

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

**UMA CONTRIBUIÇÃO À REGULAMENTAÇÃO DAS  
VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO**

**Marcos Vinícius da Costa**

Itajubá, julho de 2018

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

**Marcos Vinícius da Costa**

**UMA CONTRIBUIÇÃO À REGULAMENTAÇÃO DAS  
VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO**

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:** José Maria de Carvalho Filho

Julho de 2018  
Itajubá

*Aos meus pais, Carlos e Maria.*

# AGRADECIMENTOS

A Deus, por todas as oportunidades colocadas em meu caminho, por me guiar e me dar força para seguir em frente com meus objetivos mesmo nos momentos difíceis.

Aos meus pais, Carlos e Maria, pelo apoio, educação e todos os valores ensinados a mim.

Aos meus irmãos, Carlos, Larissa, Laura, Matheus e Lorena, pela amizade e companheirismo.

Aos meus avós, João, Ilda (*in memoriam*), Antônio (*in memoriam*) e Francisca, por todo carinho e ensinamentos.

À minha namorada, Julia, por estar sempre ao meu lado.

Ao professor José Maria, pela orientação e prontidão em ajudar.

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

Aos meus amigos, que proporcionaram momentos de descontração essenciais.

A todos os professores que contribuíram com a minha formação e me incentivaram a ir cada vez mais longe.

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

## RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo relativo à regulamentação das variações de tensão de curta duração. São abordados os conceitos, os parâmetros e os indicadores propostos na literatura técnica para quantificar tanto a severidade dos eventos quanto o desempenho dos sistemas elétricos. Ademais, são apresentados alguns métodos de classificação, os quais visam extrair informações adicionais a respeito dos eventos registrados, sendo descrito como os tipos de afundamentos de tensão foram estabelecidos com base nos tipos de faltas, considerando a sua propagação através dos transformadores e a forma de conexão das cargas.

No cenário nacional, houve recentemente grandes avanços no sentido de regulamentação das variações de tensão de curta duração ao ser definida uma metodologia própria para o acompanhamento desses fenômenos nas redes de distribuição, incluindo a criação de um novo indicador denominado Fator de Impacto. No entanto, dado o caráter recente dessa metodologia, é de se esperar que alguns aprimoramentos ainda sejam necessários.

Neste contexto, este trabalho busca avaliar a adequação desse indicador, a fim de verificar se o mesmo realmente reflete o impacto sofrido pelos consumidores. Dessa forma, é avaliada a sua correlação com o número de desligamentos dos equipamentos, que por sua vez, é estimado utilizando uma abordagem probabilística, a qual leva em conta a incerteza envolvida na análise de sensibilidade das cargas. Além disso, são definidas, de maneira sistemática, novas regiões de sensibilidade e fatores de ponderação para o cálculo do Fator de Impacto, visando obter uma maior correlação com os níveis de sensibilidade de diferentes tipos de equipamentos amplamente utilizados na indústria.

**Palavras-Chave:** Qualidade da energia elétrica, variações de tensão de curta duração, indicadores, Fator de Impacto, sensibilidade dos equipamentos.

# ABSTRACT

This work presents a study regarding the regulation of short-term voltage variations. The concepts, characteristics and indices proposed in the technical literature for quantifying both the severity of the events and the performance of power systems are addressed. Furthermore, some classification methods are presented, which aim to extract additional information about the voltage sags, describing how the sag types were established based on the types of faults, considering the propagation of the events through the transformers and how the loads are connected.

In the case of Brazil, there have recently been great advances in the regulation of short-term voltage variations by defining a methodology for monitoring these phenomena in the distribution networks, including the creation of a new index called Impact Factor. However, because it is a newly formulated methodology, it is expected that some improvements are still needed.

In this context, this work seeks to evaluate the adequacy of this index, in order to verify if it really reflects the impact suffered by consumers. In this way, its correlation with the number of equipment trips is assessed, which in turn is estimated using a probabilistic approach, taking into account the uncertainty involved in the behavior of sensitive loads. Moreover, new regions of sensitivity and weighting factors for the calculation of the Impact Factor are systematically defined, in order to obtain a higher correlation with the levels of sensitivity of different types of equipment widely used in modern industrial processes.

**Keywords:** Power quality, short-term voltage variations, voltage sags, voltage swells, indices, Impact Factor, equipment sensitivity.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – VTCDs: (a) afundamento, (b) elevação e (c) interrupção de tensão. -----	6
Figura 2.2 – Afundamento de tensão devido à partida de um motor de indução. -----	8
Figura 2.3 – Afundamento de tensão devido à energização de um transformador. -----	8
Figura 2.4 – Afundamento de tensão devido à ocorrência de uma falta no sistema elétrico. ---	9
Figura 2.5 – Evento com mais de um estágio devido a alterações no sistema elétrico. -----	9
Figura 2.6 – Evento registrado durante uma falta evolutiva. -----	10
Figura 2.7 – Principais causas de faltas no sistema de distribuição norte-americano. -----	11
Figura 2.8 – Taxa de ocorrência de cada tipo de falta. -----	11
Figura 2.9 – Principais parâmetros utilizados na caracterização dos eventos de VTCD. -----	13
Figura 2.10 – Eventos distintos que apresentam a mesma magnitude e duração. -----	14
Figura 2.11 – Caracterização dos eventos não retangulares utilizando mais de um limiar. ---	14
Figura 2.12 – Agregação de fases: critério de união das fases. -----	16
Figura 2.13 – Agregação de fases: critério dos parâmetros críticos. -----	16
Figura 2.14 – Agregação de fases: critério da fase crítica. -----	16
Figura 2.15 – Deslocamento do ângulo de fase durante um afundamento de tensão. -----	17
Figura 2.16 – Modelo do divisor de tensão para o estudo de afundamentos de tensão. -----	17
Figura 2.17 – Afundamento de tensão com ponto de início em aproximadamente 275°. -----	18
Figura 2.18 – Fasores de tensão devido à ocorrência de uma falta trifásica. -----	20
Figura 2.19 – Fasores das tensões fase-neutro na ocorrência de uma falta fase-terra. -----	20
Figura 2.20 – Fasores das tensões fase-fase na ocorrência de uma falta fase-terra. -----	21
Figura 2.21 – Fasores das tensões fase-neutro na ocorrência de uma falta bifásica. -----	22
Figura 2.22 – Fasores das tensões fase-fase na ocorrência de uma falta bifásica. -----	22
Figura 2.23 – Fasores das tensões fase-neutro na ocorrência de uma falta bifásica à terra. ---	23
Figura 2.24 – Fasores das tensões fase-fase na ocorrência de uma falta bifásica à terra. ---	23
Figura 2.25 – Evento distintos considerados equivalentes pelo método de união das fases. --	28
Figura 2.26 – Diagramas fasoriais por tipo de afundamento de tensão: Classificação ABC. -	29
Figura 2.27 – Expressões fasoriais por tipo de afundamento de tensão: Classificação ABC. -	30
Figura 2.28 – Tipos de afundamentos de tensão vistos em pontos distintos do sistema elétrico na ocorrência de diferentes tipos de faltas. -----	31
Figura 2.29 – Efeito do deslocamento do ângulo de fase da tensão: $\phi = 0^\circ$ (acima) e $\phi = -20^\circ$ (abaixo). -----	32
Figura 2.30 – Tensões eficazes e magnitude característica durante um evento. -----	36
Figura 2.31 – Classificação dos eventos em função de $V_{YZ}$ e $V_X$ : eventos tipos I e III. -----	38
Figura 2.32 – Classificação dos eventos em função de $V_{XY}$ e $V_Z$ : eventos tipos II e III. -----	39
Figura 3.1 – Curva CBEMA. -----	43
Figura 3.2 – Curva ITIC. -----	44
Figura 3.3 – Curva SEMI F47. -----	44
Figura 3.4 – Topologia típica da fonte de alimentação de um CLP. -----	46
Figura 3.5 – Tensão da rede ( $v(t)$ ) e tensão no ponto 1 ( $v_{C1}(t)$ ) -----	46
Figura 3.6 – Curvas de sensibilidade referentes a fonte de um CLP. -----	47
Figura 3.7 – Curvas de sensibilidades de um computador para diferentes critérios de falha. -	49

Figura 3.8 – Curvas de sensibilidade obtidas para computadores. ....	49
Figura 3.9 – Esquema básico de um contator. ....	50
Figura 3.10 – Curvas de sensibilidade de um contator para diferentes pontos de início. ....	50
Figura 3.11 – Curvas de sensibilidade obtidas para contadores: ponto de início igual a 0°. ...	51
Figura 3.12 – Curvas de sensibilidade obtidas para contadores: ponto de início igual a 90°. --	51
Figura 3.13 – Topologia simplificada de um conversor de frequência. ....	52
Figura 3.14 – Curvas de sensibilidade de um conversor de frequência para diferentes condições de torque. ....	53
Figura 3.15 – Curvas de sensibilidade de conversores de frequência: eventos tipo III. ....	54
Figura 3.16 – Curvas de sensibilidade de conversores de frequência: eventos tipo II. ....	54
Figura 3.17 – Curvas de sensibilidade de conversores de frequência: eventos tipo I. ....	55
Figura 4.1 – Algoritmo básico para a obtenção de indicadores relativos às VTCDs. ....	57
Figura 4.2 – Frequências consideradas na amostragem de um sinal. ....	59
Figura 4.3 – Tensão amostrada (forma de onda) durante um afundamento de tensão. ....	60
Figura 4.4 – Valor eficaz em função do tempo: janela de (a) um ciclo e (b) meio ciclo. ....	61
Figura 4.5 – Amplitude da componente fundamental da tensão em função do tempo. ....	64
Figura 4.6 – Valor de pico da tensão em função do tempo. ....	64
Figura 4.7 – Índice de severidade considerando a curva SEMI F47 como referência. ....	69
Figura 4.8 – Aplicação do método da magnitude e duração: exemplo (a) consistente e (b) não consistente. ....	74
Figura 4.9 – Aplicação dos métodos de um único parâmetro: exemplo (a) consistente e (b) não consistente. ....	74
Figura 4.10 – Exemplo de gráfico de contornos. ....	81
Figura 5.1 – Curva de sensibilidade de um equipamento. ....	90
Figura 5.2 – Incerteza envolvida ao avaliar a sensibilidade de um equipamento. ....	90
Figura 5.3 – $P_{curva}(T, V)$ para diferentes distribuições de $V_{crit}$ e $T_{crit}$ : (a) uniforme; (b) normal; (c) exponencial crescente para $V_{crit}$ e decrescente para $T_{crit}$ ; e (d) exponencial decrescente para $V_{crit}$ e crescente para $T_{crit}$ . ....	93
Figura 5.4 – Probabilidade de desligamento do equipamento para diferentes distribuições de $V_{crit}$ e $T_{crit}$ : (a) uniforme; (b) normal; (c) exponencial crescente para $V_{crit}$ e decrescente para $T_{crit}$ ; e (d) exponencial decrescente para $V_{crit}$ e crescente para $T_{crit}$ . ....	95
Figura 5.5 – Gráficos de dispersão, indicador $FI$ versus $ENT$ para cada tipo de equipamento: (a) CLP; (b) computador; (c) contator; e (d) conversor de frequência. ....	97
Figura 5.6 – Gráficos de dispersão, indicador $S_{site}$ versus $ENT$ para cada tipo de equipamento: (a) CLP; (b) computador; (c) contator; e (d) conversor de frequência. ....	99
Figura 5.7 – Gráficos de dispersão, indicador $S_{average}$ versus $ENT$ para cada tipo de equipamento: (a) CLP; (b) computador; (c) contator; e (d) conversor de frequência. ....	100
Figura 5.8 – Gráficos de dispersão, indicador $SEI$ versus $ENT$ para cada tipo de equipamento: (a) CLP; (b) computador; (c) contator; e (d) conversor de frequência. ....	101
Figura 5.9 – Gráficos de dispersão, indicador $ASEI$ versus $ENT$ cada tipo de equipamento: (a) CLP; (b) computador; (c) contator; e (d) conversor de frequência. ....	102
Figura 5.10 – Gráficos de dispersão, indicador $FI$ versus $ENT$ para cada tipo de equipamento, considerando os parâmetros propostos neste trabalho: (a) CLP; (b) computador; (c) contator; e (d) conversor de frequência. ....	110



## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Classificação das VTCDs segundo a norma IEEE 1159. -----	6
Tabela 2.2 – Classificação das VTCDs segundo o PRODIST. -----	7
Tabela 2.3 – Conversão entre a classificação “X” e a Classificação ABC. -----	29
Tabela 2.4 – Propagação dos afundamentos de tensão através dos transformadores. -----	30
Tabela 2.5 – Tipos de afundamentos: Classificação por componentes simétricas. -----	33
Tabela 2.6 – Tensão de sequência negativa para cada tipo de afundamento de tensão. -----	34
Tabela 2.7 – Tipos de afundamentos de tensão em função do valor de K. -----	34
Tabela 2.8 – Tipos de afundamentos de tensão em função da magnitude característica. -----	36
Tabela 2.9 – $V_{YZ}$ em função de $V_X$ : eventos tipos I e III. -----	37
Tabela 2.10 – $V_Z$ em função de $V_{XY}$ : eventos tipos II e III. -----	38
Tabela 2.11 – Magnitude característica para cada tipo de evento. -----	39
Tabela 4.1 – Comparação entre diferentes protocolos de medição do valor eficaz. -----	63
Tabela 4.2 – Valores típicos adotados para os limiares de detecção das VTCDs. -----	66
Tabela 4.3 – Algoritmo de cálculo do índice Se com referência na curva SEMI F47. -----	70
Tabela 4.4 – Período mínimo de monitoramento em função da taxa de ocorrência dos eventos de VTCD. -----	75
Tabela 4.5 – Tabela recomendada pela UNIPEDE. -----	80
Tabela 4.6 – Tabela recomendada pela norma IEC 61000-4-11. -----	80
Tabela 4.7 – Tabela recomendada IEC 61000-2-8. -----	80
Tabela 4.8 – Regiões de sensibilidade de acordo com a norma NRS 048-2. -----	82
Tabela 4.9 – Número anual de eventos por região de sensibilidade (95° percentil). -----	83
Tabela 4.10 – Número anual de eventos por região de sensibilidade (50° percentil). -----	83
Tabela 4.11 – Estratificação dos eventos de VTCD em termos de magnitude e duração. -----	85
Tabela 4.12 – Regiões de sensibilidade para a avaliação das VTCDs. -----	85
Tabela 4.13 – Limites mensais de ocorrência por região de sensibilidade. -----	86
Tabela 4.14 – Fatores de ponderação e Fator de Impacto Base. -----	87
Tabela 5.1 – Parâmetros adotados para cada tipo de equipamento. -----	91
Tabela 5.2 – Correlação entre o indicador <i>FI</i> e os valores de <i>ENT</i> para cada tipo de equipamento. -----	97
Tabela 5.3 – Correlação entre o indicador <i>Ssite</i> e os valores de <i>ENT</i> para cada tipo de equipamento. -----	98
Tabela 5.4 – Correlação entre o indicador <i>Saverage</i> e os valores de <i>ENT</i> para cada tipo de equipamento. -----	100
Tabela 5.5 – Correlação entre o indicador <i>SEI</i> e os valores de <i>ENT</i> para cada tipo de equipamento. -----	101
Tabela 5.6 – Correlação entre o indicador <i>ASEI</i> e os valores de <i>ENT</i> para cada tipo de equipamento. -----	102
Tabela 5.7 – Fatores de ponderação: CLPs. -----	104
Tabela 5.8 – Fatores de ponderação: computadores. -----	104
Tabela 5.9 – Fatores de ponderação: contadores. -----	104
Tabela 5.10 – Fatores de ponderação: conversores de frequência (eventos tipo I). -----	105
Tabela 5.11 – Fatores de ponderação: conversores de frequência (eventos tipo II). -----	105

Tabela 5.12 – Fatores de ponderação: conversores de frequência (eventos tipo III). -----	105
Tabela 5.13 – Fatores de ponderação equivalentes: conversores de frequência. -----	106
Tabela 5.14 – Coeficientes de correlação obtidos ao considerar os fatores relativos a cada tipo de equipamento. -----	106
Tabela 5.15 – Fatores de ponderação calculados para cada classe de magnitude e duração. 107	
Tabela 5.16 – Coeficientes de correlação obtidos ao considerar os fatores da Tabela 5.15.-	107
Tabela 5.17 – Regiões de sensibilidade propostas para o cálculo do Fator de Impacto.-----	108
Tabela 5.18 – Fatores de ponderação propostos para o cálculo do Fator de Impacto. -----	109
Tabela 5.19 – Frequências de ocorrência e Fator de Impacto Base. -----	109
Tabela 5.20 – Coeficientes de correlação obtidos ao considerar os parâmetros propostos.--	110
Tabela 6.1 – Comparação entre os coeficientes de correlação relativos a cada indicador.---	114
Tabela 6.2 – Regiões de sensibilidade propostas para o cálculo do Fator de Impacto. -----	115
Tabela 6.3 – Fatores de ponderação e Fator de Impacto Base propostos para o cálculo do indicador <i>FI</i> .-----	116
Tabela 6.4 – Comparação dos coeficientes de correlação obtidos com base no PRODIST com aqueles obtidos ao considerar as regiões de sensibilidade e os fatores de ponderação propostos neste trabalho.-----	116

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
AP	Audiência pública;
ASEI	<i>Average Sag Energy Index;</i>
CBEMA	<i>Computer and Business Equipment Manufacturers Association;</i>
CP	Consulta pública;
ENT	<i>Estimated Number of Trips;</i>
FAU	Fundação de Apoio Universitário;
FI	Fator de Impacto;
IEC	<i>International Electrotechnical Commission;</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers;</i>
ITIC	<i>Information Technology Industry Council;</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema;
PRODIST	Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional;
PROREDE	Procedimentos de rede;
QEE	Qualidade da Energia Elétrica;
RMS	<i>Root Mean Square;</i>
SARFI	<i>System Average RMS Variation Frequency Index;</i>
SEI	<i>Sag Energy Index;</i>
SEMI	<i>Semiconductor Equipment Materials International;</i>
SIARFI	<i>System Instantaneous Average RMS Variation Frequency Index;</i>
SMARFI	<i>System Momentary Average RMS Variation Frequency Index;</i>
STARFI	<i>System Temporary Average RMS Variation Frequency Index;</i>
UNIPEDA	<i>Union of Producers and Distributors of Electrical Energy in Europe;</i>
VTCD(s)	Variação(ões) de tensão de curta duração.

## LISTA DE SÍMBOLOS

$V_e$	Magnitude do evento;
$V_{residual}$	Tensão residual durante o evento;
$V_{ref}$	Tensão de referência;
$v_0(t)$	Valor instantâneo da componente de sequência zero da tensão;
$v_{an}(t), v_{bn}(t), v_{cn}(t)$	Valores instantâneos das tensões fase-neutro;
$v_{ab}(t), v_{bc}(t), v_{ca}(t)$	Valores instantâneos das tensões fase-fase;
$Z_a, R_a, X_a$	Impedância, resistência e reatância do alimentador sob falta;
$Z_s, R_s, X_s$	Impedância, resistência e reatância da fonte;
$\phi$	Deslocamento de ângulo de fase da tensão durante o evento;
$V_1, V_2, V_3$	Fasores de tensão nos terminais da carga. Considera-se as tensões fase-neutro para equipamentos conectados em estrela, e as tensões fase-fase para equipamentos conectados em delta;
$V^*$	Valor eficaz da tensão (em p.u) nas (ou entre as) fases sob falta no ponto onde ocorreu a falta;
$V$	Magnitude característica;
$\bar{V}$	Tensão característica;
$F$	Fator PN;
$V_+$	Componente de sequência positiva da tensão;
$V_-$	Componente de sequência negativa da tensão;
$V_{an}, V_{bn}, V_{cn}$	Valores eficazes das tensões fase-neutro;
$V_{ab}, V_{bc}, V_{ca}$	Valores eficazes das tensões fase-fase;
$V_0$	Valor eficaz da componente de sequência zero da tensão;
$V_X, V_Y, V_Z$	Tensões fase-neutro eficazes, em ordem crescente ( $V_X \leq V_Y \leq V_Z$ );
$V_{YZ}, V_{XY}$	Média dos dois maiores e dos dois menores valores eficazes, respectivamente;
$f_s$	Taxa (ou frequência) de amostragem;
$f_{NQUY}$	Frequência de Nyquist;
$V_{rms}(k)$	Valor eficaz da tensão calculado a partir das amostras de uma janela;
$v_i$	Valor instantâneo de tensão referente a amostra de índice $i$ ;
$N$	Número de amostras;
$E_{VS}$	Índice de energia do evento;
$v_{rms}(t)$	Valor eficaz da tensão em função do tempo;

$Te$	Duração do evento;
$Se$	Índice de severidade do evento;
$V_A, V_B, V_C$	Valor eficaz da tensão (em p.u) em cada fase do medidor no instante em que ocorre o menor valor apurado dentre as três fases;
$W$	Energia não suprida à carga durante um afundamento de tensão;
$L_V$	Índice de perda de tensão durante um afundamento de tensão;
$Ssite$	Soma dos índices de severidade dos eventos registrados no período;
$Saverage$	Média dos índices de severidade dos eventos registrados no período;
$SEI$	Soma dos índices de energia dos eventos registrados no período;
$ASEI$	Média dos índices de energia dos eventos registrados no período;
$n_{af}$	Número de afundamentos de tensão registrados no ponto de monitoramento durante o período de apuração
$FI$	Fator de Impacto;
$f_{e_i}$	Frequência de ocorrência de eventos de VTCDs em cada região de sensibilidade $i$ durante um período de 30 dias consecutivos;
$f_{p_i}$	Fator de ponderação para cada região de sensibilidade $i$ ;
$FI_{BASE}$	Fator de Impacto Base;
$V_{crit} e T_{crit}$	Valores de magnitude e duração ao definir uma curva de sensibilidade retangular;
$V_{min} e T_{min}$	Valores mínimos de magnitude e duração obtidos ao avaliar a sensibilidade de um equipamento;
$V_{max} e T_{max}$	Valores máximos de magnitude e duração obtidos ao avaliar a sensibilidade de um equipamento;
$P_{curva}(T, V)$	Probabilidade da curva de sensibilidade de um equipamento ser definida pelo ponto $(T, V)$ ;
$ENT$	Número estimado de desligamentos ( <i>Estimated Number of Trips</i> );
$N_e(T, V)$	Número de eventos com magnitude inferior a $V$ e duração superior a $T$ ;
$P_{trip}(T_e, V_e)$	Probabilidade de desligamento do equipamento associada a um evento de magnitude $V_e$ e duração $T_e$ ;
$V_d e T_d$	Limites inferiores de magnitude e duração por classe da tabela de eventos;
$V_u e T_u$	Limites superiores de magnitude e duração por classe da tabela de eventos;
$\alpha$	Nível de significância do teste de hipóteses;
$\rho$	Coefficiente de correlação linear (população);
$r$	Coefficiente de correlação de Pearson (amostra).

# SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
1.1. Considerações iniciais	1
1.2. Relevância do tema	2
1.3. Objetivos e contribuições da dissertação	4
1.4. Estrutura da dissertação	5
<b>2. VARIACÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO</b>	<b>6</b>
2.1. Considerações iniciais	6
2.2. Definições	6
2.3. Origem das VTCDs	7
2.4. Faltas no sistema elétrico	10
2.5. Caracterização dos eventos de VTCD	12
2.6. Outras características	17
2.7. Fatores de influência	18
2.8. Propagação dos afundamentos de tensão	25
2.9. Classificação dos afundamentos de tensão	28
2.10. Considerações finais	40
<b>3. EFEITOS DAS VTCDs E SENSIBILIDADE DOS EQUIPAMENTOS</b>	<b>41</b>
3.1. Considerações iniciais	41
3.2. Efeitos das VTCDs	41
3.3. Curvas de sensibilidade	43
3.4. Sensibilidade de alguns equipamentos utilizados na indústria	45
3.5. Considerações finais	55
<b>4. INDICADORES DE VTCDs</b>	<b>56</b>
4.1. Considerações iniciais	56
4.2. Metodologia básica	56
4.3. Obtenção das tensões amostradas	58
4.4. Amplitude da tensão em função do tempo	60
4.5. Indicadores dos eventos	65
4.6. Indicadores dos barramentos	75
4.7. Indicadores do sistema	78
4.8. Apresentação dos resultados de medição através de tabelas	79
4.9. Metodologia da norma sul-africana NRS 048-2	82
4.10. Contexto nacional	84
4.11. Considerações finais	88
<b>5. ANÁLISE DO FATOR DE IMPACTO</b>	<b>89</b>
5.1. Considerações iniciais	89
5.2. Avaliação do Fator de Impacto com base no nível de sensibilidade das cargas	89
5.3. Proposição de novos parâmetros para o cálculo do Fator de Impacto	103
5.4. Considerações finais	112

<b>6. CONCLUSÕES</b> -----	<b>113</b>
6.1. Considerações finais-----	113
6.2. Sugestões para trabalhos futuros-----	117
<b>APÊNDICE A – DETERMINAÇÃO DO TIPO DO EVENTO A PARTIR DOS VALORES DE MAGNITUDE</b> -----	<b>118</b>
<b>APÊNDICE B – GRÁFICOS DE CONTORNOS</b> -----	<b>121</b>
<b>APÊNDICE C – RESULTADOS OBTIDOS A PARTIR DA BASE DE DADOS DO PROJETO DE P&amp;D</b> -----	<b>122</b>
C.1. Fator de Impacto-----	122
C.2. Número estimado de desligamentos dos equipamentos-----	123
C.3. Demais indicadores de VTCDs-----	129
<b>APÊNDICE D – CÓDIGO DO MATLAB: DETERMINAÇÃO DO TIPO DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO</b> -----	<b>136</b>
<b>APÊNDICE E – CONCEITOS ESTATÍSTICOS</b> -----	<b>137</b>
E.1. Coeficiente de correlação de Pearson-----	137
E.2. Estimação de parâmetros -----	139
E.3. Teste de hipóteses-----	142
<b>APÊNDICE F – CARACTERÍSTICAS DOS EVENTOS DE VTCD E DESEMPENHO DO SISTEMA MONITORADO</b> -----	<b>146</b>
F.1. Afundamentos de tensão versus elevações de tensão-----	146
F.2. Severidade dos eventos de VTCD-----	148
F.3. Tipos de afundamentos de tensão-----	150
F.4. Severidade dos afundamentos de tensão por tipo -----	151
F.5. Sensibilidade dos conversores em relação ao tipo de evento-----	152
F.6. Frequências de ocorrência por região de sensibilidade-----	153
<b>REFERÊNCIAS</b> -----	<b>154</b>

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1. Considerações iniciais

Os avanços tecnológicos nas últimas décadas propiciaram uma série de transformações na sociedade. Com o desenvolvimento de novas aplicações, os equipamentos eletroeletrônicos se tornaram cada vez mais comuns no cotidiano das pessoas, devido às facilidades que proporcionam, e nas indústrias, a intensificação do uso da eletrônica permitiu a modernização dos processos, aumentando o dinamismo e a produtividade do setor.

No entanto, todas essas transformações trouxeram maiores exigências quanto à qualidade da energia elétrica (QEE) fornecida pelas concessionárias.

Os equipamentos modernos tendem a ser mais sensíveis aos fenômenos de QEE do que os equipamentos utilizados no passado. Logo, problemas que antes não eram críticos passaram a ser relevantes. Além disso, não bastasse o maior nível de sensibilidade das cargas, tem-se que grande parte delas também é geradora de distúrbios na rede.

Um distúrbio de QEE é definido como qualquer desvio manifestado na tensão, corrente ou frequência, que resulte na operação inadequada dos equipamentos dos consumidores [1], podendo ser divididos nas seguintes categorias:

- Transitórios impulsivos e oscilatórios;
- Variações de tensão de longa duração (sobretensões, subtensões e interrupções);
- Variações de tensão de curta duração (afundamentos de tensão, elevações de tensão e interrupções de curta duração);
- Distorções harmônicas de tensão e de corrente;
- Desequilíbrios de tensão;
- Flutuações de tensão;
- Variações de frequência.

A reestruturação do setor elétrico, promovida pela desregulação das empresas de energia, também pode ser citada como um dos fatores que aumentaram o interesse relacionado ao assunto. Em decorrência disso, criou-se um ambiente competitivo, no qual as empresas do mercado deveriam atuar de acordo com normas, padrões e procedimentos definidos pelos agentes reguladores, incluindo o atendimento aos clientes da melhor maneira possível.



Nesse cenário, agências e instituições do mundo inteiro atuam de forma a normatizar e fiscalizar os direitos e deveres dos agentes envolvidos nesse setor. No Brasil, o ONS (Operador Nacional do Sistema), através do PROREDE (Procedimentos de Rede), define os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento, administração da transmissão e operação do Sistema Interligado Nacional, enquanto que a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), através do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), normatiza e padroniza as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição.

Ciente da relevância desse assunto, em 2013, a ANEEL contratou serviços especializados de consultoria para a revisão do Módulo 8 do PRODIST, visando a obtenção de subsídios para o aperfeiçoamento da regulamentação que trata da qualidade do produto.

Apesar desse documento abordar diversos fenômenos de QEE, até a sua revisão 7, apenas os indicadores associados às variações de tensão em regime permanente possuíam limites, prazos de regularização e penalidades. Para os indicadores associados aos demais fenômenos, existiam apenas valores de referência, sem nenhum tipo de penalização quando da sua violação, e no caso das variações de tensão de curta duração (VTCDs), não existiam sequer indicadores definidos, muito menos valores de referência.

Dessa forma, no início de 2017 entrou em vigor a revisão 8 do Módulo 8 do PRODIST, a qual trouxe avanços significativos sobre o acompanhamento da qualidade da energia elétrica no Brasil, como a definição de limites para os indicadores de qualidade do produto e o estabelecimento de uma metodologia própria para a avaliação das VTCDs nas redes de distribuição, sendo criado um novo indicador denominado Fator de Impacto (*FI*).

Sendo assim, neste trabalho são realizadas análises com o intuito de avaliar a adequação desse indicador, sobretudo no que diz respeito à metodologia, às regiões de sensibilidade e aos fatores de ponderação definidos no PRODIST. Além disso, são propostos novos parâmetros para o seu cálculo, visando obter uma maior correlação com os níveis de sensibilidade de diferentes tipos de cargas utilizadas na indústria.

## **1.2. Relevância do tema**

Diante do modelo socioeconômico atual, marcado pelo avanço tecnológico, pela reestruturação do setor elétrico e por consumidores mais exigentes, torna-se essencial abordar a questão da qualidade da energia elétrica. Dentre os fatores que motivam o interesse pelo tema, pode-se citar os seguintes:

- O aumento da sensibilidade dos equipamentos frente aos distúrbios de QEE: a aplicação de componentes eletrônicos e microprocessados tornou os equipamentos modernos e os processos industriais mais sensíveis aos distúrbios de QEE;
- A intensificação do uso de cargas causadoras de distúrbios: ao mesmo tempo em que melhoram a eficiência e o controle dos processos industriais, grande parte dos equipamentos modernos também são causadores de distúrbios na rede elétrica;
- O aumento do interesse dos consumidores: os consumidores estão melhores informados sobre os problemas no fornecimento de energia elétrica, e passaram a exigir padrões de qualidade cada vez mais elevados;
- A desregulação do setor elétrico: com isso, estabeleceu-se um ambiente competitivo, no qual o conhecimento da qualidade da energia pode ser visto como um fator estratégico para as empresas, perante aos agentes reguladores e aos consumidores.

Além desses fatores, há também a questão econômica. No mundo todo, tem-se um volume substancial de perdas financeiras em razão dos problemas de QEE. A ocorrência de distúrbios na rede pode levar à diminuição da vida útil dos equipamentos, danificar componentes, causar falhas de operação em dispositivos e uma série de outros problemas que podem afetar direta ou indiretamente os consumidores.

Não só os clientes, mas as próprias concessionárias de energia elétrica sofrem todos os anos perdas consideráveis, devido ao pagamento de compensações e multas e às solicitações de ressarcimento por danos em equipamentos.

Grande parte das perdas financeiras se deve às VTCDs. A ocorrência desses fenômenos, combinada com a vulnerabilidade dos equipamentos modernos, tem ocasionado um número expressivo de interrupções nas indústrias, resultando em elevados prejuízos financeiros, atrelados à parada dos processos produtivos.

Em determinadas indústrias, as interrupções de curta duração têm efeitos semelhantes àsquelas de longa duração, dependendo da sensibilidade dos equipamentos instalados e das particularidades de cada processo. Inclusive, há ocasiões em que uma interrupção programada para durar horas, quando avisada antecipadamente pela concessionária, é menos impactante que um afundamento de tensão com duração de alguns ciclos, visto que na primeira hipótese o cliente consegue se precaver, minimizando as perdas de produção [2].

Como exemplo, pode-se citar os processos petroquímicos, nos quais uma parada não programada das reações pode implicar na rejeição do produto, com possibilidade de

polimerização de gases nas tubulações, formando sólidos, que por sua vez, demandam procedimentos de desobstrução e limpeza que podem durar até 2 dias. Outro exemplo diz respeito a alguns processos químicos que usam compressores centrífugos de alta potência, nos quais uma interrupção de curta duração provoca um tempo de repartida de até 24 horas [2].

Dessa forma, a revisão 8 do Módulo 8 do PRODIST representou um grande avanço ao estabelecer uma metodologia própria para a avaliação das VTCDs, dada a sua relevância. Todavia, como se trata de uma metodologia recém formulada, é de se esperar que alguns aprimoramentos ainda sejam necessários, de modo a torná-la mais consistente.

Neste contexto, é fundamental avaliar a adequação do indicador *FI*, a fim de verificar se tal indicador realmente reflete o impacto desses fenômenos, constituindo-se em um importante parâmetro na resolução de embates entre os consumidores e as concessionárias.

### 1.3. Objetivos e contribuições da dissertação

O principal objetivo desta dissertação é avaliar a adequação da metodologia estabelecida no Módulo 8 do PRODIST para o acompanhamento das VTCDs nas redes de distribuição, sobretudo no que se refere aos parâmetros definidos para o cálculo do indicador *FI*, tendo em vista o impacto desses fenômenos sobre os consumidores.

Dentre as contribuições deste trabalho, destaca-se:

- A proposição de novas regiões de sensibilidade para o cálculo do indicador *FI*, considerando a probabilidade de desligamento dos equipamentos em termos da magnitude e duração dos eventos de VTCD;
- A proposição de novos fatores de ponderação, relativos a cada uma dessas regiões, a fim de obter uma maior correlação entre tal indicador e os níveis de sensibilidade de diferentes tipos de cargas amplamente utilizadas na indústria;
- A definição de uma metodologia sistemática e transparente para a proposição desses parâmetros, a qual pode ser facilmente reproduzida, visando o ajuste dos parâmetros propostos. Ressalta-se que um dos pontos mais questionados durante o processo de revisão do Módulo 8 do PRODIST foi justamente quanto à origem dos fatores de ponderação e das regiões de sensibilidade definidas para o cálculo do indicador *FI*;
- O estabelecimento de critérios para avaliar a adequação desse indicador, permitindo também a sua comparação com outros indicadores disponíveis na literatura técnica.

## 1.4. Estrutura da dissertação

Primeiramente, é feita uma introdução ao tema, sendo discutidos os principais fatores que motivaram o aumento do interesse relativo às questões de QEE e a importância da regulamentação das variações de tensão de curta duração. Também são apresentados os objetivos e as contribuições deste trabalho.

No Capítulo 2 são abordados os conceitos básicos sobre tais fenômenos, sendo apresentadas os principais parâmetros utilizados na sua caracterização. Ademais, é descrito como os tipos de afundamentos de tensão foram estabelecidos com base nos tipos de faltas, considerando a sua propagação através dos transformadores e a forma de conexão das cargas.

No Capítulo 3 é feita uma discussão a respeito dos efeitos das VTCDs e do nível de sensibilidade dos equipamentos, sendo apresentadas algumas curvas de sensibilidade obtidas a partir de resultados de testes disponíveis na literatura técnica.

No Capítulo 4 é descrita a metodologia básica para a avaliação desses fenômenos. São apresentados diversos indicadores, tanto para quantificar a severidade dos eventos quanto para avaliar o desempenho dos barramentos. Também são descritas as metodologias estabelecidas na norma sul-africana e no PRODIST.

No Capítulo 5 busca-se avaliar a adequação do indicador *FI*, sendo realizadas análises com o intuito de verificar se tal indicador realmente reflete o impacto das VTCDs sobre os consumidores. Além disso, são definidas, de maneira sistemática, novas regiões de sensibilidade e fatores de ponderação para o seu cálculo, considerando a probabilidade de desligamento dos equipamentos, a fim de obter uma maior correlação com os níveis de sensibilidade de diferentes tipos de cargas utilizadas na indústria.

No Capítulo 6 são apresentadas as considerações finais e as conclusões deste trabalho, assim como as recomendações para estudos futuros.

Em seguida, são apresentados os apêndices. O Apêndice A descreve, com maiores detalhes, o método utilizado para a classificação dos afundamentos de tensão. O Apêndice B exemplifica a construção de um gráfico de contornos. No Apêndice C são apresentados os dados utilizados nas análises realizadas. O Apêndice D contém o código do Matlab® utilizado para determinar o tipo dos afundamentos de tensão. O Apêndice E aborda os conceitos estatísticos e os métodos aplicados neste trabalho. Já no Apêndice F são apresentadas as estatísticas levantadas com base nos resultados de medições provenientes de um projeto de P&D, com relação às características dos eventos de VTCD e ao desempenho dos barramentos monitorados.

Por fim, são apresentadas as referências bibliográficas.

## 2. VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO

### 2.1. Considerações iniciais

Neste capítulo são apresentadas as definições e os conceitos básicos relacionados às VTCDs, assim como os principais parâmetros utilizados na sua caracterização.

Também é descrito como os tipos de afundamentos de tensão foram estabelecidos com base nos tipos de faltas, considerando a sua propagação através dos transformadores e a forma de conexão das cargas, e, por fim, são apresentados métodos para a classificação desses eventos.

### 2.2. Definições

As VTCDs são eventos aleatórios caracterizados por desvios significativos na amplitude da tensão durante curtos intervalos de tempo, englobando: os afundamentos (*voltage sags/dips*), as elevações (*voltage swells*) e as interrupções de tensão, conforme mostra a Figura 2.1.

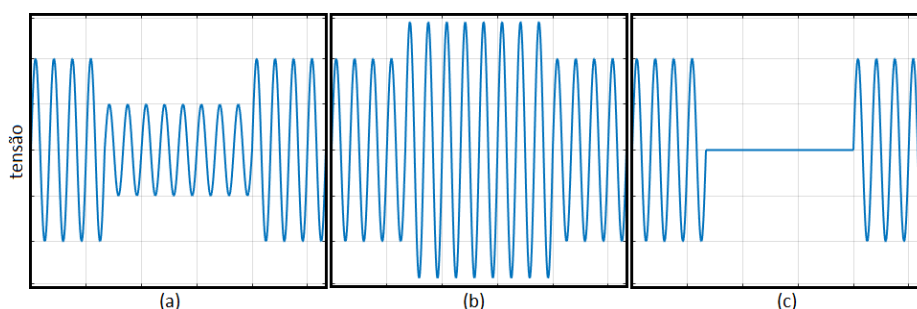


Figura 2.1 – VTCDs: (a) afundamento, (b) elevação e (c) interrupção de tensão.

A norma IEEE 1159 [3] classifica esses eventos de acordo com a Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Classificação das VTCDs segundo a norma IEEE 1159.

<b>Categoria</b>	<b>Evento</b>	<b>Duração típica</b>	<b>Amplitude típica</b>
Instantâneo	Afundamento	0,5 ciclo – 30 ciclos	0,1 – 0,9 p.u
	Elevação	0,5 ciclo – 30 ciclos	1,1 – 1,8 p.u
Momentâneo	Interrupção	0,5 ciclo – 3 segundos	< 0,1 p.u
	Afundamento	30 ciclos – 3 segundos	0,1 – 0,9 p.u
	Elevação	30 ciclos – 3 segundos	1,1 – 1,4 p.u
Temporário	Interrupção	3 segundos – 1 minuto	< 0,1 p.u
	Afundamento	3 segundos – 1 minuto	0,1 – 0,9 p.u
	Elevação	3 segundos – 1 minuto	1,1 – 1,2 p.u

Fonte: Adaptado de [3].

Já o Módulo 8 do PRODIST [4] considera a classificação indicada na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Classificação das VTCDs segundo o PRODIST.

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

Fonte: Adaptado de [4].

Como pode ser observado, tais classificações são semelhantes, sendo que a principal diferença ocorre quanto à duração das VTCDs. Enquanto a norma IEEE 1159 considera os eventos com duração entre 0,5 ciclo e 1 minuto, o PRODIST apresenta uma faixa mais ampla, considerando os eventos com duração entre 1 ciclo e 3 minutos. Outra diferença é que a norma IEEE 1159 define uma classe de eventos instantâneos para os afundamentos e elevações de tensão, e ainda apresenta um limite superior para as elevações, o que não é feito no PRODIST.

O Submódulo 2.8 do PROREDE [5] também aborda esses fenômenos, diferindo do PRODIST apenas com relação à duração máxima dos eventos, a qual é considerada como sendo igual a 1 minuto, assim como na norma IEEE 1159.

Vale ressaltar que neste trabalho o termo afundamento se refere tanto para os afundamentos quanto para as interrupções de tensão, a menos que seja dito o contrário.

### 2.3. Origem das VTCDs

Os afundamentos de tensão são os eventos mais frequentes dentre as VTCDs, tendo uma taxa de ocorrência muito superior à das elevações de tensão, o que pode ser apontado como um dos motivos que justificam a maior atenção recebida por esses fenômenos na literatura técnica.

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 principalmente aos seguintes fatores [6,7]: à ocorrência de faltas em algum ponto do sistema elétrico, à partida de grande motores e à energização de transformadores.

A Figura 2.2 mostra um evento registrado durante a partida de um motor.

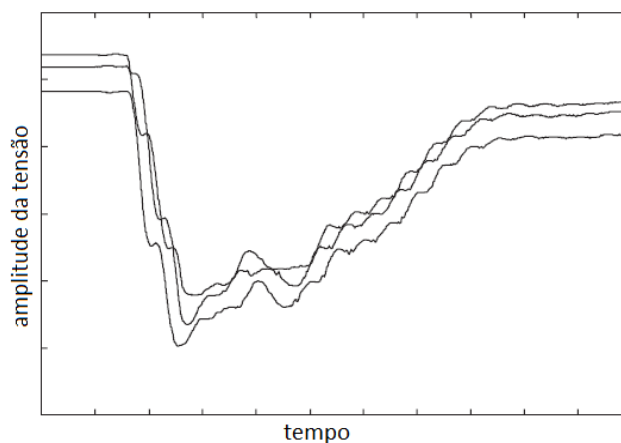


Figura 2.2 – Afundamento de tensão devido à partida de um motor de indução.

Fonte: Adaptado de [8].

Como pode ser observado, há uma redução súbita da amplitude da tensão, seguida por uma recuperação gradual. Como os motores de indução são cargas trifásicas equilibradas, tem-se praticamente a mesma redução de tensão nas três fases [6,8].

Já a Figura 2.3 exibe um evento registrado durante a energização de um transformador.

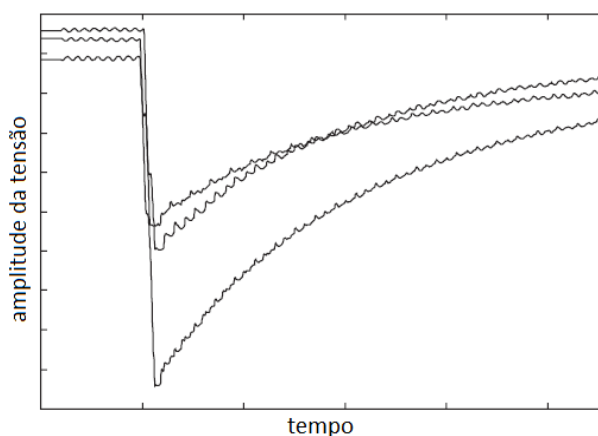


Figura 2.3 – Afundamento de tensão devido à energização de um transformador.

Fonte: Adaptado de [8].

Novamente, pode-se notar uma queda súbita da tensão seguida por uma recuperação gradual, porém, a redução da tensão em cada fase é diferente. Outra característica dos eventos

associados à energização de transformadores diz respeito à distorção do sinal, especialmente devido a elevados níveis de componentes harmônicas de ordem par [6,8].

A Figura 2.4 apresenta um evento registrado durante uma falta no sistema elétrico.

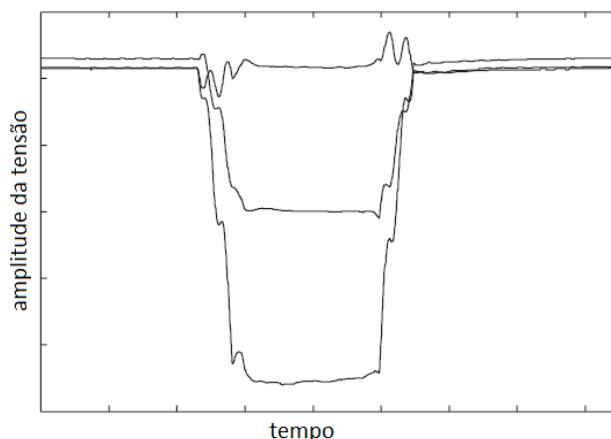


Figura 2.4 – Afundamento de tensão devido à ocorrência de uma falta no sistema elétrico.

Fonte: Adaptado de [8].

Pode-se verificar que o evento apresenta um perfil retangular, ou seja, a amplitude da tensão permanece praticamente constante durante a sua ocorrência, havendo uma queda súbita e uma recuperação quase imediata. No entanto, nem sempre este é o caso.

Durante o registro do evento, podem ocorrer mudanças na configuração do sistema elétrico devido à atuação dos dispositivos de proteção, visando a eliminação do defeito. Por exemplo, na ocorrência de um curto-circuito em uma linha de transmissão, os disjuntores em ambos os lados dessa linha devem abrir. Contudo, pode haver uma diferença entre o instante de abertura desses dispositivos, fazendo com que o evento registrado apresente mais de um estágio [6], conforme mostra a Figura 2.5.

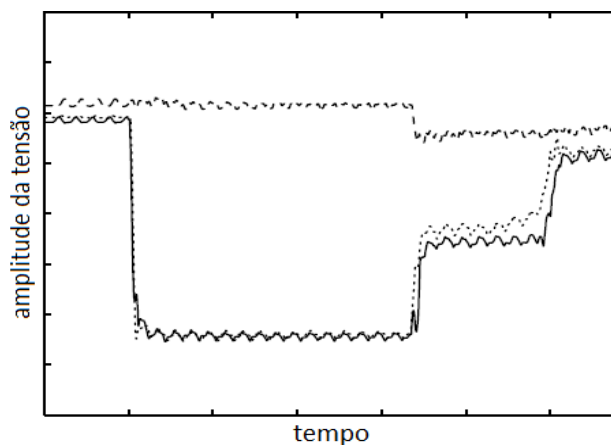


Figura 2.5 – Evento com mais de um estágio devido a alterações no sistema elétrico.

Fonte: Adaptado de [6].



Além disso, podem haver alterações na própria condição de falta [6,8]. A Figura 2.6 mostra um exemplo, onde uma falta fase-terra “evolui” para uma falta bifásica à terra.

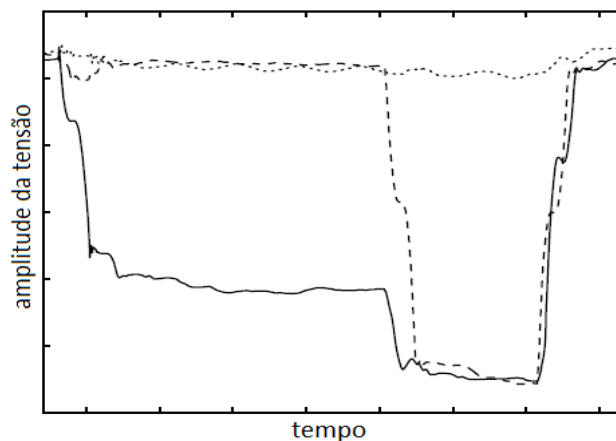


Figura 2.6 – Evento registrado durante uma falta evolutiva.

Fonte: Adaptado de [6].

Vale destacar que a ocorrência de faltas no sistema elétrico é a principal causa dos afundamentos de tensão [6]. Além disso, os eventos devido a faltas são os mais severos, estando associados com a maior parte dos problemas de má operação dos equipamentos [8,9].

As elevações de tensão, por sua vez, são causadas devido à desconexão de grandes blocos de carga ou à energização de bancos de capacitores [1], podendo também estar associadas à ocorrência de faltas na rede. Dependendo do tipo de aterramento do sistema, durante um curto-circuito, pode-se ter um aumento da tensão nas fases sãs. Nesse caso, alguns métodos podem classificar um mesmo evento como sendo um afundamento e uma elevação de tensão simultaneamente [10].

## 2.4. Faltas no sistema elétrico

Os eventos de VTCDs estão associados principalmente à ocorrência de faltas no sistema elétrico. Geralmente, um defeito no sistema de transmissão afeta um maior número de consumidores do que um defeito no sistema de distribuição, porém, tem-se uma maior taxa de ocorrência no segundo caso.

Em [11] são apresentados os resultados de um estudo que teve como objetivo a caracterização das faltas no sistema de distribuição. Para isso, foram utilizados os dados obtidos por medidores instalados em 50 alimentadores de 13 distribuidoras norte-americanas, durante um período de 4 anos.

