60]	(60 - 180]
(115 - inf)				5			
(110 - 115]				1			
(85 - 90]							
(80 - 85]							
(70 - 80]							
(60 - 70]					6		
(50 - 60]					1		
(40 - 50]					1		
(30 - 40]							
(20 - 30]							
(10 - 20]							
[0 - 10]					2		1

Figura 5.52 – Teste 7 - Tabela de estratificação de VTCDs

Magnitude (%)	Duração (s)						
	[0.01667 - 0.1]	(0.1 - 0.3]	(0.3 - 0.6]	(0.6 - 1]	(1 - 3]	(3 - 60]	(60 - 180]
(115 - inf)	0,02			0,04			
(110 - 115]							
(85 - 90]	0,00						
(80 - 85]				0,02			
(70 - 80]	0,04	0,15					
(60 - 70]					0,36		
(50 - 60]	0,07						
(40 - 50]							
(30 - 40]	0,25						
(20 - 30]							
(10 - 20]							
[0 - 10]							

Figura 5.53 – Ponderação das regiões de sensibilidade.

Após o processamento do arquivo VSSI do conjunto de dados M16, que contempla todos os testes apresentados na Tabela 5.17, os resultados obtidos pelo SGQ apresentaram algumas divergências em relação aos resultados esperados. Tais divergências serão apresentada na próxima seção.

## 5.4 Resultados e discussões

Durante o processo de ensaios foram encontradas algumas inconsistências tanto no procedimento de geração dos dados sintéticos quanto no motor de cálculo do SGQ. Essa seção apresenta os principais desafios encontrados e a maneira como foram solucionados. São apresentados também os principais erros identificados na validação do SGQ.

### 5.4.1 Desafios nos ensaios de flutuação de tensão

Um dos desafios encontrados na geração dos distúrbios foi em relação às flutuações de tensão. Após os primeiros ensaios, notou-se que as medições registradas pelo SEL 734 apresentavam valores muito altos de  $Pst$  em relação ao valor esperado e correspondente ao sinal gerado pela Omicron. O gráfico 5.54 apresenta o comportamento do indicador  $Pst$  durante o ensaio apresentado pela Figura 5.13, que teve início às 15:45 e  $Pst$  esperado de 0,714.

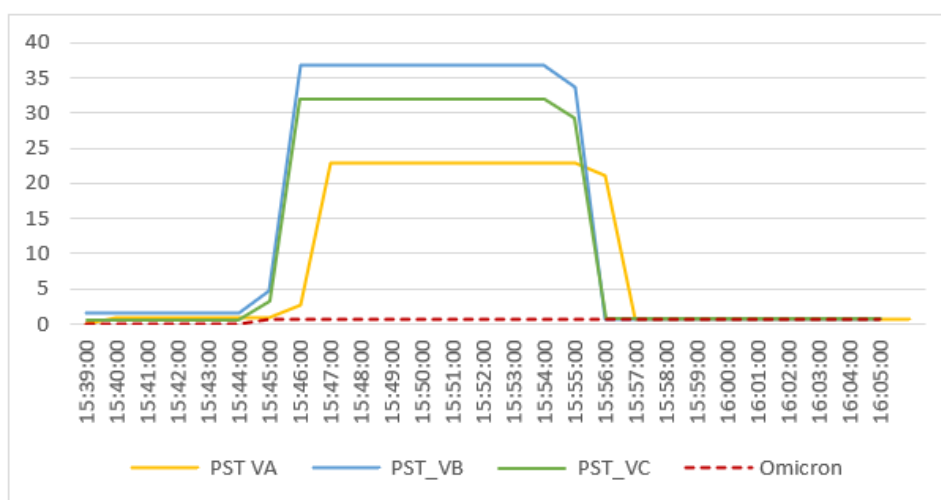


Figura 5.54 –  $Pst$  apurado pelo SEL 734 (*arquivo-mãe C*) - parte 1

Observando a Figura 5.54 nota-se que no início do ensaio, os valores de  $Pst$  ficaram bastante altos e convergiram para o valor esperado (0,714) após aproximadamente 10 minutos.

Após a realização de alguns ensaios observou-se que a incompatibilidade detectada na medição do sinal de  $Pst$  se deve à interrupção ocorrida no início do ensaio e não ao sinal de flutuação de tensão em si. A Figura 5.55 apresenta os indicadores  $Pst$  obtidos para os demais ensaios de flutuação de tensão realizados para composição do *arquivo-mãe C*. Pode-se observar que o medidor apresentou indicadores  $Pst$  estáveis e próximos aos valores esperados.

É importante ressaltar que, enquanto não estava sendo realizado nenhum ensaio, o medidor SEL 734 ficava energizado, conectado à rede da UNIFEI com tensão nominal

de 127 V. Dessa forma, para todos os ensaios realizados, foi registrada pelo menos uma interrupção, cuja duração corresponde à diferença entre o tempo de desconexão da rede e início do novo teste.

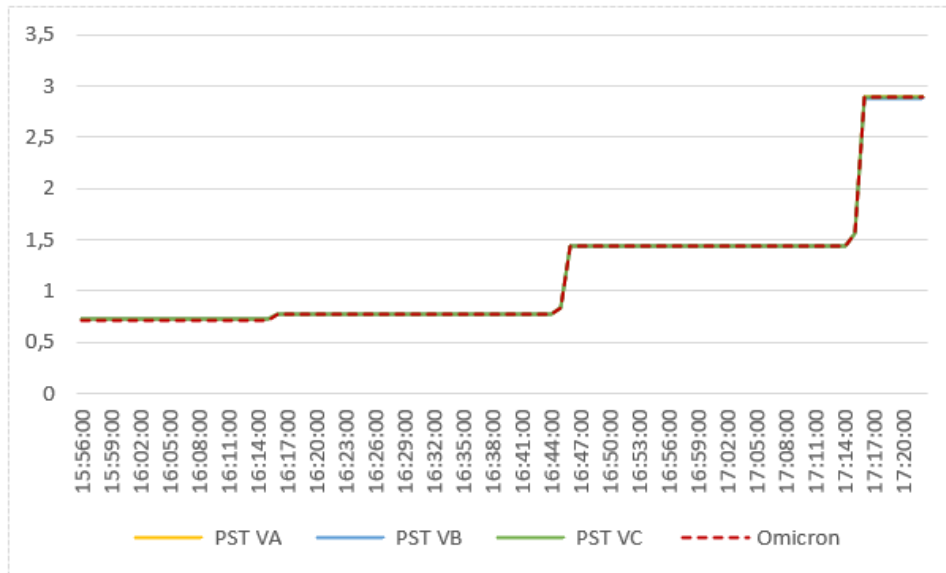


Figura 5.55 –  $Pst$  apurado pelo SEL 734 (arquivo-mãe C) - parte 2

A fim de contornar o problema ora relatado, optou-se pela utilização de um intervalo de 30 minutos de permanência em cada estado de  $Pst$ , conforme pode ser observado pela Figura 5.55. Dessa forma, para a geração do conjunto M10, os valores de  $Pst$  foram devidamente controlados. A Figura 5.56 apresenta o comportamento do indicador  $Pst95\%$  ao longo do tempo para o conjunto M10.

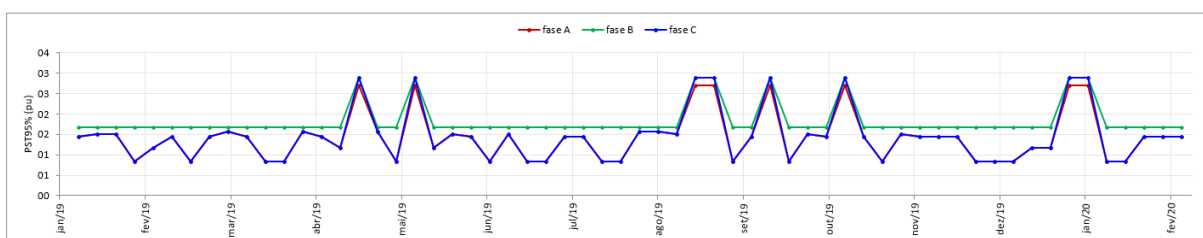


Figura 5.56 – M10 - Gráfico de  $Pst95\%$

Analisando a Figura 5.56 pode se observar que, para o conjunto M10, os níveis de  $Pst95\%$  atenderam às expectativas apresentadas na Tabela 5.2. Porém, para os demais conjuntos, os níveis de  $Pst95\%$  permaneceram bastante elevados conforme pode ser observado ao analisar o gráfico apresentado na Figura 5.34 referente ao conjunto M17.

Observa-se que o  $Pst95\%$  permaneceu na faixa de 22 pu durante todo o intervalo de apuração. Isso aconteceu porque para a geração do arquivo mãe do conjunto M17 foram considerados ensaios curtos (aproximadamente 3 minutos em cada estado) e, portanto, os valores de  $Pst$  registrados ainda não estavam estabilizados.

Vale ressaltar que o problema detectado é inerente à metodologia utilizada, uma vez que foram realizados sorteios a partir de registros de 1 minuto para a geração dos dados sintéticos.

Em uma medição real, esse problema não aconteceria por diversos motivos: o intervalo de agregação é de 10 minutos, portanto apenas um ou dois registros seriam afetados; os registros afetados pela interrupção seriam expurgados; em um sistema real a medição é contínua e as interrupções não são tão frequentes.

#### 5.4.2 Interdependência entre os distúrbios gerados

Durante a determinação das linhas de interesse e dos perfis semanais houveram alguns desafios relacionados à interdependência entre alguns distúrbios de QEE. Ao gerar uma distorção harmônica, por exemplo, as tensões de leitura, o fator de desequilíbrio e o *flicker* podem ser indiretamente afetados. Assim como a geração de tensões desequilibradas resultam na variação de TL podendo alterar os indicadores DRP e DRC.

Para exemplificar, pode-se tomar como base as semanas 43 e 45 do conjunto M01. Conforme apresentado na Tabela 5.15, as semanas 43 e 45 foram expurgadas por apresentar tensões menores do que 0,7 pu. Dessa forma, o resultado obtido foi diferente do especificado nas Tabelas 5.9 a 5.12.

Para compôr a semana 43, foi gerado um sinal com tensão fundamental de 127 V e uma distorção harmônica individual de 3ª ordem e amplitude de 6%, conforme apresentado na Tabela 5.12. Analogamente, para a semana 45 foi gerada uma distorção harmônica de 7ª ordem e amplitude de 7%. Para ambos ensaios verificou-se uma queda na tensão de leitura a ponto de fazer com que esses registros fossem expurgado (TL igual ou inferior a 0,7 pu).