A Figura 2.7 apresenta as principais causas das faltas registradas durante tal estudo e as suas respectivas taxas de ocorrência em relação ao número total de defeitos.

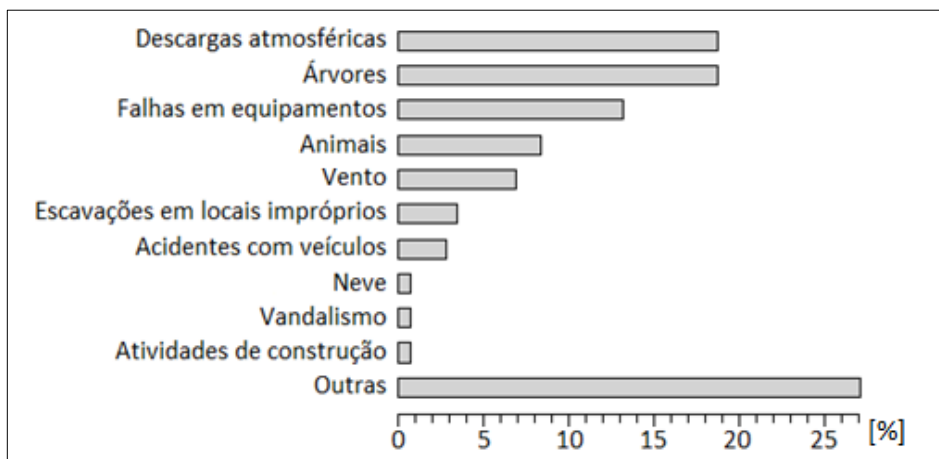


Figura 2.7 –Principais causas de faltas no sistema de distribuição norte-americano.

Fonte: Adaptado de [11].

Como pode-se constatar, a maioria das faltas foi causada por condições climáticas adversas, ou pelo contato de árvores, animais ou outros objetos estranhos com a rede. Também, verificou-se que alguns dos defeitos foram provocados por terceiros, tais como a colisão de veículos com postes, obras irregulares e até mesmo por vandalismo.

Já a Figura 2.8 mostra quais os principais tipos de faltas registrados nesse mesmo estudo.

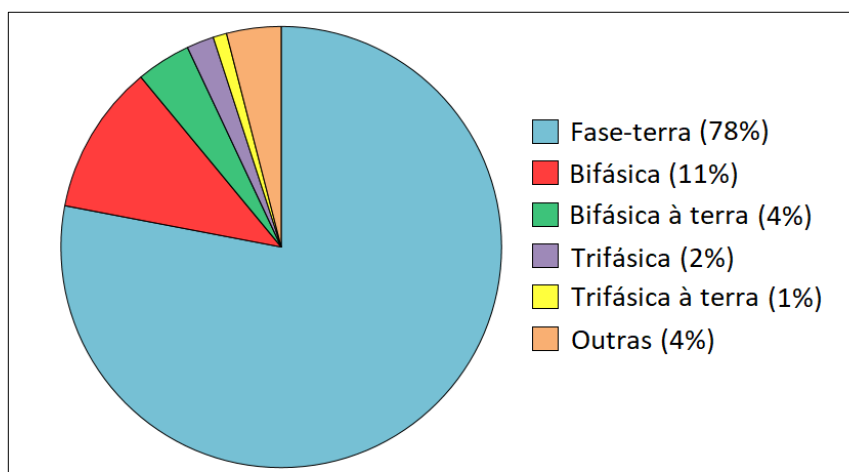


Figura 2.8 –Taxa de ocorrência de cada tipo de falta.

Fonte: Adaptado de [11].

Como pode-se observar, as faltas fase-terra representam a maioria das faltas registradas. Vale ressaltar que tais proporções variam de acordo com as particularidades de cada distribuidora. Fatores relacionados ao clima, vegetação e fauna de cada região possuem um

peso considerável. Além disso, deve-se levar em consideração o tipo de cabo utilizado (isolado ou não), o tipo de rede (aéreas ou subterrâneas), entre outras características.

Algumas medidas podem ser tomadas para reduzir o número de faltas, muitas delas associadas às próprias práticas de manutenção da distribuidora, como a realização de poda de árvores regularmente e a substituição de equipamentos com desempenho comprometido. O uso de cabos isolados e de linhas subterrâneas também pode contribuir para isso [12].

Contudo, por mais esforço que se faça, é impossível impedir que as faltas ocorram. Dessa maneira, pode-se concluir que as VTCDs são eventos inevitáveis e inerentes à operação de qualquer sistema elétrico.

## 2.5. Caracterização dos eventos de VTCD

A caracterização das VTCDs consiste na determinação de características que possam ser utilizadas para descrever os eventos registrados. Para isso, devem ser estabelecidos métodos de fácil aplicação e que utilizem o menor número de parâmetros possível, sem resultar em uma perda de informações relevantes.

Apesar do menor nível de detalhamento, essa é uma forma eficiente de avaliar as VTCDs, permitindo também a redução da quantidade de dados armazenada nos medidores [13].

Os principais parâmetros utilizados para isso são a magnitude e a duração dos eventos, embora haja outras características que podem ser impactantes no desempenho de alguns equipamentos, como por exemplo, o deslocamento do ângulo de fase da tensão.

### 2.5.1. Eventos registrados em uma única fase

As características dos eventos registrados em uma única fase podem ser obtidas de maneira bastante direta, sem a necessidade de nenhum tipo de tratamento especial.

Geralmente, a magnitude do evento ( $V_e$ ) é definida como sendo o valor eficaz da tensão residual em relação à tensão de referência, de acordo com a equação (2.1).

$$V_e = \frac{V_{residual}}{V_{ref}} \quad (2.1)$$

onde:

$V_{residual}$  é a tensão residual durante o evento;

$V_{ref}$  é a tensão de referência.

Para um afundamento de tensão, a tensão residual é dada pelo menor valor de amplitude registrado durante o evento, e para elevações, considera-se o maior valor.

Apesar da magnitude do evento parecer um conceito básico, existem divergências entre as definições encontradas na literatura técnica. Em alguns casos, tal parâmetro é calculado a partir da diferença entre a tensão de referência e a tensão residual, conforme a equação (2.2).

$$V_{des} = \left| \frac{V_{ref} - V_{residual}}{V_{ref}} \right| \quad (2.2)$$

onde:

$V_{des}$  é o maior desvio em relação à tensão de referência;

Nesse caso, para os afundamentos de tensão, considera-se a maior queda de tensão registrada durante o evento, e para as elevações, o maior acréscimo.

Tendo em vista essas duas formas de definir a magnitude do evento, neste trabalho adota-se a primeira definição apresentada.

Já a duração do evento corresponde ao intervalo de tempo em que a amplitude da tensão viola certo limite. Tal parâmetro está diretamente ligado à velocidade de operação do sistema de proteção, sendo determinado principalmente pelo tempo de eliminação da falta [14,15].

Tanto a magnitude quanto a duração do evento podem ser obtidos a partir da amplitude da tensão em função do tempo, como mostra a Figura 2.9.

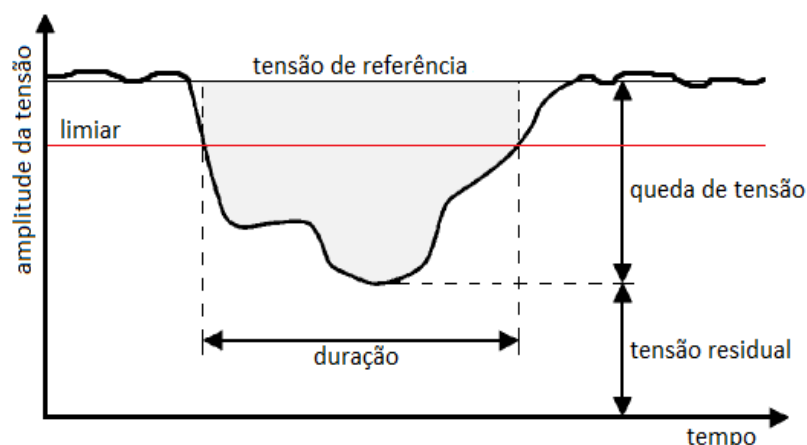


Figura 2.9 – Principais parâmetros utilizados na caracterização dos eventos de VTCD.

Assim, para cada VTCD registrada, é atribuído um único valor de magnitude e duração. Logicamente, ao se fazer isso, tem-se algumas implicações.

Atribuir um único valor de magnitude para um evento é equivalente a assumir que a amplitude da tensão permanece constante durante sua ocorrência. Isso pode até ser uma aproximação razoável para eventos devido a faltas, os quais apresentam um perfil aproximadamente retangular [16]. Todavia, conforme discutido na Seção 2.3, este nem sempre é o caso, podendo resultar em uma análise equivocada a respeito da severidade das VTCDs.

Por exemplo, a Figura 2.10 mostra o registro de dois afundamentos de tensão para os quais seriam atribuídos os mesmos valores de magnitude e duração. Dessa maneira, tais eventos seriam equivalentes do ponto de vista de cálculo de indicadores, muito embora, apresentem características distintas, e muito provavelmente, diferentes impactos sobre os equipamentos.

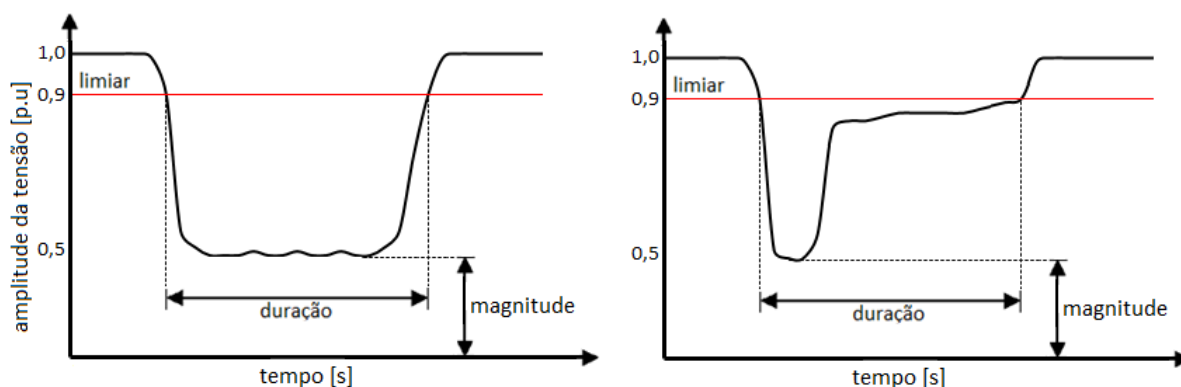


Figura 2.10 – Eventos distintos que apresentam a mesma magnitude e duração.

Uma alternativa para a caracterização dos eventos não retangulares seria considerar mais de um limiar de detecção [17]. Assim, para um mesmo evento, poderiam ser atribuídos diversos valores de duração, cada um deles correspondente ao tempo em que a amplitude da tensão violou determinado limite, conforme mostra a Figura 2.11.

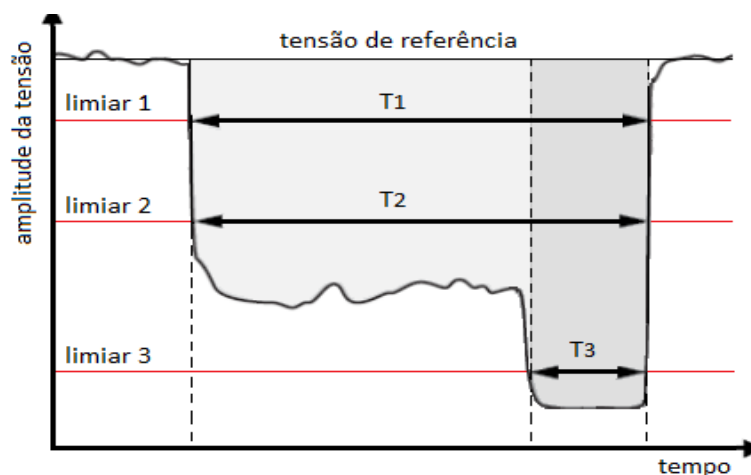


Figura 2.11 – Caracterização dos eventos não retangulares utilizando mais de um limiar.

Portanto, ao utilizar o método da magnitude e duração, deve-se ter em mente que informações relevantes podem ser mascaradas, já que as características dos eventos são limitadas somente a esses dois parâmetros.

### 2.5.2. Eventos registrados em mais de uma fase

Conforme já discutido, a magnitude e a duração são os principais parâmetros utilizados na caracterização das VTCDs. Para eventos registrados em uma única fase, a obtenção de tais parâmetros é realizada de maneira bastante direta. No entanto, em medições trifásicas, a maioria dos eventos detectados resulta em registros simultâneos em mais de uma fase [9,10].

Tipicamente, a magnitude e a duração obtidas em cada fase são diferentes, devido ao fato da maioria desses distúrbios estar relacionada à ocorrência de faltas assimétricas [18,19]. Assim sendo, deve-se estabelecer critérios que permitam uma avaliação adequada desses casos.

A consideração de cada fase de maneira individual pode levar a uma contabilização superestimada da frequência de ocorrência das VTCDs no ponto de monitoramento e, além disso, os registros simultâneos geralmente estão associados a um mesmo defeito.

Desta forma, para fins de cálculo de indicadores, o documento IEEE 1564 [7] recomenda que os eventos simultâneos sejam primeiramente agregados, de modo a compor um único registro. Para isso, pode-se utilizar algum método de agregação de fases, ou ainda, a magnitude característica do evento em função do tempo [10], conforme aborda a Seção 2.9.

### 2.5.3. Agregação de fases

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.

Quanto à duração do evento, podem ser utilizados três critérios [4]:

1. *Agregação por 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 mostra a Figura 2.12;

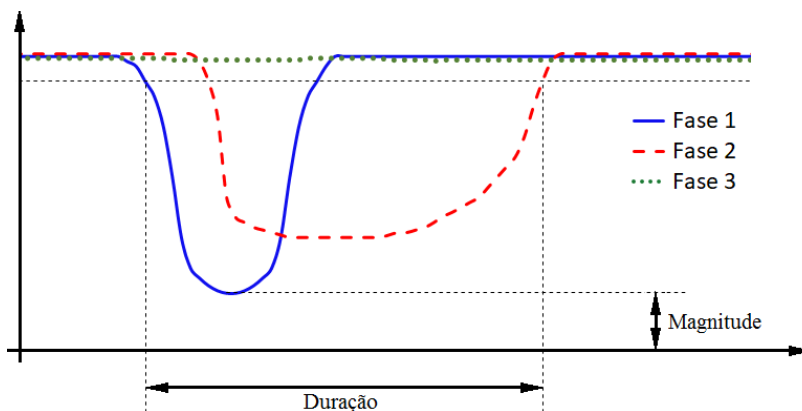


Figura 2.12 – Agregação de fases: critério de união das fases.

2. *Agregação por parâmetros críticos*: a duração do evento resultante corresponde à duração do evento mais longo entre todas as fases, conforme mostra a Figura 2.13;

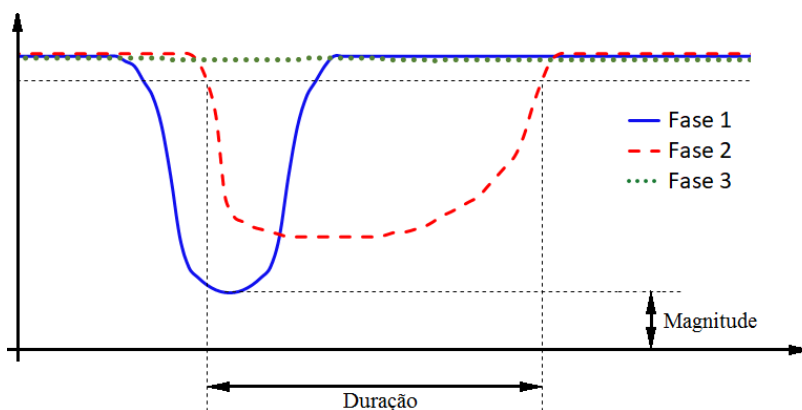


Figura 2.13 – Agregação de fases: critério dos parâmetros críticos.

3. *Agregação pela fase crítica*: a duração do evento resultante é definida como a duração do evento de menor magnitude, como mostra a Figura 2.14.

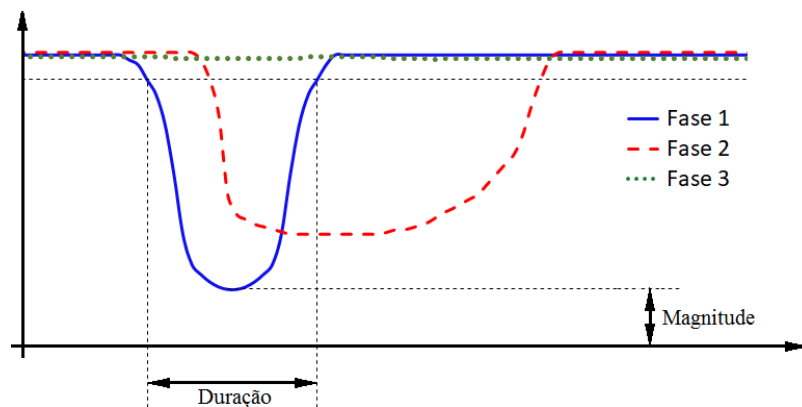


Figura 2.14 – Agregação de fases: critério da fase crítica.

O PRODIST permite a utilização desses três métodos, porém, recomenda que a agregação seja feita pelo critério de união das fases.

Vale ressaltar que tais métodos possuem as mesmas limitações discutidas anteriormente, pois também atribuem um único valor de magnitude e duração para os eventos. Assim, na Seção 2.9 são apresentados alguns métodos de classificação que utilizam uma abordagem trifásica, visando minimizar a perda de informação atrelada ao método de caracterização convencional.

## 2.6. Outras características

Em certos casos, a caracterização das VTCDs através da magnitude e duração é insuficiente para a análise de desempenho das cargas, pois existem outras características que também podem ser impactantes no funcionamento de alguns equipamentos, tais como o deslocamento do ângulo de fase da tensão e o ponto de início dos eventos [1,6].

### 2.6.1. Deslocamento do ângulo de fase da tensão

Na ocorrência de uma falta, além da redução da amplitude, pode haver também um deslocamento do ângulo de fase da tensão ( $\phi$ ) [6,15,20], como mostra a Figura 2.15.

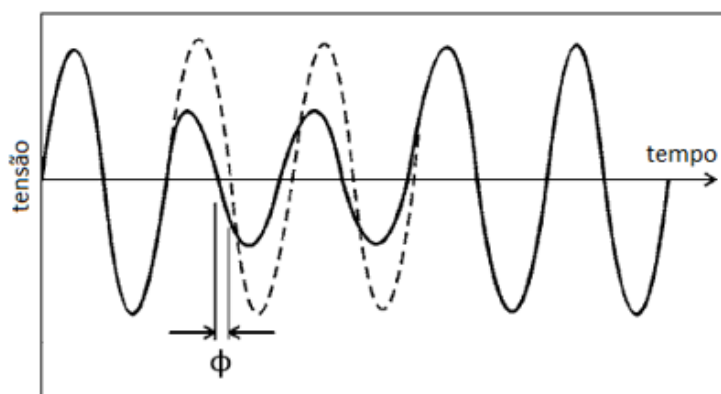


Figura 2.15 – Deslocamento do ângulo de fase durante um afundamento de tensão.

Fonte: Adaptado de [14].

Na forma de onda, isso se traduz no desvio do ponto de passagem por zero. Para entender como isso ocorre, pode-se considerar o modelo apresentado na Figura 2.16.

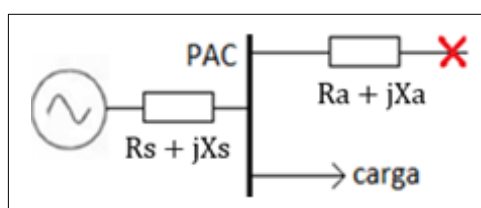


Figura 2.16 – Modelo do divisor de tensão para o estudo de afundamentos de tensão.



No caso de uma falta fase-terra ou trifásica no local indicado, o valor de  $\phi$  no ponto de acoplamento comum (PAC) pode ser calculado a partir da equação (2.3) [20].

$$\phi = \tan^{-1} \left( \frac{X_a}{R_a} \right) - \tan^{-1} \left( \frac{X_s + X_a}{R_s + R_a} \right) \quad (2.3)$$

Dessa maneira, pode-se verificar que o deslocamento do ângulo de fase da tensão ocorre devido a diferenças entre a relação X/R da fonte ( $X_s/R_s$ ) e do alimentador sob falta ( $X_a/R_a$ ). Além disso, para faltas assimétricas, pode ocorrer um deslocamento angular adicional, devido à propagação dos eventos através dos transformadores, mesmo quando não há diferença entre as relações X/R [6,15,20].

### 2.6.2. Ponto de início do evento

O ponto de início do evento corresponde ao ângulo de fase da tensão no instante em que o evento se inicia. A Figura 2.17 mostra um evento cujo ponto de início é cerca de 275°.

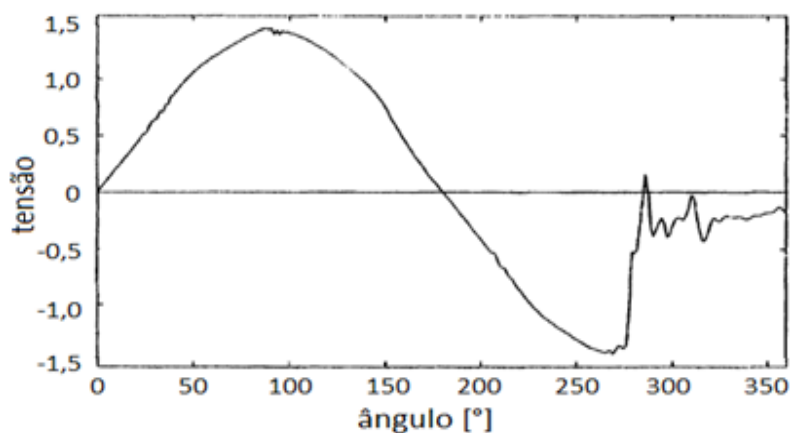


Figura 2.17 – Afundamento de tensão com ponto de início em aproximadamente 275°.

Fonte: Adaptado de [15].

Tal característica é de fundamental importância ao analisar, por exemplo, a sensibilidade dos contadores frente aos afundamentos de tensão, conforme será abordado no Capítulo 3.

## 2.7. Fatores de influência

A análise das VTCDs pode ser considerada complexa, pois envolve uma série de fatores, em geral aleatórios, que afetam as suas características, dentre os quais pode-se citar:

- Localização da falta;
- Tipo de falta;
- Tensão pré-falta;
- Resistência de falta;
- Tipo de conexão dos equipamentos;
- Tipo de conexão dos transformadores;
- Impedâncias de sequência positiva, negativa e zero;
- Ajustes do sistema de proteção.

Nesta seção são definidos diferentes tipos de afundamentos de tensão em função do tipo de falta ocorrido na rede. A análise é feita considerando os fasores de tensão nos terminais dos equipamentos, ou seja, avalia-se as características dos eventos percebidas pelas cargas.

Para isso, assume-se que a tensão pré-falta é igual a 1 p.u e que impedâncias de sequência positiva, negativa e zero são idênticas, o que permite assumir que as tensões nas fases não se alteram durante o evento [15].

Além disso, considera-se que o ponto de falta é próximo (eletricamente) ao ponto de conexão do equipamento analisado, no mesmo nível de tensão, pois a propagação das VTCDs através dos transformadores do sistema é analisada somente na Seção 2.8.

### 2.7.1. Tipo de falta e conexão dos equipamentos

#### a) Falta trifásicas (FFF ou FFFT)

Para um afundamento de tensão devido a uma falta trifásica, os fasores de tensão nos terminais do equipamento são dados pelas equações (2.4).

$$\begin{aligned}
 V_1 &= V^* \\
 V_2 &= -\frac{1}{2}V^* - j\frac{1}{2}\sqrt{3}V^* \\
 V_3 &= -\frac{1}{2}V^* + j\frac{1}{2}\sqrt{3}V^*
 \end{aligned}
 \tag{2.4}$$

onde:

$V_1$ ,  $V_2$  e  $V_3$  são os fasores de tensão nos terminais do equipamento. Considera-se as tensões fase-neutro para cargas conectadas em estrela, e as tensões fase-fase para cargas em delta;  $V^*$  é o valor eficaz da tensão (em p.u) nas fases sob falta ou entre as fases sob falta.

Para eventos devido a faltas trifásicas, a amplitude da tensão nas três fases é reduzida na mesma proporção, e não há deslocamento do ângulo de fase. Assim, tem-se o diagrama fasorial mostrado na Figura 2.18, o qual será atribuído a um afundamento de tensão do tipo XA.

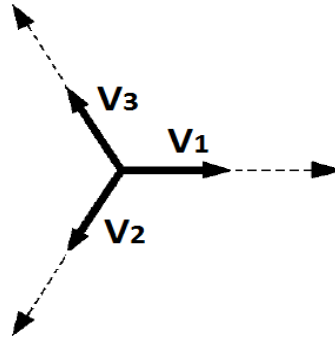


Figura 2.18 – Fasores de tensão devido à ocorrência de uma falta trifásica.

**b) Faltas fase-terra (FT)**

Para uma falta fase-terra, os fasores das tensões fase-neutro nos terminais de um equipamento conectado em estrela são dados pelas equações (2.5).

$$\begin{aligned}
 V_1 &= V^* \\
 V_2 &= -\frac{1}{2} - j\frac{1}{2}\sqrt{3} \\
 V_3 &= -\frac{1}{2} + j\frac{1}{2}\sqrt{3}
 \end{aligned}
 \tag{2.5}$$

O diagrama fasorial correspondente é mostrado na Figura 2.19, o qual será atribuído a um afundamento de tensão do tipo X1.

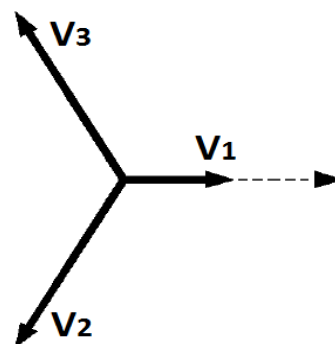


Figura 2.19 – Fasores das tensões fase-neutro na ocorrência de uma falta fase-terra.

Se o equipamento estiver conectado em delta, é necessário converter as tensões fase-neutro em tensões fase-fase. Para isso, utiliza-se as equações (2.6).

$$V_1' = j \frac{V_2 - V_3}{\sqrt{3}} \quad V_2' = j \frac{V_3 - V_1}{\sqrt{3}} \quad V_3' = j \frac{V_1 - V_2}{\sqrt{3}} \quad (2.6)$$

O fator  $\sqrt{3}$  é utilizado para alterar a base dos valores p.u, e o fator  $j$  para manter o fasor  $V_1'$  na referência (ângulo  $0^\circ$ ) [15]. Com isso, são obtidas as equações (2.7), onde as aspas são omitidas.

$$\begin{aligned} V_1 &= 1 \\ V_2 &= -\frac{1}{2} - j \left( \frac{1}{6} + \frac{1}{3} V^* \right) \sqrt{3} \\ V_3 &= -\frac{1}{2} + j \left( \frac{1}{6} + \frac{1}{3} V^* \right) \sqrt{3} \end{aligned} \quad (2.7)$$

Nesse caso, tem-se o diagrama fasorial mostrado na Figura 2.20, o qual será tratado como um afundamento de tensão do tipo X2.

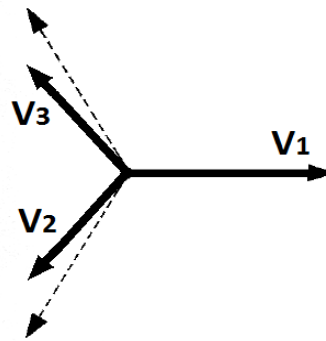


Figura 2.20 – Fasores das tensões fase-fase na ocorrência de uma falta fase-terra.

O valor de  $V^*$  nas equações (2.5) e (2.7) corresponde à tensão eficaz (em p.u) na fase sob falta.

### c) Falta bifásicas (FF)

Assumindo que a falta seja bifásica e que o equipamento esteja conectado em estrela, os fasores de tensão fase-neutro são dados pelas equações (2.8).

$$\begin{aligned} V_1 &= 1 \\ V_2 &= -\frac{1}{2} - j \frac{1}{2} V^* \sqrt{3} \\ V_3 &= -\frac{1}{2} + j \frac{1}{2} V^* \sqrt{3} \end{aligned} \quad (2.8)$$

O diagrama fasorial para esse caso é mostrado na Figura 2.21, o qual será considerado como sendo um afundamento de tensão do tipo X4.

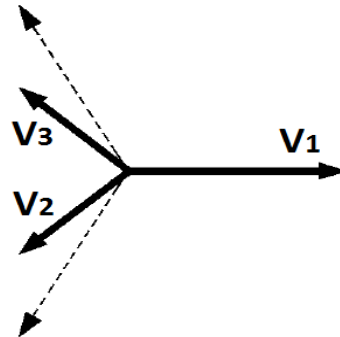


Figura 2.21 – Fasores das tensões fase-neutro na ocorrência de uma falta bifásica.

As equações (2.6) são utilizadas para obter as tensões fase-fase nos terminais de um equipamento conectado em delta, resultando nas equações (2.9).

$$\begin{aligned}
 V_1 &= V^* \\
 V_2 &= -\frac{1}{2}V^* - j\frac{1}{2}\sqrt{3} \\
 V_3 &= -\frac{1}{2}V^* + j\frac{1}{2}\sqrt{3}
 \end{aligned}
 \tag{2.9}$$

O diagrama fasorial correspondente é mostrado na Figura 2.22, sendo assumido como um afundamento de tensão do tipo X5.

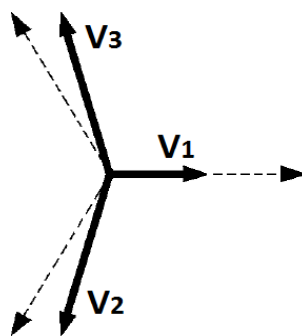


Figura 2.22 – Fasores das tensões fase-fase na ocorrência de uma falta bifásica.

O valor de  $V^*$  nas equações (2.8) e (2.9) é igual à tensão eficaz entre as fases sob falta.

**d) Falta bifásicas à terra (FFT)**

Para uma falta bifásica à terra e um equipamento conectado em estrela, os fasores de tensão fase-neutro são dados pelas equações (2.10).

$$\begin{aligned}
 V_1 &= 1 \\
 V_2 &= -\frac{1}{2}V^* - j\frac{1}{2}V^*\sqrt{3} \\
 V_3 &= -\frac{1}{2}V^* + j\frac{1}{2}V^*\sqrt{3}
 \end{aligned}
 \tag{2.10}$$

O diagrama fasorial para esse caso é mostrado na Figura 2.23, sendo considerado um afundamento de tensão do tipo X6.

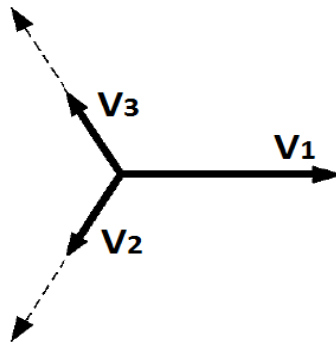


Figura 2.23 – Fasores das tensões fase-neutro na ocorrência de uma falta bifásica à terra.

Para uma carga conectada em delta, novamente utiliza-se as equações (2.6) para obter as tensões fase-fase, o que resulta nas equações (2.11).

$$\begin{aligned}
 V_1 &= V^* \\
 V_2 &= -\frac{1}{2}V^* - j\left(\frac{1}{3} + \frac{1}{6}V^*\right)\sqrt{3} \\
 V_3 &= -\frac{1}{2}V^* + j\left(\frac{1}{3} + \frac{1}{6}V^*\right)\sqrt{3}
 \end{aligned}
 \tag{2.11}$$

O diagrama fasorial correspondente é mostrado na Figura 2.24, sendo assumido como um afundamento de tensão do tipo X7.

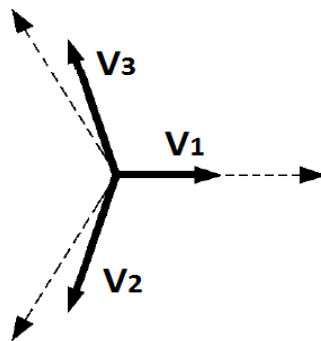


Figura 2.24 – Fasores das tensões fase-fase na ocorrência de uma falta bifásica à terra.

### 2.7.2. Conexão dos transformadores

Apesar de existirem diferentes formas de conexão dos enrolamentos dos transformadores, uma classificação em três categorias é suficiente para explicar a transferência dos afundamentos de tensão de um nível de tensão para outro [15,21]:

**Transformadores T1:** os fasores de tensão no lado secundário são iguais aos fasores de tensão no lado primário (em p.u), ou seja, não alteram o tipo do evento. Essa transformação pode ser descrita matematicamente pela equação (2.12).

$$T_1 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

Fazem parte desta categoria somente os transformadores YNyn (estrela-estrela, aterrados em ambos os lados);

**Transformadores T2:** filtram a componente de sequência zero da tensão, ou seja, os fasores no lado secundário são iguais aos fasores no lado primário após a remoção da componente de sequência zero. Tal transformação é dada pela equação (2.13).

$$T_2 = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Os transformadores Yy (estrela-estrela), Dd (delta-delta) e Dz (delta-zigue zague) pertencem a esta categoria.

**Transformadores T3:** cada tensão em um dos lados é função da diferença fasorial entre duas tensões aplicadas ao outro lado, ou seja, as tensões fase-neutro são transformadas em tensões fase-fase, o que corresponde à transformação dada pela equação (2.14), a qual é equivalente à transformação dada pelas equações (2.6).

$$T_3 = \frac{j}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Esta categoria inclui os transformadores Yd (estrela-delta), Dy (delta-estrela) e Yz (estrela-zigue zague).

Dentro de cada uma dessas categorias, existem ainda transformadores com diferentes deslocamentos angulares (por exemplo, Yd1 e Yd11). Porém, isso não tem importância do ponto de vista dos eventos percebidos pelas cargas, pois todos os fasores são rotacionados na mesma proporção [15].

Também pode-se verificar que  $T_3^2 = T_2$ , ou seja, dois transformadores Dy em cascata têm o mesmo efeito que um transformador Dd no que diz respeito à propagação dos afundamentos de tensão ao longo do sistema elétrico.

## 2.8. Propagação dos afundamentos de tensão

Na Seção 2.7 foram apresentadas as expressões dos fasores de tensão nos terminais de um equipamento durante afundamentos de tensão ocasionados por diferentes tipos de faltas, assumindo-se que estas ocorreram no mesmo nível de tensão onde a carga está conectada.

No entanto, os eventos de VTCDs têm origem em diferentes níveis de tensão, existindo, geralmente, um ou mais transformadores entre os equipamentos e o ponto de falta [8,15].

Dessa maneira, nesta seção é analisada a influência dos transformadores na propagação das VTCDs através do sistema. Para isso, utiliza-se as equações (2.5), (2.8) e (2.10), correspondentes aos fasores de tensão nos terminais de um equipamento conectado em estrela durante a ocorrência de faltas fase-terra, bifásicas e bifásicas à terra, respectivamente.

As transformações apresentadas em 2.7.2 também são utilizadas nessa análise. Quando se tem um transformador T1 ou uma carga conectada em estrela, aplica-se a equação (2.12). Caso se tenha um transformador T2, aplica-se a equação (2.13). Já a equação (2.14) é aplicada quando se tem um transformador T3 ou uma carga conectada em delta.

Os resultados para diferentes combinações de tipo de falta, transformador e conexão do equipamento são descritos a seguir [15]:

1. *Falta trifásica, qualquer transformador e conexão do equipamento:* Faltas trifásicas resultam em afundamentos de tensão do tipo XA, independentemente da categoria do transformador e do tipo de conexão do equipamento.
2. *Falta fase-terra, transformador T1, equipamento conectado em estrela:* Ao aplicar duas transformações  $T_1$  nas equações (2.5), nada é alterado. Assim, o resultado ainda será um afundamento de tensão do tipo X1.



3. *Falta fase-terra, transformador T1, equipamento conectado em delta:* Neste caso, a transformação equivalente é a transformação  $T_3$  ( $T_1 T_3 = T_3$ ). Como visto em 2.7.1, a aplicação dessa transformação nas equações (2.5) resulta nas equações (2.7), ou seja, tem-se um afundamento de tensão do tipo X2.
4. *Falta fase-terra, transformador T2, equipamento conectado em estrela:* Nessa situação, tem-se  $T_2$  como transformação equivalente ( $T_2 T_1 = T_2$ ). Dessa forma, ao aplicar essa transformação nas equações (2.5), obtém-se como resultado as equações (2.15), as quais serão atribuídas a um afundamento de tensão do tipo X3.

$$\begin{aligned} V_1 &= \frac{1}{3} + \frac{2}{3}V^* \\ V_2 &= \left(-\frac{1}{6} - \frac{1}{3}V^*\right) - j\frac{1}{2}\sqrt{3} \\ V_3 &= \left(-\frac{1}{6} - \frac{1}{3}V^*\right) + j\frac{1}{2}\sqrt{3} \end{aligned} \quad (2.15)$$

O valor de  $V^*$  nas equações (2.15) corresponde à tensão eficaz (em p.u) na fase sob falta no ponto onde ocorreu a falta.

5. *Falta fase-terra, transformador T2, equipamento conectado em delta:* É possível verificar que  $T_2 T_3 = T_3$ , ou seja, obtém-se o mesmo resultado que o caso 3, um afundamento de tensão do tipo X2.
6. *Falta fase-terra, transformador T3, equipamento conectado em estrela:* Novamente, a transformação equivalente é a  $T_3$  ( $T_3 T_1 = T_3$ ), sendo obtido o mesmo resultado que o caso 3, um afundamento de tensão do tipo X2.
7. *Falta fase-terra, transformador T3, equipamento conectado em delta:* Nesse caso, tem-se duas transformações  $T_3$ , o que equivale a uma transformação  $T_2$ . Assim, tem-se o mesmo resultado que o caso 4, um afundamento de tensão do tipo X3.
8. *Falta bifásica, transformador T1, equipamento conectado em estrela:* Duas transformações  $T_1$  devem ser aplicadas em (2.8). Assim, o resultado ainda será um afundamento de tensão do tipo X4.
9. *Falta bifásica, transformador T1, equipamento conectado em delta:* Neste caso, a transformação equivalente é a  $T_3$ . Conforme discutido em 2.7.1, a aplicação dessa transformação nas equações (2.8) resulta nas equações (2.9), ou seja, tem-se um afundamento de tensão do tipo X5.

10. *Falta bifásica, transformador T2, equipamento conectado em estrela:* A transformação equivalente é a  $T_2$ . Pode-se verificar que essa transformação não altera as equações (2.8). Isso é esperado, já que uma falta bifásica não gera componentes de sequência zero [15]. Assim, tem-se um afundamento de tensão do tipo X4.
11. *Falta bifásica, transformador T2, equipamento conectado em delta:* Conforme já comentado,  $T_2 T_3 = T_3$ , ou seja, obtém-se o mesmo resultado que o caso 9, um afundamento de tensão do tipo X5.
12. *Falta bifásica, transformador T3, equipamento conectado em estrela:* Novamente, a transformação equivalente é a  $T_3$  e o resultado obtido é o mesmo do caso 9, ou seja, um afundamento de tensão do tipo X5.
13. *Falta bifásica, transformador T3, equipamento conectado em delta:* Como visto,  $T_3^2 = T_2$ . Assim, obtém-se o mesmo resultado que o caso 10, um afundamento de tensão do tipo X4.
14. *Falta bifásica à terra, transformador T1, equipamento conectado em estrela:* Duas transformações  $T_1$  não alteram as equações (2.10), dessa forma, o resultado ainda será um afundamento de tensão do tipo X6.
15. *Falta bifásica à terra, transformador T1, equipamento conectado em delta:* A transformação equivalente é a  $T_3$ . Conforme apresentado em 2.7.1, a aplicação dessa transformação nas equações (2.10) resulta nas equações (2.11), ou seja, tem-se um afundamento de tensão do tipo X7.
16. *Falta bifásica à terra, transformador T2, equipamento conectado em estrela:* Ao aplicar a transformação  $T_2$  nas equações (2.10), obtém-se as equações (2.16), as quais serão atribuídas a um afundamento de tensão do tipo X8.

$$\begin{aligned}
 V_1 &= \frac{2}{3} + \frac{1}{3}V^* \\
 V_2 &= \left(-\frac{1}{3} - \frac{1}{6}V^*\right) - j\frac{1}{2}V^*\sqrt{3} \\
 V_3 &= \left(-\frac{1}{3} - \frac{1}{6}V^*\right) + j\frac{1}{2}V^*\sqrt{3}
 \end{aligned} \tag{2.16}$$

17. *Falta bifásica à terra, transformador T2, equipamento conectado em delta:* Nesse caso, tem-se  $T_2 T_3 = T_3$ , ou seja, obtém-se o mesmo resultado que o caso 15, um afundamento de tensão do tipo X7.

18. *Falta bifásica à terra, transformador T3, equipamento conectado em estrela:* Novamente, a transformação equivalente é a transformação  $T_3$  e obtém-se o mesmo resultado que o caso 15, ou seja, um afundamento de tensão do tipo X7.
19. *Falta bifásica à terra, transformador T3, equipamento conectado em delta:* Como  $T_3 T_3 = T_2$ , o resultado é o mesmo do caso 16, um afundamento de tensão do tipo X8.

Seguindo o mesmo raciocínio utilizado nesses 19 casos, é possível estender a análise para os casos em que existem mais de um transformador entre o ponto de falta e o equipamento.

Diante do exposto, pode-se concluir que as características dos eventos percebidas pelas cargas nem sempre são as mesmas que as registradas pelos medidores, por isso, é recomendado que o medidor seja conectado o mais próximo possível do equipamento analisado.

## 2.9. Classificação dos afundamentos de tensão

A maioria dos métodos de caracterização utiliza apenas a magnitude e a duração dos eventos. Quando se monitora apenas uma fase (tensão fase-neutro ou tensão fase-fase), tal aproximação é razoável, porém, existem algumas limitações, conforme discutido na Seção 2.5.

Para medições trifásicas, geralmente utiliza-se algum método de agregação de fases, onde também é atribuído um único valor de magnitude e duração aos eventos. No entanto, uma das implicações desses métodos é que os eventos registrados nas três fases são tratados da mesma maneira que os eventos registrados em uma única fase. Por exemplo, a Figura 2.25 mostra dois eventos distintos para os quais seriam atribuídos os mesmos parâmetros.

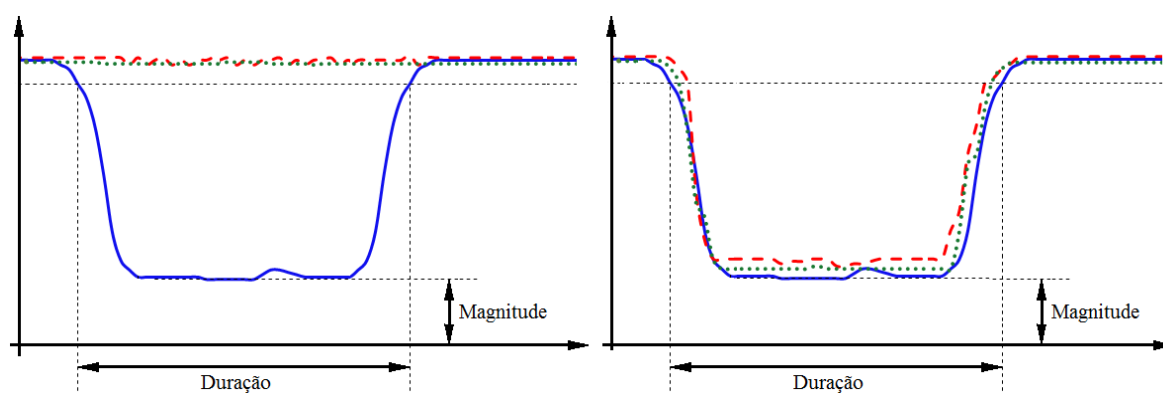


Figura 2.25 – Evento distintos considerados equivalentes pelo método de união das fases.

Portanto, perde-se informações referentes à natureza trifásica das VTCDs, como o número de fases sob falta e a tensão residual em cada uma delas.

Por isso, alguns métodos foram criados visando extrair características adicionais dos eventos registrados. Nesta seção são apresentadas duas formas de classificar os afundamentos de tensão: a Classificação ABC e a Classificação por componentes simétricas.

### 2.9.1. Classificação ABC

#### 2.9.1.1. Tipos de afundamentos de tensão e propagação através dos transformadores

A Classificação ABC [21] tem como base os tipos de afundamentos de tensão apresentados nas Seções 2.7 e 2.8, sendo feito um agrupamento dos tipos semelhantes, de acordo com a Tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Conversão entre a classificação “X” e a Classificação ABC.

Tipos “X”	XA	X1	X2 e X4	X3 e X5	X6	X7	X8
Classificação ABC	A	B	C	D	E	F	G

Comparando os tipos X2 e X4, percebe-se que as equações (2.7) podem ser obtidas substituindo  $V^*$  nas equações (2.8) por  $(\frac{1}{3} + \frac{2}{3}V^*)$ . Ou seja, se definirmos  $V^*$  como a magnitude de um evento tipo X4, um evento tipo X2 nada mais é do que um evento tipo X4 com magnitude  $(\frac{1}{3} + \frac{2}{3}V^*)$ . O mesmo vale para os tipos X3 e X5, podendo as equações (2.15) serem obtidas a partir das equações (2.9) [15].

A Figura 2.26 mostra os diagramas fasoriais correspondentes a cada tipo de afundamento de tensão e a Figura 2.27 mostra as suas respectivas expressões.

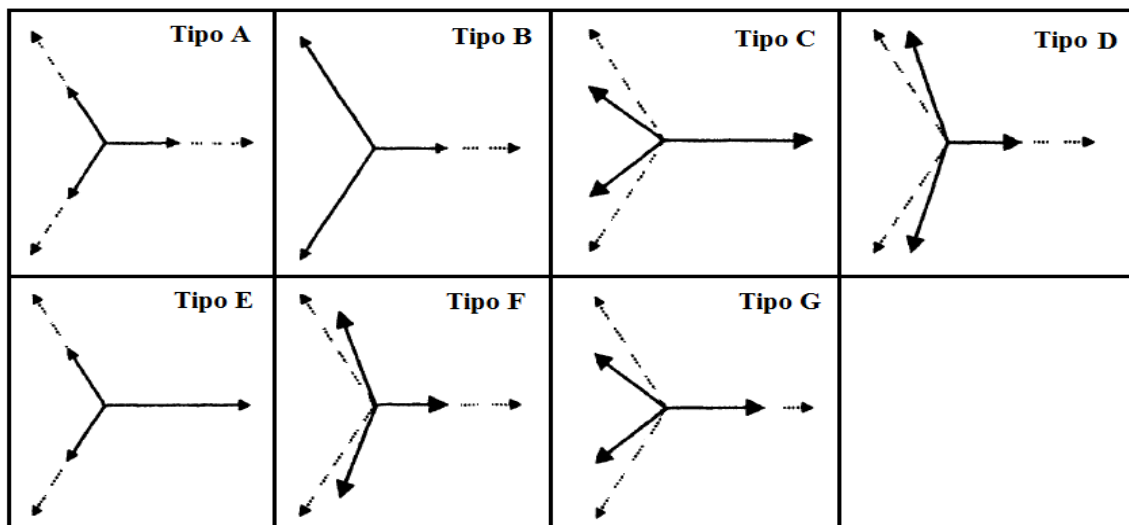


Figura 2.26 – Diagramas fasoriais por tipo de afundamento de tensão: Classificação ABC.

Fonte: Adaptado de [15].

Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
$V_1 = V$ $V_2 = -\frac{1}{2}V - j\frac{1}{2}V\sqrt{3}$ $V_3 = -\frac{1}{2}V + j\frac{1}{2}V\sqrt{3}$	$V_1 = V$ $V_2 = -\frac{1}{2} - j\frac{1}{2}\sqrt{3}$ $V_3 = -\frac{1}{2} + j\frac{1}{2}\sqrt{3}$	$V_1 = 1$ $V_2 = -\frac{1}{2} - j\frac{1}{2}V\sqrt{3}$ $V_3 = -\frac{1}{2} + j\frac{1}{2}V\sqrt{3}$	$V_1 = V$ $V_2 = -\frac{1}{2}V - j\frac{1}{2}\sqrt{3}$ $V_3 = -\frac{1}{2}V + j\frac{1}{2}\sqrt{3}$
Tipo E	Tipo F		Tipo G
$V_1 = 1$ $V_2 = -\frac{1}{2}V - j\frac{1}{2}V\sqrt{3}$ $V_3 = -\frac{1}{2}V + j\frac{1}{2}V\sqrt{3}$	$V_1 = V$ $V_2 = -\frac{1}{2}V - j\left(\frac{1}{3} + \frac{1}{6}V\right)\sqrt{3}$ $V_3 = -\frac{1}{2}V + j\left(\frac{1}{3} + \frac{1}{6}V\right)\sqrt{3}$		$V_1 = \frac{2}{3} + \frac{1}{3}V$ $V_2 = \left(-\frac{1}{3} - \frac{1}{6}V\right) - j\frac{1}{2}V\sqrt{3}$ $V_3 = \left(-\frac{1}{3} - \frac{1}{6}V\right) + j\frac{1}{2}V\sqrt{3}$

Figura 2.27 – Expressões fasoriais por tipo de afundamento de tensão: Classificação ABC.