O mesmo problema ocorreu com o arquivo M17, que ao ser processado pelo programa em VBA (gabarito) e pelo SGQ apresentou indicadores para 56 semanas, contrariamente as 60 semanas especificadas nas Tabelas 5.13 e 5.14. Essa divergência ocorreu devido ao expurgo de 3365 registros dentre os 60480 considerados. Após analisar os dados expurgados notou-se que estes eram referentes à linha de interesse 1865 do *arquivo-mãe* F.

Observando a Tabela 5.8 pode-se notar que, para a constituição desse registro foi gerada uma distorção harmônica individual de 12ª ordem e amplitude de 6%, que resultou em tensões de leitura de VA= 88,54 V, VB= 88,53 V e VC=88,54 V. Como a tensão de leitura apurada foi menor do que 0,7 pu nas três fases, todos os registros associados à linha de interesse 1865 foram expurgados.

Conforme apresentado na Tabela 5.13, esperava-se que, para a semana 16, por exemplo, fossem violados os limites  $DTT$ ,  $DTT_p$ ,  $DTT_i$ ,  $DTT_3$  e  $FD$ . Porém isso não



ocorreu, uma vez que o primeiro expurgo aconteceu logo na primeira semana, modificando os momentos de início e fim de todas as semanas subsequentes conforme pode ser observado analisando o início e término dos períodos de medição apresentados na Tabela 5.16.

Mesmo se não houvessem expurgos, os resultados poderiam ser ligeiramente diferentes daqueles idealizados nas Tabelas 5.13 e 5.14 pois a interdependência entre os fenômenos de QEE gerados faz com que seja difícil controlar a quantidade de registros que violam cada um dos limites de referência. Por exemplo, observando a semana 46 pode-se notar que por mais que tenham sido selecionados 10 registros que violam o DRP, não existe garantia de que os 51 registros que violam *DTT* não tenham influência no DRP ou em outros indicadores.

Vale ressaltar que os perfis semanais foram criados de forma a obter resultados que se aproximassem das características definidas na Tabela 5.2, porém, não garantem que o resultados sejam exatamente iguais aos cenários idealizados. E ainda, a interdependência entre os distúrbios gerados pelas fontes e os altos índices de *Pst* abordados no item 5.4.1 não prejudicaram a validação do SGQ, uma vez que os mesmos problemas foram detectados tanto pelo SGQ quanto pelo programa em VBA (gabarito).

### 5.4.3 Avaliação do motor de cálculo do SGQ

A primeira versão do SGQ foi analisada considerando os 12 primeiros conjuntos de dados sintéticos apresentados pela Tabela 5.2. No processo de comparação entre os resultados obtidos pelo SGQ e o gabarito foram detectados alguns erros. A Tabela 5.19 apresenta uma síntese dos erros identificados.

Para cada conjunto de dados sintéticos, a tabela 5.19 apresenta a porcentagem de agrupamentos incorretos dentre os agrupamentos de 1008 leituras. Entende-se como agrupamentos incorretos àqueles que possuem data e horário de início e de fim divergentes em relação ao gabarito. A tabela apresenta também os erros absolutos apurados para cada indicador de QEE considerando duas casas decimais.

Vale ressaltar que o erros absolutos apresentados se referem à média dos erros absolutos identificados para cada agrupamento de 1008 leituras. E ainda, os erros de *Pst*<sub>95%</sub>, *DTT*<sub>95%</sub>, *DTT<sub>p</sub>*<sub>95%</sub>, *DTT<sub>i</sub>*<sub>95%</sub> e *DTT<sub>3</sub>*<sub>95%</sub> representam o maior erro absoluto identificado entre as três fases.

Tabela 5.19 – Erros identificados na primeira versão do SGQ

Conjunto	Agrupamentos incorretos	Média dos erros absolutos apurados							
		DRP	DRC	PST95	FD95	DTT95	DTTi95	DTTp95	DTT3 95
M01	12,24%	0,00	2,08	1,13	0,57	0,21	0,48	0,03	0,68
M02	91,60%	0,03	0,08	0,01	0,02	0,00	0,01	0,00	0,00
M03	0,0%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M04	0,0%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M05	0,0%	0,00	0,00	1,56	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
M06	0,0%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M07	0,0%	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
M08	0,0%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M09	100,0%	3,71	9,26	8,03	8,21	11,12	3,88	7,69	9,58
M10	100,0%	0,00	0,00	0,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M11	0,0%	0,00	0,00	0,07	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00
M12	100,0%	9,20	3,07	6,15	2,51	2,30	0,69	1,53	0,96

#### 5.4.3.1 Erros no expurgo de medições por tensão

Ao analisar os conjuntos M01 e M02 foram identificadas divergências nas datas e horários de início e fim do período de apuração para alguns agrupamentos de 1008 valores. Após diversas análises detectou-se uma inconsistência na metodologia de expurgos das medições consideradas interrupções de longa duração (expurgo por tensão). Enquanto o programa em VBA (gabarito) expurgou os registros com TL inferior ou igual a 0,7 pu em pelo menos uma das fases (conforme recomenda o PRODIST), o SGQ expurgou os registros com TL inferior a 0,7 pu. Dessa forma o número de medições expurgadas foi divergente, modificando os agrupamentos de 1008 medições válidas e influenciando em todos os indicadores subsequentes.

Para exemplificar, as Tabelas 5.20 e 5.21 apresentam os resultados dos indicadores DRP e DRC apurados pelo SGQ e pelo gabarito considerando os conjuntos de dados sintéticos M01 e M02, respectivamente.

Para o conjunto M01, foram identificadas duas semanas com TL menor ou igual a 0,7 pu e portanto esperava-se que o SGQ expurgasse 2016 registros porém, foram expurgados apenas 1008 registros interferindo no período de apuração dos 5 últimos agrupamentos.

Para o conjunto M02 foram gerados 61 valores de TL iguais a 0,7 pu e portanto, 61 registros deveriam ser expurgados, porém, o SGQ analisando a Tabela 5.21 nota-se que o SGQ não expurgou nenhum registro.

Nota-se que, para ambos conjuntos, a ocorrência de um expurgo incorreto afeta todos os agrupamentos subsequentes. Porém, o impacto dos expurgos no conjunto M02 não resultou em grandes erros pois a variabilidade do DRP e DRC foi pequena, não apresentando grandes diferenças entre uma semana e outra.

Tabela 5.20 – Comparação de resultados M01

Resultados M01 - SGQ				Resultados M01 - Gabarito			
Início	Final	DRP	DRC	Início	Final	DRP	DRC
01/01/2019 00:00	07/01/2019 23:50	0,00	100,00	01/01/2019 00:00	07/01/2019 23:50	0,00	100,00
08/01/2019 00:00	14/01/2019 23:50	0,00	100,00	08/01/2019 00:00	14/01/2019 23:50	0,00	100,00
15/01/2019 00:00	21/01/2019 23:50	0,00	100,00	15/01/2019 00:00	21/01/2019 23:50	0,00	100,00
22/01/2019 00:00	28/01/2019 23:50	0,00	100,00	22/01/2019 00:00	28/01/2019 23:50	0,00	100,00
29/01/2019 00:00	04/02/2019 23:50	100,00	0,00	29/01/2019 00:00	04/02/2019 23:50	100,00	0,00
05/02/2019 00:00	11/02/2019 23:50	100,00	0,00	05/02/2019 00:00	11/02/2019 23:50	100,00	0,00
12/02/2019 00:00	18/02/2019 23:50	0,00	0,00	12/02/2019 00:00	18/02/2019 23:50	0,00	0,00
19/02/2019 00:00	25/02/2019 23:50	0,00	0,00	19/02/2019 00:00	25/02/2019 23:50	0,00	0,00
26/02/2019 00:00	04/03/2019 23:50	0,00	0,00	26/02/2019 00:00	04/03/2019 23:50	0,00	0,00
05/03/2019 00:00	11/03/2019 23:50	0,00	0,00	05/03/2019 00:00	11/03/2019 23:50	0,00	0,00
12/03/2019 00:00	18/03/2019 23:50	0,00	0,00	12/03/2019 00:00	18/03/2019 23:50	0,00	0,00
19/03/2019 00:00	25/03/2019 23:50	0,00	0,00	19/03/2019 00:00	25/03/2019 23:50	0,00	0,00
26/03/2019 00:00	01/04/2019 23:50	0,00	0,00	26/03/2019 00:00	01/04/2019 23:50	0,00	0,00
02/04/2019 00:00	08/04/2019 23:50	0,00	0,00	02/04/2019 00:00	08/04/2019 23:50	0,00	0,00
09/04/2019 00:00	15/04/2019 23:50	100,00	0,00	09/04/2019 00:00	15/04/2019 23:50	100,00	0,00
16/04/2019 00:00	22/04/2019 23:50	100,00	0,00	16/04/2019 00:00	22/04/2019 23:50	100,00	0,00
23/04/2019 00:00	29/04/2019 23:50	0,00	100,00	23/04/2019 00:00	29/04/2019 23:50	0,00	100,00
30/04/2019 00:00	06/05/2019 23:50	0,00	100,00	30/04/2019 00:00	06/05/2019 23:50	0,00	100,00
07/05/2019 00:00	13/05/2019 23:50	0,00	100,00	07/05/2019 00:00	13/05/2019 23:50	0,00	100,00
14/05/2019 00:00	20/05/2019 23:50	0,00	100,00	14/05/2019 00:00	20/05/2019 23:50	0,00	100,00
21/05/2019 00:00	27/05/2019 23:50	0,00	0,00	21/05/2019 00:00	27/05/2019 23:50	0,00	0,00
28/05/2019 00:00	03/06/2019 23:50	0,00	0,00	28/05/2019 00:00	03/06/2019 23:50	0,00	0,00
04/06/2019 00:00	10/06/2019 23:50	0,00	0,00	04/06/2019 00:00	10/06/2019 23:50	0,00	0,00
11/06/2019 00:00	17/06/2019 23:50	0,00	0,00	11/06/2019 00:00	17/06/2019 23:50	0,00	0,00
18/06/2019 00:00	24/06/2019 23:50	0,00	0,00	18/06/2019 00:00	24/06/2019 23:50	0,00	0,00
25/06/2019 00:00	01/07/2019 23:50	0,00	0,00	25/06/2019 00:00	01/07/2019 23:50	0,00	0,00
02/07/2019 00:00	08/07/2019 23:50	0,00	0,00	02/07/2019 00:00	08/07/2019 23:50	0,00	0,00
09/07/2019 00:00	15/07/2019 23:50	0,00	0,00	09/07/2019 00:00	15/07/2019 23:50	0,00	0,00
16/07/2019 00:00	22/07/2019 23:50	0,00	0,00	16/07/2019 00:00	22/07/2019 23:50	0,00	0,00
23/07/2019 00:00	29/07/2019 23:50	0,00	0,00	23/07/2019 00:00	29/07/2019 23:50	0,00	0,00
30/07/2019 00:00	05/08/2019 23:50	100,00	0,00	30/07/2019 00:00	05/08/2019 23:50	100,00	0,00
06/08/2019 00:00	12/08/2019 23:50	0,00	0,00	06/08/2019 00:00	12/08/2019 23:50	0,00	0,00
13/08/2019 00:00	19/08/2019 23:50	0,00	0,00	13/08/2019 00:00	19/08/2019 23:50	0,00	0,00
20/08/2019 00:00	26/08/2019 23:50	0,00	0,00	20/08/2019 00:00	26/08/2019 23:50	0,00	0,00
27/08/2019 00:00	02/09/2019 23:50	0,00	0,00	27/08/2019 00:00	02/09/2019 23:50	0,00	0,00
03/09/2019 00:00	09/09/2019 23:50	0,00	0,00	03/09/2019 00:00	09/09/2019 23:50	0,00	0,00
10/09/2019 00:00	16/09/2019 23:50	0,00	0,00	10/09/2019 00:00	16/09/2019 23:50	0,00	0,00
17/09/2019 00:00	23/09/2019 23:50	0,00	0,00	17/09/2019 00:00	23/09/2019 23:50	0,00	0,00
24/09/2019 00:00	30/09/2019 23:50	100,00	0,00	24/09/2019 00:00	30/09/2019 23:50	100,00	0,00
01/10/2019 00:00	07/10/2019 23:50	100,00	0,00	01/10/2019 00:00	07/10/2019 23:50	100,00	0,00
08/10/2019 00:00	14/10/2019 23:50	100,00	0,00	08/10/2019 00:00	14/10/2019 23:50	100,00	0,00
15/10/2019 00:00	21/10/2019 23:50	0,00	0,00	15/10/2019 00:00	21/10/2019 23:50	0,00	0,00
29/10/2019 00:00	04/11/2019 23:50	0,00	100,00	29/10/2019 00:00	04/11/2019 23:50	0,00	100,00
05/11/2019 00:00	11/11/2019 23:50	0,00	100,00	12/11/2019 00:00	18/11/2019 23:50	0,00	0,00
12/11/2019 00:00	18/11/2019 23:50	0,00	0,00	19/11/2019 00:00	25/11/2019 23:50	0,00	0,00
19/11/2019 00:00	25/11/2019 23:50	0,00	0,00	26/11/2019 00:00	02/12/2019 23:50	0,00	0,00
26/11/2019 00:00	02/12/2019 23:50	0,00	0,00	03/12/2019 00:00	09/12/2019 23:50	0,00	0,00
03/12/2019 00:00	09/12/2019 23:50	0,00	0,00	10/12/2019 00:00	16/12/2019 23:50	0,00	0,00
10/12/2019 00:00	16/12/2019 23:50	0,00	0,00				