A diferença entre essas expressões e aquelas apresentadas nas Seções 2.7 e 2.8 é que  $V^*$  é substituída pela magnitude característica do evento ( $V$ ), a qual é dada pelo menor valor eficaz dentre as três tensões fase-neutro e as três tensões fase-fase, conforme é discutido em 2.9.3.2.

Assim, de posse de  $V$  e do tipo do evento, pode-se obter os três fasores de tensão, minimizando a perda de informações atrelada ao método de caracterização convencional. Além disso, é possível analisar o efeito da propagação dos afundamentos de tensão através dos transformadores do sistema, utilizando a Tabela 2.4.

Tabela 2.4 – Propagação dos afundamentos de tensão através dos transformadores.

Conexão do transformador	Tipo de afundamento de tensão no lado primário						
	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D	Tipo E	Tipo F	Tipo G
<b>T1</b>	A	B	C	D	E	F	G
<b>T2</b>	A	D*	C	D	G	F	G
<b>T3</b>	A	C*	D	C	F	G	F

Fonte: Adaptado de [15].

O asterisco ao lado do tipo indica que a magnitude característica do evento é  $\left(\frac{1}{3} + \frac{2}{3}V^*\right)$ , sendo  $V^*$  a tensão residual (em p.u) no ponto de falta.

A Figura 2.28 mostra os tipos de afundamentos de tensão percebidos por equipamentos conectados em estrela e em delta, em diferentes pontos do sistema, tanto no mesmo nível de tensão que o ponto de falta quanto no secundário de transformadores T2 e T3.

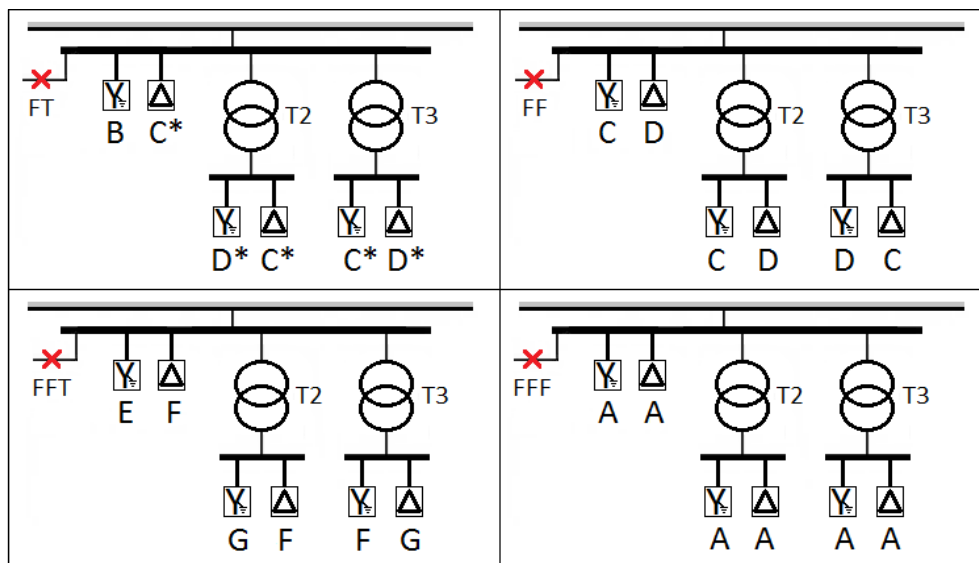


Figura 2.28 – Tipos de afundamentos de tensão vistos em pontos distintos do sistema elétrico na ocorrência de diferentes tipos de faltas.

Observa-se que os eventos tipos B e E não são vistos por equipamentos conectados em delta, já que possuem componentes de sequência zero. Além disso, pode-se verificar que o tipo de afundamento de tensão visto por um equipamento conectado em estrela no secundário de um transformador T3 é o mesmo tipo visto por um equipamento conectado em delta no primário.

### 2.9.1.2. Consideração do deslocamento do ângulo de fase da tensão

Os diagramas exibidos na Figura 2.26 assumem que o valor de  $\phi$  (vide 2.6.1) é igual a zero. No entanto, mesmo quando não há diferença entre as relações  $X/R$ , verifica-se que ocorre um deslocamento angular dos fasores referentes aos eventos tipos C, D, F e G.

Para considerar valores de  $\phi$  diferentes de zero, deve-se substituir  $V$  por  $\bar{V}$  nas expressões indicadas na Figura 2.27, sendo  $\bar{V}$  a tensão característica do evento, de acordo com a equação (2.17) [15].

$$\bar{V} = V \cos \phi + j V \sin \phi \tag{2.17}$$

Dessa forma, tem-se as seguintes modificações nos diagramas fasoriais [6]:

1. *Tipo A:* os módulos dos fasores não se alteram, e ocorre o mesmo deslocamento angular (igual a  $\phi$ ) nas três fases;
2. *Tipo B:* também não há alteração dos módulos dos fasores, porém, há um deslocamento angular (igual a  $\phi$ ) do menor fasor;

3. *Tipo C*: tem-se que os dois menores fasores passam a apresentar módulos e deslocamentos angulares diferentes;
4. *Tipo D*: há um deslocamento angular (igual a  $\phi$ ) do menor fasor, e os dois maiores fasores passam a apresentar módulos e deslocamentos angulares ligeiramente diferentes;
5. *Tipo E*: não há alteração dos módulos dos fasores, porém, tem-se um deslocamento angular (igual a  $\phi$ ) dos dois menores fasores;
6. *Tipo F*: há um deslocamento angular (igual a  $\phi$ ) do menor fasor, e os dois maiores fasores passam a apresentar módulos e deslocamentos angulares diferentes;
7. *Tipo G*: os fasores passam a ter módulos e deslocamentos angulares diferentes.

A Figura 2.29 mostra como os diagramas fasoriais dos tipos A, C e D se alteram quando  $\phi$  é igual a  $-20^\circ$ .

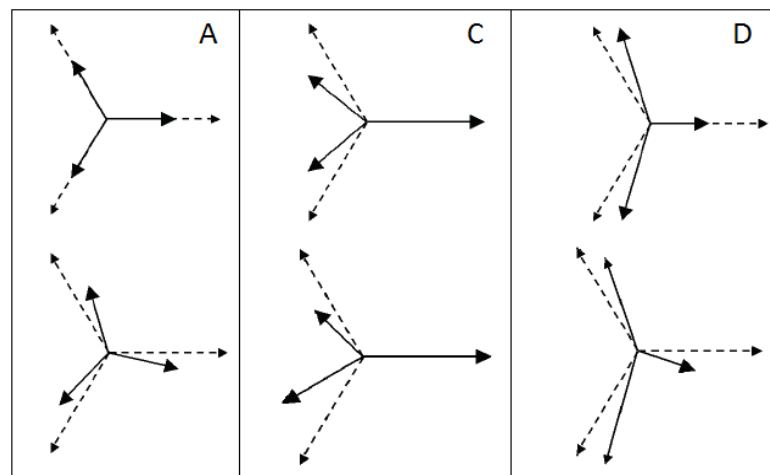


Figura 2.29 – Efeito do deslocamento do ângulo de fase da tensão:  $\phi = 0^\circ$  (acima) e  $\phi = -20^\circ$  (abaixo).

Fonte: Adaptado de [22].

### 2.9.2. Classificação por componentes simétricas

Com relação à Classificação ABC, tem-se que os eventos tipos B e E raramente se propagam até os terminais dos equipamentos, já que contêm componentes de sequência zero. Adicionalmente, nota-se que os tipos C e G são semelhantes, podendo o segundo ser considerado uma versão do primeiro. O mesmo ocorre para os tipos D e F [15].

Desse modo, a Classificação por componentes simétricas tem como base os eventos tipos A, C e D, sendo feita uma divisão extra dos tipos C e D, a fim de indicar qual a fase em que houve a maior redução da tensão, conforme mostra a Tabela 2.5.

Tabela 2.5 – Tipos de afundamentos: Classificação por componentes simétricas.

<b>Tipo</b>	<b>Maior redução na fase</b>	<b>Tensão característica</b>	<b>Fator PN</b>
Tipo Ca	BC	$V_+ - V_-$	$V_+ + V_-$
Tipo Cb	AC	$V_+ - a^2V_-$	$V_+ + a^2V_-$
Tipo Cc	AB	$V_+ - aV_-$	$V_+ + aV_-$
Tipo Da	A	$V_+ + V_-$	$V_+ - V_-$
Tipo Db	B	$V_+ + a^2V_-$	$V_+ - a^2V_-$
Tipo Dc	C	$V_+ + aV_-$	$V_+ - aV_-$

Fonte: Adaptado de [6].

Nesse caso, os afundamentos de tensão são caracterizados em função de dois parâmetros: a tensão característica e o fator PN, os quais podem ser obtidos a partir das componentes de sequência positiva ( $V_+$ ) e sequência negativa ( $V_-$ ) da tensão.

A introdução do fator PN generaliza ainda mais essa classificação, pois permite que a diferença entre as impedâncias de sequência positiva e sequência negativa também seja levada em conta [18,19], o que não ocorre na Classificação ABC.

### 2.9.3. Métodos de classificação

Diferentes métodos podem ser utilizados visando a classificação dos afundamentos de tensão registrados. Para isso, é necessário que se tenha as formas de onda das tensões das três fases, ou pelo menos os valores de magnitude [22].

Quando as formas de onda estão disponíveis, pode-se estimar o tipo do evento com maior precisão, além de ser possível a obtenção de características adicionais. Dentre os métodos que podem ser utilizados para esse fim, pode-se citar: o método das componentes simétricas [23] e o método das seis fases [19]. Enquanto o primeiro é mais preciso, o segundo é mais simples e fácil de implementar [6,22]. Em [16] é feita uma comparação entre esses métodos.

Já quando se tem apenas os valores de magnitude do evento nas três fases, pode-se aplicar o método proposto em [24].

#### 2.9.3.1. Método das componentes simétricas

O método das componentes simétricas permite a classificação dos eventos a partir das tensões de sequência positiva e sequência negativa.

A componente de sequência positiva é a mesma para todos os tipos de eventos, sendo dada pela equação (2.18) [16].



$$V_+ = \frac{1}{2}(\bar{F} + \bar{V}) \tag{2.18}$$

onde:

$\bar{F}$  é o fator PN.

Já a componente de sequência negativa é a mesma em módulo, porém, para cada tipo, tem-se um ângulo diferente, como pode-se verificar na Tabela 2.6.

Tabela 2.6 – Tensão de sequência negativa para cada tipo de afundamento de tensão.

$V_- = \frac{1}{2}(\bar{F} - \bar{V})$	Tipo Ca	$V_- = \frac{1}{2}a^2(\bar{F} - \bar{V})$	Tipo Da
$V_- = \frac{1}{2}a(\bar{F} - \bar{V})$	Tipo Cb	$V_- = -\frac{1}{2}(\bar{F} - \bar{V})$	Tipo Db
$V_- = \frac{1}{2}a^2(\bar{F} - \bar{V})$	Tipo Cc	$V_- = -\frac{1}{2}a(\bar{F} - \bar{V})$	Tipo Dc

Fonte: Adaptado de [16].

Assumindo que  $|\bar{F}|$  seja igual a 1, o ângulo entre as tensões de sequência positiva e sequência negativa será dado por um múltiplo de 60°, podendo o fator de multiplicação (K) ser calculado de acordo com a equação (2.19) [16].

$$K = \frac{1}{60^\circ} \text{ ângulo} \left( \frac{V_-}{1 - V_+} \right) \tag{2.19}$$

Em função do valor de K, pode-se obter o tipo do evento a partir da Tabela 2.7.

Tabela 2.7 – Tipos de afundamentos de tensão em função do valor de K.

Fator de multiplicação	Tipo
0	Tipo Ca
1	Tipo Dc
2	Tipo Cb
3	Tipo Da
4	Tipo Cc
5	Tipo Db

Fonte: Adaptado de [16].

Após definir o tipo do evento, a tensão característica e o fator PN podem ser calculados conforme as equações (2.20) [6].

$$\bar{V} = V_+ + a^{12-2K} V_- \quad \bar{F} = V_+ - a^{12-2K} V_- \quad (2.20)$$

onde:

$$a = -\frac{1}{2} + j\frac{1}{2}\sqrt{3}.$$

### 2.9.3.2. Método das seis fases

O método das seis fases se baseia na magnitude característica do evento, a qual pode ser calculada a partir do seguinte algoritmo [7,19]:

1. As tensões fase-neutro (valores amostrados) são utilizadas como ponto de partida;
2. Calcula-se a componente de sequência zero da tensão, através da equação (2.21);

$$v_0(t) = \frac{v_{an}(t) + v_{bn}(t) + v_{cn}(t)}{3} \quad (2.21)$$

onde:

$v_0(t)$  é o valor instantâneo da componente de sequência zero da tensão;

$v_{an}(t)$ ,  $v_{bn}(t)$  e  $v_{cn}(t)$  são os valores instantâneos das tensões fase-neutro.

3. Subtrai-se  $v_0(t)$  de  $v_{an}(t)$ ,  $v_{bn}(t)$  e  $v_{cn}(t)$ , para todos os instantes de tempo;
4. As tensões fase-neutro, obtidas após a remoção da componente de sequência zero, são utilizadas para calcular as tensões fase-fase, por meio das equações (2.22).

$$\begin{aligned} v_{ab}(t) &= \frac{v_{an}'(t) - v_{bn}'(t)}{\sqrt{3}} \\ v_{bc}(t) &= \frac{v_{bn}'(t) - v_{cn}'(t)}{\sqrt{3}} \\ v_{ca}(t) &= \frac{v_{cn}'(t) - v_{an}'(t)}{\sqrt{3}} \end{aligned} \quad (2.22)$$

onde:

$v_{an}'(t)$ ,  $v_{bn}'(t)$  e  $v_{cn}'(t)$  são os valores instantâneos das tensões fase-neutro obtidos após a remoção da componente de sequência zero;

$v_{ab}(t)$ ,  $v_{bc}(t)$  e  $v_{ca}(t)$  correspondem aos valores instantâneos das tensões fase-fase.

5. Em seguida, são calculados os valores eficazes das tensões  $v_{an}'$ ,  $v_{bn}'$ ,  $v_{cn}'$ ,  $v_{ab}$ ,  $v_{bc}$  e  $v_{ca}$ , a partir dos respectivos valores instantâneos;

6. Assim, são obtidos seis valores eficazes, sendo a magnitude característica do evento dada pelo menor deles;
7. Já o módulo do Fator PN é dado pelo maior valor eficaz.

Uma vez feito isso, é possível determinar o tipo do evento em função da sua magnitude característica, de acordo com a Tabela 2.8.

Tabela 2.8 – Tipos de afundamentos de tensão em função da magnitude característica.

Magnitude característica (menor valor eficaz)	Tipo
$V_{an}$	Tipo Da
$V_{bn}$	Tipo Db
$V_{cn}$	Tipo Dc
$V_{ab}$	Tipo Ca
$V_{bc}$	Tipo Cb
$V_{ca}$	Tipo Cc

Fonte: Adaptado de [19].

O método das seis fases também pode ser utilizado na caracterização das VTCDs, em alternativa aos métodos de agregação de fases apresentados em 2.5.3. A partir da magnitude característica em função do tempo, pode-se determinar a magnitude e a duração dos eventos simultâneos da mesma maneira como é feito para os eventos registrados em uma única fase.

Por exemplo, a Figura 2.30 mostra a magnitude característica obtida para um evento registrado em duas fases. Ao utilizar o critério de união das fases, seria obtida uma magnitude igual a 5,2 kV, enquanto que o valor obtido para o método das seis fases seria igual a 4,7 kV.

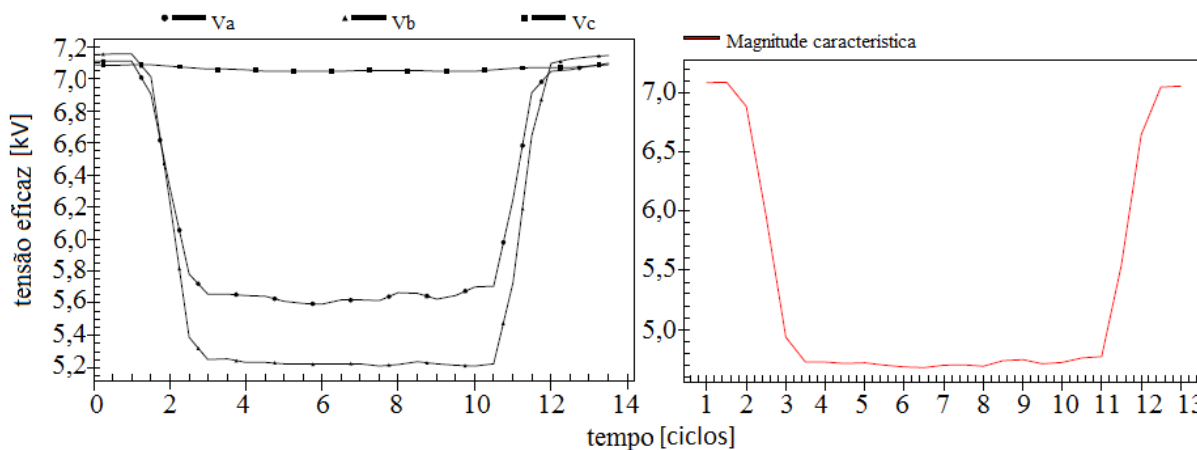


Figura 2.30 – Tensões eficazes e magnitude característica durante um evento.

Fonte: Adaptado de [7].

### 2.9.3.3. Obtenção do tipo do evento a partir dos valores de magnitude

O método proposto em [24] permite a classificação dos afundamentos de tensão a partir dos valores de magnitude registrados nas três fases, tendo como base três tipos distintos de eventos, de acordo com o número de fases em que houve redução da tensão:

- tipo I: redução mais severa da tensão em uma das fases (tipos B, D e F);
- tipo II: redução severa da tensão em duas das fases (tipos C, E e G);
- tipo III: a tensão nas três fases é reduzida na mesma proporção (tipo A).

O primeiro passo do algoritmo consiste em ordenar os valores de magnitude em ordem crescente, sendo obtidos  $V_X$ ,  $V_Y$  e  $V_Z$  ( $V_X \leq V_Y \leq V_Z$ ). Em seguida, os eventos são separados conforme as seguintes condições:

- se  $(V_Z - V_Y) < (V_Y - V_X)$ : os dois maiores valores de magnitude são próximos, podendo se tratar de um evento tipo I ou tipo III;
- se  $(V_Z - V_Y) \geq (V_Y - V_X)$ : os dois menores valores de magnitude são próximos, indicando que se trata de um evento tipo II ou tipo III.

Como pode-se verificar, uma das premissas adotadas ao aplicar esse método é que, na ocorrência de uma falta, a amplitude da tensão em pelo menos duas das fases serão próximas.

A distinção entre os eventos tipo I e tipo III é feita a partir da comparação da média dos dois maiores valores de magnitude ( $V_{YZ} = \frac{V_Y + V_Z}{2}$ ) com o menor ( $V_X$ ), considerando as relações apresentadas na Tabela 2.9.

Tabela 2.9 –  $V_{YZ}$  em função de  $V_X$ : eventos tipos I e III.

Tipo	$V_{YZ}$ em função de $V_X$
<b>A</b>	$V_{YZ} = V_X$
<b>B</b>	$V_{YZ} = 1$
<b>D</b>	$V_{YZ} = \sqrt{\frac{3}{4} + \frac{1}{4}V_X^2}$
<b>F</b>	$V_{YZ} = \sqrt{\frac{1}{3} + \frac{1}{3}V_X + \frac{1}{3}V_X^2}$

Fonte: Adaptado de [24].

Com base nessas relações, são definidas as regiões mostradas na Figura 2.31.

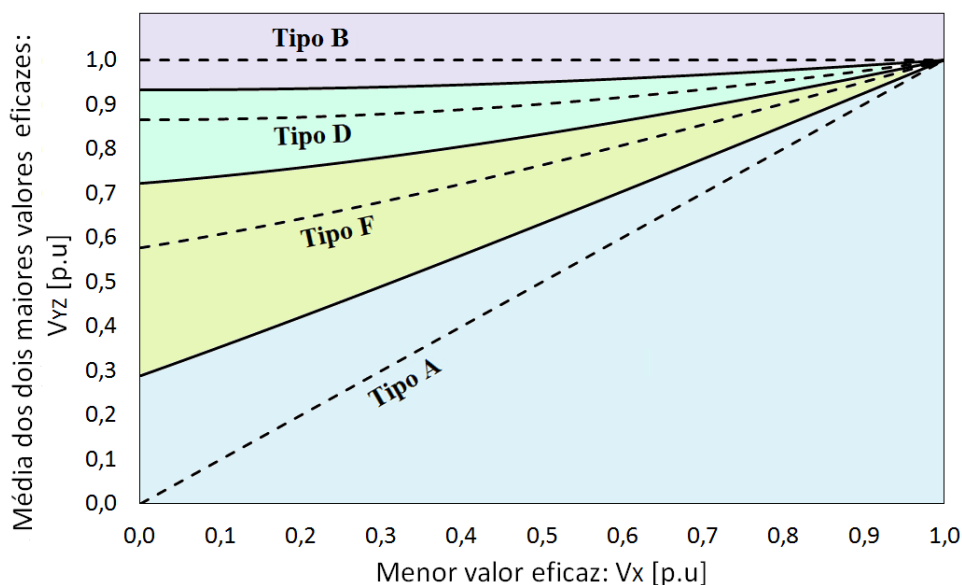


Figura 2.31 – Classificação dos eventos em função de  $V_{YZ}$  e  $V_X$ : eventos tipos I e III.

Fonte: Adaptado de [24].

As curvas tracejadas representam as relações indicadas na Tabela 2.9, enquanto que as curvas contínuas delimitam as regiões correspondentes a cada tipo de evento, sendo dadas pelos pontos médios entre duas curvas tracejadas.

Desse modo, os afundamentos de tensão são classificados em função dos valores de  $V_{YZ}$  e  $V_X$ , de acordo com a região onde cai o ponto dado por essas duas coordenadas.

A distinção entre os eventos tipo II e tipo III é feita de maneira similar, comparando-se o maior valor de magnitude ( $V_Z$ ) com a média dos dois menores ( $V_{XY} = \frac{V_X + V_Y}{2}$ ), segundo as relações apresentadas na Tabela 2.10.

Tabela 2.10 –  $V_Z$  em função de  $V_{XY}$ : eventos tipos II e III.

Tipo	$V_Z$ em função de $V_{XY}$
A	$V_Z = V_{XY}$
C	$V_Z = 1$ e $V_{XY} \geq 0,5$
E	$V_Z = 1$
G	$V_Z = \frac{9 + \sqrt{28V_{XY}^2 - 3}}{14}$ e $V_{XY} \geq \frac{1}{3}$

Fonte: Adaptado de [24].

Assim, a classificação dos eventos é feita de acordo com a Figura 2.32.

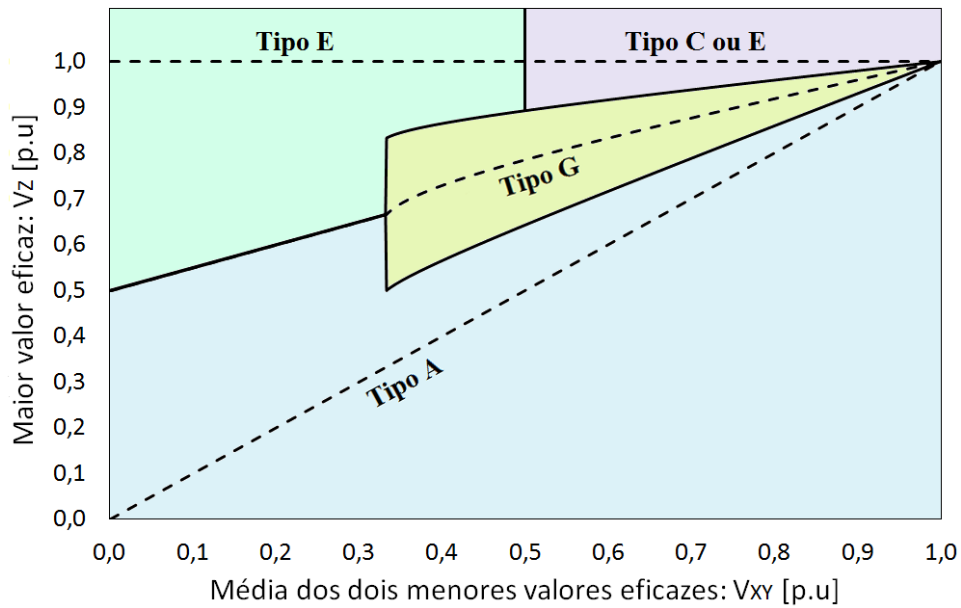


Figura 2.32 – Classificação dos eventos em função de  $V_{XY}$  e  $V_Z$ : eventos tipos II e III.

Fonte: Adaptado de [24].

Uma vez obtido o tipo do evento, pode-se calcular a sua magnitude característica a partir das expressões apresentadas na Tabela 2.11.

Tabela 2.11 – Magnitude característica para cada tipo de evento.

Tipo	Magnitude característica
A	$V = \frac{V_X + V_Y + V_Z}{3}$
B	$V = V_X$
C	$V = \sqrt{\frac{2}{3}(V_X^2 + V_Y^2) - \frac{1}{3}}$
D	$V = V_X$
E	$V = V_{XY}$
F	$V = V_X$
G	$V = \sqrt{\frac{2}{3}V_X^2 + \frac{2}{3}V_Y^2 - \frac{1}{3}V_Z^2}$

Fonte: Adaptado de [24].

O Apêndice A apresenta um maior detalhamento desse método, descrevendo como são obtidas as regiões indicadas nas Figuras 2.31 e 2.32 e as relações entre os valores de magnitude.

## **2.10. Considerações finais**

Neste capítulo foram apresentadas as definições e os conceitos básicos para o entendimento das VTCDs, bem como os principais parâmetros utilizados na sua caracterização.

Foram descritas as implicações de se atribuir um único valor de magnitude e duração aos eventos, o que é equivalente a assumir que os mesmos possuem características iguais nas três fases, podendo levar a uma avaliação equivocada a respeito da sua severidade.

Além disso, conforme discutido, as características dos eventos registrados na rede elétrica nem sempre correspondem às características percebidas pelas cargas, sendo influenciadas por uma série de variáveis, com destaque para a forma de conexão dos transformadores entre o ponto de falta e o equipamento.

Também foi descrito como os tipos de afundamentos de tensão foram estabelecidos com base nos tipos de faltas, considerando a propagação desses distúrbios através dos transformadores e a forma de conexão das cargas.

Por fim, foram apresentados alguns métodos de classificação, os quais visam obter maiores detalhes sobre as características das VTCDs, a fim de minimizar a perda de informações atrelada ao método de caracterização convencional.

## **3. EFEITOS DAS VTCDs E SENSIBILIDADE DOS EQUIPAMENTOS**

### **3.1. Considerações iniciais**

A fim de avaliar as VTCDs, é necessário conhecer não só as suas características, mas também os seus efeitos sobre os equipamentos e o nível de sensibilidade dos diferentes tipos de cargas conectadas ao sistema elétrico, sendo tais questões abordadas neste capítulo.

Primeiramente, são discutidos os efeitos desses fenômenos, sobretudo dos afundamentos de tensão, e os seus impactos sobre os consumidores.

Em seguida, são apresentadas as principais curvas de sensibilidade propostas na literatura técnica, além dos aspectos que devem ser considerados ao aplicá-las.

Por último, realiza-se um estudo mais detalhado a respeito da sensibilidade de alguns equipamentos amplamente utilizados na indústria, sendo apresentadas curvas de sensibilidade específicas, obtidas por meio de testes laboratoriais.

### **3.2. Efeitos das VTCDs**

De forma geral, os equipamentos são mais propensos a danos durante elevações de tensão, as quais podem resultar na queima de componentes. Já no caso dos afundamentos, tem-se uma maior chance de ocorrerem falhas ou desligamentos indesejáveis de cargas, podendo inclusive resultar na parada de processos industriais.

Dentre as VTCDs, os afundamentos de tensão são os fenômenos que mais causam prejuízos aos consumidores, devido à sua maior frequência de ocorrência. No entanto, os seus impactos são percebidos de forma diferenciada pelos setores residencial, comercial e industrial, dependendo da sensibilidade das cargas e dos processos envolvidos em cada setor [25].

Como a sensibilidade dos equipamentos depende de vários fatores, é difícil definir quais as características mais apropriadas para descrever o seu desempenho frente a esses distúrbios. Basicamente, podem ser consideradas as seguintes categorias [1]:

- *Equipamentos sensíveis à magnitude do evento*: a sensibilidade desses equipamentos é determinada principalmente pela amplitude da tensão, sendo a duração do distúrbio um parâmetro menos impactante. Os relés de subtensão são um dos equipamentos pertencentes a esta categoria;



- *Equipamentos sensíveis à magnitude e à duração do evento*: tais equipamentos apresentam mau funcionamento quando a amplitude da tensão fica abaixo de certos limites durante determinados intervalos de tempo, incluindo praticamente todos os dispositivos que utilizam fontes eletrônicas;
- *Equipamentos sensíveis a outras características*: alguns dispositivos são afetados por outras características além da magnitude e duração, dentre as quais pode-se citar o deslocamento do ângulo de fase da tensão e o ponto de início dos eventos.

O deslocamento do ângulo de fase (vide 2.6.1) pode comprometer o desempenho de conversores eletrônicos que utilizam o ponto de passagem por zero da tensão como referência para o ângulo de disparo de tiristores [15,20]. Já os contadores são um exemplo de dispositivo cujo desempenho depende do ponto de início dos eventos (vide 2.6.2) [26–28].

Além disso, deve-se considerar a influência do sistema de proteção dos equipamentos. Geralmente, tal sistema é configurado para desconectar a carga da rede caso a tensão em seus terminais viole certos limites. Assim, durante uma VTCD, o equipamento pode ser desligado, não devido ao evento propriamente dito, mas sim, devido à atuação da sua proteção [14].

Os microprocessadores utilizados no controle de processos também são sensíveis a ocorrência de afundamentos de tensão. Os efeitos mais comuns sobre esses dispositivos envolvem a perda de informações e erros no sinal transmitido, o que por sua vez, pode causar a parada de processos, mesmo que os equipamentos sejam imunes a esses distúrbios [14].

Portanto, o impacto das VTCDs sobre os consumidores industriais depende da sensibilidade dos equipamentos instalados, das particularidades inerentes a cada processo e dos sistemas de proteção e controle utilizados. Os efeitos podem envolver [15,25]: o desligamento de acionamentos à velocidade variável, o desatracamento das bobinas de contadores, falhas de comutação em pontes controladas, a disfunção de controladores lógicos programáveis, variações de velocidade e torque em motores de indução, entre outros.

No âmbito dos consumidores residenciais, os efeitos se traduzem na perda de memória de relógios digitais e micro-ondas e no desligamento de computadores. Normalmente, esses problemas não estão associados a prejuízos financeiros, mas sim, à satisfação dos consumidores frente aos serviços prestados pelas concessionárias de energia elétrica [25].

Logo, os prejuízos financeiros nas indústrias são muito maiores do que os verificados no setor residencial, sendo contabilizados pela perda de qualidade dos produtos, perda de insumos e custos em função de reparos e reposição de equipamentos danificados. Os segmentos industriais mais sensíveis a esses distúrbios são aqueles que apresentam processos contínuos.

### 3.3. Curvas de sensibilidade

As curvas de sensibilidade caracterizam o desempenho dos equipamentos frente às VTCDs, delimitando regiões de operação em função da magnitude e duração dos eventos. Devido à sua simplicidade, são frequentemente utilizadas como referência na avaliação de sensibilidade das cargas e no cálculo de alguns indicadores, conforme é descrito no Capítulo 4.

#### 3.3.1. Principais curvas de sensibilidade

**Curva CBEMA:** A curva CBEMA, apresentada na Figura 3.1, foi concebida na década de 70 por um grupo pertencente à associação CBEMA (*Computer and Business Equipment Manufacturers Association*), sendo desenvolvida com o propósito de descrever a tolerância dos computadores *mainframe* frente às VTCDs, contudo, também passou a ser utilizada para outros equipamentos microprocessados.

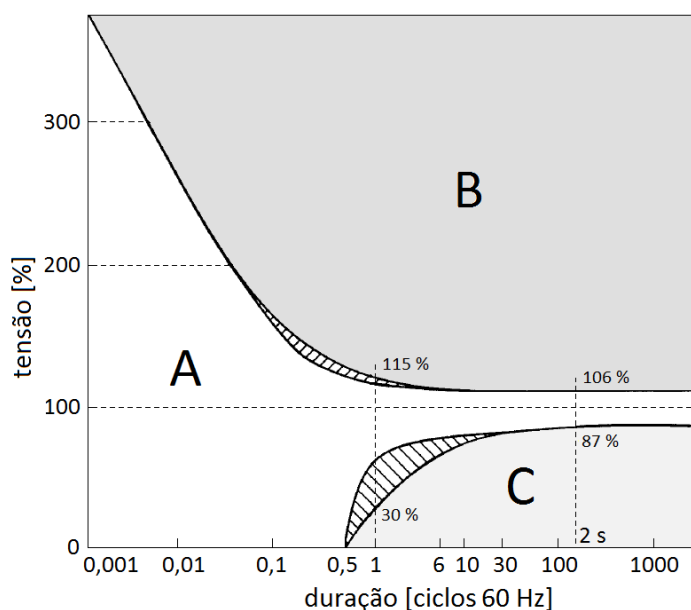


Figura 3.1 – Curva CBEMA.

As regiões de operação indicadas pelas letras A, B e C representam [29]:

- *Região A*: região de imunidade;
- *Região B*: região de susceptibilidade, com possibilidade de ruptura da isolamento do equipamento devido à ocorrência de sobretensões transitórias e elevações de tensão;
- *Região C*: região de sensibilidade, com possibilidade de mau funcionamento e desligamento do equipamento em virtude da ocorrência de afundamentos de tensão.

**Curva ITIC:** Na década de 90, a associação CBEMA passou a ser conhecida como ITIC (*Information Technology Industry Council*). Uma das tarefas assumidas por esse grupo foi a de revisar a curva CBEMA, de modo que esta representasse mais adequadamente a sensibilidade dos computadores modernos e de outros equipamentos de TI [30]. Dessa maneira, surgiu a curva ITIC, apresentada na Figura 3.2.

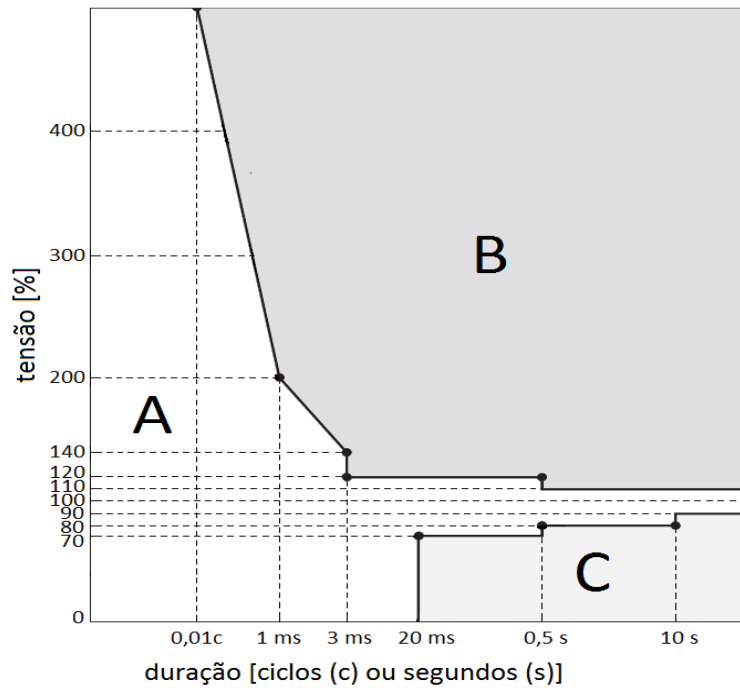


Figura 3.2 – Curva ITIC.

**Curva SEMI F47:** A curva SEMI F47, apresentada na Figura 3.3, foi desenvolvida pela associação SEMI (*Semiconductor Equipment Materials International*), visando especificar a tolerância de equipamentos pertencentes à indústria de semicondutores.

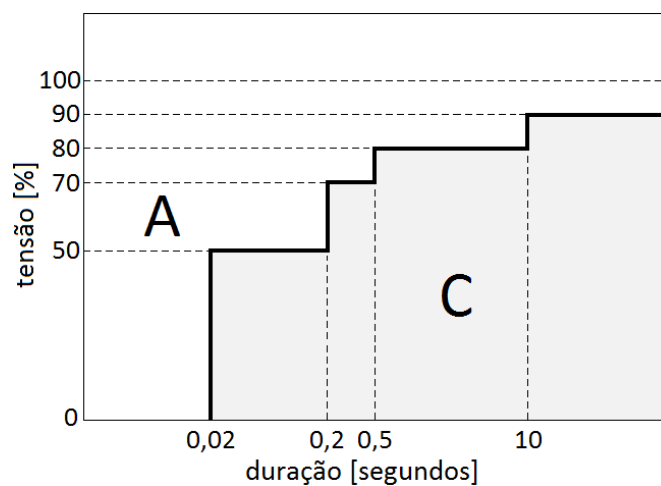


Figura 3.3 – Curva SEMI F47.

### **3.3.2. Utilização das curvas de sensibilidade**

Em geral, as curvas de sensibilidade são aplicadas para avaliar a aceitabilidade do serviço prestado pelas concessionárias em relação às VTCDs. Ao sobrepor um evento nessas curvas, pode-se avaliar de maneira simples se o mesmo é tolerável ou não, e se são esperadas falhas dos equipamentos. Tais informações podem ser úteis para identificar quando é necessário tomar ações visando a melhoria da rede ou a adoção de algum método de mitigação [31].

Porém, alguns aspectos devem ser considerados, de forma a prevenir conclusões precipitadas. Existem diversos fatores relacionados à sensibilidade das cargas, muitos dos quais podem não ser capturados por uma simples curva no plano magnitude versus duração [31]:

- Tais curvas representam o comportamento de uma carga sob uma determinada condição operativa, devendo ser reavaliadas se aplicadas a uma condição diferente;
- Ao utilizar uma única curva, não é possível analisar situações de desequilíbrio;
- Apenas a magnitude e a duração são consideradas, negligenciando-se outras características que podem ser impactantes no funcionamento de algumas cargas;
- Além disso, tais curvas foram concebidas para caracterizar a sensibilidade de certos tipos de equipamentos, não sendo capazes de representar todos os tipos.

## **3.4. Sensibilidade de alguns equipamentos utilizados na indústria**

O desempenho dos equipamentos frente às VTCDs é usualmente expresso através de curvas de sensibilidade, tais como a ITIC, a CBEMA ou a SEMI F47. No entanto, como tais curvas não são capazes de representar todos os tipos de cargas, é importante verificar se as mesmas são apropriadas para cada caso. Uma alternativa é utilizar curvas específicas para o equipamento analisado, as quais podem ser obtidas a partir de testes laboratoriais, fornecendo resultados mais representativos a respeito de seu desempenho.

Dessa forma, é apresentado a seguir um estudo relativo à sensibilidade de alguns equipamentos amplamente utilizados na indústria [28,32], tais como os controladores lógico programáveis (CLPs), os computadores, os contadores e os conversores de frequência.

### **3.4.1. CLPs**

O CLP é um equipamento eletrônico que desempenha funções de controle a partir de um conjunto de instruções previamente definidas pelo usuário. A sua estrutura básica consiste

de [33]: fonte de alimentação, unidade de processamento (CPU) e módulos de entradas e saídas de sinais, os quais podem ser digitais ou analógicos.

O módulo de entradas permite o recebimento de informações do processo. As entradas digitais recebem informações do tipo “0 ou 1”, indicando o estado de dispositivos como chaves e botoeiras, enquanto que as entradas analógicas recebem um sinal contínuo de tensão ou corrente dos transdutores, proporcional à variação da grandeza física que está sendo medida.

A CPU lê os dados disponibilizados pelos módulos de entradas, executa o processamento de acordo com as instruções definidas no programa do usuário e atualiza os módulos de saídas com os comandos provenientes dessas instruções.

As saídas discretas são utilizadas para mudar o estado (ligar/desligar) de dispositivos de campo, tais como *motor starters*, relés e solenoides. Já as saídas analógicas funcionam de modo inverso às entradas analógicas: os dados digitais recebidos da CPU são convertidos proporcionalmente em sinais elétricos, controlando válvulas, acionadores eletrônicos e outros atuadores que respondem a sinais analógicos.

A fonte de alimentação tem como função fornecer os níveis de tensão CC adequados para o funcionamento da CPU e dos módulos. Basicamente, é utilizada uma topologia típica de fonte chaveada com modulação por largura de pulso (PWM), conforme mostra a Figura 3.4.

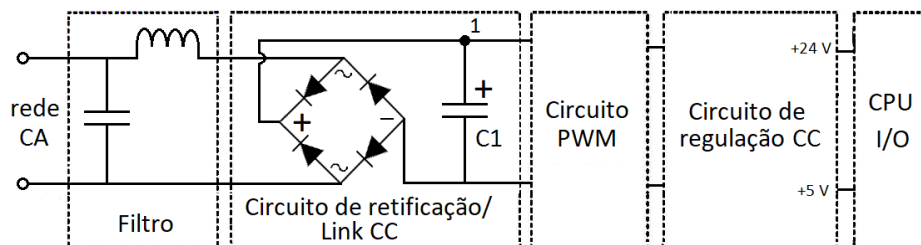


Figura 3.4 – Topologia típica da fonte de alimentação de um CLP.

Fonte: Adaptado de [33].

Para um retificador em ponte, tem-se as formas de onda apresentadas na Figura 3.5.

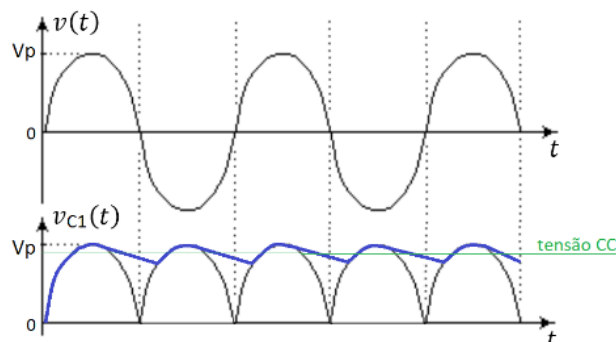


Figura 3.5 – Tensão da rede ( $v(t)$ ) e tensão no ponto 1 ( $v_{C1}(t)$ )

Se  $|v(t)| > v_{C1}(t)$ , o capacitor C1 é carregado até sua tensão igualar a tensão de pico da rede ( $V_p$ ), negligenciando-se a queda de tensão nos diodos. Caso contrário, C1 descarrega até atingir um nível de tensão menor, voltando a ser recarregado somente quando  $|v(t)|$  supera esse nível, e um novo ciclo de carga e descarga se inicia.

Na ocorrência de um afundamento de tensão, haverá a redução da tensão de pico da rede, assim, o capacitor C1 será recarregado com um valor menor do que  $V_p$ . Conseqüentemente, a tensão durante a sua descarga também será menor, e um novo estado de equilíbrio será estabelecido. Com isso, haverá a redução do nível de tensão CC, o que pode resultar em erros de comandos caso seja atingido um patamar inferior ao nível mínimo de funcionamento da CPU, culminando no desligamento do equipamento [33].

A Figura 3.6 mostra as curvas de sensibilidade obtidas através de testes em diversos CLPs, ilustrando o “pior caso” e o “melhor caso”:

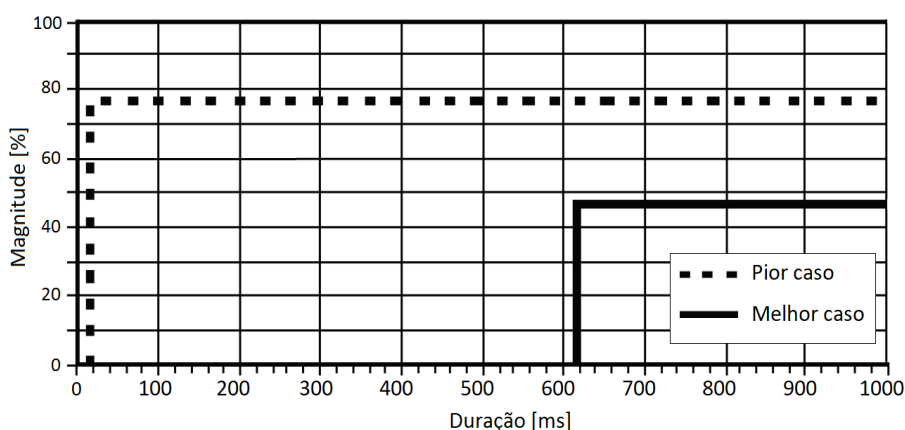


Figura 3.6 – Curvas de sensibilidade referentes a fonte de um CLP.

Fonte: Adaptado de [22].

Devido às sérias conseqüências advindas do mau funcionamento de um CLP, a maioria dos fabricantes implementam funções de diagnóstico contínuo, a partir do monitoramento da tensão de entrada (CA) ou de saída (CC) da fonte. Assim, ao detectar uma falha, a CPU é notificada, comandando a parada do processo de maneira controlada [22].

Se a tensão CA é monitorada, o CLP vai reagir a eventos tão breves quanto um ciclo, o que pode ser inapropriadamente rápido, principalmente se o equipamento puder manter o seu funcionamento por um período maior. Em contraste, se a tensão CC é monitorada, a sua reação é mais lenta, pois o nível de tensão CC leva um tempo maior para cair devido à energia armazenada nos capacitores do link CC, melhorando a suportabilidade do equipamento [22].

A sensibilidade dos módulos também pode afetar o desempenho do CLP. As estradas digitais são projetadas para reagir rapidamente ao detectar uma mudança de estado do

dispositivo monitorado. Assim, mudanças dos valores de entrada causadas por afundamentos de tensão também são percebidas rapidamente, podendo fazer com que o sistema de controle interprete de forma errada uma condição “*on*” como “*off*”, ou vice-versa [22].

### 3.4.2. Computadores

O contínuo avanço da capacidade de processamento e a redução de custos, dimensões e consumo de energia são alguns dos fatores que proporcionaram um rápido desenvolvimento dos computadores e a sua aplicação em uma variedade enorme de tarefas, em todos os setores.

Assim como muitos outros equipamentos eletrônicos, um computador utiliza uma fonte chaveada. Desse modo, o seu desempenho durante um afundamento de tensão pode ser avaliado de maneira similar ao que foi explicado em 3.4.1.

Na ocorrência de um afundamento de tensão, haverá a redução da tensão de saída da fonte. Se a tensão CC for reduzida a um patamar inferior ao nível mínimo de funcionamento dos componentes do computador, poderão ocorrer travamentos nas tarefas executadas, ou até mesmo a reinicialização ou desligamento do equipamento, impactando as atividades desempenhadas pelo mesmo.

A energia armazenada nos capacitores durante operação normal pode manter a tensão da fonte por um certo tempo, ajudando o equipamento a suportar eventos de durações mais curtas. Porém, quando a tensão da rede é restabelecida, os capacitores do link CC irão se recarregar, drenando uma corrente elevada, a qual pode levar à danificação de componentes ou à atuação de algum dispositivo de proteção, principalmente se houverem vários computadores conectados ao mesmo circuito elétrico [22,28].

O impacto do mau funcionamento desses equipamentos varia de acordo com a tarefa realizada. No caso de aplicações em tempo real, como o controle de processos contínuos e a transmissão de dados, pode-se ter consequências mais graves. Já em aplicações *offline*, tem-se normalmente um impacto menor, como a perda do trabalho não salvo antes da falha [34].

Vários critérios de mau funcionamento podem ser estabelecidos, sendo que, tipicamente, considera-se a reinicialização da máquina. Entretanto, um afundamento de tensão pode causar falhas de operação sem que haja desligamentos, como por exemplo: o travamento de tarefas, lentidão, corrupção de arquivos e a perda de resposta de periféricos [22,34].

A Figura 3.7 mostra as curvas de sensibilidade obtidas para três critérios diferentes. Além da reinicialização da máquina, também foi considerado o travamento da operação de cópia de dados de um CD-ROM para o disco rígido e o bloqueio do sistema operacional.

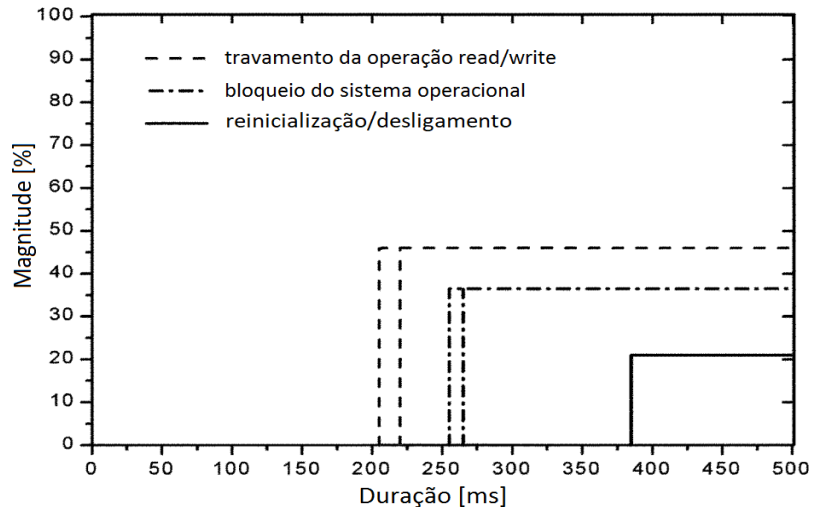


Figura 3.7 – Curvas de sensibilidades de um computador para diferentes critérios de falha.

Fonte: Adaptado de [34].

Como pode ser observado, ao considerar apenas o critério de reinicialização ou desligamento, pode-se estar subestimando a sensibilidade do equipamento, especialmente nos casos em que o controle contínuo do processo é de particular importância ou interesse [34].

A Figura 3.8 mostra as curvas de sensibilidade obtidas a partir de testes realizados em alguns computadores, considerando o critério de reinicialização.

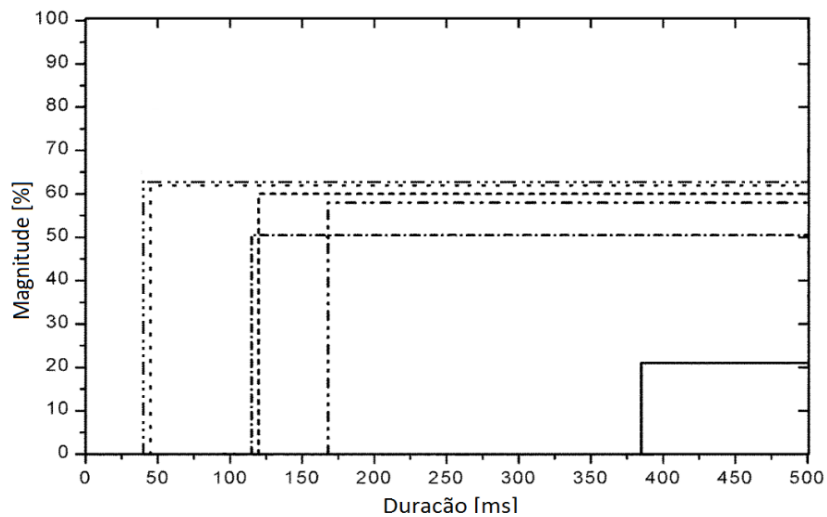


Figura 3.8 – Curvas de sensibilidade obtidas para computadores.

Fonte: Adaptado de [34].

### 3.4.3. Contatores

O contator é um dispositivo eletromecânico que permite o controle de cargas em um circuito de potência a partir de um circuito de comando, sendo um dos componentes mais comuns na indústria [27,28].



Basicamente, tal equipamento é constituído de um núcleo de material ferromagnético dividido em duas partes: uma móvel e outra fixa, as quais são mantidas distantes pela ação de uma mola, conforme mostra a Figura 3.9.

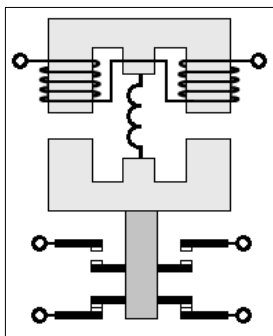


Figura 3.9 – Esquema básico de um contator.

Quando a bobina é energizada pelo circuito de comando, tem-se a circulação de um fluxo magnético através do núcleo. A força magnética resultante supera a força da mola, fazendo com que a parte móvel seja atraída na direção da parte fixa, o que provoca a comutação dos contatos (abertura dos contatos NF e fechamento dos contatos NA).

Na ocorrência de um afundamento de tensão, o fluxo gerado pela bobina decresce, reduzindo a força de atração que mantém os contatos na posição de funcionamento. Assim, se a tensão residual for muito baixa, a força magnética será menor do que a força da mola, fazendo com que os contatos retornem para a posição “normal”.

O ponto de início dos eventos (vide 2.6.2) também é um parâmetro importante na avaliação do desempenho desses equipamentos [26–28], como pode ser visto na Figura 3.10.

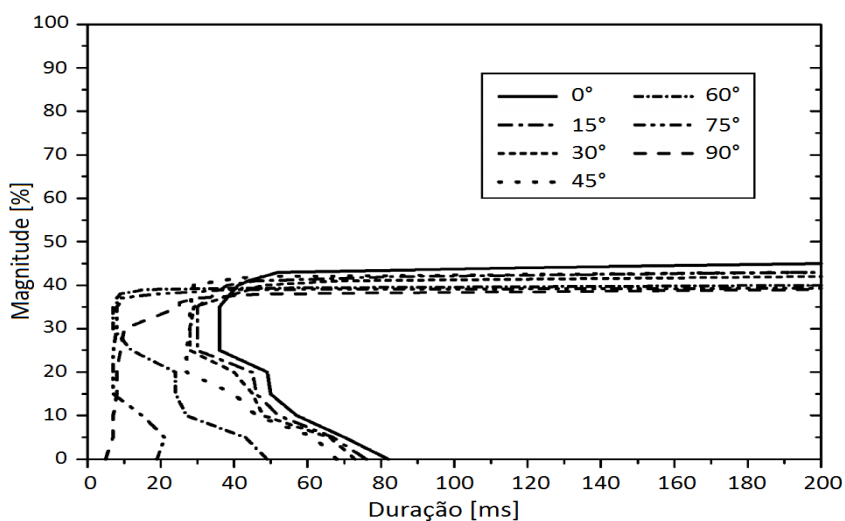


Figura 3.10 – Curvas de sensibilidade de um contator para diferentes pontos de início.

Fonte: Adaptado de [27].

Observa-se que, para durações mais curtas, tem-se uma maior sensibilidade do contator quando o evento se inicia em  $90^\circ$ . Como a bobina apresenta comportamento indutivo, a corrente que flui por ela estará aproximadamente  $90^\circ$  atrasada em relação à tensão aplicada em seus terminais. Assim, quando a tensão é máxima, a corrente é mínima e, conseqüentemente, tem-se uma rápida redução da força magnética. Por outro lado, se a tensão é mínima quando o evento se inicia, a corrente é máxima, e a força magnética se reduz mais lentamente, prolongando o tempo em que o dispositivo pode suportar o evento [35].

As Figuras 3.11 e 3.12 mostram as curvas de sensibilidade obtidas a partir de testes realizados em alguns contatores, considerando pontos de início em  $0^\circ$  e  $90^\circ$ , respectivamente.

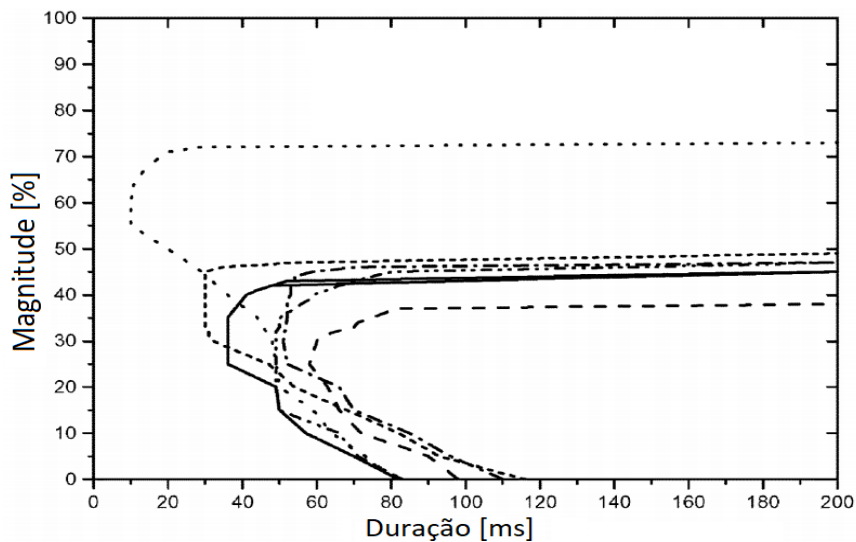


Figura 3.11 – Curvas de sensibilidade obtidas para contatores: ponto de início igual a  $0^\circ$ .

Fonte: Adaptado de [27].

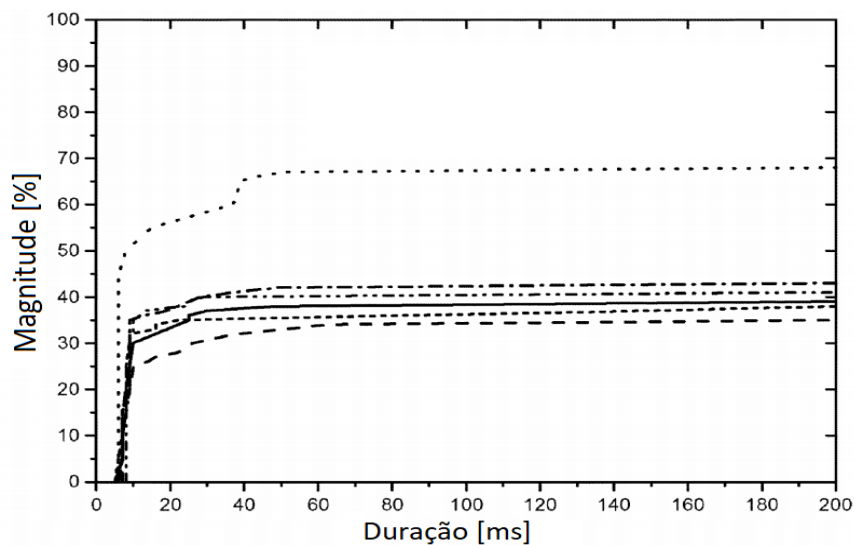


Figura 3.12 – Curvas de sensibilidade obtidas para contatores: ponto de início igual a  $90^\circ$ .

Fonte: Adaptado de [27].

### 3.4.4. Conversores de frequência

O acionamento de motores de indução por meio de conversores de frequência é uma solução amplamente utilizada na indústria, devido aos benefícios proporcionados, tais como: melhor controle do processo, redução do estresse térmico e mecânico durante a partida e frenagem dos motores e melhor aproveitamento de energia em aplicações que requerem torque variável ou velocidades reduzidas [36].

Os conversores de frequência transformam a tensão da rede, de amplitude e frequência fixas, em uma tensão de amplitude e frequência variáveis, permitindo controlar a velocidade e o torque do motor. Tipicamente, a sua topologia consiste de um retificador em ponte, link CC e um inversor composto por IGBTs [22], conforme mostra a Figura 3.13.

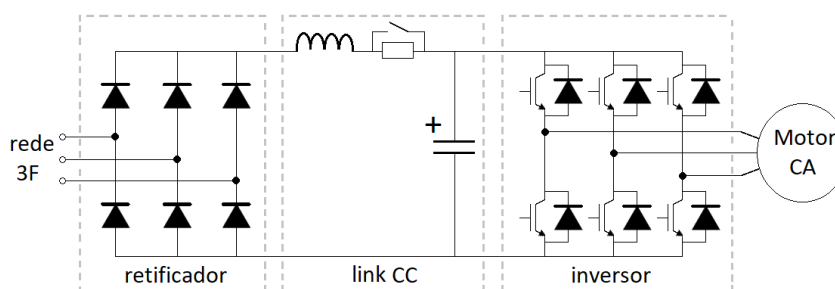


Figura 3.13 – Topologia simplificada de um conversor de frequência.

Fonte: Adaptado de [22].

Com relação ao desempenho desse equipamento durante afundamentos de tensão, também devem ser considerados os requisitos do processo. Se a tensão não pode ser mantida em um nível mínimo, talvez a melhor solução seja desligá-lo, a fim de evitar perda de controle. Enquanto algumas cargas podem tolerar reduções significativas de velocidade e torque, alguns processos requerem um controle preciso de parâmetros, tais como temperatura, pressão ou vazão, não tolerando qualquer perda de controle, mesmo que seja por um curto intervalo [28].

Além disso, ao avaliar o desempenho de um equipamento trifásico, deve-se levar em conta que diferentes combinações de tensão nas três fases resultam em diferentes efeitos na sua operação [22,36]. Entretanto, assumindo que a maioria das VTCDs são causadas por faltas no sistema elétrico, pode-se limitar o número de combinações possíveis.

Uma das alternativas consiste em classificar os eventos em função do número de fases em que houve redução da tensão, conforme apresentado em 2.9.3.3. Assim, são definidas curvas de sensibilidade para cada tipo de afundamento de tensão (tipos I, II e III).

A consideração de curvas de sensibilidade referentes aos três tipos de eventos permite uma avaliação mais precisa do desempenho do equipamento do que se fosse considerado apenas

um tipo. Se os testes forem realizados em uma única fase por vez (tipo I), a sensibilidade do equipamento pode ser subestimada, enquanto que a aplicação de eventos de mesma magnitude e duração nas três fases simultaneamente (tipo III) pode levar a uma avaliação sobrestimada da sua sensibilidade [36].

### a) Curvas de sensibilidade relativas aos eventos tipo III

Na ocorrência de um afundamento de tensão, os capacitores do link CC se descarregam, e o nível de tensão é reduzido. Desse modo, se a tensão CC cair abaixo do valor configurado na proteção de subtensão, o conversor de frequência é desligado [22].

Além disso, após o evento, pode haver uma elevação da corrente drenada da rede, devido à reaceleração dos motores e à recarga dos capacitores, o que pode causar a atuação da proteção de sobrecorrente do equipamento ou até mesmo danificar seus componentes [22].

Também deve-se considerar a influência da condição de carga do motor controlado [36]. Se a carga possui um torque reduzido, a energia requerida pelo motor será menor. Assim, durante um afundamento de tensão, a tensão no link CC será reduzida mais lentamente, demorando um tempo maior para atingir o valor definido na proteção de subtensão, melhorando o desempenho do equipamento, conforme mostra a Figura 3.14.

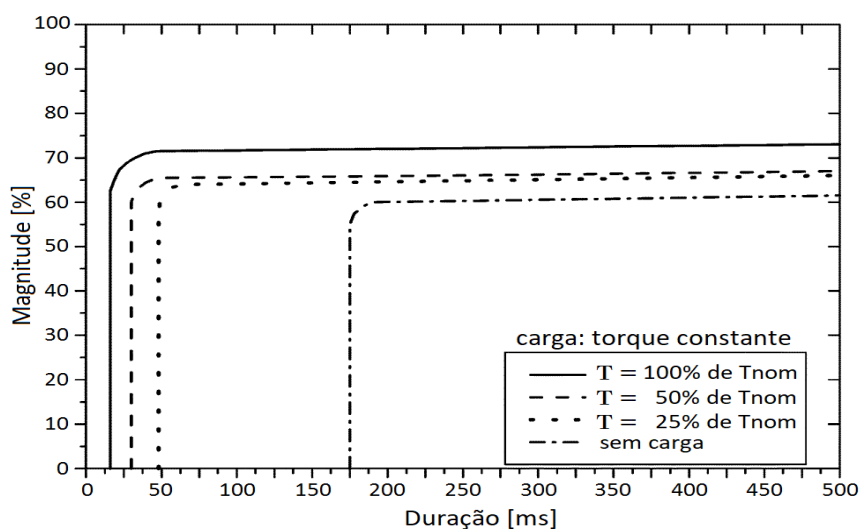


Figura 3.14 – Curvas de sensibilidade de um conversor de frequência para diferentes condições de torque.

Fonte: Adaptado de [36].

A Figura 3.15 mostra as curvas de sensibilidades obtidas a partir de testes realizados em alguns conversores de frequência, considerando apenas eventos tipo III, com o motor operando em condições nominais.

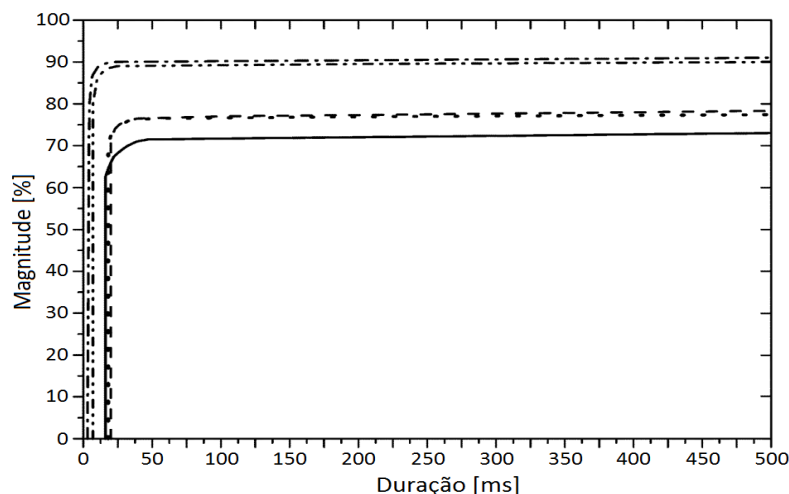


Figura 3.15 – Curvas de sensibilidade de conversores de frequência: eventos tipo III.

Fonte: Adaptado de [36].

### b) Curvas de sensibilidade relativas aos eventos tipo I e tipo II

A análise do desempenho dos conversores de frequência durante eventos tipo I e tipo II é mais complicada do que para eventos tipo III. Quando há uma redução da tensão em apenas uma das fases, a ondulação da tensão CC irá aumentar e diferentes correntes irão fluir através de cada diodo da ponte retificadora. Se a tensão não cair abaixo do valor configurado na proteção de subtensão, o equipamento poderá suportar o evento, caso a proteção de sobrecorrente não seja ativada. Porém, mesmo quando essas duas proteções não atuam, alguns equipamentos podem desligar devido à atuação da proteção de falta de fase [22].

As Figuras 3.16 e 3.17 apresentam curvas de sensibilidade obtidas para alguns conversores de frequência, relativas a eventos tipo II e tipo I, respectivamente. Nos testes, os motores foram acionados em condições nominais e a tensão nas fases sãs foi mantida em 1 p.u.

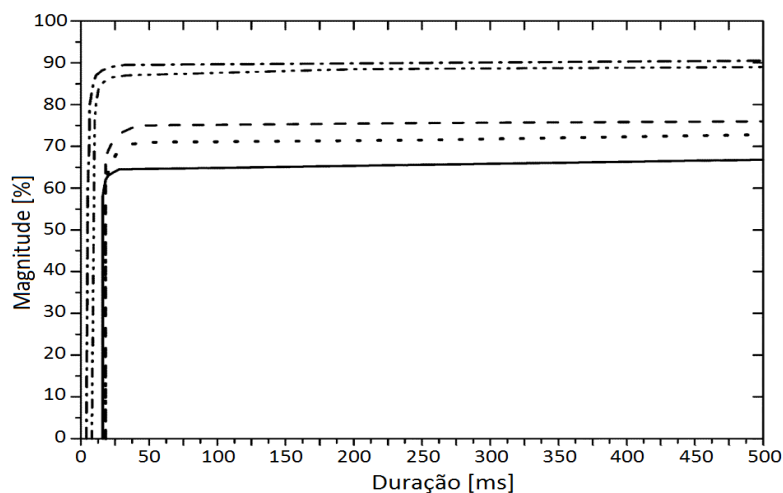


Figura 3.16 – Curvas de sensibilidade de conversores de frequência: eventos tipo II.

Fonte: Adaptado de [36].

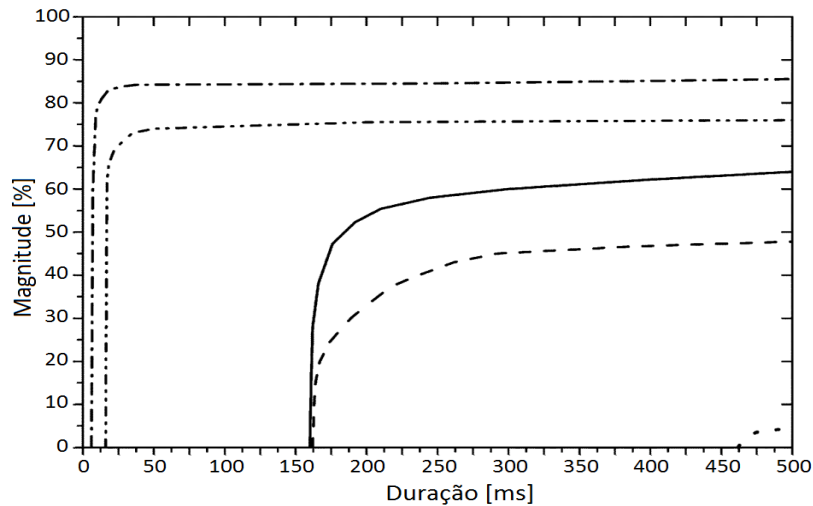


Figura 3.17 – Curvas de sensibilidade de conversores de frequência: eventos tipo I.

Fonte: Adaptado de [36].

### 3.5. Considerações finais

Conforme discutido neste capítulo, o impacto das VTCDs sobre os consumidores varia de um setor para outro, sendo o setor industrial o mais afetado, devido às elevadas perdas financeiras associadas à parada dos processos produtivos.

Com relação à sensibilidade dos equipamentos, é difícil definir quais as características mais apropriadas para descrever o seu desempenho. Considerando os equipamentos eletroeletrônicos, deve-se levar em conta tanto a magnitude quanto a duração das VTCDs, porém, há outras características que podem ser impactantes no funcionamento de alguns tipos de cargas, tais como o deslocamento do ângulo de fase da tensão e o ponto de início dos eventos.

Ainda com respeito à magnitude e duração, pode-se verificar que há uma grande variabilidade no nível de sensibilidade das cargas, conforme apontam os resultados de testes disponíveis na literatura. Inclusive, os equipamentos de um mesmo tipo não possuem um único padrão de comportamento, podendo haver variações significativas na sua sensibilidade frente a esses fenômenos, em função de diferenças de fabricante, modelo, topologia de hardware, configurações de software, entre outras. Além disso, no caso dos equipamentos trifásicos, é importante considerar o efeito dos diferentes tipos de afundamentos de tensão (tipos I, II e III).

## **4. INDICADORES DE VTCDs**

### **4.1. Considerações iniciais**

Uma vez definidas as principais características das VTCDs, pode-se estabelecer métodos para a sua avaliação, de modo a quantificar tanto a severidade dos eventos quanto o desempenho dos sistemas elétricos.

Dessa forma, neste capítulo são apresentadas as etapas básicas a serem seguidas para a obtenção de indicadores. Primeiramente, são discutidos o procedimento de amostragem e os métodos para calcular a amplitude da tensão. Em seguida, são apresentados alguns índices para a caracterização dos eventos através de um único parâmetro, em alternativa ao método da magnitude e duração.

Também são abordados os indicadores utilizados para quantificar o desempenho dos barramentos e dos sistemas, assim como maneiras de apresentar os resultados de medições.

Por fim, são descritas as metodologias adotadas na África do Sul e no Brasil, sendo feito um breve histórico do processo de regulamentação das VTCDs no contexto nacional.

### **4.2. Metodologia básica**

A norma IEEE 1564 [7] identifica índices e características para a avaliação das VTCDs, apresentando métodos para quantificar tanto a severidade dos eventos quanto o desempenho dos sistemas elétricos.

No entanto, não especifica quais indicadores devem ser utilizados, mas sim os métodos de cálculo a serem aplicados quando determinado índice é escolhido, de modo a garantir a reprodutibilidade dos resultados. Devido à ampla variabilidade na sensibilidade das cargas e nas características de cada sistema de suprimento, não é possível definir um indicador que seja aplicável a todos os casos [7,10].

Assim sendo, essa norma recomenda cinco passos para quantificar o desempenho de um sistema elétrico frente às VTCDs [7]:

1. Obtenção das tensões amostradas com taxa de amostragem e resolução específicas;
2. Cálculo de parâmetros para o monitoramento das VTCDs a partir das tensões amostradas. Geralmente, utiliza-se a amplitude da tensão (valor eficaz);

3. Cálculo dos indicadores de cada evento a partir dos parâmetros de monitoramento em função do tempo;
4. Cálculo dos indicadores dos barramentos monitorados a partir dos indicadores de todos os eventos registrados durante um determinado período de tempo;
5. Cálculo dos indicadores do sistema a partir dos indicadores de todos os barramentos monitorados.

O algoritmo básico de acordo com esses cinco passos é apresentado na Figura 4.1.

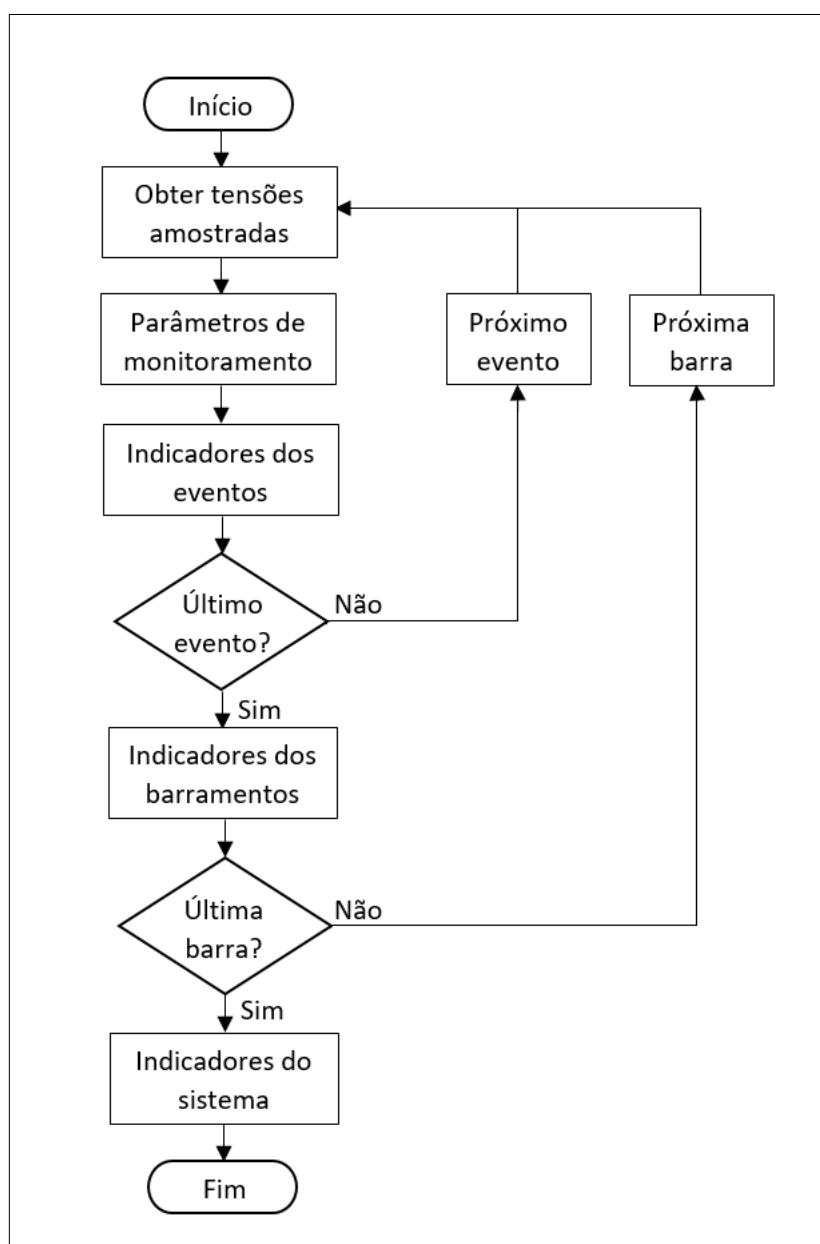


Figura 4.1 – Algoritmo básico para a obtenção de indicadores relativos às VTCDs.

Fonte: Adaptado de [7].



### 4.3. Obtenção das tensões amostradas

O primeiro passo para o monitoramento da QEE consiste na conversão dos sinais analógicos de tensão e corrente em sinais digitais [6]. Os sinais de tensão, provenientes dos TPs, são ditos analógicos, pois tanto a variável dependente (tensão) quanto a variável independente (tempo) variam em uma faixa contínua de valores [37].

Para que tais sinais possam ser processados digitalmente, é necessário convertê-los em sinais digitais, o que, basicamente, pode ser resumido em quatro etapas [6,37]:

- Filtragem;
- Amostragem;
- Quantização;
- Codificação.

A amostragem é um processo que obtém os valores instantâneos (amostras) de um sinal analógico em intervalos regulares. A taxa (ou frequência) de amostragem ( $f_s$ ) corresponde à quantidade de amostras que são coletadas em determinada unidade de tempo, sendo dada pelo número de amostras por segundo (Hz) ou por ciclo.

Para que o sinal digital reproduza adequadamente o sinal analógico, é necessário que ele contenha todas as frequências de interesse na análise. De acordo com o Teorema de Nyquist, a maior frequência que pode ser reproduzida digitalmente equivale à metade da taxa de amostragem (em Hz), a qual recebe o nome de frequência de Nyquist ( $f_{NQY}$ ). Assim, a taxa de amostragem deve ser no mínimo o dobro da maior frequência que se deseja amostrar ( $f_{MÁX}$ ).

Entretanto, o sinal analógico pode conter componentes de frequências maiores do que  $f_{NQY}$ , como ruídos e harmônicas de ordens elevadas desprezadas a priori. Tais componentes não são reproduzidas com sua frequência original ( $f_x$ ), mas sim com uma frequência menor, cujo valor é dado pela diferença entre a taxa de amostragem e a frequência em questão ( $f_s - f_x$ ) [6].

Por exemplo, se tivermos uma taxa de amostragem igual a 7,68 kHz (128 amostras por ciclo), a frequência de Nyquist será 3,84 kHz, sendo possível medir até a harmônica de 64ª ordem. Nesse caso, se o sinal analógico contiver componentes harmônicas de 125ª ordem (7,50 kHz), surgirá uma componente de frequência igual a 180 Hz ( $7,68 - 7,50$ ) no sinal digital, a qual será superposta à harmônica de 3ª ordem, ocasionando erros no resultado obtido. Esse efeito é conhecido como *aliasing*.

Dessa maneira, o sinal analógico deve ser filtrado antes que seja feita a sua digitalização. A filtragem é necessária para evitar que componentes de frequência indesejáveis (maiores que  $f_{NQY}$ ) afetem o espectro medido [6]. Para isso, pode-se utilizar um filtro passa-baixas.

A Figura 4.2 indica cada uma das frequências mencionadas em um mesmo eixo. Nesse caso, pode-se notar que a maior frequência de interesse é menor do que a frequência de Nyquist. De fato, isso é recomendável, pois quanto maior a margem entre  $f_{MÁX}$  e  $f_{NQY}$ , menor a ordem do filtro que deverá ser utilizado. Filtros de ordem elevadas, além de serem mais caros, introduzem um erro de fase maior [6].

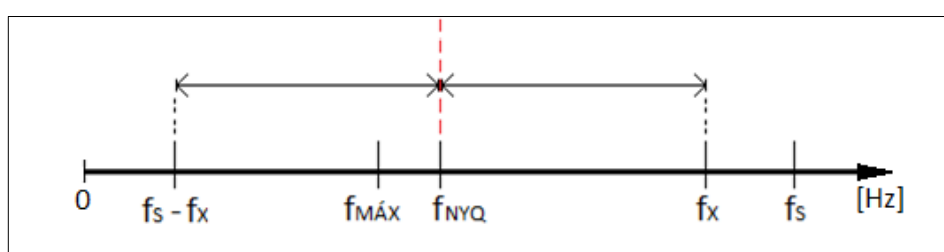


Figura 4.2 – Frequências consideradas na amostragem de um sinal.

Um instrumento com uma taxa de amostragem de 16 amostras por ciclo é suficiente para monitorar os fenômenos de VTCD [29,38,39], porém, na prática, encontra-se equipamentos com taxas muito superiores a esta. Isso se deve ao fato de que, na maioria das vezes, o mesmo equipamento será utilizado para obtenção de informações sobre o espectro harmônico, o que requer taxas de aquisição mais elevadas.

O processo de amostragem converte a variável independente de contínua para discreta. Já a quantização é um processo que realiza a conversão da variável dependente, atribuindo valores discretos para esta [37]. Ou seja, o processo de amostragem realiza a discretização temporal do sinal de tensão, enquanto a quantização realiza a discretização da amplitude.

Na etapa de codificação são atribuídos códigos para a amplitude do sinal quantizado. Assim, a resolução do instrumento se torna um parâmetro de grande importância, pois determina a quantidade de valores que poderão ser utilizados para expressar, de forma digital, a amplitude da grandeza analógica medida.

Com uma resolução de  $n$  bits, pode-se representar  $2^n$  valores diferentes (em código binário). Portanto, quanto maior a resolução do instrumento, maior a precisão do sinal digital. Para o monitoramento das VTCDs, recomenda-se utilizar uma resolução de 12 bits [29,38].

A Figura 4.3 exibe a tensão amostrada (forma de onda) durante um afundamento de tensão, após a realização dessas etapas.

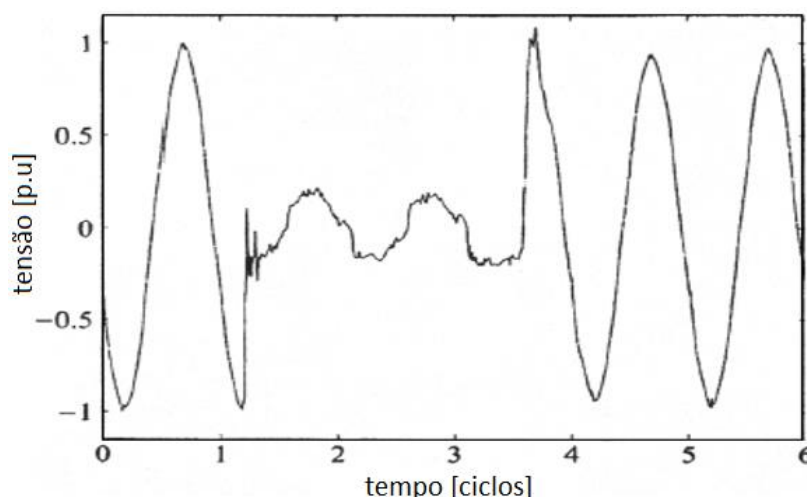


Figura 4.3 – Tensão amostrada (forma de onda) durante um afundamento de tensão.

Fonte: Adaptado de [15].

Geralmente, visando a redução de dados, os monitores de QEE não armazenam as informações referentes às formas de onda durante os eventos [6]. Alguns equipamentos até possuem capacidade de memória suficiente para isso, no entanto, tal capacidade é limitada.

## 4.4. Amplitude da tensão em função do tempo

As tensões amostradas não podem ser utilizadas diretamente no monitoramento das VTCDs, assim, deve ser feito um processamento adicional para o cálculo de parâmetros mais adequados para essa tarefa [6].

Tipicamente, a amplitude da tensão é o único parâmetro utilizado para a detecção e caracterização dos eventos registrados pelo medidor, a qual pode ser estimada por diferentes métodos, sendo os principais o do valor eficaz, o da componente fundamental e o do valor de pico, sendo que o primeiro é amplamente o mais utilizado [6,9,15].

### 4.4.1. Valor eficaz da tensão

O valor eficaz, ou rms (do inglês, *root mean square*), de uma onda alternada de tensão corresponde ao valor de intensidade de uma tensão contínua que dissiparia a mesma potência que a onda alternada em questão, quando aplicada aos terminais de um resistor.

O valor eficaz da tensão é calculado a partir dos valores instantâneos amostrados, considerando um determinado número de amostras dentro de uma janela de tempo específica, conforme a equação (4.1).

$$V_{rms}(k) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i^2} \quad (4.1)$$

onde:

$V_{rms}(k)$  é o valor eficaz da tensão calculado a partir das amostras da janela de índice  $k$ ;

$v_i$  corresponde aos valores instantâneos de tensão amostrados;

$N$  é o número de amostras da janela de índice  $k$ .

O procedimento de cálculo pode diferir entre um instrumento e outro em termos da taxa de amostragem, do tamanho da janela e da taxa de atualização do valor calculado [40].

Em princípio, é possível utilizar qualquer tamanho de janela, desde que este seja um múltiplo de um semiciclo da frequência fundamental da rede [15]. Geralmente, para a avaliação das VTCDs, utiliza-se janelas de um ciclo ou meio ciclo.

A Figura 4.4 mostra o valor eficaz da tensão em função do tempo, calculado a partir do evento registrado na Figura 4.3. Em (a) é exibido o resultado considerando uma janela de um ciclo, enquanto que em (b) é utilizada uma janela de meio ciclo.

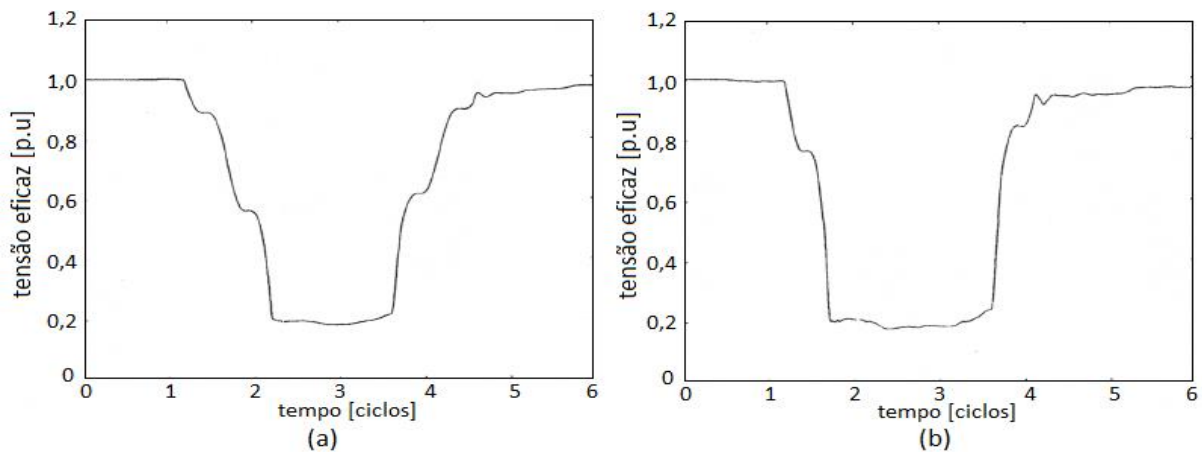


Figura 4.4 – Valor eficaz em função do tempo: janela de (a) um ciclo e (b) meio ciclo.

Fonte: Adaptado de [15].

Como pode ser observado, a janela de meio ciclo resulta em transições mais rápidas entre a condição normal e a condição de VTCD, se tratando neste caso específico de um afundamento de tensão. Se a amplitude da tensão varia de maneira súbita, o valor calculado pela janela de um ciclo demora um ciclo para acompanhar o valor eficaz real, enquanto que a janela de meio ciclo leva metade desse tempo. Apesar da diferença ser pequena, pode ser relevante nos casos em que se tem eventos de duração muito reduzida [6,15].

No entanto, a janela de meio ciclo gera um perfil mais instável durante e após o evento, devido às componentes harmônicas de ordem par. Isso é especialmente notável durante registros associados à saturação de transformadores, após a ocorrência de uma falta no sistema elétrico [6]. Dessa maneira, como não é possível saber de antemão se tais componentes estarão envolvidas, é melhor utilizar a janela de um ciclo para registros automáticos [8].

Com relação à taxa de atualização, tem-se que o cálculo do valor eficaz pode ser efetuado a cada nova amostra (janela deslizante), a cada semiciclo ou a cada ciclo [40].

Quando a primeira alternativa é utilizada, o ponto mais antigo da janela de integração é descartado e um novo ponto é adicionado, sendo composta uma nova janela. Dessa forma, o valor eficaz pode ser obtido de acordo com a equação (4.2) [41].

$$V_{rms}(k) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=k-N+1}^k v_i^2} \quad (4.2)$$

Quando se utiliza janelas de um ciclo, atualizadas a cada ciclo, não há repetição dos pontos amostrados em mais de uma janela, ou seja, o valor eficaz é calculado considerando sempre N pontos novos.

A norma IEC 61000-4-30 [13] estabelece que a medição básica das VTCDs deve ser realizada utilizando janelas de um ciclo, atualizadas a cada meio ciclo [6,42], conforme a equação (4.3) [41]. Assim, cada janela é composta por N/2 pontos antigos e N/2 pontos novos.

$$V_{rms}(k) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1+k\frac{N}{2}}^{\left(\frac{k}{2}+1\right)N} v_i^2} \quad (4.3)$$

O método da janela deslizante responde rapidamente às mudanças na forma de onda, enquanto que a rapidez do algoritmo da janela fixa depende do ponto de início do evento em relação à janela [29]. Por exemplo, se um evento tem início no começo de uma janela, a maioria das amostras corresponderam a condição de falta, e o valor eficaz calculado representará bem a tensão eficaz durante o evento.

Em [40] é feita uma comparação entre alguns protocolos de medição a partir de simulações, sendo constatado que os principais fatores de influência são o tamanho da janela e a taxa de atualização do valor eficaz. A Tabela 4.1 resume os resultados obtidos, considerando

o desempenho dos protocolos testados na detecção de afundamentos de tensão com duração entre 0,5 e 6 ciclos. Para cada protocolo, indica-se a percentagem de eventos detectados em relação ao número de eventos simulados.

Tabela 4.1 – Comparação entre diferentes protocolos de medição do valor eficaz.

Protocolo de medição do valor eficaz		Porcentagem de eventos detectados [%]		
		magnitude entre 0,80 e 0,89 p.u	magnitude entre 0,70 e 0,79 p.u	magnitude entre 0,60 e 0,69 p.u
tamanho da janela	taxa de atualização			
1 ciclo	a cada amostra	97,2	100,0	100,0
1 ciclo	a cada ciclo	92,7	98,9	99,8
1 ciclo	a cada 1/2 ciclo	95,8	99,9	100,0
1/2 ciclo	a cada 1/2 ciclo	99,5	100,0	100,0
2 ciclos	a cada 2 ciclos	80,1	94,0	96,9

Fonte: Adaptado de [40].

Conforme esperado, quanto mais severo o evento, maior a probabilidade de detecção. Verifica-se que a janela de dois ciclos apresenta um desempenho relativamente baixo devido a sua resposta mais lenta a variações de tensão, devendo ser limitada a casos em que o principal interesse é avaliar eventos de durações mais longas. Já os protocolos que utilizam janelas de tamanho igual a um ciclo, ou meio ciclo, apresentam taxas de detecção elevadas, sendo os mais adequados para as medições de VTCDs [40].

#### 4.4.2. Alternativas para quantificar a amplitude da tensão

##### a) Componente fundamental

A componente fundamental da tensão pode ser calculada através de técnicas de análise de sinais no domínio da frequência. A aplicação da DFT (*Discrete Fourier Transform*) permite a obtenção da amplitude e do ângulo de fase de cada componente harmônica presente no sinal. Portanto, uma das vantagens desse método é que, além de obter a amplitude da tensão, também é possível extrair informações referentes ao deslocamento angular durante o evento [9,15].

A FFT (*Fast Fourier Transform*) é um algoritmo eficiente para o cálculo da DFT. A Figura 4.5 mostra a amplitude da componente fundamental da tensão obtida a partir desse algoritmo, considerando o evento da Figura 4.3.

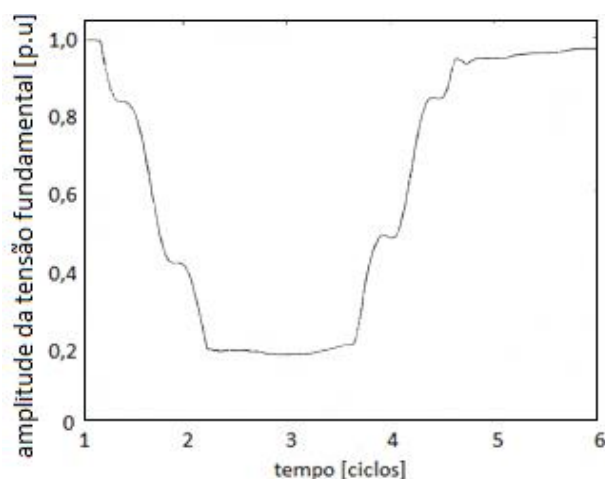


Figura 4.5 – Amplitude da componente fundamental da tensão em função do tempo.

Fonte: Adaptado de [15].

Comparando as Figuras 4.4 e 4.5, pode-se notar visualmente que os métodos do valor eficaz e da componente fundamental apresentam resultados semelhantes. De fato, a diferença entre esses dois métodos é pequena na maioria dos casos, dependendo do nível de distorção harmônica do sinal de tensão [6,15].

#### b) Valor de pico

O valor de pico da tensão é dado pela amostra de maior valor absoluto dentro de cada janela. A Figura 4.6 mostra o resultado da aplicação desse método sob o evento da Figura 4.3.

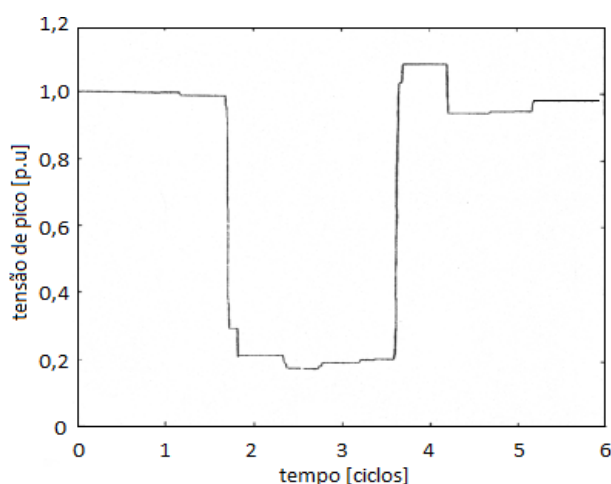


Figura 4.6 – Valor de pico da tensão em função do tempo.

Fonte: Adaptado de [15].

Na maioria dos casos, a diferença entre o valor de pico e o valor eficaz na caracterização das VTCDs também é pequena. No entanto, para formas de onda muito distorcidas, as características de um mesmo evento podem divergir bastante entre esses dois métodos [6].

A tensão eficaz é uma boa medida ao avaliar o desempenho de qualquer tipo de equipamento puramente resistivo. A componente fundamental está envolvida na transferência de energia em cargas rotativas, sendo que as demais componentes representam apenas flutuações de torque e perdas. Já a tensão de pico é determinante no desempenho de muitos dispositivos eletrônicos, cuja sensibilidade depende principalmente da tensão no link CC [6].

Dessa maneira, a utilização de outro método para quantificar a amplitude da tensão, em alternativa ao método do valor eficaz, pode ser justificável a partir do ponto de vista de desempenho dos equipamentos. Contudo, na maioria das vezes, a diferença entre esses métodos não é significativa, desde que a distorção harmônica de tensão seja reduzida [6].

## **4.5. Indicadores dos eventos**

A partir da tensão eficaz em função do tempo, pode-se calcular indicadores para cada evento de VTCD registrado. Porém, antes de tudo, é necessário estabelecer a tensão de referência e os limiares de detecção adotados no monitoramento desses distúrbios.

Desse modo, esta seção aborda os principais aspectos relacionados à definição desses parâmetros, assim como alguns dos fatores de influência na apuração dos indicadores.

Ademais, são apresentadas algumas alternativas ao método da magnitude e duração, as quais propõe o cálculo de um único parâmetro para quantificar a severidade dos eventos. Entretanto, não é possível prescrever um conjunto específico de índices que seja aplicável a todos os casos, devido principalmente à ampla variabilidade na sensibilidade das cargas [7].

### **4.5.1. Definição da tensão de referência e dos limiares de detecção**

Durante a avaliação das VTCDs, é importante levar em consideração a tensão de referência e os limiares de detecção adotados para o monitoramento desses distúrbios, dado que a variação de tais parâmetros pode alterar significativamente a quantidade de eventos detectados no ponto de monitoramento, assim como as suas características, refletindo, conseqüentemente, no cálculo dos indicadores.

#### **4.5.1.1. Tensão de referência**

Tanto os limiares de detecção quanto a magnitude dos eventos são definidos em relação à tensão de referência, o que justifica a importância desse parâmetro na avaliação das VTCDs.



As medições podem ser realizadas considerando uma referência fixa, normalmente igual à tensão nominal da rede no ponto de monitoramento, ou uma referência deslizante, a qual representa a tensão média em um intervalo de tempo específico que precede o evento (tensão de pré-evento) [4,7].

A norma IEEE 1564 [7] recomenda que, para as redes de baixa tensão, seja utilizada a tensão nominal, 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 dependendo da tensão contratada e do ajuste dos taps dos transformadores. Já nas redes de alta tensão, a faixa de variação da tensão é muito mais ampla, sendo mais apropriado a utilização da tensão de pré-evento.

A norma IEC 61000-4-30 [13] estabelece que a tensão de pré-evento seja representada por uma tensão média deslizante, a qual deve ser calculada usando um filtro de primeira ordem com uma constante de tempo igual a 1 minuto, conforme a equação (4.4).

$$V_{SR(k)} = 0,9967 V_{SR(k-1)} + 0,0033 V_{12RMS} \quad (4.4)$$

onde:

$V_{SR(k)}$  é o valor atual calculado para a tensão de referência;

$V_{SR(k-1)}$  é o valor prévio da tensão de referência;

$V_{12RMS}$  é o valor mais recente da tensão eficaz média de 12 ciclos.

#### 4.5.1.2. Limiares de detecção

Os limiares de detecção são estabelecidos com o propósito de detectar o início e o término das VTCDs. A Tabela 4.2 apresenta valores típicos adotados para tais parâmetros.

Tabela 4.2 – Valores típicos adotados para os limiares de detecção das VTCDs.

Evento	Valores típicos para os limiares de detecção [%]
Interrupção de tensão	0 – 10
Afundamento de tensão	90 – 95
Elevação de tensão	110 – 180

Fonte: Adaptado de [7].

Geralmente, são adotados limiares de 10%, 90% e 110% para interrupções, afundamentos e elevações de tensão, respectivamente [6], sendo estes, os mesmos valores definidos na norma IEEE 1564 [7] e no PRODIST [4].