Tabela 5.21 – Comparação de resultados M02

Resultados M02 - SGQ				Resultados M02 - Gabarito			
Início	Final	DRP	DRC	Início	Final	DRP	DRC
01/01/2019 00:00	07/01/2019 23:50	34,92	15,08	01/01/2019 00:00	07/01/2019 23:50	34,92	15,08
08/01/2019 00:00	14/01/2019 23:50	34,92	15,08	08/01/2019 00:00	14/01/2019 23:50	34,92	15,08
15/01/2019 00:00	21/01/2019 23:50	35,22	14,78	15/01/2019 00:00	21/01/2019 23:50	35,22	14,78
22/01/2019 00:00	28/01/2019 23:50	35,12	14,88	22/01/2019 00:00	28/01/2019 23:50	35,12	14,88
29/01/2019 00:00	04/02/2019 23:50	35,02	14,98	29/01/2019 00:00	05/02/2019 00:00	35,02	14,98
05/02/2019 00:00	11/02/2019 23:50	34,52	15,48	05/02/2019 00:10	12/02/2019 00:10	34,52	15,48
12/02/2019 00:00	18/02/2019 23:50	35,12	14,88	12/02/2019 00:20	19/02/2019 00:10	35,12	14,88
19/02/2019 00:00	25/02/2019 23:50	35,02	14,98	19/02/2019 00:20	26/02/2019 00:20	35,02	14,98
26/02/2019 00:00	04/03/2019 23:50	34,62	15,38	26/02/2019 00:30	05/03/2019 00:30	34,62	15,38
05/03/2019 00:00	11/03/2019 23:50	34,62	15,38	05/03/2019 00:40	12/03/2019 01:00	34,62	15,38
12/03/2019 00:00	18/03/2019 23:50	34,92	15,08	12/03/2019 01:10	19/03/2019 01:10	34,92	15,08
19/03/2019 00:00	25/03/2019 23:50	35,32	14,68	19/03/2019 01:20	26/03/2019 01:30	35,32	14,68
26/03/2019 00:00	01/04/2019 23:50	34,92	15,08	26/03/2019 01:40	02/04/2019 01:30	34,92	15,08
02/04/2019 00:00	08/04/2019 23:50	35,12	14,88	02/04/2019 01:40	09/04/2019 01:30	35,12	14,88
09/04/2019 00:00	15/04/2019 23:50	35,22	14,78	09/04/2019 01:40	16/04/2019 01:40	35,22	14,78
16/04/2019 00:00	22/04/2019 23:50	34,52	15,48	16/04/2019 01:50	23/04/2019 01:50	34,52	15,48
23/04/2019 00:00	29/04/2019 23:50	35,12	14,88	23/04/2019 02:00	30/04/2019 01:50	35,12	14,88
30/04/2019 00:00	06/05/2019 23:50	34,92	15,08	30/04/2019 02:00	07/05/2019 02:00	35,02	14,98
07/05/2019 00:00	13/05/2019 23:50	35,02	14,98	07/05/2019 02:10	14/05/2019 02:00	35,02	14,98
14/05/2019 00:00	20/05/2019 23:50	35,02	14,98	14/05/2019 02:10	21/05/2019 02:00	35,02	14,98
21/05/2019 00:00	27/05/2019 23:50	34,82	15,18	21/05/2019 02:10	28/05/2019 02:10	34,92	15,08
28/05/2019 00:00	03/06/2019 23:50	34,82	15,18	28/05/2019 02:20	04/06/2019 02:30	35,02	14,98
04/06/2019 00:00	10/06/2019 23:50	34,92	15,08	04/06/2019 02:40	11/06/2019 02:50	35,12	14,88
11/06/2019 00:00	17/06/2019 23:50	35,12	14,88	11/06/2019 03:00	18/06/2019 02:50	35,12	14,88
18/06/2019 00:00	24/06/2019 23:50	34,92	15,08	18/06/2019 03:00	25/06/2019 03:00	35,02	14,98
25/06/2019 00:00	01/07/2019 23:50	34,82	15,18	25/06/2019 03:10	02/07/2019 03:10	34,92	15,08
02/07/2019 00:00	08/07/2019 23:50	34,82	15,18	02/07/2019 03:20	09/07/2019 03:10	34,82	15,18
09/07/2019 00:00	15/07/2019 23:50	34,92	15,08	09/07/2019 03:20	16/07/2019 03:20	35,02	14,98
16/07/2019 00:00	22/07/2019 23:50	34,82	15,18	16/07/2019 03:30	23/07/2019 03:30	34,92	15,08
23/07/2019 00:00	29/07/2019 23:50	34,82	15,18	23/07/2019 03:40	30/07/2019 03:50	35,02	14,98
30/07/2019 00:00	05/08/2019 23:50	34,92	15,08	30/07/2019 04:00	06/08/2019 03:50	34,92	15,08
06/08/2019 00:00	12/08/2019 23:50	34,52	15,48	06/08/2019 04:00	13/08/2019 04:20	34,52	15,18
13/08/2019 00:00	19/08/2019 23:50	35,02	14,98	13/08/2019 04:30	20/08/2019 04:50	35,02	14,68
20/08/2019 00:00	26/08/2019 23:50	34,92	15,08	20/08/2019 05:00	27/08/2019 05:00	34,92	14,98
27/08/2019 00:00	02/09/2019 23:50	34,62	15,38	27/08/2019 05:10	03/09/2019 05:10	34,62	15,28
03/09/2019 00:00	09/09/2019 23:50	34,82	15,18	03/09/2019 05:20	10/09/2019 05:30	34,82	14,98
10/09/2019 00:00	16/09/2019 23:50	34,42	15,58	10/09/2019 05:40	17/09/2019 05:30	34,42	15,58
17/09/2019 00:00	23/09/2019 23:50	35,22	14,78	17/09/2019 05:40	24/09/2019 05:30	35,22	14,78
24/09/2019 00:00	30/09/2019 23:50	34,72	15,28	24/09/2019 05:40	01/10/2019 05:40	34,72	15,18
01/10/2019 00:00	07/10/2019 23:50	34,82	15,18	01/10/2019 05:50	08/10/2019 06:00	34,82	14,98
08/10/2019 00:00	14/10/2019 23:50	35,02	14,98	08/10/2019 06:10	15/10/2019 06:00	35,02	14,98
15/10/2019 00:00	21/10/2019 23:50	35,32	14,68	15/10/2019 06:10	22/10/2019 06:20	35,32	14,48
22/10/2019 00:00	28/10/2019 23:50	34,92	15,08	22/10/2019 06:30	29/10/2019 06:20	34,92	15,08
29/10/2019 00:00	04/11/2019 23:50	35,02	14,98	29/10/2019 06:30	05/11/2019 06:30	35,02	14,88
05/11/2019 00:00	11/11/2019 23:50	35,42	14,58	05/11/2019 06:40	12/11/2019 06:30	35,42	14,58
12/11/2019 00:00	18/11/2019 23:50	34,72	15,28	12/11/2019 06:40	19/11/2019 06:30	34,72	15,28
19/11/2019 00:00	25/11/2019 23:50	34,72	15,28	19/11/2019 06:40	26/11/2019 06:30	34,72	15,28
26/11/2019 00:00	02/12/2019 23:50	34,92	15,08	26/11/2019 06:40	03/12/2019 06:40	34,92	14,98
03/12/2019 00:00	09/12/2019 23:50	35,02	14,98	03/12/2019 06:50	10/12/2019 07:10	35,22	14,68
10/12/2019 00:00	16/12/2019 23:50	34,62	15,38	10/12/2019 07:20	17/12/2019 07:50	35,02	14,98
17/12/2019 00:00	23/12/2019 23:50	34,52	15,48	17/12/2019 08:00	24/12/2019 08:00	34,52	15,38
24/12/2019 00:00	30/12/2019 23:50	34,42	15,58	24/12/2019 08:10	31/12/2019 08:30	34,42	15,28
31/12/2019 00:00	06/01/2020 23:50	34,92	15,08	31/12/2019 08:40	07/01/2020 08:40	34,92	14,98
07/01/2020 00:00	13/01/2020 23:50	34,33	15,67	07/01/2020 08:50	14/01/2020 08:50	34,33	15,58
14/01/2020 00:00	20/01/2020 23:50	34,82	15,18	14/01/2020 09:00	21/01/2020 09:00	34,82	15,08
21/01/2020 00:00	27/01/2020 23:50	34,42	15,58	21/01/2020 09:10	28/01/2020 09:00	34,42	15,58
28/01/2020 00:00	03/02/2020 23:50	34,42	15,58	28/01/2020 09:10	04/02/2020 09:00	34,42	15,58
04/02/2020 00:00	10/02/2020 23:50	34,62	15,38	04/02/2020 09:10	11/02/2020 09:10	34,62	15,28
11/02/2020 00:00	17/02/2020 23:50	35,22	14,78	11/02/2020 09:20	18/02/2020 09:30	35,22	14,58
18/02/2020 00:00	24/02/2020 23:50	34,62	15,38	18/02/2020 09:40	-	-	-

### 5.4.3.2 Erros no cálculo do percentil

Observando os resultados dos conjuntos M05, M07 e M11 apresentados na Tabela 5.19 pode-se observar que, mesmo nos conjuntos nos quais não houveram erros nos períodos de apuração, foram identificadas pequenas divergências nos resultados de alguns indicadores.