Quando a tensão de operação é próxima ao limiar de detecção, variações normais na carga do sistema podem fazer com que a tensão oscile em torno desse limite, aumentando o número de eventos detectados [14]. Desse modo, para amenizar o efeito dessas oscilações, pode-se definir um limiar de término ligeiramente maior do que o limiar de início, sendo a diferença entre esses limiares definida como histerese. Caso isso seja feito, a norma IEEE 1564 [7] recomenda que o limiar de término seja 91% da tensão de referência (histerese de 1%).

#### 4.5.2. Agregação de fases e agregação temporal

Os métodos de agregação também podem influenciar o cálculo dos indicadores, pois, dependendo do critério adotado, as características dos eventos podem variar significativamente.

Conforme discutido em 2.5.3, a agregação de fases visa atribuir um único conjunto de parâmetros aos eventos simultâneos, isto é, aqueles registrados em mais de uma fase.

Já a agregação temporal consiste em agrupar os eventos de VTCD, de tal modo que os eventos consecutivos, ocorridos em um intervalo de tempo pré-estabelecido, venham a compor um único registro no ponto de monitoramento.

Alguns dos fatores que justificam a aplicação desse método são os seguintes [7,42]:

- Se um afundamento de tensão causa a parada de um processo, a ocorrência de eventos subsequentes, logo após o primeiro, não afetará os equipamentos, visto que estes provavelmente ainda estarão desligados. Assim, é plausível agregar os eventos ocorridos em um intervalo de tempo inferior ao de recomposição do processo;
- Muitas vezes, os eventos consecutivos são devidos à ocorrência de uma única perturbação no sistema elétrico. O exemplo clássico diz respeito à atuação dos dispositivos de religamento automático na ocasião de um curto-circuito na rede, sendo detectados eventos adicionais a cada tentativa de religamento malsucedida;
- Além disso, o medidor pode detectar o término de um evento antes que este tenha realmente acabado. Ou seja, a tensão pode oscilar em torno do limiar de detecção, fazendo com que um mesmo evento resulte em múltiplos registros.

Nessas situações, a contabilização de todos os eventos não seria adequada, tanto do ponto de vista do desempenho do sistema quanto do impacto das VTCDs sobre os equipamentos.

Com relação ao tamanho do intervalo de agregação, podem ser considerados diferentes critérios, dependendo do propósito para o qual esse método é aplicado. Se o objetivo é evitar a

contabilização dos eventos consecutivos causados por uma sequência de religamentos automáticos, uma janela de alguns minutos pode ser suficiente, sendo que o PRODIST [4] define um intervalo de agregação igual a 3 minutos. Já na avaliação do impacto das VTCDs sobre os processos industriais, pode ser aceitável a utilização de uma janela de vários minutos, tendo em vista o tempo de recomposição do processo após um desligamento [6,14]. Contudo, esse tempo varia de uma indústria para outra. Como exemplo, pode-se citar um contrato firmado entre a empresa de energia elétrica norte-americana Detroit Edison e algumas montadoras de automóveis, o qual estabelecia um intervalo de agregação igual a 15 minutos [43].

Além do tamanho da janela, os parâmetros utilizados para caracterizar o evento resultante da aplicação desse método também podem variar entre um trabalho e outro, influenciando os indicadores obtidos. Considerando os eventos consecutivos dentro do intervalo de agregação, algumas opções seriam utilizar [6,14]:

1. a magnitude e a duração do primeiro evento;
2. a magnitude e a duração do primeiro evento a causar uma falha de operação no equipamento ou processo de interesse;
3. a menor magnitude e a maior duração dentre os eventos considerados;
4. a magnitude e a duração do evento de menor magnitude;
5. a magnitude e a duração do evento de maior “área”;
6. a menor magnitude e a duração equivalente à soma das durações de todos os eventos.

O PRODIST adota a 4ª opção, sendo estabelecido que o intervalo de agregação deve ser representado pelo evento de menor magnitude (ou maior, no caso das elevações de tensão).

A 3ª opção é uma das mais comuns [6], embora possa superestimar a severidade dos eventos. Já quando se tem um intervalo de tempo muito curto entre os registros, talvez seja mais apropriado considerar a 6ª opção, visto que o desempenho de um equipamento será provavelmente determinado pelo efeito cumulativo dos eventos (quando o equipamento mal se recupera da primeira ocorrência e já ocorre a segunda) [7,42].

### **4.5.3. Caracterização através de um único parâmetro**

Conforme já discutido, o método convencional de caracterização utiliza dois parâmetros para quantificar a severidade dos eventos de VTCD: a magnitude e a duração.

No entanto, alguns outros métodos foram desenvolvidos, visando caracterizar esses distúrbios através do cálculo de um único parâmetro. A norma IEEE 1564 [7] apresenta dois índices para este propósito: o índice de severidade e o índice de energia.

### 4.5.3.1. Índice de severidade

O índice de severidade ( $Se$ ) é obtido a partir da magnitude e da duração do evento em combinação com uma curva de sensibilidade, de acordo com a equação (4.5).

$$Se = \frac{1 - Ve}{1 - V_{curva}(Te)} \tag{4.5}$$

onde:

$Te$  é a duração do evento;

$V_{curva}(Te)$  é o valor de magnitude dado pela curva de sensibilidade, para a duração igual a  $Te$ .

Tal índice mede o quanto os eventos se afastam da curva de referência, sendo obtido um valor igual à unidade quando o evento coincide com a curva. No caso dos afundamentos de tensão, para os eventos abaixo da curva de referência, o índice de severidade será superior a 1 p.u, enquanto que, para os eventos acima, inferior a 1 p.u, como mostra a Figura 4.7.

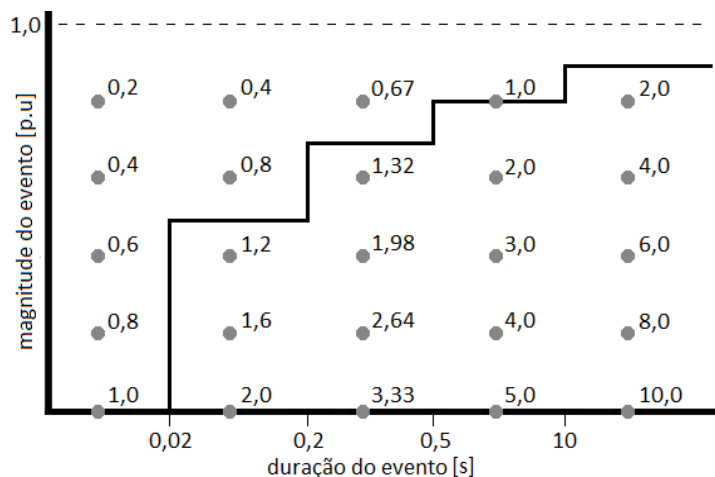


Figura 4.7 – Índice de severidade considerando a curva SEMI F47 como referência.

Fonte: Adaptado de [7].

Os valores exibidos nessa figura foram calculados em relação à curva SEMI F47. Quando tal curva é adotada como referência, pode-se utilizar o algoritmo apresentado na Tabela 4.3, a fim de simplificar o cálculo desse índice.

Tabela 4.3 – Algoritmo de cálculo do índice  $Se$  com referência na curva SEMI F47.

Duração do evento	Índice de severidade
$Te \leq 20 \text{ ms}$	$Se = 1 - Ve$
$20 \text{ ms} < Te \leq 200 \text{ ms}$	$Se = 2 (1 - Ve)$
$200 \text{ ms} < Te \leq 500 \text{ ms}$	$Se = 10/3 (1 - Ve)$
$500 \text{ ms} < Te \leq 10 \text{ s}$	$Se = 5 (1 - Ve)$
$Te > 10 \text{ s}$	$Se = 10 (1 - Ve)$

Fonte: Adaptado de [7].

Vale ressaltar que a norma IEEE 1564 recomenda que seja adotada a curva ITIC ou a curva SEMI F47, entretanto, pode-se adotar qualquer outra curva de sensibilidade.

Também é possível avaliar as elevações de tensão, considerando uma curva que abranja tais eventos (a curva SEMI F47 não seria aplicável). Nesse caso, seriam obtidos valores maiores do que 1 p.u para eventos acima da curva de referência, e menores do que 1 p.u, para eventos abaixo da mesma.

O índice de severidade leva em conta tanto a magnitude quanto a duração dos eventos registrados, o que pode ser apontado como uma de suas vantagens. Além disso, a comparação com uma curva de sensibilidade limita o seu crescimento (quando a curva SEMI F47 é utilizada, tem-se um valor máximo igual a 10 p.u), não permitindo que os eventos mais longos ofusquem os eventos de menor duração quando esse índice é utilizado no cálculo dos indicadores referentes aos barramentos [9,42].

#### 4.5.3.2. Índice de energia

O índice de energia ( $Evs$ ) é dado pela equação (4.6).

$$Evs = \int_0^{Te} \left[ 1 - \left( \frac{v_{rms}(t)}{V_{ref}} \right)^2 \right] dt \quad (4.6)$$

onde:

$v_{rms}(t)$  é o valor eficaz da tensão em função do tempo.

Quando o valor eficaz é calculado com base no protocolo de medição com janela de um ciclo, atualizada a cada meio ciclo, pode-se utilizar a equação (4.7) [7].

$$Evs = \frac{1}{2f_0} \sum_{k=1}^N \left[ 1 - \left( \frac{V_{rms}(k)}{V_{ref}} \right)^2 \right] \quad (4.7)$$

onde:

$f_0$  é a frequência fundamental do sistema.

Caso a magnitude e a duração sejam os únicos dados disponíveis, assume-se que a amplitude da tensão é constante durante o evento, o que resulta na equação (4.8).

$$Evs = (1 - Ve^2).Te \quad (4.8)$$

Como pode-se verificar, o índice de energia é dado em unidades de tempo, podendo ser interpretado como a duração equivalente de uma interrupção que resultaria na mesma perda de energia que o evento registrado, considerando uma carga do tipo impedância constante [6,7].

Também é possível realizar a caracterização das elevações de tensão. Para isso, basta inverter os sinais dos termos entre parêntesis na equação (4.8).

Uma das desvantagens de se utilizar o índice de energia na apuração dos indicadores dos barramentos é que a contribuição de um único evento temporário pode ser muito maior do que a contribuição de todos os eventos momentâneos juntos, ofuscando a informação referente aos eventos mais curtos [6,7].

#### 4.5.3.3. Outros índices

Além dos índices apresentados na norma IEEE 1564, existem outros métodos de caracterização que se baseiam no cálculo de um único parâmetro para quantificar a severidade dos eventos de VTCD. Dentre esses, pode-se citar:

##### a) Índice *Sag Score*

Em 1995, foi firmado um contrato de 10 anos entre a concessionária norte-americana Detroit Edison e algumas montadoras de automóveis. Um dos receios desses clientes era que, ao firmar um contrato tão longo, a concessionária poderia ser pouco propensa à resolução dos seus problemas de QEE. Dessa forma, em resposta a essa preocupação, a Detroit Edison propôs o índice *Sag Score*, o qual foi incluído ao contrato posteriormente, com o propósito de quantificar o impacto dos afundamentos de tensão na indústria automobilística [43].

Tal índice é calculado a partir da média das quedas de tensão em cada fase no instante em que é apurado o menor valor eficaz, conforme a equação (4.9).

$$Sag\ Score = 1 - \frac{V_A + V_B + V_C}{3} \quad (4.9)$$

onde:

$V_A$ ,  $V_B$  e  $V_C$  correspondem ao valor eficaz da tensão (em p.u) em cada fase no instante em que a fase mais crítica atinge o valor mínimo.

Dentre os critérios definidos para a apuração desse índice, destaca-se [43]:

- Os eventos só seriam contabilizados se a tensão eficaz fosse menor ou igual a 0,75 p.u em pelo menos uma das fases;
- A agregação temporal seria realizada considerando o evento de menor magnitude dentro de uma janela de agregação de 15 minutos;
- Valores maiores do que 1 p.u seriam igualados a 1 p.u para efeito de cálculo;

A vantagem desse método é a sua simplicidade, contudo, o índice proposto não considera a duração dos afundamentos de tensão, o que é um parâmetro importante na avaliação do impacto desses distúrbios sobre a maioria das cargas [31].

#### **b) Índice $W$ (perda de energia)**

O índice  $W$ , proposto por Thallan e Heydt [31], estima a energia não suprida à carga durante um afundamento de tensão, sendo dado pela equação (4.10).

$$W = (1 - ve)^{3,14} \cdot Te \quad (4.10)$$

Tal índice é calculado em relação à curva CBEMA, isto é, assume-se que essa curva está associada a um nível de energia constante ( $W = 12,45$  ms), o qual define o limite mínimo de operação de um equipamento. Assim, caso ocorra um evento abaixo dessa curva, possivelmente haverá um impacto negativo sobre a condição operativa da carga, pois a energia suprida a ela será menor do que o limite mínimo [31].

### c) Índice $L_V$ (perda de tensão)

O índice  $L_V$  é calculado a partir da integração da queda de tensão em função do tempo sobre o período de duração do evento, de acordo com a equação (4.11).

$$L_V = \int_0^{T_e} \left( 1 - \frac{v_{rms}(t)}{V_{ref}} \right) dt \quad (4.11)$$

Para os afundamentos de tensão retangulares, pode-se utilizar a equação (4.12).

$$L_V = (1 - V_e) \cdot T_e \quad (4.12)$$

Uma das desvantagens desse índice é que, ao utilizá-lo na avaliação do desempenho dos barramentos, os eventos mais longos se sobressaem sobre os eventos mais curtos [9,14], assim como ocorre com o índice  $E_{VS}$ . Por exemplo, uma interrupção de 2 minutos seria tão impactante quanto 4000 eventos de magnitude 0,70 p.u e duração 100 ms.

#### 4.5.4. Caracterização da sensibilidade das cargas através de indicadores

Conforme já mencionado, não é possível estabelecer um indicador que seja aplicável a todos os casos, devido principalmente à ampla variabilidade na sensibilidade das cargas. Assim, ao avaliar o desempenho de um equipamento, deve-se investigar se o método de caracterização utilizado é adequado para tal propósito.

Após calcular os indicadores de todos os eventos registrados no ponto de conexão das cargas, o próximo passo consiste em avaliar o impacto de cada um desses eventos sobre a operação do equipamento (ou processo) de interesse.

O impacto das VTCDs sobre um processo industrial pode ser avaliado a partir da escolha de parâmetros mensuráveis, sendo que, para cada parâmetro escolhido, devem ser definidos os níveis considerados aceitáveis [29]. Assim, se após a ocorrência de um evento, algum dos requisitos estabelecidos não for atendido, classifica-se o evento como crítico.

Uma outra alternativa consiste em avaliar o estado operacional do processo produtivo. Ou seja, considera-se críticos somente os eventos que resultaram em falhas de operação [29].

Dessa maneira, após realizar a caracterização dos eventos e a avaliação de seus respectivos impactos, pode-se determinar a sensibilidade da carga através da representação de



todos os eventos registrados em um mesmo gráfico, a fim de identificar as regiões de vulnerabilidade e de suportabilidade.

Um método de caracterização é considerado totalmente consistente quando não há qualquer sobreposição dessas regiões, de tal modo que seja possível estabelecer uma separação clara entre os eventos críticos e não críticos [29].

Por exemplo, na Figura 4.8 é utilizado o método da magnitude e duração. Em (a), pode-se dizer que a aplicação desse método é consistente, uma vez que não há sobreposição das regiões de operação da carga. O mesmo não se verifica em (b), indicando que o desempenho do equipamento depende de outras características além desses dois parâmetros.

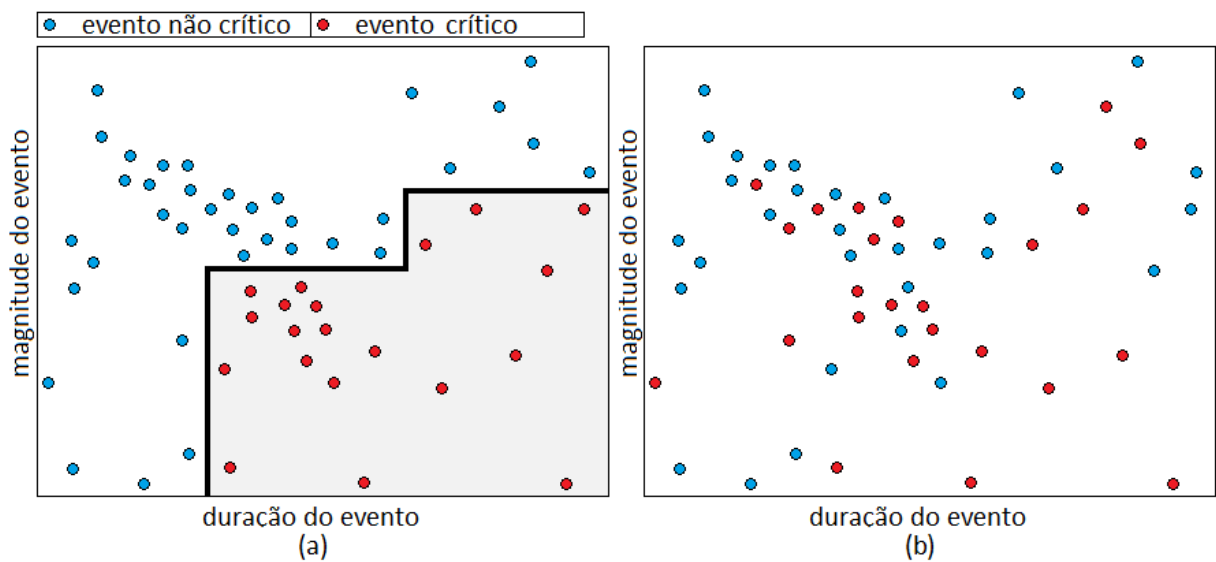


Figura 4.8 – Aplicação do método da magnitude e duração: exemplo (a) consistente e (b) não consistente.

Já na Figura 4.9 é utilizado um método de caracterização de um único parâmetro. Em (a), tem-se um exemplo em que a aplicação desse método é consistente, pois todos os eventos com índice acima de certo valor foram classificados como críticos, enquanto que em (b), não é possível separar os eventos críticos dos não críticos, tornando o método inadequado para caracterizar a sensibilidade do equipamento em questão.

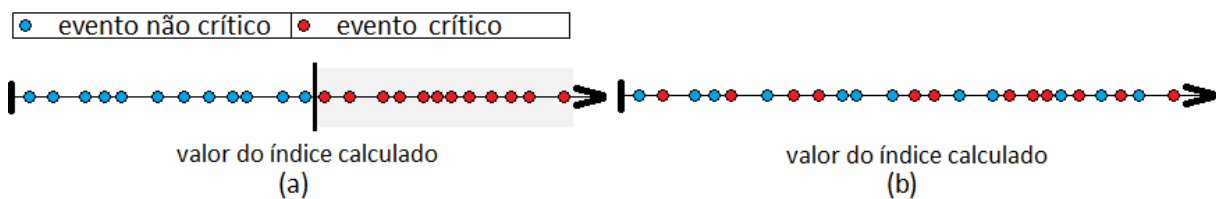


Figura 4.9 – Aplicação dos métodos de um único parâmetro: exemplo (a) consistente e (b) não consistente.

## 4.6. Indicadores dos barramentos

O desempenho de um barramento frente às VTCDs pode ser quantificado a partir dos indicadores de todos os eventos registrados neste ponto durante determinado período de tempo.

Quando o método da magnitude e duração é utilizado, os indicadores dos barramentos são usualmente expressos em termos da contagem do número de ocorrências, podendo ser adotados diferentes critérios para isso. Já quando se utiliza um método de um único parâmetro, é comum considerar a soma ou a média dos indicadores dos eventos.

No entanto, devido à natureza aleatória desses fenômenos, para se obter informações estatisticamente relevantes a respeito do desempenho de um ponto específico do sistema, é necessário que o mesmo seja monitorado por um longo período.

Para estimar o quão longo esse período deve ser, assume-se que o intervalo de tempo entre os eventos é uma variável exponencialmente distribuída. Assim, o número de eventos capturados dentro de certo período será uma variável aleatória com distribuição de Poisson [15].

Considerando um período de monitoramento de  $N_y$  anos ( $N_y$  suficientemente grande), durante o qual foram detectados em média  $\mu$  eventos por ano, pode-se verificar que um intervalo de 95% de confiança para o número anual de eventos está entre  $\mu - 2\sqrt{\mu/N_y}$  e  $\mu + 2\sqrt{\mu/N_y}$ .

Desse modo, o erro relativo ( $\varepsilon$ ) da estimativa é dado pela equação (4.13) [15].

$$\varepsilon = \frac{2\sqrt{\mu/N_y}}{\mu} = \frac{2}{\sqrt{\mu N_y}} \quad (4.13)$$

Quanto maior o período de monitoramento, menor o valor de  $\varepsilon$ , ou seja, a distância entre os limites do intervalo de 95% de confiança e o valor esperado diminui. Assim, para que o erro relativo seja menor do que um certo valor desejado,  $N_y$  deve ser maior do que  $4/(\mu\varepsilon^2)$ .

A Tabela 4.4 apresenta o período mínimo de monitoramento a fim de se obter um erro relativo inferior a 50% e 10%, em função da taxa de ocorrência dos eventos de VTCD.

Tabela 4.4 – Período mínimo de monitoramento em função da taxa de ocorrência dos eventos de VTCD.

Taxa de ocorrência de eventos	erro relativo 50 %	erro relativo 10 %
1 por dia	2 semanas	1 ano
1 por semana	4 meses	7 anos
1 por mês	1 ano	30 anos
1 por ano	16 anos	400 anos

Fonte: Adaptado de [15].

### 4.6.1. Índices SARFI

Os índices SARFI (*System Average RMS Variation Frequency Index*) são obtidos a partir da contagem do número de ocorrências de VTCD registradas no ponto de monitoramento dentro do período de apuração, tendo como base a magnitude e a duração dos eventos. Diferentes critérios podem ser utilizados para isso, contudo, existem dois tipos básicos de índices SARFI: o índice SARFI-X e o índice SARFI-curva [7].

#### a) Índice SARFI-X

O índice SARFI-X, proposto em [17], contabiliza o número de eventos que ultrapassam um limiar de magnitude dado pelo valor de X. Por exemplo, o SARFI-90 considera os eventos de magnitude inferior a 0,90 p.u, e o SARFI-110 os eventos de magnitude superior a 1,10 p.u.

Uma vez que o índice SARFI-X depende apenas do número de eventos registrados no ponto de monitoramento, haverá um forte incentivo para a redução do número de faltas caso este índice seja adotado, o que também tem um efeito positivo sobre os indicadores de confiabilidade. Em contrapartida, como a duração dos eventos não é considerada, não haverá incentivo para redução do tempo de eliminação das faltas [42].

Assim sendo, para incluir a informação referente à duração das VTCDs, pode-se quantificar o índice SARFI-X em diferentes classes de duração. Uma alternativa para isso é considerar os eventos instantâneos, momentâneos e temporários de modo separado, o que resulta nos índices SIARFI-X (*System Instantaneous Average RMS Variation Frequency Index*), SMARFI-X (*System Momentary Average RMS Variation Frequency Index*) e STARFI-X (*System Temporary Average RMS Variation Frequency Index*), respectivamente [6,14].

#### b) Índice SARFI-curva

O índice SARFI-curva contabiliza o número de eventos em relação a uma curva de sensibilidade. Por exemplo, o índice SARFI-SEMI considera os eventos abaixo da curva SEMI F47. Outras opções seriam os índices SARFI-CBEMA ou SARFI-ITIC.

Ao utilizar esses índices, deve-se ter em mente que uma curva de sensibilidade não é capaz de caracterizar o desempenho de todos os tipos de cargas, já que os equipamentos possuem diferentes níveis de sensibilidade frente às VTCDs, e outras características além da magnitude e duração podem ser impactantes. Ou seja, nem todos os eventos contabilizados são críticos, e ainda, pode-se ter equipamentos sensíveis a eventos que não foram contabilizados.

### 4.6.2. Indicadores de barramento com base no índice de severidade

Quando o índice de severidade é utilizado na caracterização das VTCDs, pode-se avaliar o desempenho dos barramentos monitorados por meio dos indicadores *Ssite* e *Saverage*.

O indicador *Ssite* é calculado a partir da soma dos índices de severidade de todos os afundamentos de tensão registrados no ponto de monitoramento durante o período de apuração, conforme a equação (4.14).

$$Ssite = \sum_{i=1}^{n_{af}} Se_{(i)} \quad (4.14)$$

onde:

$n_{af}$  é o número de afundamentos de tensão registrados no ponto de monitoramento durante o período de apuração.

Já o índice *Saverage* é dado pela média dos índices de severidade, de acordo com a equação (4.15).

$$Saverage = \frac{1}{n_{af}} \sum_{i=1}^{n_{af}} Se_{(i)} \quad (4.15)$$

### 4.6.3. Indicadores de barramento com base no índice de energia

Também é possível avaliar o desempenho dos barramentos monitorados com base no índice de energia dos eventos, considerando os indicadores *SEI* (*Sag Energy Index*) e *ASEI* (*Average Sag Energy Index*).

O indicador *SEI* é obtido a partir da soma dos índices de energia de todos os afundamentos de tensão registrados no barramento de interesse dentro do período de apuração, sendo dado pela equação (4.16).

$$SEI = \sum_{i=1}^{n_{af}} EvS_{(i)} \quad (4.16)$$

Tal indicador pode ser interpretado como a duração equivalente de uma interrupção que resultaria na mesma perda de energia que todos os afundamentos de tensão registrados [6,7].

O índice *ASEI*, por sua vez, é dado pela média dos índices de energia dos eventos, de acordo com a equação (4.17).

$$ASEI = \frac{1}{n_{af}} \sum_{i=1}^{n_{af}} EvS_{(i)} \quad (4.17)$$

Conforme já mencionado, uma das desvantagens dos indicadores calculados com base no índice de energia é que a contribuição dos eventos mais longos tende a ser muito maior do que a contribuição dos eventos de menor duração.

#### 4.6.4. Consideração das elevações de tensão

Assim como é feito para os afundamentos de tensão, também é possível quantificar o desempenho dos barramentos monitorados frente às elevações de tensão.

Entretanto, a norma IEEE 1564 recomenda que tais eventos sejam tratados separadamente. Ou seja, os indicadores de barramentos obtidos para os afundamentos de tensão não devem ser combinados com aqueles obtidos para as elevações de tensão (de modo a compor um indicador unificado), visto que tais distúrbios têm efeitos distintos sobre os equipamentos.

### 4.7. Indicadores do sistema

O desempenho de um sistema elétrico frente às VTCDs pode ser quantificado a partir dos indicadores de todos os barramentos monitorados em um mesmo período.

Uma das maneiras de se realizar isso consiste em considerar a média ponderada dos indicadores relativos aos barramentos, conforme a equação (4.18).

$$R_{system} = \frac{\sum_{i=1}^{N_b} P_{(i)} R_{site(i)}}{\sum_{i=1}^{N_b} P_{(i)}} \quad (4.18)$$

onde:

$R_{system}$  é um indicador calculado para o sistema;

$N_b$  é o número de barramentos monitorados no sistema em questão;

$R_{site(i)}$  é o valor de indicador relativo ao  $i$ -ésimo barramento (SARFI, *SEI*, entre outros);

$P_{(i)}$  é o fator de ponderação atribuído ao  $i$ -ésimo barramento.

Desse modo, pode-se calcular, por exemplo, o índice SARFI-90 do sistema a partir da média ponderada dos índices SARFI-90 de todos os barramentos monitorados.

Os fatores de ponderação podem ser estabelecidos de diferentes formas. Uma alternativa simples seria atribuir a cada barramento um fator proporcional ao seu número de consumidores. Também poderiam ser considerados pesos maiores para os locais com cargas mais importantes. No entanto, na maioria dos casos, utiliza-se um fator unitário para todos os barramentos [7,14].

Outra maneira de se avaliar o desempenho do sistema consiste no cálculo de percentis. Ou seja, considera-se como indicador do sistema o valor do indicador de barramento que não foi excedido por um certo percentual dos pontos de monitoramento. Porém, para utilizar esse método, é necessário que um número razoável de barramentos seja monitorado.

A norma IEEE 1564 [7] recomenda que o 95º percentil (valor não excedido por 95% dos barramentos) seja aplicado quando se tem no mínimo 20 pontos de monitoramento. Entre 10 e 20 pontos, recomenda o 90º percentil, e para menos de 10 pontos, indica que a média ponderada dos indicadores seja apresentada juntamente com o valor máximo apurado.

Qualquer que seja o método utilizado, o ideal seria que todos os barramentos do sistema fossem monitorados. Todavia, isso nem sempre é viável, principalmente em sistemas de grande porte. Assim, em muitos casos, são escolhidos apenas alguns pontos de monitoramento.

Além disso, não é incomum que um medidor fique desligado durante parte do período de apuração devido a mau funcionamento. Dessa maneira, ao combinar os indicadores de diferentes barramentos, é essencial levar em consideração o tempo em que cada instrumento esteve disponível. O mais prudente seria considerar somente aqueles que funcionaram durante todo o período de apuração, porém, alternativamente, pode-se aplicar pesos proporcionais ao tempo de disponibilidade de cada medidor [7].

## **4.8. Apresentação dos resultados de medição através de tabelas**

Os resultados referentes ao monitoramento de um barramento, ou de um sistema, são frequentemente apresentados na forma de tabelas, a partir da contabilização do número de eventos em classes pré-definidas de magnitude e duração.

A Tabela 4.5 é recomendada pela UNIPED (Union of Producers and Distributors of Electrical Energy in Europe). Apesar do seu número de células ser limitado, ainda mantém um nível de detalhamento suficiente para fins de comparação. Entretanto, a classe de duração de 0,1 a 0,5 segundo é provavelmente muito ampla para prever o desempenho das cargas frente às VTCDs [42].

Tabela 4.5 – Tabela recomendada pela UNIPEDÉ.

Magnitude do evento	Duração do evento						
	< 1 ciclo	1 ciclo - 0,1 s	0,1 s - 0,5 s	0,5 s - 1 s	1 s - 3 s	3 s - 20 s	20 s - 1 min
85% - 90%							
70% - 85%							
40% - 70%							
10% - 40%							
≤ 10%							

Fonte: Adaptado de [7].

A Tabela 4.6, proposta na norma IEC 61000-4-11 [44], é utilizada para testes de imunidade de equipamentos.

Tabela 4.6 – Tabela recomendada pela norma IEC 61000-4-11.

Magnitude do evento	Duração do evento				
	< 1 ciclo	1 ciclo - 0,2 s	0,2 s - 0,5 s	0,5 s - 5 s	≥ 5 s
70% - 80%					
40% - 70%					
10% - 40%					
≤ 10%					

Fonte: Adaptado de [7].

Uma outra opção é recomendada na norma IEC 61000-2-8 [45], conforme mostra a Tabela 4.7. Embora se tenha um maior nível de detalhamento, o número excessivo de células dificulta a comparação entre o desempenho de barramentos ou de sistemas distintos e, além disso, muitas dessas células provavelmente sequer serão preenchidas [42].

Tabela 4.7 – Tabela recomendada IEC 61000-2-8.

Magnitude do evento	Duração do evento							
	< 1 s	1 s - 0,25 s	0,25 s - 0,5 s	0,5 s - 1 s	1 s - 3 s	3 s - 20 s	20 s - 1 min	1 min - 5 min
80% - 90%								
70% - 80%								
60% - 70%								
50% - 60%								
40% - 50%								
30% - 40%								
20% - 30%								
10% - 20%								
≤ 10%								

Fonte: Adaptado de [7].

Quando essas tabelas são utilizadas na apresentação do desempenho de um barramento, cada célula representa o número de eventos dentro da respectiva classe de magnitude e duração, de tal modo, que cada evento registrado no ponto de monitoramento é contabilizado em apenas uma célula. Já quando o objetivo é apresentar o desempenho de um sistema, pode-se utilizar o método da média ponderada ou do percentil, tratando cada célula individualmente [7].

Uma outra maneira de se apresentar os resultados de medição consiste na construção de gráficos de contornos, nos quais são traçadas curvas indicando o número de eventos esperados em determinado período, em função da sua severidade.

A norma IEEE 493 [46] descreve um método para a obtenção de tais gráficos a partir das tabelas de magnitude e duração. No Apêndice B é apresentado um exemplo, sendo obtido o gráfico de contornos mostrado na Figura 4.10.

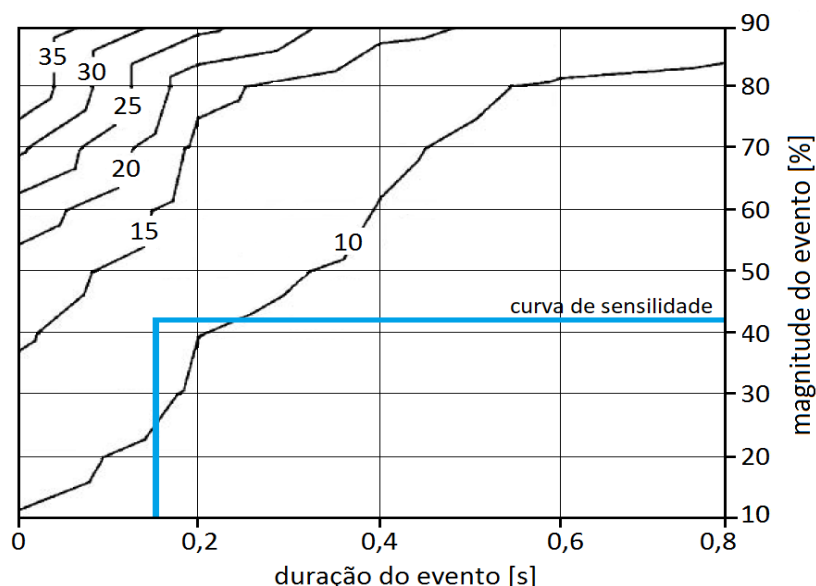


Figura 4.10 – Exemplo de gráfico de contornos.

Fonte: Adaptado de [46].

Pode-se verificar que são esperados 10 eventos por ano em que amplitude da tensão cai abaixo de 40% por um intervalo de tempo igual ou superior a 0,2 segundo.

Tais gráficos podem ser diretamente utilizados para estimar o número de desligamentos dos equipamentos dentro de certo período. Para isso, basta sobrepor a curva de sensibilidade do equipamento no gráfico referente ao seu ponto de conexão. Por exemplo, considerando a curva de sensibilidade ilustrada na Figura 4.10, seriam esperados de 10 a 15 desligamentos por ano. Isso torna esse método bastante adequado para troca de informações entre a concessionária de energia elétrica e os consumidores industriais. Entretanto, esse formato de apresentação dos resultados ainda é pouco usual [42].



## 4.9. Metodologia da norma sul-africana NRS 048-2

Poucos países apresentam critérios para regulamentar os problemas associados às VTCDs [47]. Alguns, a exemplo da França, avançam no sentido de criar meios para contratos de gestão da qualidade da energia elétrica, nos quais pode-se definir limites de ocorrência.

A norma sul-africana NRS 048-2 [48] se apresenta como uma das únicas diretrizes contemplando essa matéria [49]. Como processo avaliativo, os eventos registrados no ponto de monitoramento são contabilizados em classes pré-definidas de magnitude e duração, considerando as regiões de sensibilidade indicadas na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Regiões de sensibilidade de acordo com a norma NRS 048-2.

Magnitude do evento	Duração do evento			
	20 ms - 150 ms	150 ms - 600 ms	600 ms - 3 s	
85% - 90%	Região Y			
80% - 85%				
70% - 80%	Região S		Região Z1	
60% - 70%			Região X1	Região Z2
40% - 60%			Região X2	
≤ 40%	Região T			

Fonte: Adaptado de [48].

A definição dessas regiões se baseia nas características do sistema de proteção e na compatibilidade das cargas dos consumidores, tendo em vista as seguintes premissas [42,48]:

- *Região Y*: eventos comuns nas redes de média e alta tensão, contra os quais os próprios consumidores devem se assegurar. Ou seja, essa região representa os requisitos mínimos de compatibilidade das cargas;
- *Regiões X1 e X2*: eventos ocasionados por faltas em pontos remotos do sistema, com durações correspondentes aos tempos típicos de atuação dos dispositivos de proteção nas redes de transmissão. Consequentemente, é esperado um número significativo de eventos nessas regiões, e os consumidores com cargas sensíveis devem tentar se proteger pelo menos contra os eventos da região X1, os quais são mais frequentes;
- *Região S*: eventos também ocasionados por faltas em pontos remotos do sistema, no entanto, menos comuns que os das regiões X1 e X2;

- *Região T*: eventos ocasionados por faltas próximas ao ponto de medição. Não é esperado um número elevado de ocorrências nessa região, porém, caso isso ocorra, cabe à concessionária tomar providências;
- *Regiões Z1 e Z2*: eventos incomuns nas redes de alta tensão (particularmente os da região Z2), podendo estar associados a deficiências nos esquemas de proteção.

Tal norma salienta que os aspectos ambientais e a topologia das redes elétricas são fatores que possuem um peso significativo sobre o número de eventos e as suas características. Assim, não é possível estabelecer limites que sejam aceitáveis tanto para as concessionárias quanto para os consumidores [48].

Desse modo, são apresentados apenas valores de referência, tendo como base o desempenho dos barramentos monitorados na África do Sul. A Tabela 4.9 indica o número anual de eventos por região de sensibilidade, considerando os valores que não foram excedidos por 95% dos pontos de monitoramento (dados coletados até meados de 2002).

Tabela 4.9 – Número anual de eventos por região de sensibilidade (95° percentil).

Tensão Nominal [kV]	Região de sensibilidade					
	X1	X2	T	S	Z1	Z2
<b>6,6 &lt; V<sub>nom</sub> ≤ 44 (rural)</b>	85	210	115	400	450	450
<b>6,6 &lt; V<sub>nom</sub> ≤ 44</b>	20	30	110	30	20	45
<b>44 &lt; V<sub>nom</sub> ≤ 132</b>	35	35	25	40	40	10
<b>220 &lt; V<sub>nom</sub> ≤ 765</b>	30	30	20	20	10	5

Fonte: Adaptado de [48].

Já a Tabela 4.10 apresenta os valores que não foram excedidos por 50% dos pontos de monitoramento.

Tabela 4.10 – Número anual de eventos por região de sensibilidade (50° percentil).

Tensão Nominal [kV]	Região de sensibilidade					
	X1	X2	T	S	Z1	Z2
<b>6,6 &lt; V<sub>nom</sub> ≤ 44 (rural)</b>	13	12	10	13	11	10
<b>6,6 &lt; V<sub>nom</sub> ≤ 44</b>	7	7	7	6	3	4
<b>44 &lt; V<sub>nom</sub> ≤ 132</b>	13	10	5	7	4	2
<b>220 &lt; V<sub>nom</sub> ≤ 765</b>	8	9	3	2	1	1

Fonte: Adaptado de [48].

## 4.10. Contexto nacional

A Resolução nº 505/2001 da ANEEL trouxe avanços significativos sobre o acompanhamento da qualidade da energia elétrica no Brasil, como a obrigatoriedade da medição amostral por parte das distribuidoras e os requisitos para a medição da tensão em regime permanente.

No ano de 2008 foi aprovado o PRODIST, o qual incorporou os dispositivos da Resolução nº 505/2001 em seu Módulo 8. Além disso, foram definidos outros fenômenos relativos à qualidade do produto e estabelecidos valores de referência.

Com o intuito de evoluir nesse tema, foi instaurada a Consulta Pública (CP) nº 5/2011. Todavia, após a análise das contribuições recebidas na ocasião, concluiu-se que o assunto era complexo e que necessitava de maior aprofundamento das discussões.

Desta forma, em 2013, a ANEEL assinou um contrato com a FAU (Fundação de Apoio Universitário) para a prestação de serviços técnicos especializados de consultoria, visando a obtenção de subsídios para a revisão e o aperfeiçoamento da regulamentação que trata da qualidade do produto constante no Módulo 8 do PRODIST, considerando os fenômenos de distorções harmônicas, desequilíbrios de tensão, flutuações de tensão e VTCDs.

Os resultados de tal trabalho foram submetidos à discussão com a sociedade por meio da Consulta Pública nº 18/2014. Um dos pontos de maior repercussão foi o referente ao estabelecimento de limites para os indicadores propostos, sendo que a maioria das contribuições se mostraram contrárias a isso.

No entanto, durante a Audiência Pública (AP) nº 82/2015, foi decidido que as VTCDs seriam os únicos fenômenos para os quais não seriam estabelecidos limites. A justificativa da ANEEL foi de que desde a primeira versão do PRODIST existiam valores de referência para os indicadores de todos os fenômenos de qualidade do produto, exceto para as VTCDs. Logo, seria prudente a adoção de valores de referência somente para estes fenômenos, enquanto que para os demais, seria natural a evolução para limites, uma vez que o caráter orientativo do regulamento existia desde 2008 [50].

Assim sendo, com base no trabalho realizado pela consultoria e nas contribuições recebidas no âmbito da CP nº 18/2014 e da AP nº 82/2015, a ANEEL definiu uma metodologia própria para a avaliação das VTCDs nas redes de distribuição, a qual foi incluída à revisão 8 do Módulo 8 do PRODIST.

### 4.10.1. Metodologia do PRODIST

O PRODIST estabelece que o registro das VTCDs seja realizado em termos da magnitude e duração dos eventos, de acordo com a estratificação apresentada na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 – Estratificação dos eventos de VTCD em termos de magnitude e duração.

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							
(1,10 - 1,15]							
(0,85 - 0,90]							
(0,80 - 0,85]							
(0,70 - 0,80]							
(0,60 - 0,70]							
(0,50 - 0,60]							
(0,40 - 0,50]							
(0,30 - 0,40]							
(0,20 - 0,30]							
(0,10 - 0,20]							
< 0,10							

Fonte: Adaptado de [4].

Visando correlacionar a importância de cada evento com os níveis de sensibilidade das diferentes cargas conectadas aos sistemas de distribuição, são definidas nove regiões de sensibilidade, conforme mostra a Tabela 4.12.

Tabela 4.12 – Regiões de sensibilidade para a avaliação das VTCDs.

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	Região H			Região I			
(1,10 - 1,15]	Região H			Região I			
(0,85 - 0,90]	Região A						
(0,80 - 0,85]	Região A						
(0,70 - 0,80]	Região B	Região D		Região G			
(0,60 - 0,70]	Região B	Região D		Região G			
(0,50 - 0,60]	Região C	Região D		Região G			
(0,40 - 0,50]	Região C	Região D		Região G			
(0,30 - 0,40]	Região E			Região F			
(0,20 - 0,30]	Região E			Região F			
(0,10 - 0,20]	Região E			Região F			
< 0,10	Região E			Região F			

Fonte: Adaptado de [4].

Quanto ao critério de acompanhamento desses fenômenos, a consultoria havia apresentado duas alternativas. A primeira seria definir uma frequência máxima de ocorrência para cada região de sensibilidade, sendo propostos os limites mensais indicados na Tabela 4.13.

Tabela 4.13 – Limites mensais de ocorrência por região de sensibilidade.

Região de sensibilidade	Frequência máxima de ocorrência	
	$1 \text{ kV} < V_{nom} < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_{nom} < 230 \text{ kV}$
<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

Fonte: Adaptado de [51].

Já a segunda alternativa seria a criação do Fator de Impacto (*FI*), o qual englobaria todos os eventos registrados no ponto de monitoramento em um único indicador.

Tendo em vista essas duas alternativas, a ANEEL acabou optando pela segunda. Apesar da definição de limites individuais possibilitar um acompanhamento mais detalhado, seria necessária a criação de vários indicadores relativos a um único fenômeno. Assim sendo, a proposta do indicador *FI* é um importante ponto de contribuição da consultoria, considerando a relevância e a dificuldade da regulamentação das VTCDs [52].

O Fator de Impacto é calculado através da equação (4.19), considerando os eventos registrados no ponto de monitoramento em um período de 30 dias consecutivos.

$$FI = \frac{\sum_{i=A}^I (f e_i \cdot f p_i)}{FI_{BASE}} \quad (4.19)$$

onde:

$f e_i$  é o número mensal de eventos por região de sensibilidade ( $i = A, B, C, D, E, F, G, H$  e  $I$ );

$f p_i$  é o fator de ponderação correspondente à região de sensibilidade  $i$ ;

$FI_{BASE}$  é o Fator de Impacto Base.

A Tabela 4.14 indica os fatores de ponderação atribuídos a cada região de sensibilidade, assim como o Fator de Impacto Base.

Tabela 4.14 – Fatores de ponderação e Fator de Impacto Base.

Região de sensibilidade	Fator de ponderação ( $fp$ )	Fator de Impacto Base ( $FI_{BASE}$ )	
		$1 \text{ kV} < V_{nom} < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_{nom} < 230 \text{ kV}$
A	0,00	2,13	1,42
B	0,04		
C	0,07		
D	0,15		
E	0,25		
F	0,36		
G	0,07		
H	0,02		
I	0,04		

Fonte: Adaptado de [4].

Os fatores de ponderação estão diretamente correlacionados com a severidade dos eventos. Ou seja, são atribuídos pesos maiores para as regiões de sensibilidade consideradas mais impactantes do ponto de vista de operação dos equipamentos [4].

Os eventos da Região A não são considerados no cálculo do indicador  $FI$ , por se tratarem de eventos comuns aos sistemas de distribuição e, ainda que estes venham a causar problemas, assume-se que é viável a adoção de ações mitigadoras por parte dos próprios consumidores. Por outro lado, os eventos enquadrados na Região F são os mais severos, além de serem de difícil mitigação, recebendo, portanto, o maior fator de ponderação.

Com relação ao Fator de Impacto Base, o mesmo é obtido a partir do somatório dos produtos dos fatores de ponderação pelas frequências máximas de ocorrência definidas para cada região de sensibilidade, considerando os valores indicados na Tabela 4.13 [4].

Dessa maneira, para a avaliação das VTCDs nos sistemas de distribuição em média e em alta tensão, define-se para o Fator de Impacto um valor de referência igual a 1,0 p.u. Para as redes de baixa tensão, não são estabelecidos valores de referência para esses fenômenos.

Conforme discutido na Seção 4.6, é necessário que um barramento seja monitorado por um longo período, a fim de se obter informações estatisticamente relevantes a respeito do seu desempenho frente às VTCDs. Ou seja, o valor calculado em certo mês pode retratar apenas uma situação específica, e não o desempenho médio esperado para o ponto analisado [53].

Apesar do Fator de Impacto ser calculado mensalmente, nada impede que o período de medição seja maior, desde que esse indicador seja apurado a cada 30 dias. O período de um mês visa garantir que um cliente industrial tenha uma resposta mais rápida acerca do seu problema, não sendo necessário esperar um ano para se ter um posicionamento da distribuidora [38]. Em contrapartida, os resultados obtidos em um único mês não são suficientes para retratar o real desempenho de um barramento, podendo levar a conclusões precipitadas e equivocadas.

Outra questão a ser considerada é que o Fator de Impacto contabiliza as elevações de tensão juntamente com os afundamentos. Ressalta-se que a norma IEEE 1564 [7] recomenda que tais eventos sejam tratados de maneira separada, visto que possuem efeitos distintos sobre a operação dos equipamentos.

Com base nisso, em uma das contribuições à CP nº 18/2014, foi sugerido a utilização de dois indicadores *FI* [53]: um considerando os eventos nas regiões de sensibilidade A a G, e o outro considerando apenas as regiões H e I.

## 4.11. Considerações finais

Neste capítulo foi descrito um algoritmo básico para a obtenção de indicadores relativos às VTCDs, sendo apresentados alguns dos métodos disponíveis para quantificar a severidade dos eventos e o desempenho dos sistemas elétricos frente à ocorrência desses distúrbios.

Também foram discutidas as variáveis que podem influenciar o cálculo dos indicadores, como por exemplo, o protocolo de medição do valor eficaz, os métodos de agregação e a definição dos limiares de detecção e da tensão de referência.

Por fim, foram apresentadas as metodologias utilizadas na norma sul-africana NRS 048-2 e no PRODIST. No contexto nacional houve grandes avanços no sentido de regulamentação das VTCDs, sendo criado um novo indicador para a avaliação desses fenômenos nas redes de distribuição. No entanto, como se trata de uma metodologia recém formulada, é de se esperar que alguns aprimoramentos ainda sejam necessários.

Neste contexto, é essencial avaliar a adequação dessa metodologia, a fim de evidenciar os pontos que precisam ser aprimorados de modo a torná-la mais consistente, o que é o principal objetivo deste trabalho.

## **5. ANÁLISE DO FATOR DE IMPACTO**

### **5.1. Considerações iniciais**

Neste capítulo, busca-se avaliar a adequação da metodologia proposta no Módulo 8 do PRODIST [4] para o acompanhamento das VTCDs nas redes de distribuição, sobretudo no que refere ao cálculo do Fator de Impacto.

As análises são realizadas com base no nível de sensibilidade de diferentes tipos de equipamentos utilizados na indústria, com o intuito de verificar se tal indicador realmente reflete o impacto sofrido pelos consumidores devido à ocorrência desses distúrbios. Adicionalmente, também são considerados os resultados relativos a outros indicadores de VTCDs propostos na literatura técnica.

Em seguida, são definidos, de maneira sistemática, novos fatores de ponderação para o cálculo do indicador *FI*, a fim de obter uma maior correlação com o nível de sensibilidade das cargas, sendo apresentada também uma proposta de redefinição das regiões de sensibilidade estabelecidas para a estratificação dos eventos no plano magnitude versus duração.

As análises apresentadas foram realizadas considerando uma base de dados proveniente de um projeto de P&D (Pesquisa e Desenvolvimento), incluindo os resultados de medições obtidos a partir de 61 pontos de monitoramento, instalados em subestações (em 13,8 kV) de duas distribuidoras (chamadas aqui de Distribuidoras A e B) da região sudeste do Brasil, durante o período de um ano.

### **5.2. Avaliação do Fator de Impacto com base no nível de sensibilidade das cargas**

A fim de avaliar a adequação do indicador *FI* com relação ao nível de sensibilidade das cargas, é estimado o número de desligamentos de alguns equipamentos amplamente utilizados na indústria, sendo estes [28,32]: o CLP, o computador, o contator e o conversor de frequência, de modo a quantificar o impacto das VTCDs sobre os consumidores.

Para isso, é utilizada uma abordagem probabilística, a qual também leva em conta a incerteza envolvida na análise de sensibilidade das cargas, ao invés de ser considerada uma única curva de sensibilidade para cada tipo de equipamento.



### 5.2.1. Incerteza envolvida na análise de sensibilidade das cargas

De acordo com os resultados de testes disponíveis na literatura técnica, em muitos casos, é possível representar a sensibilidade de um equipamento por meio de uma curva retangular [28,54], como mostra a Figura 5.1.

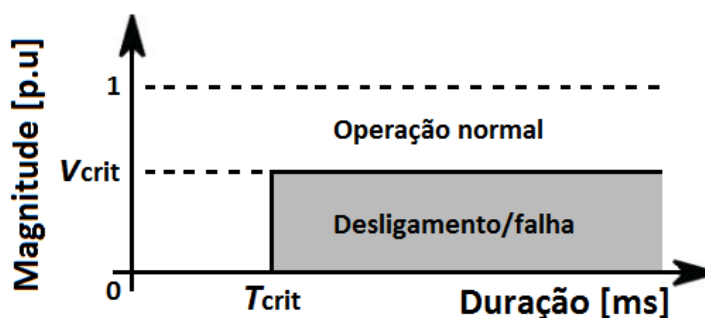


Figura 5.1 – Curva de sensibilidade de um equipamento.

Ou seja, considera-se que o equipamento é sensível a eventos de magnitude inferior a  $V_{crit}$  e duração superior a  $T_{crit}$ , os quais levariam à sua falha.

Todavia, conforme apresentado no Capítulo 3, além de diferentes tipos de cargas possuírem curvas de sensibilidade distintas, os equipamentos de um mesmo tipo não possuem um único padrão de comportamento. Portanto, para cada tipo analisado, não haverá uma única curva de sensibilidade, mas sim uma família de curvas [32,54–56].

A Figura 5.2 indica as regiões que seriam obtidas se fossem testadas várias amostras de um determinado tipo de equipamento.

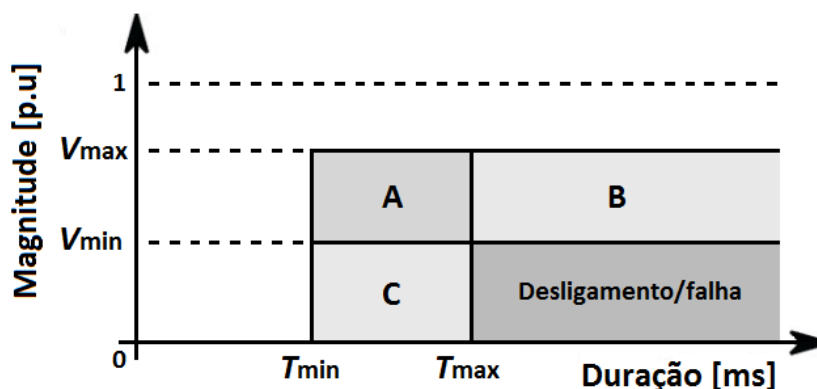


Figura 5.2 – Incerteza envolvida ao avaliar a sensibilidade de um equipamento.

Fonte: Adaptado de [32].

Cada amostra testada teria uma curva de sensibilidade própria, definida por um ponto ( $T_{crit}$ ,  $V_{crit}$ ) dentro da região A. Desse modo, os eventos com magnitude inferior a  $V_{min}$  e duração superior a  $T_{max}$  levariam à falha de todas as amostras, enquanto que nenhuma delas

seria afetada por eventos com magnitude superior a  $V_{max}$  ou duração inferior a  $T_{min}$ . Já os eventos nas regiões A, B e C levariam à falha de algumas amostras, mas nem todas.

Logo, pode-se assumir que a sensibilidade de um equipamento varia entre duas curvas, uma de sensibilidade mínima, dada pelo ponto  $(T_{max}, V_{min})$ , e outra de sensibilidade máxima, dada pelo ponto  $(T_{min}, V_{max})$ , as quais delimitam uma região de incerteza quanto ao seu desempenho frente às VTCDs.

### 5.2.2. Parâmetros adotados

Para estimar o número de desligamentos, foram definidos, para cada tipo de equipamento, quatro parâmetros distintos, sendo estes  $V_{min}$ ,  $V_{max}$ ,  $T_{min}$  e  $T_{max}$  (vide Figura 5.2), ao invés de se definir somente os parâmetros  $V_{crit}$  e  $T_{crit}$  (vide Figura 5.1), de modo a considerar a incerteza envolvida na análise de sensibilidade das cargas.

A Tabela 5.1 apresenta os parâmetros adotados, os quais foram definidos com base em vários trabalhos disponíveis na literatura técnica: CLP [22,32,33,54–57], computador [28,32,34,54–59], contator [22,26–28,59–61] e conversor de frequência [32,36,54–57,62].

Tabela 5.1 – Parâmetros adotados para cada tipo de equipamento.

Equipamento	$V_{min}$ [%]	$V_{max}$ [%]	$T_{min}$ [ms]	$T_{max}$ [ms]
CLP	25	80	20	400
Computador	25	65	40	450
Contator	35	70	10	80
Conversor de frequência (tipo I)	15	85	10	450
Conversor de frequência (tipo II)	45	85	10	175
Conversor de frequência (tipo III)	55	90	10	150

Como os conversores de frequência são equipamentos trifásicos, foram definidos diferentes níveis de sensibilidade relativos a cada tipo de evento (tipos I, II e III), e para os contadores, considerou-se somente as curvas referentes aos pontos de início iguais a  $0^\circ$  e  $90^\circ$  (as quais englobam as demais), sendo a primeira aproximada por curvas retangulares.

### 5.2.3. Estimativa do número de desligamentos dos equipamentos

Assumindo que o desempenho de um equipamento possa ser representado por uma curva de sensibilidade retangular, definida por um ponto  $(T_{crit}, V_{crit})$ , pode-se estimar o

número de desligamentos desse tipo de equipamento conhecendo como os valores de  $V_{crit}$  e  $T_{crit}$  se distribuem entre  $V_{min}$  e  $V_{max}$  e entre  $T_{min}$  e  $T_{max}$ , respectivamente [32,54–56].

A distribuição das variáveis  $V_{crit}$  e  $T_{crit}$  pode ser obtida por meio de testes, sendo necessário um grande número de amostras para isso. Outra alternativa seria assumir que tais variáveis seguem uma distribuição específica. Algumas opções seriam [32]:

1. *Distribuição uniforme*: probabilidades iguais da sensibilidade do equipamento ser definida por um ponto qualquer dentro da região A (vide Figura 5.2);
2. *Distribuição normal*: maior probabilidade da sensibilidade do equipamento ser definida por um ponto no centro da região A;
3. *Distribuição exponencial crescente para  $V_{crit}$  e decrescente para  $T_{crit}$* : maior probabilidade da sensibilidade do equipamento ser definida por um ponto próximo ao canto superior esquerdo da região A;
4. *Distribuição exponencial decrescente para  $V_{crit}$  e crescente para  $T_{crit}$* : ocorre o oposto do caso anterior, ou seja, há uma maior probabilidade do ponto ( $T_{crit}$ ,  $V_{crit}$ ) estar próximo ao canto inferior direito da região A.

O número de desligamentos do equipamento pode ser estimado utilizando funções de massa de probabilidade ou funções de distribuição acumulada [54–56].

#### a) Utilizando funções de massa de probabilidade

Sendo  $V_{crit}$  e  $T_{crit}$  variáveis aleatórias discretas e independentes, tem-se as funções de massa de probabilidade dadas pelas equações (5.1).

$$\begin{aligned} f_{V_{crit}}(x) &= P(V_{crit} = x) \\ f_{T_{crit}}(x) &= P(T_{crit} = x) \end{aligned} \tag{5.1}$$

A probabilidade da curva de sensibilidade do equipamento ser definida pelo ponto ( $T$ ,  $V$ ) é igual à probabilidade de  $V_{crit}$  ser igual a  $V$  e de  $T_{crit}$  ser igual a  $T$ , podendo ser calculada através da equação (5.2).

$$P_{curva}(T, V) = f_{V_{crit}}(V) \cdot f_{T_{crit}}(T) \tag{5.2}$$

Assim, o número estimado de desligamentos ( $ENT$ ) é obtido a partir da equação (5.3).

$$ENT = \sum_{i=1}^{n_T} \sum_{k=1}^{n_V} Pcurva(T_i, V_k) \cdot Ne(T_i, V_k) \tag{5.3}$$

onde:

$Ne(T_i, V_k)$  é o número de eventos com magnitude inferior a  $V_k$  e duração superior a  $T_i$  (eventos abaixo da curva definida pelo ponto  $(T_i, V_k)$ );

$n_V$  e  $n_T$  correspondem ao número de valores que as variáveis  $V_{crit}$  e  $T_{crit}$  podem assumir, respectivamente, de modo que  $\sum_{i=1}^{n_T} \sum_{k=1}^{n_V} Pcurva(T_i, V_k) = 1$ .

Dessa forma, pode-se definir o seguinte algoritmo:

1. Considera-se uma curva de sensibilidade específica, ou seja, um ponto  $(T_i, V_k)$ ;
2. Verifica-se o número de eventos abaixo de tal curva;
3. Multiplica-se o número obtido pela probabilidade de ocorrência dessa curva;
4. Repete-se os passos anteriores para obter a contribuição referente a cada combinação de  $V_{crit}$  e  $T_{crit}$  (o número de combinações é dado pelo produto de  $n_V$  por  $n_T$ ).

A Figura 5.3 mostra a distribuição de probabilidade relativa à variável  $Pcurva(T, V)$ , considerando diferentes distribuições para as variáveis  $V_{crit}$  e  $T_{crit}$ .

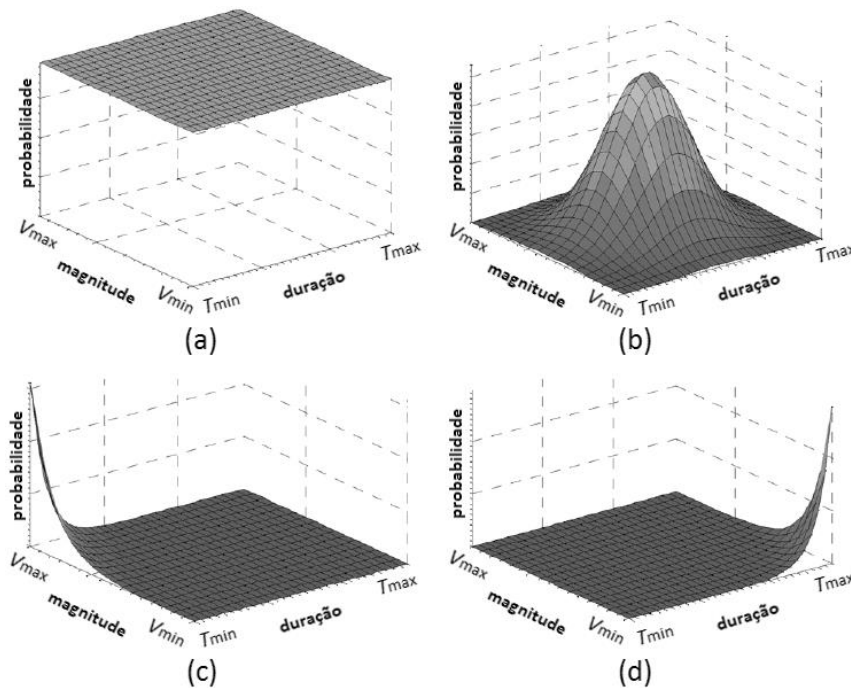


Figura 5.3 –  $Pcurva(T, V)$  para diferentes distribuições de  $V_{crit}$  e  $T_{crit}$ : (a) uniforme; (b) normal; (c) exponencial crescente para  $V_{crit}$  e decrescente para  $T_{crit}$ ; e (d) exponencial decrescente para  $V_{crit}$  e crescente para  $T_{crit}$ .

Fonte: Adaptado de [55].

### b) Utilizando funções de distribuição acumulada

O método anterior considera a probabilidade da curva de sensibilidade do equipamento ser definida por um ponto qualquer dentro da região A, enquanto que este método considera a probabilidade de desligamento do equipamento associada a cada evento.

Supondo um evento de magnitude  $Ve$  e duração  $Te$ , a probabilidade do mesmo resultar no desligamento do equipamento analisado é dada pelo somatório das probabilidades associadas às curvas de sensibilidade que englobam tal evento (definidas por valores de  $V_{crit}$  superiores a  $Ve$  e por valores de  $T_{crit}$  inferiores a  $Te$ ). Assim, pode-se considerar as funções de distribuição acumulada dadas pelas equações (5.4).

$$\begin{aligned} F_{V_{crit}}(x) &= P(V_{crit} \leq x) \\ F_{T_{crit}}(x) &= P(T_{crit} \leq x) \end{aligned} \quad (5.4)$$

Logo, a probabilidade de desligamento do equipamento pode ser calculada a partir da equação (5.5).

$$P_{trip}(Te, Ve) = (1 - F_{V_{crit}}(Ve)) \cdot F_{T_{crit}}(Te) \quad (5.5)$$

Assim, pode-se estimar o seu número de desligamentos através da equação (5.6), considerando todos os eventos registrados durante o período de interesse.

$$ENT = \sum_{i=1}^{n_{af}} P_{trip}(Te_i, Ve_i) \quad (5.6)$$

O algoritmo utilizando essa abordagem pode ser resumido através dos seguintes passos:

1. Considera-se um determinado evento, de magnitude  $Ve$  e duração  $Te$ ;
2. Calcula-se a probabilidade de desligamento do equipamento, somando as probabilidades de ocorrência das curvas de sensibilidade que englobam tal evento;
3. Repete-se os passos anteriores para obter a contribuição referente a cada evento registrado no barramento de conexão do equipamento.

A Figura 5.4 mostra a probabilidade de desligamento associada a eventos com magnitude entre  $V_{min}$  e  $V_{max}$  e duração entre  $T_{min}$  e  $T_{max}$ , considerando diferentes distribuições para as variáveis  $V_{crit}$  e  $T_{crit}$ .

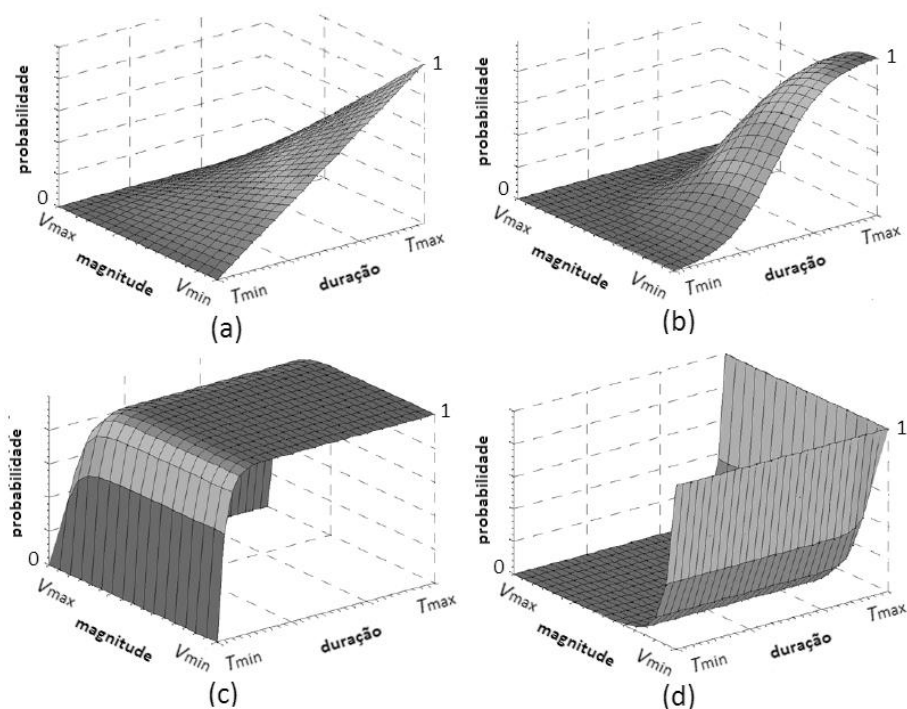


Figura 5.4 – Probabilidade de desligamento do equipamento para diferentes distribuições de  $V_{crit}$  e  $T_{crit}$ : (a) uniforme; (b) normal; (c) exponencial crescente para  $V_{crit}$  e decrescente para  $T_{crit}$ ; e (d) exponencial decrescente para  $V_{crit}$  e crescente para  $T_{crit}$ .

Fonte: Adaptado de [55].

Como pode-se verificar, a probabilidade de desligamento associada a eventos com magnitude inferior a  $V_{min}$  e duração superior a  $T_{max}$  é igual a 1.

#### 5.2.4. Relação entre o Fator de Impacto e o número de desligamentos dos equipamentos

Para que um indicador de VTCDs seja considerado adequado do ponto de vista de sensibilidade das cargas, o ideal seria que o mesmo fosse diretamente proporcional ao número de desligamentos dos equipamentos.

Com base nessa premissa, são realizadas análises de correlação entre o Fator de Impacto e os valores mensais de  $ENT$ , considerando o coeficiente de correlação de Pearson ( $r$ ), o qual permite avaliar o grau de associação linear entre duas variáveis.

O coeficiente  $r$  varia entre  $-1$  e  $1$ . Valores próximos de  $1$  indicam que as variáveis são diretamente proporcionais, ou seja, um aumento no número de desligamentos da carga seria acompanhado por um aumento no valor do indicador  $FI$  quase que na mesma proporção.

Os valores de  $ENT$  foram calculados conforme o método descrito em 5.2.3, por meio da abordagem que utiliza funções de distribuição acumulada, a qual o autor julgou ser mais fácil de implementar do que a abordagem que utiliza funções de massa de probabilidade, sendo

assumido que as variáveis  $V_{crit}$  e  $T_{crit}$  possuem distribuição normal. Os resultados são apresentados no Apêndice C, juntamente com as demais variáveis calculadas a partir da base de dados proveniente do projeto de P&D citado anteriormente.

No caso dos conversores de frequência, realizou-se a soma do número de desligamentos devido a cada tipo de afundamento de tensão. Ou seja, os valores de  $ENT$  foram calculados considerando os eventos tipos I, II e III de maneira separada, e então, somou-se os valores obtidos. Para a classificação dos eventos, aplicou-se o método descrito em 2.9.3.3, já que apenas os valores de magnitude estavam disponíveis, utilizando o código apresentado no Apêndice D.

A partir dessas análises, pretende-se verificar se o indicador  $FI$  realmente reflete o impacto sofrido pelos consumidores devido à ocorrência das VTCDs, assim como avaliar a adequação da metodologia estabelecida para o seu cálculo, sendo utilizado como parâmetro de medida o coeficiente de correlação de Pearson.

No entanto, os resultados obtidos com base nos dados de uma única amostra não são suficientes para concluir se há ou não correlação entre as variáveis. Ou seja, como o coeficiente  $r$  é uma estimativa do coeficiente de correlação populacional ( $\rho$ ), o seu valor varia de uma amostra para outra, sendo ele próprio uma variável aleatória, enquanto que  $\rho$  é um parâmetro fixo. Diante disso, pode-se inferir que é possível obter uma amostra com um valor de coeficiente maior do que zero mesmo quando as duas variáveis não estão associadas linearmente.

Desta forma, para testar se a amostra foi retirada de uma população onde  $\rho$  é igual a zero ou não, pode-se realizar o teste de hipóteses unilateral dado por (5.7).

$$\begin{aligned} H_0 : \rho &= 0 \\ H_1 : \rho &> 0 \end{aligned} \tag{5.7}$$

onde:

$H_0$  corresponde à hipótese nula e  $H_1$  à hipótese alternativa.

Se  $H_0$  é rejeitada, pode-se concluir que o coeficiente de correlação linear entre as variáveis é positivo. Caso contrário, não é possível afirmar que  $H_1$  seja verdadeira com base nos dados da amostra considerada.

A decisão de rejeitar ou não a hipótese nula pode ser feita com base no *valor-p*. Se tal estatística for menor do que o nível de significância ( $\alpha$ ) do teste, rejeita-se  $H_0$  a favor de  $H_1$ .

O Apêndice E apresenta maiores detalhes sobre os conceitos estatísticos e os métodos utilizados neste trabalho, no que se refere ao coeficiente de correlação de Pearson, à estimação de parâmetros e aos testes de hipóteses.

A Tabela 5.2 apresenta os resultados obtidos para cada tipo de equipamento.

Tabela 5.2 – Correlação entre o indicador *FI* e os valores de *ENT* para cada tipo de equipamento.

Equipamento	CLP	Computador	Contator	Conversor de frequência
<b>Coefficiente <i>r</i></b>	0,739	0,624	0,791	0,874
<b><i>valor-p</i></b>	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001

Em todas as análises, foi adotado para os testes de hipóteses um valor de  $\alpha$  igual a 5 %.

Para avaliar o grau de associação linear entre as variáveis, considerou-se como referência a classificação apresentada na Tabela E.1.

Como pode-se observar, os valores obtidos para o coeficiente *r* indicam uma correlação forte entre o indicador *FI* e os valores de *ENT*, exceto no caso dos computadores, onde é indicada uma correlação moderada.

Ademais, os resultados dos testes de hipóteses permitem concluir que existe uma associação linear positiva entre tais variáveis, já que em todos os casos foi obtido um *valor-p* menor do que o nível de significância dos testes (5 %).

Por meio dos gráficos de dispersão da Figura 5.5, é possível verificar visualmente a relação existente entre o indicador *FI* e os valores de *ENT*.

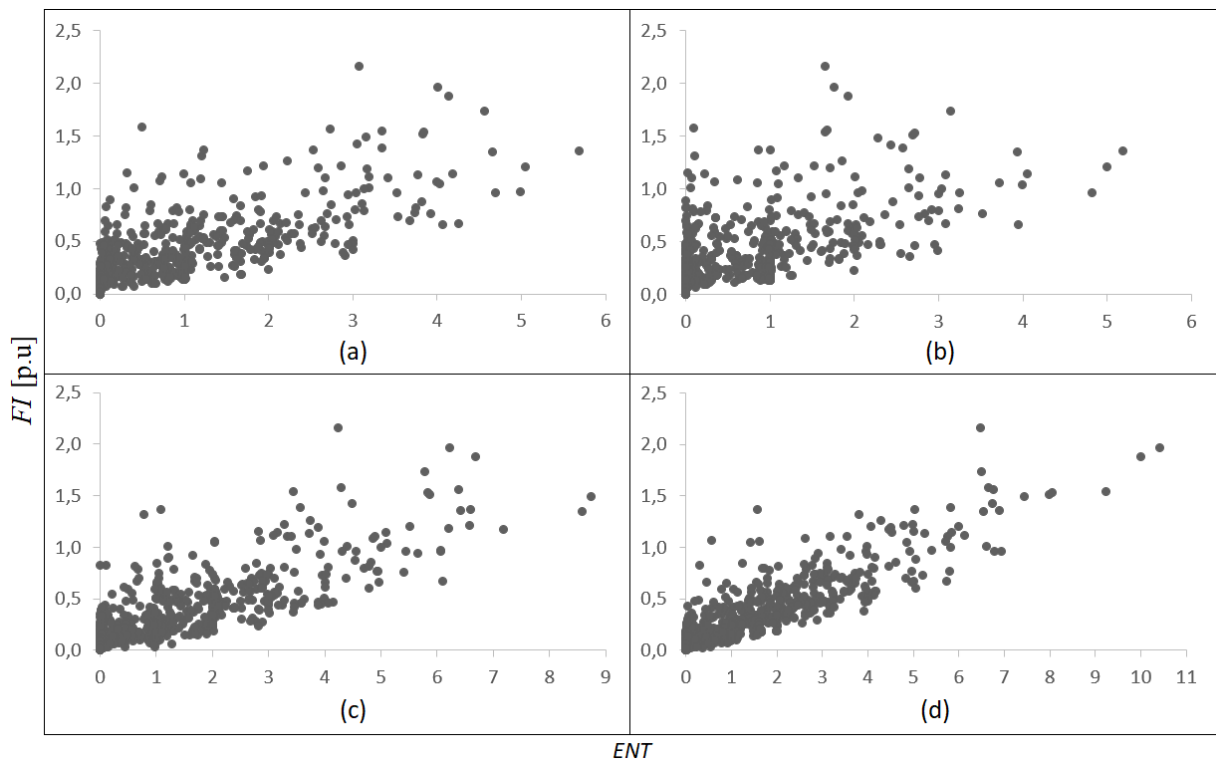


Figura 5.5 – Gráficos de dispersão, indicador *FI* versus *ENT* para cada tipo de equipamento: (a) CLP; (b) computador; (c) contator; e (d) conversor de frequência.



Como pode ser visto, o gráfico de dispersão referente aos conversores de frequência é o que mais se aproxima de uma reta. Para os demais equipamentos, observa-se uma relação linear menos pronunciada, principalmente no caso dos computadores.

Porém, apesar dos valores de coeficiente de correlação relativamente altos, tem-se um número razoável de observações para as quais o valor apurado para o indicador *FI* é baixo, mesmo quando se tem um número elevado de desligamentos. Por exemplo, pode-se verificar valores de *ENT* próximos de 5, no caso dos CLPs e computadores, e próximos de 7, no caso dos contadores e conversores de frequência, associados a valores de *FI* inferiores a 1 p.u. Dessa forma, podem haver meses em que o consumidor sofra várias paradas de processo, sem que isso seja refletido no valor desse indicador.

Também há observações em que ocorre o oposto, embora em menor proporção, podendo resultar em uma avaliação sobrestimada do impacto das VTCDs. Por exemplo, em uma das observações, obteve-se um valor de *FI* superior a 1,5 p.u, sendo o número estimado de desligamentos para os CLPs e computadores inferior a 1.

### 5.2.5. Comparação com os indicadores propostos na norma IEEE 1564

Conforme mencionado, o grau de correlação entre o Fator de Impacto e os valores de *ENT* foi avaliado com base na classificação apresentada na Tabela E.1.

Entretanto, para obter outras referências para a avaliação desse indicador, além dessa tabela, também são realizadas análises de correlação considerando os indicadores propostos na norma IEEE 1564 [7], sendo estes os indicadores *Ssite*, *Saverage*, *SEI* e *ASEI*.

Vale lembrar que os indicadores *Ssite* e *Saverage* são calculados a partir da soma e da média, respectivamente, dos índices de severidade dos eventos, e os indicadores *SEI* e *ASEI* através da soma e da média, respectivamente, dos índices de energia (vide Seção 4.6).

A Tabela 5.3 apresenta os coeficientes de correlação relativos ao indicador *Ssite*, e a Figura 5.6 exhibe os gráficos de dispersão correspondentes.

Tabela 5.3 – Correlação entre o indicador *Ssite* e os valores de *ENT* para cada tipo de equipamento.

Equipamento	CLP	Computador	Contador	Conversor de frequência
Coefficiente <i>r</i>	0,797	0,738	0,778	0,824
<i>valor-p</i>	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001

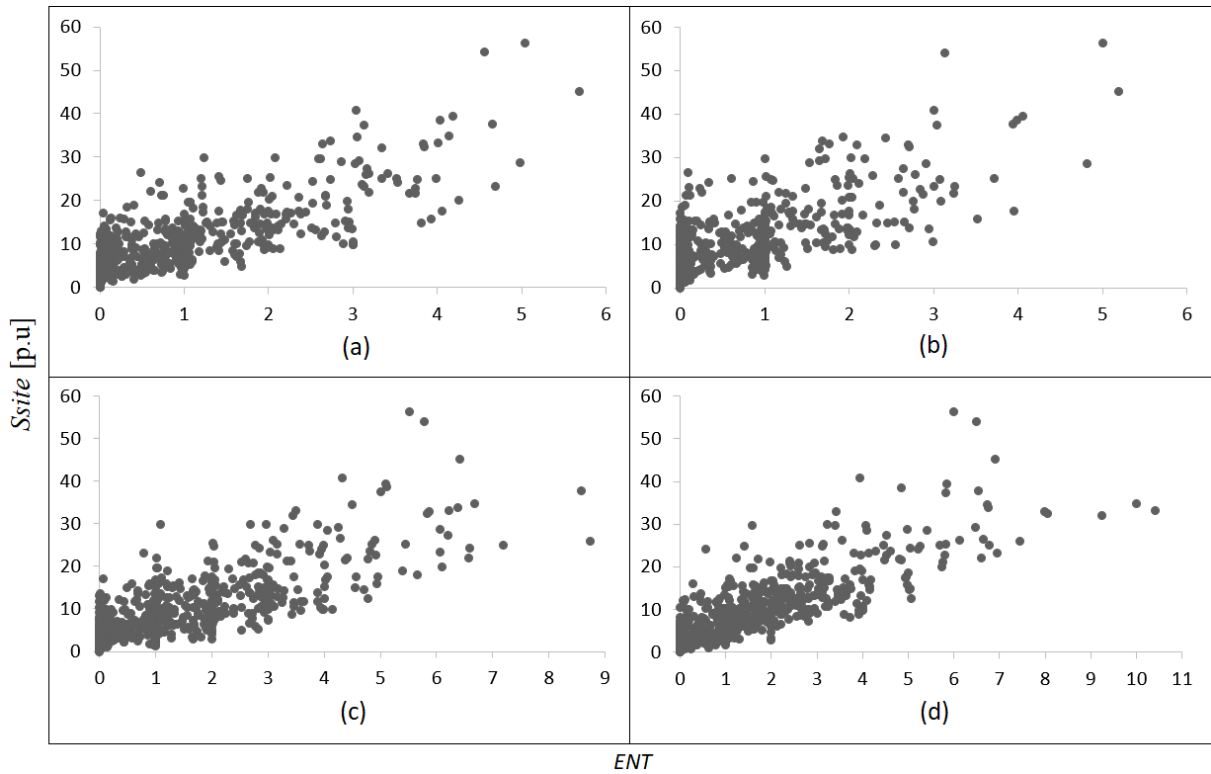


Figura 5.6 – Gráficos de dispersão, indicador  $Ssite$  versus  $ENT$  para cada tipo de equipamento: (a) CLP; (b) computador; (c) contator; e (d) conversor de frequência.

Como pode-se notar, os resultados obtidos para o indicador  $Ssite$  são próximos àqueles obtidos para o Fator de Impacto. De fato, a metodologia de cálculo desses dois indicadores é semelhante, isto é, para cada evento de VTCD é atribuído um peso em função da sua severidade, e em seguida, as contribuições de todos os eventos são somadas. Para o indicador  $FI$ , os pesos correspondem aos fatores de ponderação divididos por  $FI_{BASE}$ , enquanto que para o indicador  $Ssite$  correspondem aos valores do índice  $Se$ .

Outra característica semelhante é que a contribuição de cada evento é limitada a partir de certos valores de magnitude e duração, não permitindo que os eventos mais severos tornem insignificante a parcela relativa aos eventos menos severos. Para o indicador  $FI$ , a contribuição máxima é igual a 0,17 ( $0,36/2,13$ ), e para o indicador  $Ssite$ , igual a 10, considerando a curva SEMI F47 como referência no seu cálculo.

Do ponto de vista de sensibilidade das cargas, pode-se dizer que isso faz sentido, pois assume-se que os eventos severos têm o mesmo efeito sobre o desempenho dos equipamentos. Por exemplo, com base na Tabela 5.1, pode-se verificar que uma interrupção de 2 minutos resultaria na falha dos equipamentos analisados do mesmo modo que uma interrupção de 1 minuto, logo, é plausível atribuir o mesmo peso para ambos os eventos.

A Tabela 5.4 e a Figura 5.7 exibem os resultados relativos ao indicador  $Saverage$ .

Tabela 5.4 – Correlação entre o indicador *Saverage* e os valores de *ENT* para cada tipo de equipamento.

Equipamento	CLP	Computador	Contator	Conversor de frequência
Coefficiente <i>r</i>	0,405	0,427	0,352	0,319
<i>valor-p</i>	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001

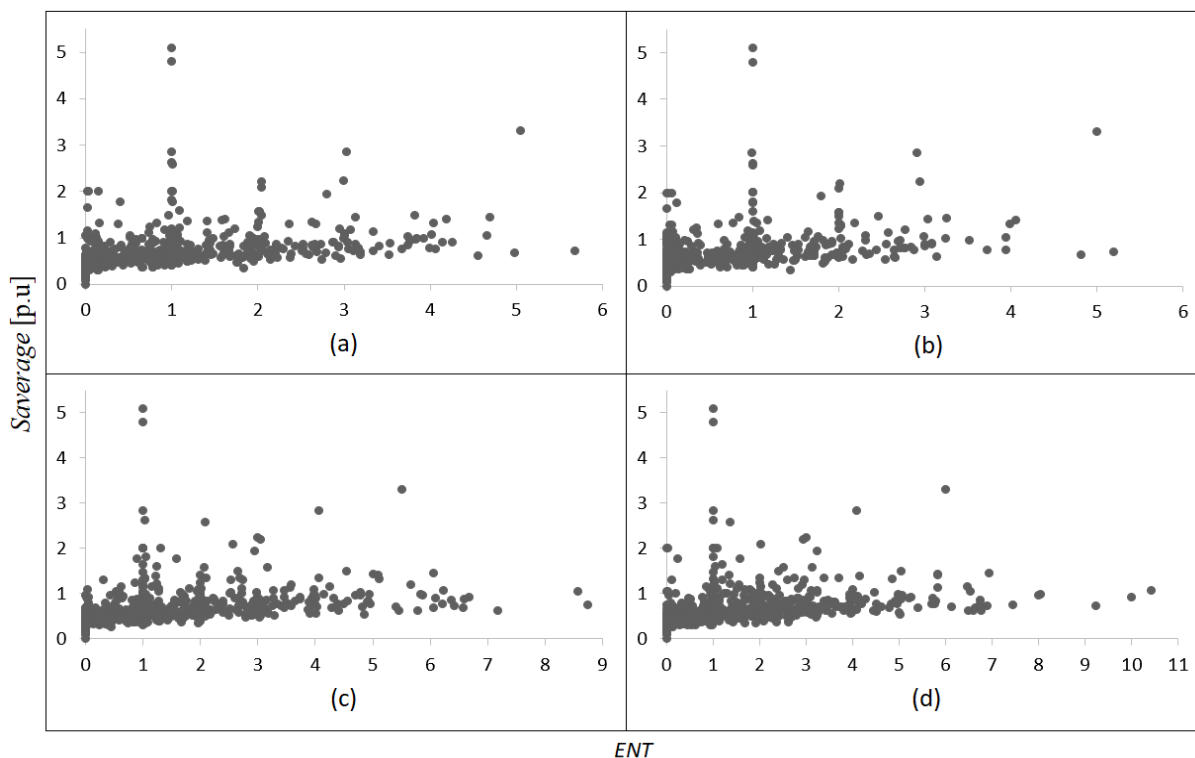


Figura 5.7 – Gráficos de dispersão, indicador *Saverage* versus *ENT* para cada tipo de equipamento: (a) CLP; (b) computador; (c) contator; e (d) conversor de frequência.

Apesar de terem sido obtidos *valores-p* menores do que 5 %, indicando que existe uma associação linear positiva entre as variáveis, os coeficientes *r* indicam uma correlação fraca em todos os casos, o que pode ser confirmado através dos gráficos de dispersão.

Como o indicador *Saverage* é calculado a partir da média dos índices de severidade dos eventos registrados no período de interesse, há um efeito de atenuação, principalmente quando se tem uma quantidade elevada de ocorrências.

Com base nas estatísticas apresentadas no Apêndice F, pode-se inferir que o número de eventos com valores de *Se* baixos tende a ser muito maior do que o número de eventos com valores altos, fazendo com que a contribuição média seja reduzida na maioria das vezes.

Se por um lado uma menor frequência de ocorrência de eventos tende a aumentar o indicador *Saverage*, por outro lado tende a diminuir os valores de *ENT*. Por exemplo, o maior valor desse indicador foi apurado em um mês em que foram registradas apenas duas ocorrências, sendo uma delas bastante severa. Assim, apesar do valor de *Saverage* alto, foi obtido um valor de *ENT* pouco maior do que 1 para os quatro tipos de equipamentos analisados.

A Tabela 5.5 e a Figura 5.8 apresentam os resultados correspondentes ao indicador *SEI*.

Tabela 5.5 – Correlação entre o indicador *SEI* e os valores de *ENT* para cada tipo de equipamento.

Equipamento	CLP	Computador	Contator	Conversor de frequência
Coefficiente <i>r</i>	0,295	0,337	0,241	0,219
valor- <i>p</i>	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001

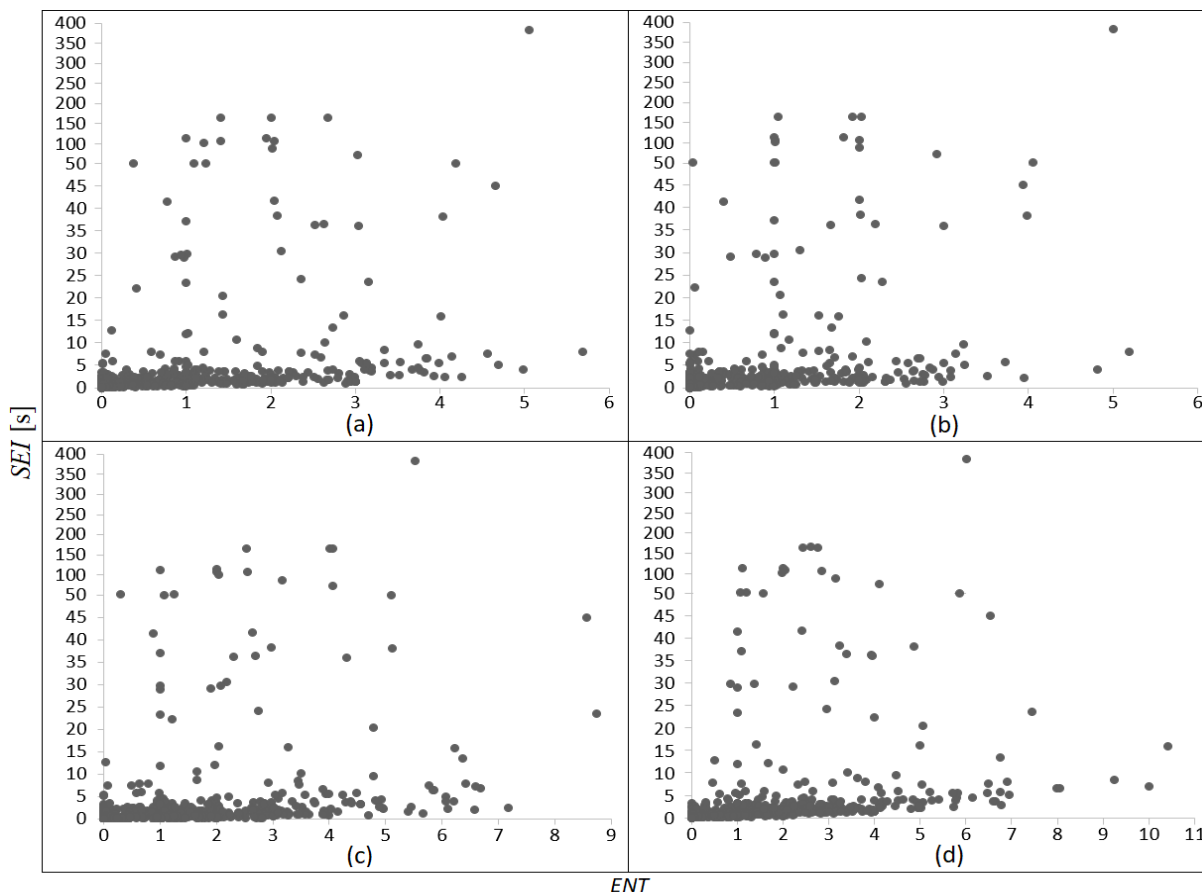


Figura 5.8 – Gráficos de dispersão, indicador *SEI* versus *ENT* para cada tipo de equipamento: (a) CLP; (b) computador; (c) contator; e (d) conversor de frequência.

Observa-se que são obtidos valores de coeficiente de correlação relativamente baixos.

O indicador *SEI*, assim como os indicadores *FI* e *Ssite*, também é calculado a partir da soma das contribuições de cada evento registrado no período. Entretanto, como o índice *Evs* não é limitado como o índice *Se*, os eventos mais longos tendem a apresentar uma parcela de contribuição muito maior do que os eventos mais curtos. Por exemplo, uma interrupção de 2 minutos terá um valor de *Evs* 60 vezes maior do que uma interrupção de 2 segundos, embora ambos os eventos tenham o mesmo efeito sobre os equipamentos analisados neste trabalho (considerando os parâmetros definidos na Tabela 5.1).

Por fim, os resultados relativos ao indicador *ASEI* são apresentados na Tabela 5.6, sendo os gráficos de dispersão correspondentes exibidos na Figura 5.9.

Tabela 5.6 – Correlação entre o indicador *ASEI* e os valores de *ENT* para cada tipo de equipamento.

Equipamento	CLP	Computador	Contator	Conversor de frequência
Coefficiente <i>r</i>	0,221	0,265	0,165	0,140
<i>valor-p</i>	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001

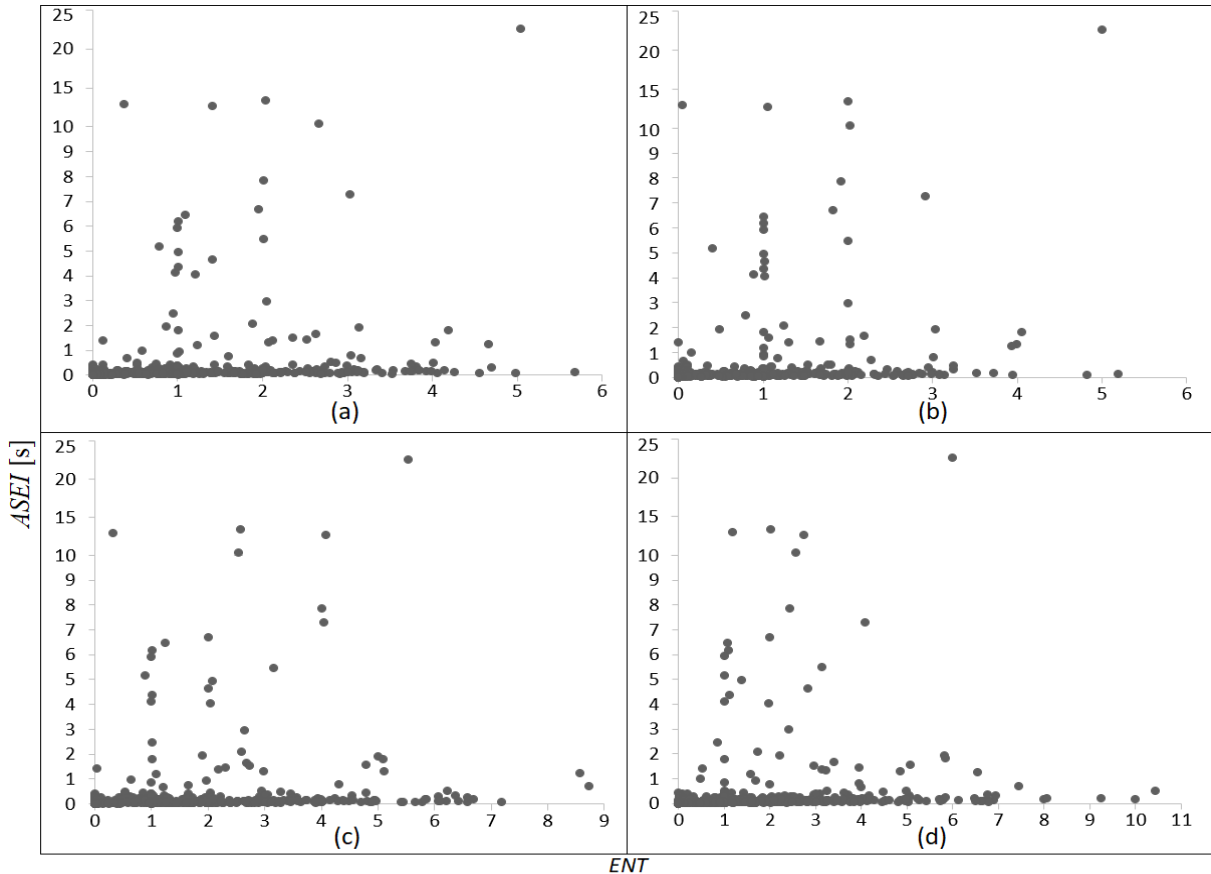


Figura 5.9 – Gráficos de dispersão, indicador *ASEI* versus *ENT* cada tipo de equipamento: (a) CLP; (b) computador; (c) contator; e (d) conversor de frequência.

Nesse caso, são obtidos os piores resultados em termos de coeficiente *r*, sendo indicada uma correlação desprezível entre o indicador *ASEI* e os valores de *ENT*.

Como tal indicador é calculado a partir da média dos índices de energia dos eventos registrados no período de interesse, tem-se as mesmas desvantagens que os indicadores *Saverage* e *SEI*. Ou seja, além do efeito de atenuação, há uma tendência dos eventos mais longos ofuscarem a contribuição referente aos eventos de menor duração.

Dessa forma, analisando os resultados obtidos tanto para o Fator de Impacto quanto para os indicadores propostos na norma IEEE 1564 [7], pode-se verificar que, do ponto de vista de sensibilidade das cargas, a metodologia de cálculo do indicador *FI* é adequada, pelo menos no que se refere aos seguintes aspectos: por ponderar os eventos em função da sua severidade; por considerar a soma das contribuições aos invés da média; e por limitar a contribuição de cada evento a partir de certos valores de magnitude e duração.

### 5.3. Proposição de novos parâmetros para o cálculo do Fator de Impacto

Nesta seção são propostos novos fatores de ponderação e regiões de sensibilidade para o cálculo do Fator de Impacto, a fim de obter uma maior correlação com o número estimado de desligamentos dos equipamentos.

Para a proposição desses parâmetros, são considerados apenas os afundamentos de tensão, não fazendo parte do escopo deste trabalho a definição de critérios para avaliar as elevações. Conforme já discutido, é recomendado que tais eventos sejam tratados de maneira separada, uma vez que possuem efeitos distintos sobre a operação dos equipamentos.

#### 5.3.1. Determinação de fatores de ponderação com base na probabilidade de desligamento dos equipamentos

Quanto maior a compatibilidade entre os fatores de ponderação e o nível de sensibilidade das cargas, maior será a correlação entre o Fator de Impacto e os valores de *ENT*.

Partindo dessa premissa, pode-se assumir que os fatores mais adequados seriam aqueles proporcionais à probabilidade de desligamento dos equipamentos.

Conforme discutido em 5.2.3, a probabilidade de um afundamento de tensão resultar na falha de um equipamento específico pode ser calculada a partir da equação (5.5), em termos da magnitude e duração dos eventos. Assim, com base nessa equação, são obtidos fatores de ponderação para cada uma das classes definidas na Tabela 4.11, exceto para aquelas referentes às elevações de tensão.

Como pode-se observar nessa tabela, cada classe é delimitada por dois valores de magnitude e duração: um inferior ( $Td$  e  $Vd$ ) e outro superior ( $Tu$  e  $Vu$ ). Dessa forma, para obter o fator correspondente a determinada classe, é utilizada a equação (5.8).

$$fp_i = \frac{1}{2} (P_{trip}(Td_i, Vu_i) + P_{trip}(Tu_i, Vd_i)) \quad (5.8)$$

Ou seja, considera-se a média entre probabilidade mínima ( $P_{trip}(Td_i, Vu_i)$ ) e a probabilidade máxima ( $P_{trip}(Tu_i, Vd_i)$ ) de desligamento da carga associadas a essa classe.

Assim, são calculados fatores de ponderação relativos a cada tipo de equipamento, considerando as respectivas funções de distribuição acumulada, definidas com base nos parâmetros da Tabela 5.1. Os resultados obtidos são exibidos nas Tabelas 5.7 a 5.12.



Tabela 5.10 – Fatores de ponderação: conversores de frequência (eventos tipo I).

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]
(0,85 - 0,90]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(0,80 - 0,85]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(0,70 - 0,80]	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
(0,60 - 0,70]	0,00	0,07	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
(0,50 - 0,60]	0,00	0,22	0,32	0,33	0,33	0,33	0,33
(0,40 - 0,50]	0,01	0,37	0,64	0,67	0,67	0,67	0,67
(0,30 - 0,40]	0,01	0,43	0,85	0,91	0,91	0,91	0,91
(0,20 - 0,30]	0,01	0,44	0,92	0,99	0,99	0,99	0,99
(0,10 - 0,20]	0,01	0,44	0,93	1,00	1,00	1,00	1,00
< 0,10	0,01	0,44	0,93	1,00	1,00	1,00	1,00

Tabela 5.11 – Fatores de ponderação: conversores de frequência (eventos tipo II).