Após diversas análises notou-se que a divergência estava no procedimento de cálculo do percentil. Enquanto o SGQ utilizou o *percentil inclusivo*, o programa em VBA (gabarito) utilizou a formulação equivalente ao *percentil exclusivo*. Para ambas formulações o percentil é calculado a partir da equação 5.2, obtida de [61]. Onde:

$$X_p = X_y + z \cdot (X_{y+1} - X_y) \quad (5.2)$$

- $p$  = percentil de interesse;
- $w$  = posição equivalente ao percentil de interesse;
- $y$  = valor inteiro de  $w$ ;
- $z = w - y$ ;
- $X_y$  = Valor de  $X$  que ocupa a  $y^a$  posição dentre os valores do conjunto ordenados do menor para o maior;

A diferença entre as duas formulações está na determinação variável  $w$ , que representa a posição do valor referente ao percentil de interesse. Enquanto o *percentil inclusivo* retorna o percentil  $p$ , onde  $p$  está no intervalo de 0 a 1, o *percentil exclusivo* exclui os valores de percentil 0 e 1 [62]. Dessa forma, o menor valor da amostra corresponde ao percentil  $1/(n+1)$  e o maior valor da amostra corresponde ao percentil  $n/(n+1)$ , conforme apresentado pela Figura 5.57. Onde  $n$  é o número de valores do conjunto.

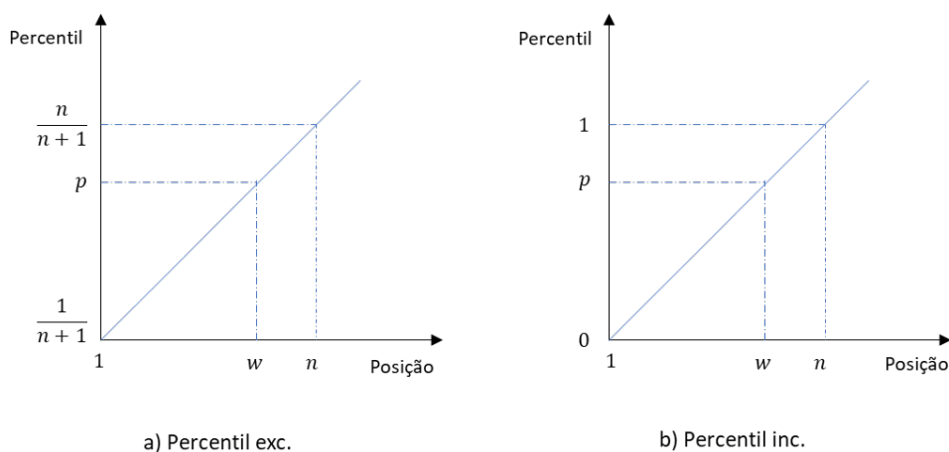


Figura 5.57 – Diferença entre percentil exclusivo e inclusivo

As equações 5.3 e 5.4 apresentam a formulação para cálculo do *percentil exclusivo*.

$$\frac{n-1}{\frac{n}{n+1} - \frac{1}{n+1}} = \frac{w^{exc} - 1}{p - \frac{1}{n+1}} \quad (5.3)$$

$$w^{exc} = p \cdot (n + 1) \quad (5.4)$$

As equações 5.5 e 5.6 apresentam a formulação para cálculo do *percentil inclusivo*.

$$\frac{n-1}{1} = \frac{w^{inc} - 1}{p} \quad (5.5)$$

$$w^{inc} = p \cdot (n - 1) + 1 \quad (5.6)$$

Considerando que, para o cálculo dos indicadores de QEE o percentil de interesse é de 95% e a amostra possui 1008 valores, as equações 5.7 e 5.8 representam a fórmula de cálculo do *percentil exclusivo*. Já as equações 5.9 e 5.10 correspondem a fórmula de cálculo do *percentil inclusivo*.

$$w^{exc} = 0,95 \cdot (1008 + 1) = 958,55 \quad (5.7)$$

$$X_{95\%}^{exc} = X_{958} + 0,55 \cdot (X_{959} - X_{958}) \quad (5.8)$$

$$w^{inc} = (0,95 \cdot 1007) + 1 = 957,65 \quad (5.9)$$

$$X_{95\%}^{inc} = X_{957} + 0,65 \cdot (X_{958} - X_{957}) \quad (5.10)$$

Após algumas reflexões optou-se por utilizar a formulação do *percentil exclusivo*, uma vez que essa é a formulação adotada pelo *Minitab* e se aproxima mais da definição teórica do percentil [61]. Portanto, para um conjunto de 1008 valores, o menor valor da amostra ( $y = 1$ ) corresponde ao percentil 0,099% e o maior valor da amostra ( $y = 1008$ ) corresponde ao percentil 99,9%, excluindo os percentis 0 e 100%.

### 5.4.3.3 Erros no processamento de dados

Analisando a tabela 5.19 nota-se que os erros mais significativos estão relacionados à porcentagem de agrupamentos incorretos, como acontece para os conjuntos M09, M10 e M12.

O conjunto M10, apesar de possuir 100% dos agrupamentos incorretos, só apresentou erros para o indicador  $Pst95\%$ , pois na geração desse conjunto foram considerados apenas eventos de flutuação de tensão, não interferindo em nenhum dos outros distúrbios.

Já os conjuntos M09 e M12 apresentaram divergências para todos os indicadores calculados. Ao analisar os resultados obtidos identificou-se que o erro teve origem no processamento dos dados, que modificou a data e horário da primeira medição, influenciando em todos os agrupamentos subsequentes e impactando no resultado de todos os indicadores. A tabela 5.22 apresenta a data e horário da primeira medição apurada pelo SGQ e pelo gabarito para os conjuntos M09, M10 e M12.

Tabela 5.22 – Data de horário da primeira medição

Conjunto	Data e horário da primeira medição	
	SGQ	Gabarito
<b>M09</b>	02/01/2019 22:10	01/01/2019 00:00
<b>M10</b>	07/01/2019 21:00	01/01/2019 00:00
<b>M12</b>	07/01/2019 08:00	01/01/2019 00:00

A partir da identificação dos erros apresentados na primeira versão do SGQ, iniciou-se um período iterativo de avaliações e correções a fim de aperfeiçoar o o algoritmo e a performance do sistema.

Após efetuadas todas as modificações, o SGQ foi avaliado novamente considerando, em sua última versão, os 20 conjuntos de dados sintéticos apresentados pela Tabela 5.2. Nessa versão o SGQ apresentou resultados iguais aos resultados esperados para todos os conjuntos. Dessa forma, o algoritmo de cálculo dos indicadores de regime permanente do SGQ e o expurgo por dados de tensão foram validados.

Para validação do cálculo do fator de impacto e do expurgo de medições afetadas por VTCDs foi utilizado o conjunto M16 e os erros identificados são apresentados nas seções a seguir.

#### 5.4.3.4 Erros no tratamento das interrupções de curta duração

Ao analisar os resultados obtidos para o conjunto de dados M16 notou-se que o SGQ realizou a agregação temporal corretamente, porém, as interrupções de curta duração (magnitude menor que 0,1 pu e duração menor que 3 minutos) foram excluídas na primeira etapa no fluxograma 1 apresentado na seção 4.5, uma vez que não se enquadravam nas categorias afundamento ou elevação. Dessa forma, tais eventos foram desconsiderados tanto do expurgo de medições inválidas quanto no cálculo do fator de impacto apresentando divergências em relação ao gabarito.

A Tabela 5.23 apresenta as diferenças entre os eventos resultantes da agregação temporal obtidos pelo SGQ e pelo gabarito. Nota-se que as 5 interrupções registradas foram erroneamente excluídas pelo SGQ influenciando o resultado do fator de impacto. Após a identificação desse erro, o algoritmo do SGQ foi alterado para que as interrupções de tensão de curta duração fossem tratadas como afundamentos e consideradas no cálculo do fator de impacto.

#### 5.4.3.5 Erros no expurgo de medições afetadas por eventos

Outro erro detectado ao comparar o resultados obtidos pelo SGQ e pelo gabarito para o conjunto M16 foi uma inconsistência no expurgo das medições afetadas por VTCDs. Notou-se que o SGQ estava sempre expurgando uma medição anterior à medição realmente afetada, conforme pode ser observado na Tabela 5.24. Esse erro foi identificado e corrigido de forma a adequar o SGQ à forma correta de realização do expurgo. A diferença entre o número de registros expurgados pelo SGQ e pelo gabarito se deve às interrupções de curta duração excluídas erroneamente pelo SGQ.

Após a correção dos erros apresentados, o SGQ foi avaliado novamente e apresentou resultados iguais aos resultados esperados. Dessa forma, o algoritmo de cálculo do fator de impacto e de expurgo de registros afetados por VTCDs foram validados.

Em conclusão, destaca-se que, a partir dos 20 conjuntos de dados sintéticos gerados, foi possível avaliar todas as funções do motor de cálculo do SGQ detalhadas pelos fluxogramas 1, 2 e 3 da seção 4.5. Dessa forma, após os ajustes apresentados, o motor de cálculo do SGQ foi validado com sucesso.