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]
(0,85 - 0,90]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(0,80 - 0,85]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(0,70 - 0,80]	0,06	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
(0,60 - 0,70]	0,25	0,46	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
(0,50 - 0,60]	0,31	0,75	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
(0,40 - 0,50]	0,31	0,81	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
(0,30 - 0,40]	0,31	0,81	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
(0,20 - 0,30]	0,31	0,81	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
(0,10 - 0,20]	0,31	0,81	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
< 0,10	0,31	0,81	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Tabela 5.12 – Fatores de ponderação: conversores de frequência (eventos tipo III).

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]
(0,85 - 0,90]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(0,80 - 0,85]	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
(0,70 - 0,80]	0,29	0,37	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
(0,60 - 0,70]	0,42	0,79	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
(0,50 - 0,60]	0,42	0,92	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
(0,40 - 0,50]	0,42	0,92	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
(0,30 - 0,40]	0,42	0,92	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
(0,20 - 0,30]	0,42	0,92	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
(0,10 - 0,20]	0,42	0,92	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
< 0,10	0,42	0,92	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00



No caso dos conversores de frequência, como os eventos tipos I, II e III são avaliados de maneira separada, são obtidos três fatores de ponderação por classe. Desse modo, para obter os fatores equivalentes, relativos a esse equipamento, é utilizada a equação (5.9).

$$fp_i = 0,601 \cdot fp_{i(\text{tipo I})} + 0,265 \cdot fp_{i(\text{tipo II})} + 0,134 \cdot fp_{i(\text{tipo III})} \quad (5.9)$$

Para cada fator, é atribuído um peso igual à respectiva taxa de ocorrência dos eventos tipos I, II e III, conforme os valores indicados na Tabela F.1, os quais foram calculados com base nos resultados de medições provenientes do projeto de P&D já mencionado.

Assim, são obtidos os fatores indicados na Tabela 5.13.

Tabela 5.13 – Fatores de ponderação equivalentes: conversores de frequência.

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)
(0,85 - 0,90]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(0,80 - 0,85]	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
(0,70 - 0,80]	0,05	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
(0,60 - 0,70]	0,12	0,27	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
(0,50 - 0,60]	0,14	0,45	0,56	0,57	0,57	0,57	0,57
(0,40 - 0,50]	0,14	0,56	0,78	0,80	0,80	0,80	0,80
(0,30 - 0,40]	0,15	0,60	0,91	0,95	0,95	0,95	0,95
(0,20 - 0,30]	0,15	0,60	0,95	0,99	0,99	0,99	0,99
(0,10 - 0,20]	0,15	0,61	0,96	1,00	1,00	1,00	1,00
< 0,10	0,15	0,61	0,96	1,00	1,00	1,00	1,00

Os valores de *FI* foram recalculados, considerando os fatores de ponderação relativos a cada tipo de equipamento. A Tabela 5.14 apresenta os coeficientes de correlação de Pearson obtidos ao considerar os novos valores desse indicador.

Tabela 5.14 – Coeficientes de correlação obtidos ao considerar os fatores relativos a cada tipo de equipamento.

Fatores de ponderação	Equipamento			
	CLP	Computador	Contator	Conversor de frequência
Tabela 5.7	0,967	0,918	0,891	0,901
Tabela 5.8	0,952	0,966	0,863	0,812
Tabela 5.9	0,863	0,806	0,974	0,853
Tabela 5.13	0,908	0,826	0,898	0,931

Pode-se notar que, ao aplicar os fatores de ponderação relativos a determinado tipo de equipamento, obtém-se para o mesmo, o maior valor de coeficiente  $r$ . Assim, visando estabelecer um único conjunto de fatores, poderia ser feita a média ponderada dos valores indicados nas Tabelas 5.7, 5.8, 5.9 e 5.13, considerando pesos diferentes para cada tipo de carga.

Entretanto, neste trabalho é feita a média simples, sendo atribuídos pesos unitários para os quatro tipos de equipamentos, de modo a não priorizar nenhum deles. Com isso, são calculados os fatores indicados na Tabela 5.15.

Tabela 5.15 – Fatores de ponderação calculados para cada classe de magnitude e duração.

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]
(0,85 - 0,90]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(0,80 - 0,85]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(0,70 - 0,80]	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
(0,60 - 0,70]	0,04	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
(0,50 - 0,60]	0,12	0,30	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
(0,40 - 0,50]	0,16	0,55	0,72	0,73	0,73	0,73	0,73
(0,30 - 0,40]	0,17	0,62	0,92	0,95	0,95	0,95	0,95
(0,20 - 0,30]	0,17	0,63	0,96	1,00	1,00	1,00	1,00
(0,10 - 0,20]	0,17	0,63	0,96	1,00	1,00	1,00	1,00
< 0,10	0,17	0,63	0,96	1,00	1,00	1,00	1,00

A Tabela 5.16 apresenta os coeficientes de correlação obtidos ao considerar os valores de  $FI$  calculados a partir dos fatores da Tabela 5.15.

Tabela 5.16 – Coeficientes de correlação obtidos ao considerar os fatores da Tabela 5.15.

Equipamento	CLP	Computador	Contator	Conversor de frequência
Coefficiente $r$	0,942	0,940	0,891	0,904
valor- $p$	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001

Em comparação com os valores exibidos na Tabela 5.14, percebe-se que a diferença entre o maior e o menor valor de coeficiente diminuiu, resultando em valores mais equilibrados.

### 5.3.2. Regiões de sensibilidade e fatores de ponderação propostos

Com base na probabilidade de desligamento das cargas, foram estabelecidos fatores de ponderação para cada uma das classes de magnitude e duração definidas na Tabela 4.11.

No entanto, como não seria prático a adoção de um fator de ponderação por classe, é feito o agrupamento das classes com fatores próximos, a fim de reduzir o número de parâmetros considerados no cálculo do indicador *FI*. Dessa forma, a partir da Tabela 5.15, são estabelecidas as regiões de sensibilidade indicadas na Tabela 5.17.

Tabela 5.17 – Regiões de sensibilidade propostas para o cálculo do Fator de Impacto.

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)																
(0,85 - 0,90]	Região A																						
(0,80 - 0,85]								Região B															
(0,70 - 0,80]	Região B																						
(0,60 - 0,70]	Região C																						
(0,50 - 0,60]								Região D															
(0,40 - 0,50]								Região G															
(0,30 - 0,40]								Região F															
(0,20 - 0,30]														Região E									
(0,10 - 0,20]																			Região E				
< 0,10																							

Para definir o fator de ponderação relativo a cada uma dessas regiões, foram avaliadas diversas combinações de fatores, considerando as seguintes faixas de variação e passos:

- Região B: variou-se o fator de 0,02 a 0,08, em passos de 0,01;
- Região C: variou-se o fator de 0,08 a 0,24, em passos de 0,02;
- Região D: variou-se o fator de 0,24 a 0,44, em passos de 0,02;
- Região E: variou-se o fator de 0,44 a 0,68, em passos de 0,02;
- Região F: variou-se o fator de 0,88 a 1,00, em passos de 0,02;
- Região G: variou-se o fator de 0,68 a 0,82, em passos de 0,02.

Logo, foram testadas ao todo 504504 combinações. Os valores de *FI* foram recalculados para cada uma delas, resultando em novos valores para os coeficientes de correlação de Pearson. Dentre tais combinações, selecionou-se aquela que atendia aos seguintes requisitos (em ordem):

- Coeficientes de correlação maiores ou iguais a 0,900 para os quatro tipos de cargas;
- Maior média dos coeficientes de correlação;
- Menor desvio máximo dos coeficientes de correlação em relação à média;
- Maior coeficiente de correlação máximo.

A Tabela 5.18 apresenta os fatores de ponderação selecionados, os quais são propostos para o cálculo do Fator de Impacto.

Tabela 5.18 – Fatores de ponderação propostos para o cálculo do Fator de Impacto.

<b>Região de sensibilidade</b>	<b>Fator de ponderação (<i>fp</i>)</b>
<b>A</b>	0,00
<b>B</b>	0,04
<b>C</b>	0,08
<b>D</b>	0,32
<b>E</b>	0,52
<b>F</b>	0,94
<b>G</b>	0,76

Com a alteração das regiões de sensibilidade, também foi necessário redefinir as frequências de ocorrência consideradas no cálculo do Fator de Impacto Base, sendo propostos os valores indicados na Tabela 5.19.

Tabela 5.19 – Frequências de ocorrência e Fator de Impacto Base.

<b>Região de sensibilidade</b>	<b>Frequência de ocorrência</b>	
	<b>1 kV &lt; <math>V_{nom}</math> &lt; 69 kV</b>	<b>69 kV ≤ <math>V_{nom}</math> &lt; 230 kV</b>
<b>A</b>	-	-
<b>B</b>	7	4
<b>C</b>	5	3
<b>D</b>	3	2
<b>E</b>	2	1
<b>F</b>	1	1
<b>G</b>	1	1
<b><math>FI_{BASE}</math></b>	<b>4,38</b>	<b>3,26</b>

Para as frequências de ocorrência, procurou-se definir valores próximos àqueles da Tabela 4.13, mantendo a soma do número de eventos corresponde às regiões A a G.

O Fator de Impacto Base relativo a cada nível de tensão foi obtido da mesma maneira como é feito no PRODIST, isto é, a partir do somatório dos produtos dos fatores de ponderação pelas frequências de ocorrência.

Vale ressaltar que não são definidos limites por região de sensibilidade, sendo tais valores utilizados apenas como referência, ou seja, o número de eventos indicado na Tabela

5.19 é apenas uma das possíveis combinações que resultam em um valor de  $FI$  igual a 1 p.u. Como a alteração de  $FI_{BASE}$  não altera os coeficientes de correlação, pode-se definir novos valores para tal parâmetro a partir simplesmente do ajuste das frequências de ocorrência.

A Tabela 5.20 apresenta os coeficientes de correlação obtidos ao considerar os valores de  $FI$  calculados com base nos fatores de ponderação indicados na Tabela 5.18, e a Figura 5.10 exibe os gráficos de dispersão correspondentes.

Tabela 5.20 – Coeficientes de correlação obtidos ao considerar os parâmetros propostos.

Equipamento	CLP	Computador	Contator	Conversor de frequência
Coefficiente $r$	0,952	0,902	0,916	0,902
valor- $p$	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001

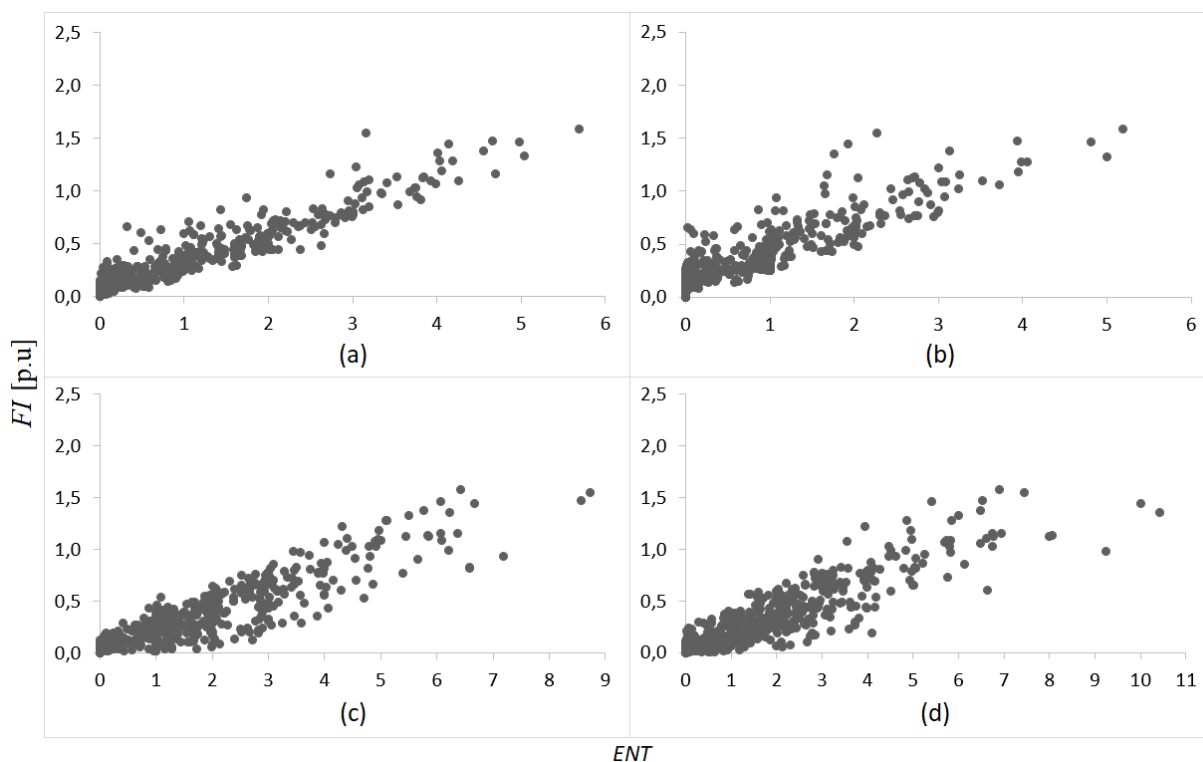


Figura 5.10 – Gráficos de dispersão, indicador  $FI$  versus  $ENT$  para cada tipo de equipamento, considerando os parâmetros propostos neste trabalho: (a) CLP; (b) computador; (c) contator; e (d) conversor de frequência.

Comparando as Tabelas 5.20 e 5.2, pode-se observar que, ao considerar as regiões de sensibilidade e os fatores propostos, tem-se um aumento significativo dos coeficientes de correlação associados aos quatro tipos de equipamentos, o que também pode ser visto através da comparação dos gráficos de dispersão exibidos nas Figuras 5.10 e 5.5.

### 5.3.3. Resumo da metodologia utilizada

Visando obter uma maior correlação com o nível de sensibilidade das cargas, são propostos novos parâmetros para o cálculo do Fator de Impacto.

Buscou-se realizar isso a partir de uma metodologia sistemática, a qual pudesse ser facilmente reproduzida, considerando bases de dados mais amplas ou a inclusão de outros tipos de equipamentos. Basicamente, a metodologia utilizada pode ser resumida da seguinte maneira:

- Primeiro, como dados de entrada, foram calculados o Fator de Impacto e os valores mensais de *ENT* referentes aos barramentos de um determinado sistema elétrico;
- De forma a considerar a incerteza envolvida na análise de desempenho das cargas frente às VTCDs, foi definida, para cada tipo de equipamento, uma curva de sensibilidade mínima e outra de sensibilidade máxima, tendo como base os resultados de testes disponíveis na literatura técnica. Assim, o número de desligamentos dos equipamentos foi estimado de acordo com o método descrito em 5.2.3;
- Dados os diferentes níveis de sensibilidade dos conversores de frequência frente aos eventos tipos I, II e III, os valores de *ENT* foram calculados a partir da soma do número de desligamentos devido a cada tipo de evento;
- Através da equação (5.5), pode-se calcular a probabilidade de desligamento de um equipamento em função da magnitude e duração dos eventos. Com base nessa equação, foram obtidos fatores de ponderação relativos às classes definidas na Tabela 4.11. Porém, como cada classe é dada por uma faixa de valores, e não por um único valor de magnitude e duração, para obter os fatores correspondentes, foi aplicada a equação (5.8), considerando a média entre a probabilidade mínima e a probabilidade máxima de desligamento. Isso foi feito para os quatro tipos de equipamentos.
- No caso dos conversores de frequência, foram obtidos fatores relativos a cada tipo de evento. Dessa forma, para obter os fatores equivalentes, foi utilizada a equação (5.9), sendo adotados pesos iguais às respectivas taxas de ocorrência dos eventos tipos I, II e III, calculadas a partir de resultados de medições reais;
- A fim de estabelecer um único conjunto de parâmetros, foi feita a média dos fatores relativos aos quatro tipos de cargas, resultando nos fatores indicados na Tabela 5.15;
- Uma vez obtido o fator associado a cada uma das classes de magnitude e duração, foi feito o agrupamento das classes com fatores próximos, a fim de reduzir o número de parâmetros, sendo definidas as regiões de sensibilidade exibidas na Tabela 5.17;

- Por fim, para definir o fator correspondente a cada região de sensibilidade, foram testadas diversas combinações. A melhor combinação foi escolhida com base em alguns critérios, visando obter coeficientes de correlação maiores e mais equilibrados. Assim, foram selecionados os fatores apresentados na Tabela 5.18.

## 5.4. Considerações finais

Neste capítulo foram realizadas análises com o intuito de avaliar a adequação do indicador *FI*, no que diz respeito à metodologia, às regiões de sensibilidade e aos fatores de ponderação estabelecidos para o seu cálculo.

Visando verificar se tal indicador realmente reflete o impacto das VTCDs sobre os consumidores, foi estimado o número de desligamentos de alguns equipamentos utilizados na indústria, de modo a quantificar o impacto sofrido por este setor. Para isso, foi adotada uma abordagem probabilística, a qual também leva em conta a incerteza envolvida na análise de desempenho das cargas. Assim, ao invés de ser definida uma única curva de sensibilidade para cada tipo de equipamento, foram definidas faixas de sensibilidade, tendo como base os resultados de testes disponíveis na literatura técnica.

Partindo da premissa que um indicador de VTCDs deve ser diretamente proporcional ao número de desligamentos dos equipamentos, foi avaliada a correlação linear entre o Fator de Impacto e os valores de *ENT*. Além disso, a fim de obter maiores subsídios para a análise, foram feitas comparações com os indicadores propostos na norma IEEE 1564.

A partir dos resultados apresentados, verificou-se que a metodologia de cálculo do indicador *FI* parece ser a mais adequada do ponto de vista de sensibilidade das cargas, já que os maiores valores de coeficiente de correlação foram obtidos para este indicador e para o indicador *Ssite*, os quais apresentam metodologias de cálculo semelhantes.

Ademais, com base na probabilidade de desligamento dos equipamentos, foram calculados fatores de ponderação para cada uma das classes da tabela de contabilização de eventos definida no Módulo 8 do PRODIST, desconsiderando-se as elevações de tensão.

Em seguida, verificou-se a possibilidade de agrupamento das classes com fatores próximos, sendo definidas novas regiões de sensibilidade para o cálculo do indicador *FI*, e para obter os fatores correspondentes a essas regiões, foram testadas diversas combinações, dentre as quais selecionou-se aquela que melhor atendeu alguns requisitos pré-estabelecidos.

Conforme apresentado, ao considerar as regiões de sensibilidade e os fatores de ponderação propostos, verificou-se um aumento significativo dos coeficientes de correlação.

## 6. CONCLUSÕES

### 6.1. Considerações finais

As variações de tensão de curta duração são os fenômenos de QEE que mais causam prejuízos às indústrias, principalmente aquelas com processos contínuos. No entanto, apesar da relevância desses fenômenos, são poucas as normas que apresentam critérios para a sua regulamentação. Alguns documentos até propõem indicadores, contudo, não especificam qual deles deve ser utilizado, e nem apresentam valores de referência.

Embora a magnitude e a duração sejam os principais parâmetros utilizados na caracterização das VTCDs, há outras características que podem ser impactantes no desempenho de algumas cargas, como por exemplo, o deslocamento no ângulo de fase da tensão e o ponto de início dos eventos, sendo difícil definir um indicador que seja aceitável para todos os casos.

Além disso, há outras implicações relacionadas ao método de caracterização convencional. Ao atribuir um único valor de magnitude e duração aos eventos, perde-se informações relevantes, como o perfil da tensão durante a ocorrência, o número de fases sob falta e a tensão residual em cada uma delas. Assim, com o objetivo de extrair informações adicionais a respeito dos eventos registrados, foram desenvolvidos na literatura técnica alguns métodos de classificação.

Neste trabalho foi dado um enfoque especial à Classificação ABC, sendo descrito como os tipos de afundamentos de tensão foram estabelecidos com base nos diferentes tipos de faltas, considerando também a propagação dos eventos através dos transformadores e a forma de conexão das cargas.

Com relação ao desempenho dos equipamentos frente às VTCDs, pode-se verificar que há uma grande variabilidade no nível de sensibilidade das cargas. Inclusive, os equipamentos de um mesmo tipo não possuem um único padrão de comportamento, podendo haver variações significativas devido a diferenças de fabricante, modelo, topologia de hardware, configurações de software, carregamento, entre outras. Além disso, é importante considerar o efeito dos diferentes tipos de afundamentos de tensão sobre a operação das cargas trifásicas.

Já no que se refere ao cálculo de indicadores, é proposto na norma IEEE 1564 um algoritmo básico, visando quantificar tanto a severidade dos eventos quanto o desempenho dos sistemas elétricos. Os passos desse algoritmo foram descritos neste trabalho, sendo discutidas algumas das variáveis de influência, como os métodos de agregação, o protocolo de medição do valor eficaz e a definição da tensão de referência.



Tendo em vista a dificuldade de se avaliar as VTCDs, o estabelecimento de uma metodologia para o acompanhamento desses fenômenos no Módulo 8 do PRODIST representou um grande avanço no cenário regulatório nacional. Com a criação do Fator de Impacto, preencheu-se uma lacuna há muito tempo existente entre os indicadores de qualidade do produto, porém, dado o caráter recente dessa metodologia, é de se esperar que alguns aprimoramentos ainda sejam necessários.

Sendo assim, neste trabalho buscou-se avaliar a adequação desse indicador, sobretudo no que diz respeito aos fatores de ponderação e às regiões de sensibilidade estabelecidas para o seu cálculo, sob o ponto de vista de sensibilidade das cargas.

A fim de verificar se tal indicador realmente reflete o impacto sofrido pelos consumidores, foi avaliada a sua correlação linear com o número estimado de desligamentos dos equipamentos, considerando quatro tipos de cargas amplamente utilizadas na indústria, sendo estas o CLP, o computador, o contator e o conversor de frequência.

Ressalta-se que, para estimar o número de desligamentos, foi aplicada uma abordagem probabilística, levando em conta a incerteza envolvida na análise de desempenho das cargas frente às VTCDs. Os parâmetros de sensibilidade adotados foram definidos com base em diversos trabalhos publicados na literatura técnica.

A partir dos resultados das análises realizadas, pode-se inferir que existe uma associação linear positiva entre o Fator de Impacto e o número estimado de desligamentos dos equipamentos, sendo obtidos para o coeficiente de correlação de Pearson valores entre 0,624 e 0,874, os quais indicam uma correlação moderada a forte entre as variáveis, de acordo com a classificação definida na Tabela E.1.

Também foram feitas análises considerando os indicadores propostos na norma IEEE 1564, com o objetivo de estabelecer uma referência para a comparação dos resultados obtidos para o indicador *FI*, além da Tabela E.1. Os valores de coeficientes *r* relativos a cada indicador são apresentados na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Comparação entre os coeficientes de correlação relativos a cada indicador.

Indicador	Equipamento			
	CLP	Computador	Contator	Conversor de frequência
<i>FI</i>	0,739	0,624	0,791	0,874
<i>Ssite</i>	0,797	0,738	0,778	0,824
<i>Saverage</i>	0,405	0,427	0,352	0,319
<i>SEI</i>	0,295	0,337	0,241	0,219
<i>ASEI</i>	0,221	0,265	0,165	0,140

Com base nesses resultados, verifica-se que a metodologia estabelecida no Módulo 8 do PRODIST parece ser a mais adequada para a avaliação do impacto das VTCDs sobre os consumidores, já que os maiores valores de coeficiente foram obtidos para os indicadores *FI* e *Ssite*, os quais apresentam metodologias de cálculo semelhantes. Ou seja, do ponto de vista de sensibilidade das cargas, o mais plausível é realizar a soma ponderada das contribuições referentes aos eventos registrados, e ainda, assumir que, a partir de certos valores de magnitude e duração, os eventos possuem o mesmo efeito sobre a operação dos equipamentos.

Em seguida, foram calculados fatores de ponderação para cada uma das classes definidas na Tabela 4.11, exceto para aquelas referentes às elevações de tensão, considerando a probabilidade de desligamento dos equipamentos.

Desse modo, através do agrupamento das classes com fatores próximos, foram estabelecidas novas regiões de sensibilidade para o cálculo do indicador *FI*, as quais são exibidas na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 – Regiões de sensibilidade propostas para o cálculo do Fator de Impacto.

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]											
(0,85 - 0,90]	Região A																	
(0,80 - 0,85]								Região B										
(0,70 - 0,80]	Região B																	
(0,60 - 0,70]	Região C																	
(0,50 - 0,60]								Região D										
(0,40 - 0,50]								Região G										
(0,30 - 0,40]								Região F										
(0,20 - 0,30]														Região E				
(0,10 - 0,20]																		
< 0,10																		

Para definir o fator de ponderação relativo a cada uma dessas regiões, foram testadas diversas combinações de fatores, dentre as quais selecionou-se aquela que atendeu aos seguintes requisitos (em ordem):

- Coeficientes de correlação maiores ou iguais a 0,900 para os quatro tipos de cargas;
- Maior média dos coeficientes de correlação;
- Menor desvio máximo dos coeficientes de correlação em relação à média;
- Maior coeficiente de correlação máximo.

Os fatores selecionados são indicados na Tabela 6.3, bem como os valores de  $FI_{BASE}$  propostos para cada nível de tensão.

Tabela 6.3 – Fatores de ponderação e Fator de Impacto Base propostos para o cálculo do indicador  $FI$ .

Região de sensibilidade	Fator de ponderação ( $f_p$ )	Fator de Impacto Base ( $FI_{BASE}$ )	
		$1 \text{ kV} < V_{nom} < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_{nom} < 230 \text{ kV}$
A	0,00	4,38	3,26
B	0,04		
C	0,08		
D	0,32		
E	0,52		
F	0,94		
G	0,76		

A Tabela 6.4 compara os coeficientes de correlação obtidos conforme o PRODIST com aqueles obtidos ao considerar as regiões de sensibilidade e os fatores de ponderação propostos neste trabalho.

Tabela 6.4 – Comparação dos coeficientes de correlação obtidos com base no PRODIST com aqueles obtidos ao considerar as regiões de sensibilidade e os fatores de ponderação propostos neste trabalho.

Parâmetros	CLP	Computador	Contator	Conversor de frequência
PRODIST	0,739	0,624	0,791	0,874
Propostos	0,952	0,902	0,916	0,902

Observa-se que há um aumento significativo dos coeficientes de correlação, e que além disso, há um maior equilíbrio entre os valores obtidos para os quatro tipos de equipamentos, sendo verificada uma diferença menos expressiva entre o maior e o menor valor de coeficiente.

Portanto, de acordo com os resultados apresentados, pode-se dizer que as regiões de sensibilidade e os respectivos fatores de ponderação propostos neste trabalho estão mais correlacionados com o nível de sensibilidade das cargas do que aqueles definidos no PRODIST.

A metodologia utilizada para a proposição desses parâmetros é resumida em 5.3.3, a qual pode ser facilmente reproduzida, a fim de ajustar os parâmetros propostos para o cálculo do indicador  $FI$ , considerando bases de dados mais amplas ou a inclusão de outros tipos de equipamentos além dos analisados neste trabalho.

Quanto às elevações de tensão, não foram propostos critérios para a sua avaliação. Apesar de pertencerem à mesma classe que os afundamentos, tais eventos possuem efeitos

distintos, devendo ser tratados de maneira separada, conforme recomenda a norma IEEE 1564. Adicionalmente, com base nas estatísticas apresentadas no Apêndice F, verifica-se que a taxa de ocorrência desses fenômenos é muito menor do que a dos afundamentos de tensão.

Ressalta-se ainda que a metodologia utilizada neste trabalho não é aplicável às elevações de tensão, no que se refere ao método de classificação dos eventos e ao método aplicado para estimar o número de desligamentos dos equipamentos. Sendo assim, seria necessário estabelecer outros critérios para avaliar o desempenho das cargas trifásicas frente a esses fenômenos e também para quantificar o seu impacto sobre os consumidores, o que não seria uma tarefa fácil, dada a escassez de trabalhos sobre o assunto.

## 6.2. Sugestões para trabalhos futuros

Com o objetivo de prosseguir com os estudos relacionados à regulamentação das VTCDs, são apresentadas a seguir algumas sugestões para trabalhos futuros, considerando os pontos que não foram avaliados neste trabalho ou que ainda carecem de investigações:

- Analisar como obter indicadores a partir do deslocamento do ângulo de fase da tensão e do ponto de início dos eventos, e quais seriam os critérios de agregação de fases e agregação temporal mais adequados para tais parâmetros;
- Avaliar a utilização da magnitude característica em alternativa aos métodos de agregação de fases;
- Avaliar o efeito do deslocamento do ângulo de fase da tensão no algoritmo de classificação dos eventos;
- Fazer o levantamento das reais distribuições das variáveis  $V_{crit}$  e  $T_{crit}$ , relativas a cada tipo de equipamento;
- Verificar a robustez das regiões de sensibilidade propostas e seus respectivos fatores de ponderação, considerando a aplicação da metodologia utilizada neste trabalho a outras bases de dados ou a inclusão de outros tipos de equipamentos;
- Avaliar a adequação das frequências de ocorrência consideradas no cálculo do Fator de Impacto Base;
- Avaliar o efeito da propagação das VTCDs sobre o indicador  $FI$ ;
- Estabelecer critérios para a avaliação das elevações de tensão.

## APÊNDICE A – DETERMINAÇÃO DO TIPO DO EVENTO A PARTIR DOS VALORES DE MAGNITUDE

Em 2.9.3.3 é descrito um método que permite classificar os afundamentos de tensão a partir somente dos valores de magnitude registrados nas três fases. Assim, este apêndice apresenta um detalhamento desse método, descrevendo como são obtidas as relações entre os valores de magnitude para cada tipo de evento.

As relações apresentadas nas Tabelas 2.9 e 2.10 são obtidas com base nas expressões indicadas na Figura 2.27. Para isso, basta definir quais são os valores de  $V_X$ ,  $V_Y$  e  $V_Z$ , considerando o módulo dos fasores  $V_1$ ,  $V_2$  e  $V_3$ .

Para os eventos pertencentes à primeira categoria ( $V_Z - V_Y < V_Y - V_X$ ), tem-se:

$$V_X = |V_1|$$

$$V_Y = V_Z = |V_2| = |V_3|$$

Logo, pode-se obter  $V_{YZ}$  em função de  $V_X$  conforme descrito a seguir:

- **Tipo A:**  $V_X = V_Y = V_Z = V \rightarrow V_{YZ} = V_X$
- **Tipo B:**  $V_X = V$  e  $V_Y = V_Z = \left| -\frac{1}{2} - j\frac{1}{2}\sqrt{3} \right| = 1 \rightarrow V_{YZ} = 1$
- **Tipo D:**  $V_X = V$  e  $V_Y = V_Z = \left| -\frac{1}{2}V - j\frac{1}{2}\sqrt{3} \right| = \sqrt{\frac{3}{4} + \frac{1}{4}V^2} \rightarrow V_{YZ} = \sqrt{\frac{3}{4} + \frac{1}{4}V_X^2}$
- **Tipo F:**  $V_X = V$ 

$$V_Y = V_Z = \left| -\frac{1}{2}V - j\left(\frac{1}{3} + \frac{1}{6}V\right)\sqrt{3} \right| = \sqrt{\frac{1}{4}V^2 + \left(\frac{1}{3} + \frac{1}{3}V + \frac{1}{12}V^2\right)} = \sqrt{\frac{1}{3} + \frac{1}{3}V + \frac{1}{3}V^2}$$

$$\rightarrow V_{YZ} = \sqrt{\frac{1}{3} + \frac{1}{3}V_X + \frac{1}{3}V_X^2}$$

Já para os eventos pertencentes à segunda categoria ( $V_Z - V_Y \geq V_Y - V_X$ ), tem-se:

$$V_X = V_Y = |V_2| = |V_3|$$

$$V_Z = |V_1|$$

Desta forma, para obter  $V_Z$  em função de  $V_{XY}$ , faz-se conforme descrito a seguir:

• **Tipo A:**  $V_X = V_Y = V_Z = V \rightarrow V_Z = V_{XY}$

• **Tipo C:**  $V_X = V_Y = \left| -\frac{1}{2} - j\frac{1}{2}V\sqrt{3} \right| = \sqrt{\frac{1}{4} + \frac{3}{4}V^2}$  e  $V_Z = 1$

• **Tipo E:**  $V_X = V_Y = \left| -\frac{1}{2}V - j\frac{1}{2}V\sqrt{3} \right| = V$  e  $V_Z = 1$

• **Tipo G:**

$$V_X = V_Y = \left| \left( -\frac{1}{3} - \frac{1}{6}V \right) - j\frac{1}{2}V\sqrt{3} \right| = \sqrt{\left( \frac{1}{9} + \frac{1}{9}V + \frac{1}{36}V^2 \right) + \frac{3}{4}V^2} = \sqrt{\frac{1}{9} + \frac{1}{9}V + \frac{7}{9}V^2}$$

$$V_Z = \frac{2}{3} + \frac{1}{3}V \rightarrow V = 3V_Z - 2$$

Substituindo  $V$  na equação referente a  $V_X$  ou  $V_Y$ , obtém-se  $V_{XY}$  em função de  $V_Z$ :

$$V_X = V_Y = \sqrt{\frac{1}{9} + \frac{1}{9}(3V_Z - 2) + \frac{7}{9}(3V_Z - 2)^2} \rightarrow V_{XY} = \sqrt{3 - 9V_Z + 7V_Z^2}$$

Assim, para obter  $V_Z$  em função de  $V_{XY}$ , é necessário inverter a equação anterior:

$$\begin{aligned} V_{XY} &= \sqrt{3 - 9V_Z + 7V_Z^2} \rightarrow \frac{V_{XY}^2}{7} = \frac{3}{7} - \frac{9}{7}V_Z + V_Z^2 \\ \rightarrow \frac{V_{XY}^2}{7} &= \frac{3}{7} + \left( V_Z - \frac{9}{14} \right)^2 - \frac{81}{196} \rightarrow 28 V_{XY}^2 = 3 + (14 V_Z - 9)^2 \end{aligned}$$

Logo, é obtida a seguinte equação:

$$V_Z = \frac{9 + \sqrt{28 V_{XY}^2 - 3}}{14} \quad |V_{XY}| \geq \frac{\sqrt{21}}{14}$$

O tipo de afundamento de tensão é estimado com base nas Figuras 2.31 e 2.32. Conforme já discutido, as curvas tracejadas representam as próprias relações apresentadas nas Tabelas 2.9 e 2.10, enquanto que as curvas contínuas delimitam a região do gráfico correspondente a cada tipo de evento, sendo dadas pela média dessas relações.

Assim sendo, o tipo do evento pode ser estimado de acordo com as condições apresentadas nas Tabelas A.1 e A.2.

Tabela A.1 – Condições para os eventos pertencentes à primeira categoria.

$V_{YZ} < \frac{V_X + \sqrt{\frac{1}{3} + \frac{1}{3}V_X + \frac{1}{3}V_X^2}}{2}$	A
$\frac{V_X + \sqrt{\frac{1}{3} + \frac{1}{3}V_X + \frac{1}{3}V_X^2}}{2} \leq V_{YZ} < \frac{\sqrt{\frac{1}{3} + \frac{1}{3}V_X + \frac{1}{3}V_X^2} + \sqrt{\frac{3}{4} + \frac{1}{4}V_X^2}}{2}$	F
$\frac{\sqrt{\frac{1}{3} + \frac{1}{3}V_X + \frac{1}{3}V_X^2} + \sqrt{\frac{3}{4} + \frac{1}{4}V_X^2}}{2} \leq V_{YZ} < \frac{\sqrt{\frac{3}{4} + \frac{1}{4}V_X^2} + 1}{2}$	D
$V_{YZ} \geq \frac{\sqrt{\frac{3}{4} + \frac{1}{4}V_X^2} + 1}{2}$	B

Tabela A.2 – Condições para os eventos pertencentes à segunda categoria.

$V_Z < \frac{V_{XY} + 1}{2}, \text{ sendo } \left(V_{XY} < \frac{1}{3}\right) \text{ OU } V_Z < \frac{14V_{XY} + 9 + \sqrt{28V_{XY}^2 - 3}}{28}, \text{ sendo } \left(V_{XY} \geq \frac{1}{3}\right)$	A
$\frac{14V_{XY} + 9 + \sqrt{28V_{XY}^2 - 3}}{28} \leq V_Z < \frac{9 + \sqrt{28V_{XY}^2 - 3} + 14}{28}, \text{ sendo } \left(V_{XY} \geq \frac{1}{3}\right)$	G
$V_Z \geq \frac{V_{XY} + 1}{2}, \text{ sendo } \left(V_{XY} < \frac{1}{3}\right) \text{ OU } V_Z \geq \frac{23 + \sqrt{28V_{XY}^2 - 3}}{28}, \text{ sendo } \left(\frac{1}{3} \leq V_{XY} < 0,5\right)$	E
$V_Z \geq \frac{9 + \sqrt{28V_{XY}^2 - 3} + 14}{28}, \text{ sendo } (V_{XY} \geq 0,5)$	C/E

Quando  $V_{XY}$  é maior do que 0,5 p.u, não é possível distinguir entre os eventos tipo C e tipo E utilizando apenas os valores de magnitude. Desse modo, como o tipo E é menos comum, é mais seguro classificar esses eventos como tipo C [24].

Desvios elevados do ângulo de fase durante o evento (vide 2.9.1.2) também podem causar problemas ao aplicar esse método, pois aumentam a diferença entre os dois maiores ou dois menores valores de magnitude, dificultando a distinção entre os eventos tipo I e tipo II.

Outra limitação desse método diz respeito à diferença entre as impedâncias de sequência positiva e sequência zero (que são assumidas iguais). Quando a impedância de sequência zero é maior do que a impedância de sequência positiva, há uma elevação da tensão nas fases sãs, o que até facilita a detecção dos eventos tipo B e a distinção entre os eventos tipo C e tipo E. Entretanto, quando ocorre o contrário, tem-se uma redução da tensão nas fases sãs, dificultando a distinção entre os eventos tipo B e tipo D [24].

## APÊNDICE B – GRÁFICOS DE CONTORNOS

Este apêndice exemplifica como um gráfico de contornos pode ser obtido a partir de uma tabela de magnitude e duração, aplicando o método descrito na norma IEEE 493 [46]. Para isso, considera-se a Tabela B.1, a qual mostra o número médio anual de eventos nos barramentos de um sistema (exemplo hipotético).

Tabela B.1 – Número médio anual de eventos por barramento.

Magnitude do evento	Duração do evento				
	0 s - 0,2 s	0,2 s - 0,4	0,4 s - 0,6	0,6 s - 0,8	≥ 0,8 s
80% - 90%	53,1	4,8	1,9	0,7	2,9
70% - 80%	14,1	1,7	0,2	0,2	0,4
60% - 70%	6,8	0,9	0,1	0,1	0,2
50% - 60%	3,5	0,9	0,2	0,0	0,2
40% - 50%	1,4	0,4	0,2	0,0	0,3
30% - 40%	1,5	0,1	0,1	0,0	0,3
20% - 30%	1,2	0,3	0,2	0,2	0,4
10% - 20%	1,0	0,1	0,0	0,0	0,5
≤ 10%	1,9	0,7	0,7	0,2	6,4

A partir desses dados, é obtida a Tabela B.2: cada célula representa o número de eventos mais severos do que o correspondente valor de magnitude e duração. Por exemplo, tem-se em média 12,4 eventos com magnitude menor do que 60% e duração maior do que 0,2 segundo (valor obtido a partir da soma das células destacadas na Tabela B.1).

Tabela B.2 – Número médio anual de eventos mais severos do que determinado valor de magnitude e duração.

Magnitude do evento	Duração do evento				
	0 s	0,2 s	0,4 s	0,6 s	0,8 s
90%	111,0	26,5	16,6	13,0	11,6
80%	47,6	16,2	11,1	9,4	8,7
70%	31,0	13,7	10,3	8,8	8,3
60%	22,9	12,4	9,9	8,5	8,1
50%	18,1	11,1	9,5	8,3	7,9
40%	15,8	10,2	9,0	8,0	7,6
30%	13,8	9,7	8,6	7,7	7,3
20%	11,5	8,6	7,8	7,1	6,9
10%	9,9	8,0	7,3	6,6	6,4

Assim, a partir da Tabela B.2, pode-se construir o gráfico de contornos que representa o desempenho desse sistema. O resultado obtido é mostrado na Figura 4.10.



## APÊNDICE C – RESULTADOS OBTIDOS A PARTIR DA BASE DE DADOS DO PROJETO DE P&D

### C.1. Fator de Impacto

Tabela C.1 – Fator de Impacto.

FI	2012						2013						
	Barra	jul	ago	set	out	nov	dez	jan	fev	mar	abr	mai	jun
A1		0,19	0,22	0,24			0,60	1,36	0,49	0,60	0,35	0,28	0,15
A2		0,18	0,20	0,17	0,00	0,07	0,17	0,37	0,07	0,19	0,31	0,02	0,02
A3		0,03	0,07	0,10	0,23	0,07	0,00	0,21	0,12	0,10	0,14	0,17	0,03
A4		0,03	0,71	0,24	0,10	0,20	0,29	0,88	0,00	0,00	0,23	0,96	
A5		0,42	1,15	1,54	0,21	1,88		0,65	0,53	1,97	1,10	0,58	0,19
A6		0,14	0,28	0,56	1,01	0,57	0,19		0,82	0,38	0,70	0,16	0,07
A7		0,17	0,35	0,07		0,29	0,56	0,80	0,19	1,13	0,24	0,38	0,30
A8		0,07	0,23	0,41	0,17	0,73	0,79	0,70	0,10	0,51	0,00	0,12	0,14
A9		0,07	0,20	0,41	0,17	0,73	0,92	0,77	0,10	0,51	0,00	0,12	0,05
A10		0,00	0,12	0,31	0,23	0,00	0,17	0,21	0,34	0,31	0,17	0,17	0,00
A11		0,18	0,56	0,53	0,09	0,12	0,83	2,16	0,37	0,42	0,07	0,04	0,18
A12		0,32	0,07	0,10	0,03	0,27	0,49	1,31	0,76	0,34	0,29		0,32
A13		0,00	0,30	0,07	0,22	0,73	0,00	0,67	0,31	0,36	0,31	0,58	0,18
A14		0,21	0,58	0,14	0,07	0,27	0,33	0,40	0,10	0,67	0,35	0,15	0,61
A15		0,53	0,54	0,40	0,67	0,47	0,34		0,55	0,75	0,40	0,14	0,27
A16		0,24	0,39				0,16	0,85	0,64	1,05	0,57	0,50	0,36
A17		0,31	0,34	0,26	0,07	0,56	0,47	0,69	0,19	0,39	0,34	0,25	0,19
A18		0,90	0,82	0,20	1,14	0,32	0,38	0,89	0,48	0,78	0,34	0,10	0,07
A19			1,42	1,22	1,20	1,09		1,58	1,56	1,37	1,17	1,11	0,59
A20		0,96	0,44	0,62	0,60	0,10	0,34	1,01	0,49	0,56	0,21	0,18	0,14
A21		1,38	1,11	0,63	1,26	1,74	0,12			0,44	1,19	0,66	0,40
A22		0,03	0,17	0,60		0,00	0,32	0,98	0,35	0,07	0,25	0,49	
A23		0,00	0,23	0,40		0,36	0,50	0,85	0,32	0,54	0,00	0,01	0,33
A24		0,74	0,75	0,09	0,24	0,42	0,46	0,97	0,20	0,60	0,66	0,68	0,77
A25		0,10	0,44	0,10	0,60	0,63	0,10	1,52	0,69	0,38	0,51	0,19	0,19
A26		0,10	0,46	0,08	1,49	0,67	0,24	1,54	0,60	0,41	0,47	0,19	0,15
A27		0,48	0,85	0,39		0,19	0,04	1,06	0,47	1,22	0,48	0,79	0,05
A28		0,48	0,48	0,49	0,74	1,10	0,19	0,96	0,12	0,49	0,49	0,19	0,07
A29					1,37	0,43	0,19	1,06	0,36		0,26	0,07	0,16
A30		0,10	0,07	0,07			0,66	1,07	0,55	0,42	0,00	0,27	
B1		0,17	0,14	0,02	0,34	0,23	0,25	0,38	0,39	0,49	0,14	0,16	0,10
B2		0,07	0,15	0,05	0,31	0,52	0,20	0,49	0,29	0,34	0,10	0,29	0,38
B3		0,28	0,28	0,41	0,11	0,33	0,71	0,46	0,28	0,79	0,30	0,21	0,63
B4		0,48	0,48	0,80	0,38	0,61	0,51	0,26	0,18	0,19	0,07	0,02	0,06
B5		0,46	0,28	0,11	0,11	0,68	0,55	0,67	0,18	0,49	0,21	0,31	0,02
B6		0,48	0,15	0,28	0,46	0,57	0,23	0,09	0,69	0,32	0,15	0,29	0,18
B7		0,26	0,21	0,41	0,12		0,05	0,17	0,55	0,08	0,09	0,05	0,14
B8		0,51	0,07	0,28	0,10	0,31	0,52	0,31	1,04	0,17	0,00	0,07	0,18
B9				0,30	0,31	0,74	0,29		0,96	0,11	0,25	0,06	0,00
B10						0,00		0,23	0,07	0,25	0,14	0,02	0,46
B11						0,12	0,74	0,13	0,42	0,58	0,03	0,14	0,23

Tabela C.1 – Fator de Impacto (continuação).

<b>B12</b>					0,18	0,78	0,58	0,84	0,15	0,00	0,04	0,00
<b>B13</b>					0,12	0,12		0,28	0,14	0,19	0,28	0,14
<b>B14</b>	0,04	0,30	0,26	0,32	1,21	0,61	0,66	0,36	0,17	0,07	0,25	0,23
<b>B15</b>	0,46	0,29	0,65	0,26					0,07	0,15	0,02	0,17
<b>B16</b>	0,15	0,58	0,41	0,23	0,59	0,64	0,31	0,52	0,34	0,00	0,24	0,04
<b>B17</b>	0,08	0,09	0,94	0,19	0,80	0,46	0,17	0,46	0,17	0,12	0,04	0,00
<b>B18</b>	0,23	0,10	0,02	0,00	0,09	0,21	0,10	0,44	0,59	0,10	0,53	0,00
<b>B19</b>	0,00	0,11	0,45	0,39	0,04	0,36	0,59	0,58	0,66	0,20	0,46	0,23
<b>B20</b>	0,28	0,14	0,06	0,22	0,09	0,18	0,10		0,07	0,24	0,47	0,12
<b>B21</b>	0,07	0,20	0,09	0,21	0,47	0,11	0,00	0,33	0,65	0,25	0,43	0,02
<b>B22</b>	0,24	0,00	0,07	0,03	0,29		0,44	0,09	0,62	0,26	0,14	0,10
<b>B23</b>	0,07	0,03	0,43	0,26	0,00	0,42	0,25	0,34	0,38	0,14	0,03	0,12
<b>B24</b>	0,02	0,07	0,16	0,47		0,30	0,19	0,22	0,52	0,02	0,10	0,03
<b>B25</b>	0,00	0,00	0,15	0,46	0,00	0,93	0,47	0,24	0,82	0,21	0,00	0,42
<b>B26</b>	0,31	0,31	0,21	0,22	0,16	0,15	0,70	1,00	0,12	0,12	0,00	0,00
<b>B27</b>	0,52	0,49	0,35	0,24			0,56	1,14	0,12	0,12	0,00	0,07
<b>B28</b>	0,39	0,07	0,43	0,18	0,19		0,15	0,44	0,16	0,05	0,12	0,25
<b>B29</b>	0,26	0,26	0,32	0,24	0,21	1,35	0,46	0,08		0,07	0,34	0,02
<b>B30</b>	0,64	0,11	0,43	0,18	0,33	0,69	0,16	0,67	0,17	0,03	0,27	0,07
<b>B31</b>	0,23	0,09	0,26	0,76			0,15	0,39	0,24	0,14	0,06	0,02

## C.2. Número estimado de desligamentos dos equipamentos

Tabela C.2 – Número estimado de desligamentos: CLPs.

<b>ENT</b>	<b>2012</b>						<b>2013</b>						
	<b>Barra</b>	<b>jul</b>	<b>ago</b>	<b>set</b>	<b>out</b>	<b>nov</b>	<b>dez</b>	<b>jan</b>	<b>fev</b>	<b>mar</b>	<b>abr</b>	<b>mai</b>	<b>jun</b>
<b>A1</b>		0,60	0,55	0,00			0,69	5,68	0,25	1,11	0,91	0,00	0,05
<b>A2</b>		0,22	1,00	0,00	0,00	0,00	0,59	0,74	0,01	0,76	1,66	0,00	0,00
<b>A3</b>		0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,07	0,00	0,38	0,12	0,03	0,00
<b>A4</b>		0,00	2,80	0,75	0,01	0,75	0,29	3,81	0,00	0,00	1,00	4,69	
<b>A5</b>		0,99	0,32	3,34	0,02	4,14		1,18	0,86	4,01	2,67	2,27	0,84
<b>A6</b>		0,76	0,01	1,03	0,41	0,52	0,91		0,31	0,89	1,10	0,00	0,00
<b>A7</b>		0,91	0,03	0,00		1,08	1,34	1,88	0,50	3,76	0,78	1,60	0,91
<b>A8</b>		0,00	0,52	1,62	0,24	1,45	0,86	3,68	0,00	1,02	0,00	0,09	0,01
<b>A9</b>		0,00	0,52	1,60	0,19	1,45	1,84	3,74	0,00	1,02	0,00	0,08	0,00
<b>A10</b>		0,00	0,34	0,19	0,38	0,00	0,21	0,04	1,62	0,58	0,40	0,63	0,00
<b>A11</b>		0,07	0,65	1,21	0,01	0,01	0,07	3,07	1,09	1,19	0,00	0,00	0,03
<b>A12</b>		0,06	0,00	0,00	0,01	0,04	1,92	1,21	2,35	1,00	0,51		0,01
<b>A13</b>		0,00	0,14	0,00	0,99	3,53	0,00	0,81	0,69	1,28	1,91	2,30	1,01
<b>A14</b>		0,00	1,42	0,15	0,01	0,75	0,50	0,17	0,01	2,14	1,95	0,00	0,78
<b>A15</b>		2,20	1,23	0,43	1,90	0,31	0,43		1,38	0,29	0,64	0,04	0,99
<b>A16</b>		0,02	0,08				0,01	0,60	1,07	1,44	1,05	1,05	0,13
<b>A17</b>		0,66	0,12	0,51	0,00	1,78	1,99	1,19	0,96	0,04	0,73	1,00	1,68
<b>A18</b>		1,58	0,91	0,02	0,99	0,10	0,88	0,12	0,44	1,90	0,12	0,00	0,00
<b>A19</b>			3,05	1,94	2,59	1,20		0,49	2,73	2,53	1,74	0,73	1,02
<b>A20</b>		2,44	2,38	2,52	1,13	0,66	1,95	3,19	1,98	2,66	0,60	0,65	0,99
<b>A21</b>		3,34	3,19	0,75	2,22	4,56	0,00			0,32	3,16	1,07	0,13
<b>A22</b>		0,00	0,01	1,08		0,00	1,83	2,64	0,88	0,01	0,54	0,13	

Tabela C.2 – Número estimado de desligamentos: CLPs (continuação).