Tabela 5.23 – Comparação de resultados - M16 - Lista de eventos agregados

Eventos agregados - M16 - SGQ				Eventos agregados - M16 - gabarito			
Data e horário	Ve (%)	Te (s)	Tipo	Data e horário	Ve (%)	Te (s)	Tipo
02/01/2019 10:42:00	50,00	120,000	SAG	02/01/2019 10:42:00	50,00	120,000	SAG
03/01/2019 10:48:00	50,00	120,016	SAG	03/01/2019 10:48:00	50,00	120,016	SAG
04/01/2019 10:39:59	50,00	120,016	SAG	04/01/2019 10:39:59	50,00	120,016	SAG
05/01/2019 10:59:00	50,00	120,000	SAG	05/01/2019 10:59:00	50,00	120,000	SAG
08/01/2019 14:20:21	69,90	30,000	SAG	08/01/2019 14:20:21	69,90	30,000	SAG
08/01/2019 14:24:51	69,90	20,000	SAG	08/01/2019 14:24:51	69,90	20,000	SAG
08/01/2019 14:30:41	49,90	59,999	SAG	08/01/2019 14:30:41	49,90	59,999	SAG
08/01/2019 14:39:21	49,90	19,999	SAG	08/01/2019 14:39:21	49,90	19,999	SAG
08/01/2019 14:47:20	49,80	19,999	SAG	08/01/2019 14:47:20	49,80	19,999	SAG
08/01/2019 14:55:20	49,80	19,999	SAG	08/01/2019 14:55:20	49,80	19,999	SAG
08/01/2019 14:56:41	79,80	59,999	SAG	08/01/2019 14:56:41	79,80	59,999	SAG
09/01/2019 14:00:00	120,00	0,500	SWELL	08/01/2019 15:01:41	0,00	0,640	SAG
09/01/2019 15:00:00	130,00	0,500	SWELL	09/01/2019 14:00:00	120,00	0,500	SWELL
09/01/2019 16:00:00	80,00	0,500	SAG	09/01/2019 15:00:00	130,00	0,500	SWELL
09/01/2019 17:00:00	120,00	0,500	SWELL	09/01/2019 16:00:00	80,00	0,500	SAG
09/01/2019 17:00:00	80,00	0,500	SAG	09/01/2019 17:00:00	120,00	0,500	SWELL
09/01/2019 18:00:00	80,00	0,500	SAG	09/01/2019 17:00:00	80,00	0,500	SAG
09/01/2019 18:00:00	120,00	0,500	SWELL	09/01/2019 18:00:00	80,00	0,500	SAG
09/01/2019 19:00:00	130,00	0,500	SWELL	09/01/2019 18:00:00	120,00	0,500	SWELL
09/01/2019 19:00:00	80,00	0,500	SAG	09/01/2019 19:00:00	130,00	0,500	SWELL
09/01/2019 20:00:00	70,00	0,500	SAG	09/01/2019 19:00:00	80,00	0,500	SAG
09/01/2019 21:00:00	70,00	0,500	SAG	09/01/2019 20:00:00	70,00	0,500	SAG
09/01/2019 21:00:00	120,00	0,500	SWELL	09/01/2019 21:00:00	70,00	0,500	SAG
09/01/2019 22:00:00	130,00	0,500	SWELL	09/01/2019 21:00:00	120,00	0,500	SWELL
09/01/2019 22:00:00	70,00	0,500	SAG	09/01/2019 22:00:00	130,00	0,500	SWELL
09/01/2019 23:00:00	70,00	0,500	SAG	09/01/2019 22:00:00	70,00	0,500	SAG
09/01/2019 23:00:00	130,00	0,500	SWELL	09/01/2019 23:00:00	70,00	0,500	SAG
22/01/2019 14:26:46	59,90	29,999	SAG	09/01/2019 23:00:00	130,00	0,500	SWELL
22/01/2019 14:32:51	59,80	0,058	SAG	22/01/2019 14:26:46	59,90	29,999	SAG
04/02/2019 16:12:24	39,90	69,999	SAG	22/01/2019 14:32:51	59,80	0,058	SAG
04/02/2019 16:17:34	69,90	29,999	SAG	22/01/2019 14:47:31	0,00	2,631	SAG
04/02/2019 16:22:35	69,80	29,999	SAG	04/02/2019 16:12:24	39,90	69,999	SAG
04/02/2019 16:27:36	69,70	29,999	SAG	04/02/2019 16:17:34	69,90	29,999	SAG
04/02/2019 16:32:38	69,70	29,999	SAG	04/02/2019 16:22:35	69,80	29,999	SAG
04/02/2019 16:38:43	69,70	30,000	SAG	04/02/2019 16:27:36	69,70	29,999	SAG
04/02/2019 16:43:13	69,90	29,999	SAG	04/02/2019 16:32:38	69,70	29,999	SAG
04/02/2019 16:43:43	120,30	39,998	SWELL	04/02/2019 16:38:43	69,70	30,000	SAG
04/02/2019 16:48:27	120,10	66,002	SWELL	04/02/2019 16:43:13	69,90	29,999	SAG
12/02/2019 15:31:20	120,00	30,000	SWELL	04/02/2019 16:43:43	120,30	39,998	SWELL
12/02/2019 15:34:00	120,10	49,999	SWELL	04/02/2019 16:48:27	120,10	66,002	SWELL
20/02/2019 15:59:07	50,00	5,000	SAG	04/02/2019 16:53:33	0,00	2,628	SAG
20/02/2019 15:59:42	120,10	59,998	SWELL	12/02/2019 15:31:20	120,00	30,000	SWELL
20/02/2019 16:03:32	49,70	9,999	SAG	12/02/2019 15:34:00	120,10	49,999	SWELL
20/02/2019 16:06:32	120,20	40,000	SWELL	12/02/2019 15:41:00	0,00	2,633	SAG
				20/02/2019 15:59:42	120,10	59,998	SWELL
				20/02/2019 16:01:12	4,80	59,998	SAG
				20/02/2019 16:03:32	49,70	9,999	SAG
				20/02/2019 16:06:32	120,20	40,000	SWELL

FI Janeiro	2,54
FI Fevereiro	1,63

FI Janeiro	2,88
FI Fevereiro	1,97

Tabela 5.24 – Comparação de resultados - M16 - Expurgo de medições

Registros expurgados - M16 - SGQ				Registros expurgados - M16 - gabarito			
Data e horário	VAN	VBN	VCN	Data e horário	VAN	VBN	VCN
02/01/2019 10:40	126,95	126,93	126,95	02/01/2019 10:50	126,95	126,93	126,95
03/01/2019 10:40	126,95	126,93	126,95	03/01/2019 10:50	126,95	126,93	126,95
04/01/2019 10:40	126,95	126,93	126,95	04/01/2019 10:50	126,95	126,93	126,95
05/01/2019 10:50	126,95	126,93	126,95	05/01/2019 11:00	126,95	126,93	126,95
05/01/2019 11:00	126,95	126,93	126,95	05/01/2019 11:10	126,95	126,93	126,95
06/01/2019 10:30	126,95	126,93	126,95	06/01/2019 10:40	126,95	126,93	126,95
06/01/2019 10:40	126,95	126,93	126,95	06/01/2019 10:50	126,95	126,93	126,95
07/01/2019 10:30	126,95	126,93	126,95	07/01/2019 10:40	126,95	126,93	126,95
07/01/2019 10:40	126,95	126,93	126,95	07/01/2019 10:50	126,95	126,93	126,95
07/01/2019 10:50	126,95	126,93	126,95	07/01/2019 11:00	126,95	126,93	126,95
08/01/2019 14:10	126,95	126,93	126,95	08/01/2019 14:20	126,95	126,93	126,95
08/01/2019 14:20	126,95	126,93	126,95	08/01/2019 14:30	126,95	126,93	126,95
08/01/2019 14:30	126,95	126,93	126,95	08/01/2019 14:40	126,95	126,93	126,95
08/01/2019 14:40	126,95	126,93	126,95	08/01/2019 14:50	126,95	126,93	126,95
08/01/2019 14:50	126,95	126,93	126,95	08/01/2019 15:00	126,95	126,93	126,95
09/01/2019 14:00	126,95	126,93	126,95	08/01/2019 15:10	126,95	126,93	126,95
09/01/2019 15:00	126,95	126,93	126,95	09/01/2019 14:10	126,95	126,93	126,95
09/01/2019 16:00	126,95	126,93	126,95	09/01/2019 15:10	126,95	126,93	126,95
09/01/2019 17:00	126,95	126,93	126,95	09/01/2019 16:10	126,95	126,93	126,95
09/01/2019 18:00	126,95	126,93	126,95	09/01/2019 17:10	126,95	126,93	126,95
09/01/2019 19:00	126,95	126,93	126,95	09/01/2019 18:10	126,95	126,93	126,95
09/01/2019 20:00	126,95	126,93	126,95	09/01/2019 19:10	126,95	126,93	126,95
09/01/2019 21:00	126,95	126,93	126,95	09/01/2019 20:10	126,95	126,93	126,95
09/01/2019 22:00	126,95	126,93	126,95	09/01/2019 21:10	126,95	126,93	126,95
09/01/2019 23:00	126,95	126,93	126,95	09/01/2019 22:10	126,95	126,93	126,95
22/01/2019 14:20	126,95	126,93	126,95	09/01/2019 23:10	126,95	126,93	126,95
22/01/2019 14:30	126,95	126,93	126,95	22/01/2019 14:30	126,95	126,93	126,95
04/02/2019 16:10	126,95	126,93	126,95	22/01/2019 14:40	126,95	126,93	126,95
04/02/2019 16:20	126,95	126,93	126,95	22/01/2019 14:50	126,95	126,93	126,95
04/02/2019 16:30	126,95	126,93	126,95	04/02/2019 16:20	126,95	126,93	126,95
04/02/2019 16:40	126,95	126,93	126,95	04/02/2019 16:30	126,95	126,93	126,95
12/02/2019 15:30	126,95	126,93	126,95	04/02/2019 16:40	126,95	126,93	126,95
20/02/2019 15:50	126,95	126,93	126,95	04/02/2019 16:50	126,95	126,93	126,95
20/02/2019 16:00	126,95	126,93	126,95	04/02/2019 17:00	126,95	126,93	126,95
				12/02/2019 15:40	126,95	126,93	126,95
				12/02/2019 15:50	126,95	126,93	126,95
				20/02/2019 16:00	126,95	126,93	126,95
				20/02/2019 16:10	126,95	126,93	126,95

## 5.5 Considerações finais

Nesse capítulo foi descrita a metodologia de testes utilizada para validação dos algoritmos de cálculo de indicadores de qualidade do produto pelo SGQ desenvolvido. Primeiramente, foi apresentada a plataforma de testes implementada para geração e medição dos distúrbios de qualidade do produto em ambiente laboratorial. Em seguida foram apresentadas as etapas da metodologia utilizada e por fim foram discutidos os principais desafios encontrados durante o processo.

A metodologia utilizada para validação do SGQ consistiu na criação de diversos conjuntos de dados sintéticos a fim de povoar o SGQ com dados de medição de vários distúrbios combinados das mais diversas formas. Foram gerados no total 20 conjuntos de dados com 60 semanas de duração. Essa metodologia foi escolhida não só para validar o algoritmo de cálculo dos indicadores mas também para estressar o *software* em todas as suas funcionalidades, analisar o comportamento do sistema frente a uma quantidade significativa de dados e induzir a IHM a apresentar gráficos que muito provavelmente não vão ocorrer em um sistema real.

O procedimento utilizado para geração da massa de dados consistiu no sorteio pseudo-aleatório de dados obtidos de *arquivos-mãe* provenientes do medidor SEL 734, que registrou diversos distúrbios gerados pelas fontes de sinais arbitrários *Omicron* e *Califórnia*. Para avaliação da agregação temporal de VTCDs e do expurgo de dados foi gerado um arquivo composto por eventos diferentes magnitudes e durações a fim de contemplar diversas situações possíveis de agregação temporal e expurgo de medições inválidas.

O procedimento não foi repetido para os medidores ION e SEL 735, uma vez que considera-se que se o algoritmo funcionar adequadamente para um dos medidores ele também funciona para os demais uma vez que o SGQ padroniza os dados em um banco de dados único.

A massa de dados gerada foi inserida no sistema do SGQ de maneira manual através de planilhas *.csv*. Optou-se pela entrada de dados de maneira *offline* principalmente pela possibilidade de manipulação dos dados a fim acelerar o processo de validação de SGQ, uma vez que, em tempo real, seriam necessários meses de medição para obtenção de resultados conclusivos. E ainda, a execução dos testes *offline* evitou a ocorrência de possíveis erros na comunicação e aquisição de dados.

Esse capítulo apresentou também os resultados obtidos a partir de um programa desenvolvido em VBA para o processamento dos arquivos gerados. Esses resultados foram utilizados como gabarito para validação tanto do motor de cálculo do SGQ quanto dos gráficos apresentados pela interface homem-máquina do *software*.

## 6 Conclusões

### 6.1 Considerações finais

O gerenciamento de indicadores de qualidade em um sistema de distribuição consiste no monitoramento e na avaliação constante da qualidade do produto oferecido pelas distribuidoras. Tais indicadores têm como objetivo quantificar os distúrbios de tensão inerentes ao sistema elétrico e servem como instrumento balizador para a tomada de decisões das empresas.

O módulo 8 do PRODIST caracteriza os distúrbios de QEE, apresenta a metodologia de medição, período de apuração e cálculo dos indicadores de QEE e estabelece os limites e valores de referência para cada um deles. Considerando a necessidade de manter os indicadores dentro dos limites recomendados pelo PRODIST, a implantação de sistemas automáticos para o gerenciamento desses indicadores é de interesse das distribuidoras, dos clientes e do órgão regulador, a ANEEL.

Tais sistemas permitem que as distribuidoras realizem seu planejamento, operação e manutenção de maneira mais criteriosa, melhorando sua imagem, reduzindo as penalidades e aumentando a produtividade. Em contrapartida, os clientes, especialmente aqueles com cargas especiais e sensíveis, também são beneficiados uma vez que o número de paradas de produção e inconformidade dos processos pode diminuir dependendo das ações proativas implementadas pelas concessionárias com base nas informações disponibilizadas pelo sistema de gerenciamento de QEE.

Dentro desse contexto, esse trabalho de dissertação apresentou uma proposta de um sistema de gerenciamento de qualidade (SGQ) em fase final de desenvolvimento no âmbito de um projeto de P&D e uma metodologia eficiente para sua validação utilizando uma plataforma de testes em ambiente laboratorial.

Esse capítulo final visa enfatizar os principais pontos associados aos desenvolvimentos realizados ao longo da pesquisa.

Em se tratando do SGQ proposto, esse trabalho contribuiu com a elaboração e implementação de um algoritmo para cálculo automático dos indicadores de qualidade de maneira eficiente e robusta. O algoritmo desenvolvido foi apresentado através de um fluxograma que retratou detalhadamente todas as etapas do processo.

Dentre as etapas apresentadas, vale destacar a metodologia utilizada para o expurgo das medições inválidas, uma vez que o resultado dessa etapa influencia nos resultados de todos os indicadores apurados. Foram considerados dois tipos de expurgos: expurgo

por variação de tensão de longa duração (VTLD) e expurgo por VTCD.

O expurgo por VTLD se refere ao expurgo das medições de 10 minutos afetadas por interrupções de regime permanente (magnitude igual ou inferior a 0,7 pu e duração igual ou superior a 3 minutos). A razão desse expurgo tem como origem o fato de que o mesmo distúrbio de QEE não pode ser contabilizado duas vezes. As interrupções de longa duração são quantificadas pelos indicadores de qualidade do serviço (*FEC*, *DEC*, *FIC*, *DIC*, *DMIC*, *DICRI*) e portanto não devem ser consideradas no cálculo dos indicadores de conformidade DRP e DRC. Também, todas as medições que apresentam tensão de leitura inferior ou igual a 0,7 pu em pelo menos uma das fases são expurgadas na apuração dos indicadores de QEE.

O expurgo por VTCD se refere ao expurgo das medições de 10 minutos afetadas por interrupções de curta duração, elevações ou afundamentos de tensão. A justificativa para a realização desse expurgo é o fato de que tais eventos podem acarretar temporariamente em altos níveis de desequilíbrio, flutuações e distorções harmônicas que não necessariamente retratam a realidade do sistema elétrico. E ainda, as VTCDs já são contabilizados pelo indicador *fator de impacto* e portanto não devem ser consideradas na apuração dos demais indicadores de QEE.

Essa dissertação apresentou, também, a proposta de uma metodologia de testes *offline* para validação do algoritmo do SGQ que se sustentou basicamente na criação de uma massa de dados semi-sintética a partir de medições reais de distúrbios de tensão gerados em laboratório. A metodologia desenvolvida apresentou diversas vantagens destacando-se:

- Aceleração do processo iterativo de validação do SGQ: Visto que os indicadores de QEE demoram uma semana (ou um mês) para serem apurados, o processo de detecção de erros seria muito demorado e ineficiente se fosse realizado a partir de dados de um sistema real ou até mesmo testes em laboratório considerando o intervalo de agregação de 10 minutos. A utilização de dados semi-sintéticos permitiu que os erros fossem detectados e corrigidos rapidamente;
- Dados de medição contínuos: A partir dos dados semi-sintéticos foi possível criar situações que simulassem tempos longos de ocorrência de distúrbios de QEE. Não seria possível realizar esses ensaios em tempo real pois é seria inviável deixar as fontes de sinais arbitrários ligadas por uma semana permanentemente;
- Formatação dos dados: A metodologia de testes foi desenvolvida de modo a criar uma massa de dados que mantivesse a formatação dados exatamente igual às planilhas de saída do medidor SEL 734. Dessa forma foi validado também o importador manual do SGQ;

- Expectativa de resultados: A geração de distúrbios de QEE com valores previamente conhecidos viabilizou uma avaliação eficiente do desempenho do sistema, uma vez que os resultados apurados pelo SGQ puderam ser comparados com resultados esperados. Em um sistema real isso não seria possível, pois os distúrbios de QEE são aleatórios e esporádicos;
- Auxílio no dimensionamento da capacidade do banco de dados do SGQ: Considerando que foram gerados 20 conjuntos de dados com 60 semanas de duração foi possível, a partir dos dados semi-sintéticos, avaliar o tempo de processamento do SGQ e estimar o tamanho do banco de dados necessário;

Ademais, a utilização da plataforma de testes proporcionou outras experiências práticas tais como: familiarização com diferentes qualímetros, parametrização dos qualímetros a fim de atender o PRODIST, comparação dos indicadores calculados por diferentes medidores frente aos mesmos distúrbios gerados e conhecimento dos diversos softwares proprietários dos medidores.

Outra importante contribuição dessa pesquisa foi o desenvolvimento de um programa em VBA que executa todas as etapas descritas no fluxograma apresentado na seção 4.5 e que foi utilizado como gabarito para validação do algoritmo do SGQ. Esse sistema pode ser utilizado como ferramenta para apuração dos indicadores de QEE em campanhas de medição e até mesmo na validação de novos equipamentos como os medidores de faturamento que a partir de 2021 deverão calcular DRP e DRC conforme Resolução 871/2020 da ANEEL.

Por fim conclui-se que o procedimento de testes proposto e aplicado validou com sucesso o motor de cálculo do SGQ desenvolvido.

## 6.2 Sugestões para desenvolvimentos futuros

Com o objetivo de prosseguir com os estudos relacionados aos sistemas de gerenciamento de QEE e considerando que o projeto de P&D associado à esse trabalho de dissertação ainda está em desenvolvimento, são apresentadas a seguir algumas sugestões para desenvolvimentos futuros:

- Auxílio no desenvolvimento da IHM do SGQ: Os conjuntos de dados gerados apresentam grande variabilidade de gráficos e permitem que sejam testados diferentes *layouts* e formas de apresentação. E ainda, os dados semi-sintéticos representam 20 pontos de medição diferentes auxiliando no desenvolvimento da ferramenta de agregação espacial prevista no módulo de análise gerencial.

- Utilização da plataforma de testes como uma subestação fictícia da EDP para execução de testes ponta-a-ponta, permitindo a detecção e correção de possíveis erros no sistema de comunicação, coleta e armazenamento de dados;
- Desenvolvimento de um importador manual que permita a entrada de dados de outros medidores além do SEL, ION e IMS;
- Utilizando o SGQ desenvolvido para avaliação da qualidade do sistema de distribuição da EDP e análise de correlação entre distúrbios;
- Expansão do sistema considerando pontos de monitoramento em subestações de entrada de clientes sensíveis;
- Integração do SGQ com outros sistemas inteligentes como pro exemplo sistema de localização de faltas e sistema de proteção;
- Aprimoramento do SGQ considerando as normas IEEE Std.1159.3-2019 (*Recommended Practice for Power Quality Data Interchange Format (PQDIF)*) e IEC 61850-90-17 (*Communication networks and systems for power utility automation: Using IEC 61850 to transmit power quality data*), que apresentam as tendências futuras para os sistemas de gerenciamento de QEE;

### 6.3 Publicações

Como resultados do trabalho desenvolvido durante o período do mestrado, foram publicados três artigos em congressos:

- CARVALHO, E. L. N.; MARIANO, I. C. F.; COSTA, M. V.; PASSOS, F. O.; OLIVEIRA, T. C.; CARVALHO FILHO, J. M.; SILVEIRA, P. M. CARNEIRO, J.R.; PEREIRA, N.; MIRANDA FILHO, J. Gerenciamento de Qualidade da Energia Elétrica. *In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA*, 2018, João Pessoa.
- CARVALHO, E. L. N.; PASSOS, F. O.; CYRILLO, I. O.; MIRANDA FILHO, J.; MOTTA, L. J.; COSTA, M. V.; PEREIRA, N.; SILVEIRA, P. M.; OLIVEIRA, T. C. Proposta de um Sistema de Qualidade da Energia *In: XIII CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE A QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA*, 2019, São Caetano do Sul.
- CARVALHO, E. L. N.; PASSOS, F. O.; CYRILLO, I. O.; MIRANDA FILHO, J.; MOTTA, L. J.; COSTA, M. V.; PEREIRA, N.; CARNEIRO, J.R.; SILVEIRA, P. M.; OLIVEIRA, T. C. A Proposal for Power Quality Management System *In: IEEE. INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER*, 2020.

## Referências

- 1 0. ALMEIDA, R. S.; COLARES, A. C. V.; LAMOUNIER, W. M.; MÁRIO, Pueri do Carmo. Qualidade do serviço, satisfação do consumidor e desempenho financeiro das empresas distribuidoras de energia elétrica brasileiras. *In: CONGRESSO BRASILEIRO DE CUSTOS*, 17., 2010, Belo Horizonte. *Sustentabilidade: além da mensuração de custos*. Belo Horizonte: UFMG, 2010. p. 1-16. 19
- 2 DUGAN, R. C.; SANTOSO, S.; McGRANAGHAN, M. F. H.; BEATY, W. *Electrical power systems quality*. 2nd. ed. [S. l.]: McGraw-Hill, 2002. 19, 31, 33, 36
- 3 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional: PRODIST. Módulo 8: Qualidade da energia elétrica*. Revisão 10. Brasília, DF: ANEEL, 2018. 19, 25, 28, 29, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 44, 45, 94, 104
- 4 WATSON, N. R. Power-quality management in New Zealand. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 31, n. 5, p. 1963-1970, July 2016. 20
- 5 MELO, G. A.; OLIVEIRA, R. A. N. de; OLIVEIRA, L. C. O. de; SOUZA, J. B. de; CANESIN, C. A.; SILVA, R. J. C. da; GOUVEIA, B. de S. System of analysis and management of power quality indices in distribution networks. *In: IEEE. PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES LATIN AMERICA (ISGT LATAM)*, 2015, Montevideo. *Proceedings [...]* [S. l.]: IEEE, 2015. p. 219-224. 20, 52, 56, 66, 83
- 6 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Sistema de monitoramento de qualidade da energia elétrica*. Brasília, DF: ANEEL, 2013. Chamada de Projeto de P&D Estratégico 016/2013. 22
- 7 UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA. *Regulamentos e normas nacionais e internacionais e principais pesquisas já realizadas no Brasil e no exterior*. Uberlândia: UFU, 2014. Relatório Técnico 1/8. 25, 52
- 8 CARVALHO FILHO, J. M. *Módulo 7: proteção da distribuição e tópicos em qualidade da energia*. Itajubá: ISEE, UNIFEI, 2019. Curso de Especialização em Proteção de Sistemas Elétricos (CEPSE). 28, 31, 35
- 9 BAYO, A. H. *Handbook of Power Quality*. Edited by Angelo Baghini. Chichester: John Wiley & Sons, 2008. 36
- 10 INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC:61000-4-15:2010: Electromagnetic compatibility (EMC). Part 4-15: Testing and measurement techniques. Flickermeter. Functional and design specifications*. Genebra: IEC, 2010. 36
- 11 COSTA, M. V. *Uma contribuição à regulamentação das variações de tensão de curta duração*. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2018. 38, 39, 41, 42, 43, 105
- 12 OLECHIW, W. J.; SABIN, D.; DIMITRIU, C.; DOHERTY, F.; McLEOD, G. Power quality monitoring systems more information than just waveforms and events. *In: IEEE*.



- INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER (ICHQP), 16., 2014, Bucharest. *Proceedings* [...] [S. l.]: IEEE, 2014. p. 512-516. 49, 51, 84, 85
- 13 LAUWERS, P.; PIRENNE, C.; SOMMEREYNS, P.; VANCOETSEM, W.; DE JAEGER, E.; DE WITTE, M. Power quality monitoring in belgian distribution networks. In: IET. INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION (CIRED), 18., 2005, Turin. *Proceedings* [...] [S. l.]: IET, 2005. p. 1-6. 50, 54, 60, 61, 68, 83
- 14 KOO, K. L. Power quality monitoring in uk national grid electricity transmission system. In: IEEE. INTERNATIONAL UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE (UPEC), 45., 2010, Cardiff. *Proceedings* [...] [S. l.]: IEEE, 2010. p. 1-6. 50, 55, 68, 69
- 15 MUSIC, M.; BOSOVIC, A.; HASANSPAHIC, N.; AVDAKOVIC, S.; BECIROVIC, E. Integrated power quality monitoring systems in smart distribution grids. In: IEEE. INTERNATIONAL ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION (ENERGYCON), 2012, Florence. *Proceedings* [...] [S. l.]: IEEE, 2012. p. 501-506. 50, 84
- 16 DIAZ GARCÍA, A.; SOTO CANO, D.; BEITES, L. F.; ÁLVAREZ FERNÁNDEZ, M.; RED ELÉCTRICA; ESPAÑA, D. E. Power quality monitoring and assessment in the spanish transmission system. In: CIGRE. JOINT WORK GROUP C4-108, 2016, Paris. *Papers and Proceedings* [...] Paris: CIGRE, 2016. p. 1-9. 50
- 17 GHEORGHE, S.; GHEORGHE, G.; GOLOVANOV, N.; STANESCU, C. Results of power quality monitoring in romanian transmission and distribution system operators. In: IEEE. 2016 INTERNATIONAL CONFERENCE ON APPLIED AND THEORETICAL ELECTRICITY (ICATE), 2016, Craiova. *Proceedings* [...] [S. l.]: IEEE, 2016. p. 1-6. 50, 73, 84, 86
- 18 STANESCU, C.; GAL, S.; PISPIRIS, S.; POSTOLACHE, P. The power quality monitoring systems in romanian power grid. In: IEEE. 2009 BUCHAREST POWERTECH, 2009, Bucharest. *Proceedings* [...] [S. l.]: IEEE, 2009. p. 1-5. 50, 59, 73
- 19 GORJANI, O. M.; BILIK, P.; VANUS, J. Application of optimized deterministic methods in long-term power quality. In: IEEE. INTERNATIONAL SCIENTIFIC CONFERENCE ON ELECTRIC POWER ENGINEERING (EPE), 20, 2019, Kouty nad Desnou. *Proceedings* [...] [S. l.]: IEEE, 2019. p. 1-5. 50, 64
- 20 GONÇALVES, F.; LEBRE, A.; VELOSO, P.; BASTIÃO, F.; MELO, Nuno. EDP distribuição's development of support tools and platforms for power quality management and analysis. *CIRED, Open Access Proceedings Journal*, [s. l.], v. 2017, n. 1, p. 594–596, 2017. 50, 84
- 21 KÜÇÜK, D.; İNAN, T.; SALOR, Ö.; DEMIRCI, T.; AKKAYA, Y.; BUHAN, S.; BOYRAZOĞLU, B.; ÜNSAR, Ö.; ALTINTAŞ, E.; HALILOĞLU, B.; ÇADIRCI, I.; ERMIŞ, M. An extensible database architecture for nationwide power quality monitoring. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Oxford, v. 32, n. 6, p. 559-570, July 2010. 50, 67, 68, 69, 70, 71

- 22 SALIM, F.; NOR, K.; SAID, D. Experience in online power quality monitoring through vpn. In: IEEE. INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER, 15., 2012, Hong Kong. *Proceedings* [...] [S. l.]: IEEE, 2012. p. 481-485. 50, 56, 62, 69
- 23 SALIM, F.; NOR, K.; SAID, D.; SERWAN, M. A system-wide power quality monitoring using machine-to-machine wireless broadband technology. In: IEEE. *15th International Conference on Harmonics and Quality of Power*. [S.l.], 2012. p. 124–129. 50
- 24 LEE, R. P.; LAI, L.; TSE, N. A web-based multi-channel power quality monitoring system for a large network. In: IEEE. *Fifth International Conference on Power System Management and Control Conference*. [S.l.], 2002. p. 112–117. 50, 53, 61, 69, 73, 82
- 25 DUAN, X.; ZHOU, W.; MAO, Z.; HU, L. Construction and application of power quality online monitoring and management system in south hebei power network. In: IEEE. *15th International Conference on Harmonics and Quality of Power*. [S.l.], 2012. p. 370–374. 50, 57, 73
- 26 ELPHICK, S.; CIUFO, P.; DRURY, G.; SMITH, V.; PERERA, S.; GOSBELL, V. Large scale proactive power-quality monitoring: An example from Australia. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 32, n. 2, p. 881-889, 2016. 51, 68, 79, 80, 82
- 27 SABIN, D. D.; DIMITRIU, C.; DOHERTY, F.; SANTIAGO, D. System-wide power quality monitoring at the consolidated edison company of new york. In: IEEE. *15th International Conference on Harmonics and Quality of Power*. [S.l.], 2012. p. 870–875. 51, 59, 72, 84, 85
- 28 WACLAWIAK, M.; McGRANAGHAN, M.; SABIN, D. Substation power quality performance monitoring and the internet. In: IEEE. 2001 POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETINGS, 2001, Vancouver. *Proceedings* [...] [S. l.]: IEEE, 2001. v. 2, p. 1110-1111. 51
- 29 BRUMSICKLE, W. E.; DIVAN, D. M.; LUCKJIFF, G. A.; FREEBORG, J. W.; HAYES, R. L. Operational experience with a nationwide power quality and reliability monitoring system. In: IEEE. IEEE INDUSTRY APPLICATIONS SOCIETY ANNUAL MEETING, 38., 2003, Salt Lake City. *Proceedings* [...] [S. l.]: IEEE, 2003. v. 2, p. 1063-1067. 51, 54
- 30 ROMERO, M.; PARDO, R.; GALLEGO, L.; PAVAS, A. Web based management system for power quality assessment and detection of critical zones. In: IEEE. PES INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES, 2., 2011, Manchester. *Proceedings* [...] [S. l.]: IEEE, 2011. p. 1-8. 51, 55, 61, 62, 67, 69, 70, 72, 82
- 31 GOMES, R.; CAMARGO, J.; NUNES, E. F.; PEREIRA, V. H.; FRANDBSEN, R.; MARAFÃO, F. P.; PAREDES, H. K. M.; LUNA, E. K.; BRANQUINHO, O. C. Formas de apuração de indicadores da central de análise da gestão e qualidade da energia elétrica da LIGHT. CONGRESSO BRASILEIRO DE QUALIDADE DE ENERGIA, 7., 2007, Santos. *Anais* [...] Santos: [s. n.], p. 1-6. 52, 56, 61, 75, 76, 77, 78, 83

- 32 BRITTES, J.; NUNES, E.; JARDINI, J. A.; MAGRINI, L. C.; HOKAMA, W. S.; SILVA, L. G. F. Smartizing power quality assessment based on iec smart substation automation. *In: IEEE. INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES LATIN AMERICA (ISGT LATAM)*, 2015, Montevideo. *Proceedings [...]* [S. l.]: IEEE, 2015. p. 225-230. 52, 61, 66, 69, 79
- 33 FIGUEIREDO, S. A. J.; BADIO, T. M.; VICENTE, F. T.; MACEDO JÚNIOR, J. R.; TAVARES, C. E.; GONDIM, I. N.; ROSENTINO JÚNIOR, A. J. F.; BARBOSA JÚNIOR, J. A. F. Desenvolvimento de software para gerenciamento e análise dos distúrbios da qualidade da energia elétrica em redes de distribuição. *In: CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA*, 11., 2015, Campina Grande. *Anais [...]* [S. l.: s. n.], 2015. p. 1-6. 52, 53, 59
- 34 AHN, S. U.; BOER, D. C.; NUNES, E. F. Apuração dos indicadores de QEE na rede de distribuição e a análise evolutiva com técnica de estratificação das amostras. *In: CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA EM ENERGIA ELÉTRICA (VI CITENEL)*, 6., 2011, Fortaleza. *Anais [...]* [S. l.: s. n.], 2011. p. 1-8. 52
- 35 YOUNG, C.-P.; JUANG, W.-L.; DEVANEY, M. J. Real-time intranet-controlled virtual instrument multiple-circuit power monitoring. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, New York., v. 49, n. 3, p. 579-584, 2000. 53
- 36 WON, D.-J.; CHUNG, I.-Y.; KIM, J.-M.; MOON, S.-I.; SEO, J.-C.; CHOE, J.-W.G. Development of power quality monitoring system with central processing scheme. *In: IEEE. POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING*, 2002, Chicago. *Proceedings [...]* [S. l.]: IEEE, 2002. v. 2, p. 915-919. 54, 60
- 37 ZHANG, M.; LI, K. A power quality monitoring system over the internet. *In: IEEE. INTERNATIONAL CONFERENCE ON INFORMATION SCIENCE AND ENGINEERING*, 1., 2009, Vancouver. *Proceedings [...]* [S. l.]: IEEE, 2009. p. 1577-1580. 54, 60, 63, 67, 69, 84
- 38 YI, X.; SEN, O.; XIA, C. Design and realization of an online power quality monitoring system based on gprs. *In: IEEE. 2010 ASIA-PACIFIC POWER AND ENERGY ENGINEERING CONFERENCE*, 2010, Chengdu. *Proceedings [...]* [S. l.]: IEEE, 2010. p. 1-4. 54, 55, 72
- 39 SHAO, C. Design of power quality monitoring system based on DSP and GPRS. *In: IEEE. 2011 INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRONICS AND OPTOELECTRONICS*, 2011, Dalian. *Proceedings [...]* [S. l.]: IEEE, 2011. v. 1, p. V1-479. 55, 56, 59, 63
- 40 SRIVASTAVA, S.; SURYANARAYANAN, S.; RIBEIRO, P.; CARTES, D.; STCURER, M. A conceptual power quality monitoring technique based on multi-agent systems. *In: IEEE. ANNUAL NORTH AMERICAN POWER SYMPOSIUM*, 37., 2005, Ames. *Proceedings [...]* [S. l.]: IEEE, 2005. p. 358-363. 57, 58
- 41 GOUROV, N.; TZVETKOV, P.; MILUSHEV, G.; VASSILEV, V. Remote monitoring of the electrical power quality. *In: IEEE. INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL POWER QUALITY AND UTILISATION*, 11., 2011, Lisbon. *Proceedings [...]* [S. l.]: IEEE, 2011. p. 1-5. 58

- 42 STANESCU, C.; LISMAN, C.; STANESCU, D.; APETREI, D.; MURESAN, G.; SARB, M. Power quality and metering monitoring applications for smart network operations. *In: IET. INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION (CIRED)*, 22., 2013, Stockholm. *Proceedings [...]* [S. l.]: IET, 2013. p. 1-5. 59, 62, 74, 82
- 43 ANDREI, C.; POPESCU, M. O. System used for power quality monitoring in a distribution grid. *In: IEEE. INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER (ICHQP)*, 16., 2014, Bucharest. *Proceedings [...]* [S. l.]: IEEE, 2014. p. 357-359. 60
- 44 LEE, P.; LAI, L. A practical approach to wireless gprs on-line power quality monitoring system. *In: IEEE. 2007 IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING*, 2007, Tampa. *Proceedings [...]* [S. l.]: IEEE, 2007. p. 1-7. 61
- 45 CIGRE/CIRED. Joint Working Group C4.112. *Guidelines for power quality monitoring: measurement locations, processing and presentation of data*. [S. l.]: CIGRE, 2014. Technical Brochure. 63, 66, 74, 75, 80
- 46 TANG, Y.; ZHANG, J.; LI, P. The research of distributed power quality on-line monitoring system based on GRPS. *In: IEEE. 2010 IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON SOFTWARE ENGINEERING AND SERVICE SCIENCES*, 2010, Beijing. *Proceedings [...]* [S. l.]: IEEE, 2010. p. 384-387. 63
- 47 VELOSO, P.; LEBRE, A.; GONÇALVES, F.; BASTIÃO, F.; MELO, N.; LEIRIA, A. New challenges in the development of EDP distribuição's PQ monitoring platform. *In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, (CIRED)23.*, 2015, Lyon. *Proceedings [...]* [S. l.]: CIRED, 2015. Paper 0384. 68
- 48 LEOU, R.-C.; TSAI, W.-R.; CHANG, Y.-N. A power quality monitoring system based on J2EE architecture. *In: IEEE. REGION 10 CONFERENCE TENCON*, 2004, Chiang Mai. *Proceedings [...]* [S. l.]: IEEE, 2004. v. 3, p. 291-294. 69, 72
- 49 XIAOLI, J.; WEILONG, C. Power quality online monitoring system based on transparent forwarding. *In: IEEE. CHINA INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION (CICED)*, 2010, Nanjing. *Proceedings [...]* [S. l.]: IEEE, 2010. p. 1-7. 69
- 50 GOMEZ, F. J.; MELENDEZ, J.; HERRAIZ, S.; GONZALEZ, E.; LOPEZ-PEREA, M.; OCONNOR, C. M. Web services framework for power quality monitoring. *In: VDE. SMART SYSTECH 2013; EUROPEAN CONFERENCE ON SMART OBJECTS, SYSTEMS AND TECHNOLOGIES*, 2013, Erlangen and Nuremberg. *Proceedings [...]* [S. l.]: VDE Verlag Gmbh, 2013. p. 1-7. 73
- 51 SHAH, S. K.; HELLANY, A.; NAGRIAL, M.; RIZK, J. Review of power quality monitoring web-based techniques. *In: IEEE. AUSTRALASIAN UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE (AUPEC)*, 2015, Wollongong. *Proceedings [...]* [S. l.]: IEEE, 2015. p. 1-5. 74
- 52 CHRISTE, A.; NEGRASHOV, S.; JOHNSON, P. Open power quality: An open source framework for power quality collection, analysis, visualization, and privacy. *In: IEEE. 2016 POWER & ENERGY SOCIETY INNOVATIVE SMART GRID*

- TECHNOLOGIES CONFERENCE (ISGT), 2016, Minneapolis. *Proceedings* [...] [S. l.]: IEEE, 2016. p. 1-5. 81
- 53 KUSHARE, B. E.; GHATOL, A. A.; KALA, S. Development of web based power quality monitoring system for handling user custom power quality query and auto power quality monitoring report notification via email. *In: IEEE. IET-UK INTERNATIONAL CONFERENCE ON INFORMATION AND COMMUNICATION TECHNOLOGY IN ELECTRICAL SCIENCES (ICTES 2007)*, 2007, Tamil Nadu. *Proceedings* [...] [S. l.]: IEEE, 2007. p. 1-7. 82
- 54 MILANOVIĆ, J.; MEYER, J.; BALL, R.; HOWE, W.; PREECE, R.; BOLLEN, M. H.; ELPHICK, S.; ČUKALEVSKI, N. International industry practice on power-quality monitoring. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 29, n. 2, p. 934–941, 2013. 84
- 55 INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. *IEEE-STD-1159. IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*. Piscataway: IEEE, 2019. 84
- 56 ZAVODA, F.; LANGELLA, R.; LAZAROIU, G. C. ; BOLLEN, M.; RONNBERG, S. K.; MEYER, J.; CIUFO, P. Power quality in the future grid: results from CIGRE/CIREJWG c4. 24. *In: IEEE. INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER (ICHQP)*, 17., 2016, Itajubá. *Proceedings* [...] [S. l.]: IEEE, 2016. p. 931-936. 84
- 57 CYRILLO, I. O.; XAVIER, V. E. S.; PEIXOTO, W.; PELEGRINI, M. A. **Software de Gestão da Qualidade**: documentação do sistema e de uso. São Paulo: Sinapsis Inovação em Energia, 2020. 91, 92, 93, 95, 96, 97
- 58 INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC:61000-3-6. Electromagnetic compatibility (EMC). Part 3-6: Limits: Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems*. Genebra: IEC, 2008. 128
- 59 OPERAÇÃO NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Procedimentos de rede. *Submódulo 2.8: Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e de seus componentes*. Revisão 3. 127. Rio de Janeiro: ONS, 2008. 128
- 60 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional*. PRODIST: Módulo 8: Qualidade da energia elétrica. Revisão 0. Brasília, DF: ANEEL, 2008. 128
- 61 MINITAB, LLC. *Minitab 19 Software*. Versão 19.1. Pensilvânia: Minitab, LLC, 2019. 173, 174
- 62 MICROSOFT. *Microsoft Excel*. Versão 2016. Redmond: Microsoft, 2016. 173