A23	0,00	0,15	0,17		0,78	2,22	2,74	0,78	1,48	0,00	0,00	0,76
A24	2,93	1,22	0,00	1,00	0,78	2,00	4,98	1,00	1,75	4,06	2,21	3,93
A25	0,03	0,46	0,01	1,43	0,78	0,61	3,83	2,05	0,85	3,00	0,52	0,11
A26	0,03	0,33	0,00	3,16	0,87	1,05	3,85	2,05	0,86	3,00	0,48	0,14
A27	2,79	3,11	2,01		1,00	0,00	3,99	2,12	2,86	2,38	3,13	0,00
A28	0,00	0,12	1,30	1,62	3,41	0,90	3,52	0,50	1,26	1,90	0,20	0,26
A29				1,23	0,11	1,00	1,08	0,28		0,11	0,00	0,00
A30	0,00	0,00	0,07			2,95	0,71	0,38	1,85	0,00	1,57	
B1	1,00	0,53	0,00	0,38	1,07	0,01	1,39	1,97	1,44	0,01	0,19	0,11
B2	0,02	0,84	0,00	0,23	0,09	0,02	2,63	1,01	0,85	0,01	1,09	0,08
B3	1,06	0,46	1,91	0,00	1,02	1,60	2,00	0,69	0,58	0,07	0,01	2,56
B4	2,06	0,78	1,06	2,14	1,45	0,15	1,60	0,00	0,99	0,00	0,00	0,00
B5	1,40	0,36	0,02	0,01	1,55	1,19	0,68	0,00	0,02	0,04	0,12	0,00
B6	1,04	0,03	1,01	1,06	2,04	1,00	0,17	2,62	0,41	1,01	1,00	1,01
B7	1,03	0,95	0,38	0,05		0,00	0,02	2,08	0,00	0,00	0,00	0,00
B8	1,14	0,00	0,02	0,00	0,93	0,95	1,00	4,03	0,99	0,00	0,00	0,02
B9			0,90	0,04	1,41	0,04		3,04	0,00	0,01	0,00	0,00
B10					0,00		1,00	0,00	0,03	0,01	0,00	1,73
B11					0,02	2,09	0,00	0,18	0,53	0,00	1,00	1,00
B12					0,03	0,93	2,51	1,67	0,99	0,00	0,00	0,00
B13					0,03	0,15		0,02	1,00	0,74	0,05	1,00
B14	0,00	0,98	0,98	1,01	5,04	2,01	2,36	2,91	0,00	0,03	0,82	0,14
B15	1,01	0,08	0,09	1,41					0,00	0,96	0,00	0,97
B16	0,27	0,20	0,03	2,00	2,04	2,67	1,00	0,18	1,02	0,00	0,29	0,00
B17	0,00	0,00	2,95	1,66	3,02	1,41	1,00	1,02	1,00	0,02	0,00	0,00
B18	0,18	0,00	0,00	0,00	0,02	0,11	0,00	0,03	0,05	0,06	2,04	0,00
B19	0,00	0,00	1,88	2,88	0,00	0,22	2,11	0,37	0,20	0,31	2,00	0,02
B20	0,93	0,01	0,00	0,06	0,08	0,36	0,00		0,40	0,05	2,99	0,02
B21	0,00	0,00	0,00	0,89	0,52	0,00	0,00	0,07	0,53	0,01	2,00	0,00
B22	0,09	0,00	0,01	0,00	0,93		2,01	0,00	1,82	0,02	0,54	0,02
B23	0,00	0,00	1,18	1,31	0,00	1,78	1,00	1,95	1,68	0,97	0,00	0,80
B24	0,00	0,00	0,01	2,94		0,00	0,00	0,00	1,77	0,00	0,65	0,00
B25	0,00	0,00	0,98	0,22	0,00	1,91	1,69	1,00	3,75	0,94	0,00	3,00
B26	1,09	0,09	0,02	1,00	0,06	0,00	0,06	3,13	0,13	0,15	0,00	0,00
B27	1,21	1,09	0,95	1,00			0,73	4,19	0,09	0,13	0,00	0,00
B28	1,02	0,00	0,01	0,97	0,03		1,00	1,02	1,48	0,00	0,00	1,00
B29	1,00	1,00	0,01	0,76	0,01	4,66	0,04	0,00		0,00	0,54	0,00
B30	1,11	0,00	0,38	0,01	0,12	1,67	0,83	4,26	0,01	0,00	0,09	0,27
B31	0,22	0,00	0,01	2,69			0,00	0,02	0,63	0,04	0,00	0,00

Tabela C.3 – Número estimado de desligamentos: computadores.

ENT Barra	2012						2013					
	jul	ago	set	out	nov	dez	jan	fev	mar	abr	mai	jun
A1	0,36	0,13	0,00			0,06	5,19	0,01	1,03	0,71	0,00	0,00
A2	0,09	1,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,31	0,00	0,38	0,96	0,00	0,00
A3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,04	0,00	0,00
A4	0,00	1,80	0,34	0,00	0,34	0,03	2,46	0,00	0,00	1,00	3,25	
A5	0,21	0,02	1,65	0,01	1,93		0,78	0,49	1,76	1,33	1,29	0,52
A6	0,31	0,00	1,00	0,06	0,05	0,68		0,01	0,60	1,00	0,00	0,00
A7	0,70	0,00	0,00		0,91	0,49	1,25	0,09	3,08	0,40	1,17	0,66
A8	0,00	0,10	1,10	0,05	0,35	0,09	2,88	0,00	1,00	0,00	0,01	0,00
A9	0,00	0,10	1,09	0,04	0,35	1,08	2,84	0,00	1,00	0,00	0,01	0,00
A10	0,00	0,17	0,01	0,04	0,00	0,01	0,00	1,17	0,15	0,05	0,20	0,00
A11	0,00	0,04	1,01	0,00	0,00	0,00	1,65	0,31	0,91	0,00	0,00	0,00
A12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,74	0,11	1,33	1,00	0,10		0,00
A13	0,00	0,00	0,00	0,94	2,12	0,00	0,14	0,26	0,88	1,69	1,54	1,00
A14	0,00	0,97	0,01	0,00	0,36	0,09	0,00	0,00	1,47	1,71	0,00	0,04
A15	1,33	1,00	0,05	1,52	0,12	0,01		0,40	0,01	0,36	0,00	0,68
A16	0,00	0,00				0,00	0,26	0,94	1,10	0,98	1,00	0,00
A17	0,22	0,00	0,10	0,00	1,12	1,51	0,86	0,85	0,00	0,29	1,00	1,26
A18	1,01	0,08	0,00	0,23	0,00	0,59	0,00	0,09	1,41	0,00	0,00	0,00
A19		2,43	1,16	1,71	0,61		0,09	1,68	0,86	1,08	0,06	1,00
A20	1,67	1,71	1,67	0,74	0,24	1,81	2,64	1,84	2,09	0,16	0,27	0,97
A21	2,58	2,00	0,11	1,86	3,14	0,00			0,00	2,64	0,89	0,00
A22	0,00	0,00	0,34		0,00	1,44	2,09	0,61	0,00	0,11	0,01	
A23	0,00	0,00	0,00		0,19	1,28	1,84	0,14	0,58	0,00	0,00	0,30
A24	2,76	1,07	0,00	1,00	0,40	2,00	4,82	1,00	1,19	3,95	1,92	3,52
A25	0,00	0,09	0,00	1,06	0,47	0,24	2,69	1,71	0,53	2,31	0,16	0,04
A26	0,00	0,05	0,00	2,27	0,53	0,47	2,72	1,70	0,54	2,31	0,13	0,05
A27	2,32	1,99	1,23		0,99	0,00	3,72	1,30	1,53	2,16	3,00	0,00
A28	0,00	0,04	0,80	0,57	2,78	0,73	2,05	0,28	0,37	1,06	0,01	0,02
A29				1,01	0,00	1,00	0,84	0,01		0,00	0,00	0,00
A30	0,00	0,00	0,00			2,54	0,34	0,02	1,61	0,00	1,13	
B1	1,00	0,11	0,00	0,02	1,02	0,00	1,00	1,88	0,99	0,00	0,00	0,00
B2	0,00	0,63	0,00	0,09	0,02	0,00	2,05	1,00	0,55	0,00	0,86	0,01
B3	0,90	0,07	1,61	0,00	0,88	0,65	1,98	0,25	0,24	0,02	0,00	1,98
B4	1,89	0,37	0,99	2,03	1,19	0,04	1,19	0,00	0,96	0,00	0,00	0,00
B5	0,93	0,03	0,00	0,00	0,90	0,94	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B6	0,91	0,01	1,00	0,97	2,00	1,00	0,00	2,19	0,05	1,00	1,00	1,00
B7	0,87	0,82	0,01	0,00		0,00	0,00	2,02	0,00	0,00	0,00	0,00
B8	0,93	0,00	0,00	0,00	0,67	0,81	0,99	3,99	0,97	0,00	0,00	0,00
B9			0,59	0,01	1,02	0,01		3,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B10					0,00		1,00	0,00	0,01	0,00	0,00	1,09
B11					0,01	1,47	0,00	0,00	0,02	0,00	1,00	1,00
B12					0,00	0,17	1,97	0,73	0,94	0,00	0,00	0,00
B13					0,01	0,06		0,00	0,99	0,36	0,00	1,00
B14	0,00	0,88	0,90	0,95	5,00	1,92	2,02	2,65	0,00	0,01	0,60	0,00
B15	1,00	0,03	0,00	0,95					0,00	0,85	0,00	0,91
B16	0,02	0,08	0,01	2,00	2,00	2,03	1,00	0,07	1,00	0,00	0,02	0,00
B17	0,00	0,00	2,76	1,23	2,91	1,05	1,00	0,97	1,00	0,00	0,00	0,00

Tabela C.3 – Número estimado de desligamentos: computadores (continuação).

<b>B18</b>	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	2,01	0,00
<b>B19</b>	0,00	0,00	1,48	2,55	0,00	0,01	1,67	0,02	0,01	0,02	2,00	0,01
<b>B20</b>	0,70	0,00	0,00	0,00	0,01	0,06	0,00		0,11	0,01	2,95	0,00
<b>B21</b>	0,00	0,00	0,00	0,61	0,10	0,00	0,00	0,02	0,10	0,00	2,00	0,00
<b>B22</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,74		2,00	0,00	1,49	0,00	0,12	0,00
<b>B23</b>	0,00	0,00	1,00	1,02	0,00	1,36	1,00	1,82	1,08	0,89	0,00	0,57
<b>B24</b>	0,00	0,00	0,00	2,72		0,00	0,00	0,00	1,25	0,00	0,22	0,00
<b>B25</b>	0,00	0,00	0,92	0,00	0,00	1,48	1,11	1,00	3,24	0,79	0,00	2,99
<b>B26</b>	1,00	0,01	0,00	1,00	0,02	0,00	0,00	3,04	0,05	0,06	0,00	0,00
<b>B27</b>	1,01	1,01	0,76	1,00			0,31	4,05	0,03	0,05	0,00	0,00
<b>B28</b>	0,99	0,00	0,00	0,85	0,00		0,99	0,99	0,67	0,00	0,00	0,99
<b>B29</b>	1,00	0,99	0,00	0,52	0,00	3,94	0,00	0,00		0,00	0,12	0,00
<b>B30</b>	0,33	0,00	0,04	0,00	0,00	0,93	0,48	3,08	0,00	0,00	0,00	0,02
<b>B31</b>	0,04	0,00	0,00	2,36			0,00	0,01	0,27	0,00	0,00	0,00

Tabela C.4 – Número estimado de desligamentos: contadores.

<b>ENT</b>	<b>2012</b>						<b>2013</b>					
<b>Barra</b>	<b>jul</b>	<b>ago</b>	<b>set</b>	<b>out</b>	<b>nov</b>	<b>dez</b>	<b>jan</b>	<b>fev</b>	<b>mar</b>	<b>abr</b>	<b>mai</b>	<b>jun</b>
<b>A1</b>	1,00	0,58	0,00			0,49	6,42	1,42	2,86	0,98	0,12	0,02
<b>A2</b>	1,65	1,00	0,00	0,00	0,00	0,63	0,90	0,00	0,94	2,71	0,00	0,00
<b>A3</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,71	0,99	0,00	0,00
<b>A4</b>	0,00	2,94	0,85	0,00	0,85	1,12	4,55	0,00	0,00	1,05	6,06	
<b>A5</b>	1,20	2,82	3,44	1,00	6,68		1,03	1,90	6,23	3,33	2,38	0,94
<b>A6</b>	0,82	0,00	2,00	1,21	1,04	1,22		0,11	0,97	1,72	0,00	0,00
<b>A7</b>	0,98	0,00	0,00		1,89	1,58	2,59	0,51	3,73	0,88	1,66	0,99
<b>A8</b>	0,00	0,52	2,38	0,97	2,85	0,67	4,38	0,00	1,00	0,00	0,48	1,00
<b>A9</b>	0,00	0,52	2,38	0,97	2,83	1,64	4,92	0,00	1,00	0,00	0,48	0,10
<b>A10</b>	0,00	1,00	0,09	0,31	0,00	0,10	0,00	2,00	0,62	0,34	0,71	0,00
<b>A11</b>	0,01	0,56	1,86	0,13	0,00	0,00	4,24	1,24	1,99	0,00	0,00	0,00
<b>A12</b>	0,01	0,00	0,00	0,00	0,07	3,00	0,79	3,46	1,00	0,51		0,00
<b>A13</b>	0,00	0,18	0,00	1,00	3,95	0,00	0,66	0,78	1,98	1,99	3,52	1,27
<b>A14</b>	0,00	1,33	0,24	0,00	0,86	0,49	0,07	0,00	2,94	1,99	0,58	0,42
<b>A15</b>	3,10	1,10	0,35	2,92	1,99	0,14		1,43	1,05	2,82	0,00	0,99
<b>A16</b>	0,00	0,01				0,00	1,02	1,01	2,04	1,03	1,01	1,03
<b>A17</b>	0,90	0,42	0,52	0,00	3,11	2,93	1,05	1,00	0,01	0,81	1,00	1,91
<b>A18</b>	1,21	0,62	0,00	3,16	1,56	2,00	1,20	1,12	1,95	0,03	0,00	0,00
<b>A19</b>		4,49	6,58	3,88	4,86		4,29	6,37	6,59	7,18	3,40	2,21
<b>A20</b>	4,56	3,00	2,31	1,08	0,84	2,00	4,40	2,00	3,15	0,84	0,92	1,00
<b>A21</b>	3,57	3,09	1,92	3,74	5,77	0,73			0,09	6,20	1,02	1,75
<b>A22</b>	0,00	0,00	0,97		0,00	1,97	3,49	0,97	0,00	0,55	0,58	
<b>A23</b>	0,00	0,05	0,04		0,87	2,66	2,78	0,82	1,75	0,00	0,00	0,82
<b>A24</b>	2,99	2,87	0,00	1,00	0,88	2,00	6,06	1,00	2,78	4,96	2,06	4,94
<b>A25</b>	0,00	3,25	0,87	4,78	2,90	0,93	5,86	2,03	0,94	3,98	1,67	1,00
<b>A26</b>	0,00	3,58	0,00	8,73	2,88	1,92	5,84	2,03	0,95	3,98	1,67	1,00
<b>A27</b>	2,94	4,81	2,12		1,00	0,00	3,99	2,17	3,28	3,00	3,04	0,00
<b>A28</b>	0,45	2,50	3,28	4,02	4,90	1,00	5,45	1,00	1,96	4,00	0,34	0,44
<b>A29</b>				1,08	0,71	1,00	2,04	0,12		0,02	0,00	0,00
<b>A30</b>	0,00	0,00	0,18			4,00	2,84	0,21	2,00	0,00	2,00	

Tabela C.4 – Número estimado de desligamentos: contadores (continuação).

<b>B1</b>	1,00	1,19	0,00	0,86	2,00	0,00	2,12	2,83	3,00	1,00	0,08	0,02
<b>B2</b>	0,01	1,00	0,00	1,00	1,99	1,00	3,64	1,00	2,17	0,96	2,00	2,00
<b>B3</b>	1,49	0,44	2,52	0,00	1,96	1,69	2,22	1,22	4,70	2,52	1,00	2,52
<b>B4</b>	2,65	3,00	3,27	3,43	2,88	1,32	1,90	0,01	1,00	0,00	0,00	0,00
<b>B5</b>	3,00	0,34	0,28	0,27	2,74	2,08	1,69	0,11	2,71	0,01	0,02	0,00
<b>B6</b>	2,25	1,73	1,09	4,15	2,56	1,00	0,07	2,68	2,05	1,59	1,92	1,31
<b>B7</b>	1,47	0,99	0,23	0,46		0,00	0,00	2,97	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>B8</b>	2,10	0,00	0,19	0,02	1,58	1,19	1,12	5,11	1,00	0,00	0,05	0,11
<b>B9</b>			1,10	2,01	2,01	1,05		4,31	0,00	1,27	0,00	0,00
<b>B10</b>					0,00		1,02	0,34	2,00	0,01	0,00	3,57
<b>B11</b>					1,00	2,98	0,05	0,04	1,09	0,44	1,00	1,00
<b>B12</b>					0,69	1,32	2,67	1,87	1,00	0,00	0,00	0,00
<b>B13</b>					1,00	1,00		1,24	1,00	1,80	1,00	1,00
<b>B14</b>	0,00	1,00	1,85	2,00	5,51	4,00	2,74	3,02	0,00	0,99	1,04	0,05
<b>B15</b>	2,08	2,77	1,71	1,75					0,00	1,00	0,05	1,00
<b>B16</b>	0,17	2,06	2,39	2,00	2,64	2,53	1,00	3,05	1,96	0,00	0,31	0,00
<b>B17</b>	0,00	0,00	5,66	1,92	4,05	4,06	1,00	3,46	1,00	1,00	0,00	0,00
<b>B18</b>	2,00	0,07	0,00	0,00	0,96	0,94	0,16	2,13	1,97	0,43	3,05	0,00
<b>B19</b>	0,00	0,00	3,93	3,00	0,00	0,97	2,04	1,29	2,27	0,22	2,06	1,16
<b>B20</b>	2,89	0,72	0,00	1,39	0,59	0,68	0,23		0,88	2,82	3,00	1,00
<b>B21</b>	0,00	0,00	0,00	1,67	1,55	0,00	0,00	1,42	2,62	1,01	2,10	0,04
<b>B22</b>	0,02	0,00	1,27	0,00	2,67		3,16	0,39	3,18	0,46	0,56	0,02
<b>B23</b>	0,19	0,01	2,23	1,22	0,00	2,39	1,27	2,00	1,55	1,00	0,97	1,00
<b>B24</b>	0,00	0,00	1,07	3,88		0,03	1,67	0,44	3,02	0,00	1,05	0,14
<b>B25</b>	0,00	0,00	1,50	1,37	0,00	3,91	1,85	1,00	4,78	1,00	0,00	3,46
<b>B26</b>	1,24	1,36	0,32	1,00	0,97	0,03	0,68	5,00	1,00	1,00	0,00	0,00
<b>B27</b>	2,03	1,52	1,25	1,00			1,18	5,09	1,00	1,00	0,00	0,00
<b>B28</b>	3,00	0,00	1,44	2,01	0,57		1,00	3,88	1,68	0,95	0,02	2,00
<b>B29</b>	1,29	1,00	1,86	1,09	1,00	8,57	1,25	0,07		0,25	1,25	0,00
<b>B30</b>	2,66	0,03	1,74	0,99	0,03	3,10	1,90	6,09	1,10	0,13	0,20	0,17
<b>B31</b>	1,69	0,00	1,02	5,40			0,47	1,61	0,95	0,23	0,00	0,00

Tabela C.5 – Número estimado de desligamentos: conversores de frequência.

<b>ENT</b>	<b>2012</b>						<b>2013</b>					
<b>Barra</b>	<b>jul</b>	<b>ago</b>	<b>set</b>	<b>out</b>	<b>nov</b>	<b>dez</b>	<b>jan</b>	<b>fev</b>	<b>mar</b>	<b>abr</b>	<b>mai</b>	<b>jun</b>
<b>A1</b>	1,06	1,00	0,01			2,32	6,90	0,29	2,34	0,80	0,13	0,65
<b>A2</b>	1,03	1,09	0,37	0,00	0,00	0,47	1,78	0,51	1,67	2,37	0,00	0,00
<b>A3</b>	0,07	0,32	0,01	0,03	0,00	0,00	0,30	0,01	1,11	0,19	0,04	0,00
<b>A4</b>	0,05	3,24	1,00	0,02	1,03	1,99	5,05	0,00	0,00	1,01	6,94	
<b>A5</b>	3,18	5,00	9,24	1,19	10,00		3,71	2,22	10,42	5,76	4,19	0,70
<b>A6</b>	1,48	0,81	1,79	3,98	3,21	0,83		2,78	0,85	3,06	0,35	0,53
<b>A7</b>	1,01	0,71	0,00		2,89	1,71	1,72	1,00	5,26	1,00	1,99	1,16
<b>A8</b>	0,01	1,01	2,35	1,66	2,59	2,65	4,84	0,06	1,41	0,00	0,05	0,60
<b>A9</b>	0,01	1,01	2,35	1,66	2,61	3,62	5,80	0,06	1,39	0,00	0,05	0,03
<b>A10</b>	0,00	1,00	1,00	1,20	0,00	0,19	0,16	1,34	1,03	0,33	1,00	0,00
<b>A11</b>	0,08	1,45	3,88	0,47	0,03	0,30	6,48	1,37	1,84	0,00	0,00	0,84
<b>A12</b>	0,08	0,08	0,06	0,53	1,08	2,56	3,81	3,09	1,55	1,25		0,61
<b>A13</b>	0,00	0,95	0,00	1,56	5,21	0,00	4,10	1,11	3,11	2,03	4,16	1,52

Tabela C.5 – Número estimado de desligamentos: conversores de frequência (continuação).

A14	0,29	2,07	0,94	0,51	1,10	0,99	1,76	0,16	5,01	2,12	0,00	2,19
A15	4,13	3,23	1,34	2,47	1,42	2,29		2,20	3,72	0,56	0,44	1,80
A16	0,18	0,98				0,24	1,24	2,06	1,42	2,21	2,50	0,13
A17	0,56	1,00	1,00	0,09	4,00	3,02	2,44	1,00	1,42	1,81	1,00	1,48
A18	4,16	2,03	0,82	4,52	1,30	2,08	2,84	2,81	1,83	2,13	0,37	0,63
A19		6,74	4,80	4,08	2,63		6,64	6,75	5,04	4,46	3,16	1,05
A20	4,93	2,82	3,94	1,45	1,01	2,22	6,60	2,09	3,47	1,05	1,01	1,00
A21	5,83	6,13	2,40	4,28	6,49	0,00			2,68	4,51	1,54	2,14
A22	0,01	0,68	2,15		0,00	1,92	3,41	1,47	0,03	1,03	1,60	
A23	0,00	0,79	1,36		2,63	3,26	3,11	2,37	2,44	0,00	0,00	2,62
A24	2,84	2,96	0,01	1,41	1,05	2,42	5,41	1,04	2,22	4,96	3,12	4,97
A25	0,86	2,61	0,38	5,06	2,43	1,00	7,99	3,64	0,79	4,00	2,00	0,08
A26	0,87	2,39	0,08	7,44	2,80	2,00	8,05	3,64	0,80	4,00	2,00	0,10
A27	3,03	4,62	2,70		1,00	0,01	5,70	3,13	4,98	3,03	4,14	0,01
A28	0,20	1,65	1,38	3,27	3,55	1,03	6,77	0,38	2,26	2,26	0,19	0,16
A29				1,57	2,10	1,07	1,61	2,73		1,99	0,36	0,01
A30	0,01	0,00	0,05			3,57	0,57	2,81	1,85	0,00	1,81	
B1	1,00	0,45	0,02	2,23	1,05	0,46	2,79	2,10	2,69	0,34	1,01	0,92
B2	0,01	1,00	0,00	1,43	1,67	0,75	3,39	1,17	1,62	0,55	1,12	1,23
B3	0,97	0,38	2,02	0,00	1,65	3,44	2,42	1,82	1,67	1,24	0,60	3,11
B4	2,84	2,07	3,11	3,92	2,05	1,84	1,41	0,56	1,00	0,24	0,00	0,01
B5	2,94	1,44	0,78	0,81	3,53	2,14	2,92	0,67	1,85	0,71	0,99	0,03
B6	0,94	0,03	1,01	3,93	2,03	1,00	0,16	3,39	1,05	1,57	1,00	1,01
B7	1,20	1,00	2,01	1,13		0,07	0,95	3,23	0,30	0,02	0,01	0,03
B8	1,65	0,01	0,05	0,00	1,05	0,87	1,01	4,85	0,95	0,01	0,01	0,31
B9			1,06	0,04	2,83	1,68		3,95	0,01	0,02	0,01	0,02
B10					0,00		1,00	0,18	1,30	0,26	0,00	2,28
B11					0,02	4,00	0,01	0,83	3,59	0,14	1,00	1,01
B12					0,15	3,12	3,47	2,60	0,92	0,00	0,00	0,00
B13					0,03	1,00		0,40	1,00	1,09	0,44	1,00
B14	0,00	1,54	1,00	1,90	6,00	2,42	2,95	3,16	0,00	0,78	1,00	1,01
B15	1,37	0,99	0,89	2,56					0,00	1,00	0,10	1,00
B16	0,91	2,01	0,71	2,00	2,40	2,59	1,00	1,69	1,68	0,00	1,01	0,00
B17	0,00	0,01	2,91	2,00	4,08	2,75	1,00	1,85	1,00	0,53	0,00	0,00
B18	0,81	0,03	0,03	0,00	0,64	0,07	0,00	1,19	0,77	0,04	2,95	0,00
B19	0,00	0,06	2,64	2,82	0,01	2,24	3,96	1,64	0,46	1,00	2,52	0,85
B20	1,61	0,68	0,02	0,04	0,99	1,00	0,01		0,25	1,62	3,00	0,54
B21	0,00	0,16	0,04	1,63	1,45	0,00	0,00	0,07	1,79	0,01	2,00	0,37
B22	0,10	0,00	0,48	0,04	2,21		3,14	0,00	2,79	0,87	0,42	0,62
B23	0,01	0,00	1,14	1,91	0,00	2,35	1,14	2,00	2,24	1,00	0,17	1,00
B24	0,00	0,03	0,00	3,01		0,10	0,01	0,44	2,59	0,00	1,00	0,00
B25	0,00	0,00	0,91	1,58	0,00	3,97	3,24	1,10	4,47	0,84	0,00	3,25
B26	1,06	0,12	0,02	1,00	0,06	0,01	1,80	5,83	0,99	0,11	0,00	0,00
B27	1,98	2,08	1,02	1,01			1,13	5,84	0,98	1,00	0,00	0,00
B28	1,66	0,01	0,04	1,11	0,38		1,00	2,47	1,20	0,00	0,06	1,24
B29	1,02	1,03	0,17	1,01	0,52	6,53	0,61	0,20		0,00	0,40	0,00
B30	1,59	0,20	1,18	0,01	0,51	3,74	1,01	5,73	0,80	0,23	0,45	0,91
B31	0,13	0,01	0,01	3,83			0,01	0,44	0,47	0,04	0,00	0,00

### C.3. Demais indicadores de VTCDs

Tabela C.6 – Indicador *Ssite*.

<i>Ssite</i>	2012						2013					
Barra	jul	ago	set	out	nov	dez	jan	fev	mar	abr	mai	jun
A1	5,02	5,56	8,05			14,88	45,22	16,04	18,24	11,76	9,95	5,95
A2	3,32	12,03	4,24	1,25	3,39	7,15	9,88	2,23	7,59	7,75	2,72	2,42
A3	2,60	2,54	6,41	6,03	3,69	0,26	5,34	4,62	5,15	3,01	1,93	0,90
A4	1,67	11,63	6,02	3,99	3,74	4,55	14,88	0,32	0,58	5,45	23,30	
A5	10,72	18,48	32,03	3,30	34,77		8,15	10,31	33,17	21,16	17,05	4,46
A6	7,12	7,42	10,89	18,99	12,53	7,19		12,76	11,97	14,05	3,53	2,05
A7	6,37	9,10	5,29		9,56	12,77	21,80	5,19	24,91	7,09	14,36	10,01
A8	4,79	5,27	9,96	7,63	15,05	13,65	21,60	5,14	11,62	1,82	4,54	3,04
A9	4,70	5,01	10,15	6,27	15,17	17,09	22,70	5,03	11,61	1,72	4,90	2,78
A10	1,38	3,77	4,21	5,22	1,64	3,11	8,56	7,06	7,31	3,19	3,87	0,12
A11	3,13	8,92	11,29	4,64	4,38	13,09	29,17	6,06	11,91	0,83	3,44	2,76
A12	11,83	5,20	5,81	4,09	17,13	10,92	23,20	17,58	10,89	8,61		11,74
A13	2,61	8,53	3,28	5,96	24,12	3,57	12,18	7,56	14,98	10,44	14,55	6,71
A14	3,86	9,83	5,32	4,14	6,24	5,31	7,31	4,00	14,66	9,56	3,14	9,70
A15	15,78	17,37	12,31	18,04	11,77	9,22		14,87	15,81	10,14	3,87	8,35
A16	7,42	13,49				2,12	22,06	15,86	24,74	19,62	11,48	6,53
A17	7,37	5,61	3,93	3,10	10,58	9,09	13,09	4,65	9,21	5,18	6,42	4,89
A18	15,27	11,67	4,33	22,84	10,29	10,45	15,81	7,21	14,73	6,04	3,19	0,89
A19		34,56	21,86	29,75	25,11		26,54	33,75	24,39	25,02	21,32	15,23
A20	17,45	12,44	19,40	13,70	8,44	8,74	21,96	14,74	12,89	6,89	6,53	4,38
A21	25,19	26,20	21,33	23,58	54,12	6,93			12,05	27,33	19,70	11,78
A22	3,42	3,78	13,49		2,79	13,81	33,00	9,76	3,66	6,94	15,88	
A23	2,49	8,42	9,40		15,39	17,36	24,91	13,38	11,03	2,23	3,17	8,52
A24	19,86	18,47	5,59	8,90	15,86	17,57	28,62	9,43	18,06	17,62	16,92	15,84
A25	6,07	11,61	5,17	12,42	12,72	4,24	32,97	13,27	11,57	9,89	3,18	4,35
A26	5,78	11,75	4,70	25,91	12,84	7,86	32,47	13,65	11,50	9,77	2,82	4,12
A27	14,96	23,66	9,28		2,85	4,75	25,07	14,15	28,86	16,82	23,25	3,71
A28	9,94	15,59	14,21	16,78	26,12	9,02	25,16	6,55	14,93	12,53	6,31	2,55
A29				29,80	10,63	5,93	19,68	8,30		6,37	1,98	3,10
A30	5,77	5,87	2,39			15,13	24,21	9,93	16,23	1,50	8,55	
B1	6,22	6,02	1,31	11,02	5,23	6,10	9,39	13,58	10,55	2,30	3,39	3,30
B2	2,78	8,02	4,26	10,02	9,70	8,68	11,79	15,48	8,16	1,77	6,32	7,19
B3	8,09	4,18	10,36	3,04	8,98	14,59	13,87	10,07	14,45	5,03	4,48	13,22
B4	8,98	7,42	12,77	8,82	10,47	8,89	7,58	4,83	4,63	0,62	0,54	1,96
B5	10,18	5,82	3,69	4,70	12,32	13,19	13,33	6,37	9,00	3,20	5,50	0,94
B6	8,86	4,80	9,30	9,84	16,79	9,81	3,68	29,75	7,65	5,33	7,28	6,05
B7	7,12	7,96	9,22	3,89		4,68	10,28	29,85	4,60	3,02	3,76	3,62
B8	11,63	1,95	7,66	4,77	5,61	12,62	10,23	38,58	3,85	1,28	3,01	8,35
B9			8,80	6,25	25,51	10,04		40,74	4,90	4,17	3,39	1,55
B10					0,00		5,26	4,26	3,01	3,47	1,03	9,55
B11					2,00	16,86	7,41	10,74	8,94	2,16	5,08	9,77
B12					2,36	15,41	13,75	17,84	4,53	0,11	1,13	1,70
B13					2,00	2,00		6,32	4,55	3,36	5,10	4,28
B14	1,56	5,94	6,51	7,02	56,25	20,23	20,80	15,19	2,59	1,72	5,30	5,57



Tabela C.6 – Indicador Ssite (continuação).

B15	15,52	5,85	10,01	8,38					0,32	2,97	0,79	4,17
B16	4,16	11,19	8,86	9,90	20,89	20,93	15,02	11,18	14,22	1,18	7,18	3,21
B17	1,38	3,61	17,99	6,06	28,47	17,64	4,80	11,54	10,19	2,12	2,22	2,00
B18	4,10	3,28	2,11	1,59	2,24	5,03	3,23	9,30	9,18	2,24	13,22	0,41
B19	2,18	2,43	10,45	9,98	1,88	8,89	13,21	14,98	13,60	3,01	12,57	4,63
B20	13,11	3,41	3,59	6,33	4,08	6,58	4,03		1,78	5,25	13,46	2,76
B21	2,72	2,97	3,85	7,28	8,43	6,21	1,79	12,03	15,34	4,45	12,10	1,66
B22	2,77	1,35	3,08	3,99	6,57		25,29	6,80	14,77	5,47	3,46	1,16
B23	3,12	2,08	10,46	8,42	0,69	14,86	9,22	16,81	13,02	4,80	1,72	4,76
B24	1,24	2,70	7,12	13,73		12,25	10,38	11,75	19,55	1,06	3,96	1,62
B25	0,11	1,43	5,13	12,86	1,38	22,84	16,61	16,79	21,66	7,59	0,59	10,61
B26	12,78	6,48	5,51	7,56	3,33	6,89	14,19	37,42	2,79	1,31	1,23	0,59
B27	21,13	10,70	6,87	7,88			10,40	39,46	2,70	1,55	1,34	0,81
B28	7,48	1,82	6,71	6,59	3,90		4,88	11,68	5,94	1,49	2,57	4,74
B29	9,61	6,55	7,77	9,29	3,33	37,69	10,38	7,53		2,72	6,89	1,27
B30	13,78	2,74	8,88	6,11	7,85	14,95	5,53	19,98	4,53	1,05	6,00	2,60
B31	6,34	2,54	5,80	18,99			6,46	13,00	8,25	2,50	3,67	0,79

Tabela C.7 – Indicador Saverage.

Saverage	2012						2013						
	Barra	jul	ago	set	out	nov	dez	jan	fev	mar	abr	mai	jun
A1		0,72	0,56	0,32			0,62	0,73	0,43	0,57	0,41	0,43	0,46
A2		0,83	2,00	0,53	0,31	0,48	0,89	0,66	0,45	0,58	1,11	0,30	0,48
A3		0,65	0,63	0,58	0,67	0,53	0,26	0,53	0,58	0,52	1,00	0,97	0,45
A4		0,42	1,94	0,67	0,67	1,25	0,91	1,49	0,16	0,29	1,82	1,46	
A5		0,63	0,58	0,73	1,65	0,92		1,36	0,69	1,07	0,78	0,77	0,50
A6		0,71	0,53	1,09	0,58	0,48	0,51		0,67	0,57	0,94	0,35	0,34
A7		0,91	0,51	0,53		0,68	0,61	0,91	0,65	0,92	0,89	1,03	0,72
A8		0,40	1,05	0,83	0,38	0,65	0,59	0,77	0,47	0,83	0,36	0,57	0,43
A9		0,43	1,00	0,78	0,42	0,63	0,81	0,84	0,50	0,83	0,43	0,54	0,35
A10		0,17	0,75	0,47	1,31	0,27	0,52	0,48	1,41	0,61	0,80	0,65	0,12
A11		0,45	0,99	0,71	0,39	0,55	0,65	1,17	1,21	0,50	0,28	0,34	0,46
A12		0,42	0,37	0,31	0,31	0,41	0,84	0,63	0,93	0,60	0,62		0,62
A13		0,19	0,61	0,41	1,19	0,89	0,27	0,94	0,63	0,68	0,70	0,77	1,12
A14		0,30	0,70	0,31	0,41	0,52	0,48	0,56	0,36	0,54	0,96	1,05	0,97
A15		0,79	0,51	0,41	0,64	0,39	0,46		0,51	0,72	0,53	0,30	0,64
A16		0,41	0,44				0,42	0,57	0,59	0,67	0,54	0,68	0,73
A17		0,74	0,70	0,79	0,31	0,66	0,83	0,77	0,66	0,71	0,86	0,64	0,82
A18		1,39	1,17	0,43	0,60	0,54	0,75	0,59	0,66	1,05	0,67	0,53	0,30
A19			0,77	0,68	0,65	0,53		0,70	0,87	0,87	0,63	0,74	0,90
A20		0,83	0,65	0,78	0,60	0,37	0,49	0,63	0,61	0,86	0,49	0,36	0,63
A21		1,15	0,71	0,50	0,87	0,62	0,35			0,48	0,78	0,45	0,59
A22		0,26	0,42	0,56		0,47	0,35	0,80	0,70	0,41	0,87	0,66	
A23		0,31	0,56	0,45		0,38	0,58	0,53	0,36	0,65	0,22	0,32	0,61
A24		0,83	0,62	0,35	0,47	0,45	0,61	0,68	0,59	0,48	0,77	0,68	0,99
A25		0,51	0,73	0,43	0,96	0,51	0,47	0,97	0,74	0,72	0,99	0,45	0,44
A26		0,58	0,73	0,39	0,76	0,51	0,71	0,98	0,72	0,72	1,09	0,56	0,51
A27		0,68	0,72	0,84		2,85	0,48	0,78	0,64	0,90	0,58	0,86	0,34
A28		0,50	0,52	0,53	0,70	0,82	0,60	0,63	0,55	0,55	0,89	0,42	0,51

Tabela C.7 – Indicador *Savage* (continuação).

<b>A29</b>				0,71	0,39	0,54	0,73	0,55		0,64	0,33	0,44
<b>A30</b>	0,29	0,37	0,34			0,56	0,54	0,55	0,62	0,25	0,57	
<b>B1</b>	1,04	0,50	0,33	0,50	0,87	0,38	0,63	0,62	0,88	0,46	0,68	1,10
<b>B2</b>	0,35	0,40	0,24	0,37	0,61	0,38	0,84	0,48	0,54	0,59	0,70	0,65
<b>B3</b>	0,51	0,52	1,04	0,30	0,45	0,63	0,63	0,56	0,96	1,01	0,56	0,66
<b>B4</b>	0,90	0,93	1,06	0,73	0,75	0,49	0,84	0,37	1,16	0,62	0,27	0,33
<b>B5</b>	0,85	0,53	0,41	0,39	0,82	0,49	0,58	0,40	1,00	0,53	0,92	0,31
<b>B6</b>	0,81	0,60	0,55	0,98	2,10	0,41	0,41	1,35	0,85	1,78	0,73	2,02
<b>B7</b>	0,51	0,44	0,58	0,39		0,33	0,40	1,03	0,38	0,50	0,42	0,45
<b>B8</b>	0,68	0,24	0,59	0,37	0,80	0,55	0,51	1,33	0,96	0,43	0,50	0,64
<b>B9</b>			0,52	0,57	1,11	0,35		0,91	0,38	1,04	0,48	0,39
<b>B10</b>					0,00		2,63	0,33	1,00	0,69	0,17	1,19
<b>B11</b>					2,00	0,89	0,34	0,40	0,81	0,27	0,85	0,44
<b>B12</b>					0,59	0,59	0,72	0,59	0,50	0,11	0,38	0,34
<b>B13</b>					2,00	2,00		0,42	0,91	1,12	0,57	0,61
<b>B14</b>	0,31	0,66	0,59	0,58	3,31	0,96	1,30	0,61	0,52	0,43	1,33	0,93
<b>B15</b>	2,59	0,73	0,72	0,84					0,32	1,48	0,79	1,04
<b>B16</b>	0,69	0,80	0,63	1,24	1,49	1,31	1,16	0,53	1,09	0,30	0,65	0,27
<b>B17</b>	0,34	0,40	1,20	0,76	2,85	1,36	4,80	0,68	5,10	0,71	0,37	0,33
<b>B18</b>	0,82	0,55	0,30	0,23	0,56	0,56	0,46	0,55	0,92	0,56	2,20	0,21
<b>B19</b>	0,44	0,35	0,75	0,91	0,31	0,49	0,66	0,58	0,65	0,60	1,57	1,16
<b>B20</b>	0,57	0,43	0,40	0,49	0,41	0,47	0,45		1,78	0,66	2,24	0,39
<b>B21</b>	0,30	0,37	0,35	0,61	0,56	0,27	0,22	0,41	0,64	0,56	1,34	0,33
<b>B22</b>	0,69	0,34	0,39	0,44	0,73		1,58	0,30	0,57	0,50	0,58	0,58
<b>B23</b>	0,52	0,42	0,87	0,77	0,23	0,57	0,84	0,99	0,87	0,69	0,57	0,60
<b>B24</b>	0,25	0,34	0,37	0,81		0,37	0,36	0,41	0,47	0,27	0,99	0,32
<b>B25</b>	0,11	0,29	0,73	0,54	0,23	0,56	0,62	0,65	1,03	0,63	0,29	1,06
<b>B26</b>	1,60	0,46	0,39	0,84	0,37	0,43	0,55	1,44	0,31	1,31	0,25	0,20
<b>B27</b>	0,85	0,71	0,57	0,79			0,61	1,41	0,34	0,78	0,27	0,27
<b>B28</b>	0,83	0,36	0,67	0,66	0,56		0,54	0,65	0,99	0,74	0,32	0,59
<b>B29</b>	0,40	0,60	0,52	0,46	0,42	1,05	0,49	0,34		0,54	0,77	0,21
<b>B30</b>	0,73	0,46	0,49	0,32	0,87	0,71	0,61	0,91	0,57	0,53	0,60	0,43
<b>B31</b>	0,42	0,36	0,39	0,70			0,43	0,46	0,55	0,50	0,41	0,20

Tabela C.8 – Indicador *SEI*.

<i>SEI</i>	2012						2013					
Barra	jul	ago	set	out	nov	dez	jan	fev	mar	abr	mai	jun
<b>A1</b>	0,94	1,42	1,00			7,45	7,92	2,89	2,93	1,52	1,10	0,91
<b>A2</b>	0,21	37,12	0,82	0,02	0,36	7,91	1,42	0,36	1,49	1,07	0,06	0,17
<b>A3</b>	1,54	0,88	1,54	2,07	0,87	0,01	0,82	1,14	1,31	1,24	0,41	0,84
<b>A4</b>	0,72	3,15	1,34	1,37	1,39	0,97	3,41	0,01	0,08	0,46	5,03	
<b>A5</b>	1,48	3,02	8,51	0,36	7,03		2,08	29,15	15,82	3,94	3,54	0,55
<b>A6</b>	1,54	1,52	1,76	22,23	1,68	0,97		2,34	2,40	4,12	0,33	0,18
<b>A7</b>	1,07	2,11	3,35		2,59	2,27	49,97	1,06	3,95	41,35	10,66	5,88
<b>A8</b>	2,46	2,51	1,54	1,15	3,61	6,00	4,02	0,91	2,97	0,50	0,86	0,27
<b>A9</b>	2,46	2,20	1,55	1,04	3,62	8,84	4,45	0,91	2,96	0,51	0,91	0,23
<b>A10</b>	0,06	0,48	0,76	51,82	0,17	0,58	1,76	0,95	1,69	0,62	0,73	0,00
<b>A11</b>	0,45	1,63	2,01	0,46	1,17	3,03	5,51	1,04	2,01	0,06	0,64	0,87
<b>A12</b>	2,06	1,28	0,83	1,78	7,64	1,90	8,00	7,86	4,67	2,65		5,33

Tabela C.8 – Indicador SEI (continuação).

A13	0,14	1,08	0,40	0,99	5,73	0,48	2,74	1,92	3,84	1,66	2,68	1,04
A14	0,42	1,88	0,43	0,85	1,14	0,72	1,26	0,99	2,16	1,51	0,49	2,78
A15	2,19	2,71	2,26	8,10	1,74	2,10		3,70	4,17	1,09	0,37	1,72
A16	0,95	2,13				0,15	3,22	3,42	16,30	2,59	1,65	1,13
A17	1,36	0,95	0,72	2,30	1,33	1,58	4,58	0,73	3,00	1,14	1,10	0,67
A18	3,64	2,86	0,58	5,88	0,86	1,33	2,53	1,32	3,57	1,07	0,69	0,09
A19		5,83	2,07	6,79	4,09		3,73	13,47	7,31	2,56	3,07	5,13
A20	3,49	1,43	36,15	4,08	1,47	1,41	3,64	3,34	1,87	0,90	0,38	0,59
A21	5,53	4,56	4,19	3,60	7,65	0,43			1,50	3,93	1,82	1,99
A22	0,37	0,47	3,27		0,43	1,94	10,18	2,62	0,60	1,91	5,92	
A23	0,24	2,14	1,42		2,21	3,71	4,11	1,41	1,91	0,17	0,26	1,45
A24	3,03	2,54	0,74	1,28	2,85	2,79	4,03	1,60	2,56	2,30	2,19	2,57
A25	1,66	1,78	1,28	20,52	3,01	0,42	6,50	2,25	4,20	1,36	0,37	0,31
A26	1,66	1,76	1,26	23,59	3,00	0,62	6,49	2,25	3,87	1,36	0,32	0,31
A27	2,10	4,16	1,40		0,38	1,13	5,62	30,52	16,09	2,48	5,47	0,48
A28	0,91	1,49	1,34	2,27	2,72	1,64	2,73	0,79	1,70	0,87	0,36	0,20
A29				50,15	1,20	0,70	2,92	1,44		1,09	0,25	1,25
A30	0,97	1,00	0,28			1,91	3,42	1,66	4,93	0,10	1,76	
B1	1,12	0,42	0,06	1,82	0,53	0,76	1,22	1,39	1,39	0,11	0,52	0,72
B2	0,37	0,89	0,13	1,32	1,36	1,16	1,12	3,17	0,59	0,16	0,51	1,10
B3	0,60	0,66	1,28	0,15	0,82	1,95	1,54	1,06	0,91	0,33	0,21	1,99
B4	1,10	0,62	1,00	1,14	0,98	0,91	0,69	0,41	0,56	0,07	0,03	0,08
B5	1,18	0,70	0,22	0,27	1,48	1,37	1,83	0,52	0,36	0,53	0,95	0,05
B6	0,59	0,27	1,35	1,67	107,04	0,92	0,45	36,42	0,51	0,67	0,68	0,65
B7	0,74	0,77	2,45	1,80		2,57	5,48	38,34	2,40	0,34	2,04	0,50
B8	1,61	0,13	1,37	1,03	1,37	2,43	1,18	38,17	0,67	0,18	0,23	3,50
B9			0,77	0,37	106,93	0,52		35,97	0,19	0,29	0,23	0,19
B10					0,00		0,45	0,26	0,20	0,64	0,04	1,20
B11					0,10	3,91	0,28	1,35	1,94	0,11	0,61	0,91
B12					0,19	2,12	2,33	2,64	0,39	0,00	0,07	0,07
B13					0,11	0,15		0,39	0,52	0,33	0,65	0,55
B14	0,07	0,67	0,48	0,76	383,35	164,81	24,26	1,60	0,07	0,11	0,30	0,86
B15	29,77	0,38	1,05	0,95					0,03	0,30	0,04	0,49
B16	0,50	0,49	0,43	1,09	41,67	165,69	23,42	0,87	12,13	0,15	0,53	0,09
B17	0,08	0,14	1,27	0,66	72,86	164,82	0,86	1,10	11,86	0,10	0,10	0,13
B18	0,30	0,12	0,17	0,09	0,15	0,31	0,19	0,52	0,35	0,19	2,15	0,01
B19	0,08	0,14	1,20	0,98	0,10	0,83	1,64	1,06	0,62	0,44	2,26	0,15
B20	0,90	0,24	0,20	0,34	0,23	0,38	0,18		0,17	0,26	2,34	0,12
B21	0,11	0,22	0,30	1,31	0,80	0,71	0,09	1,78	2,50	0,12	1,83	0,08
B22	0,63	0,09	0,17	0,69	0,48		87,70	0,34	1,14	0,37	0,39	0,11
B23	0,34	0,10	1,20	1,16	0,04	1,33	2,84	113,91	2,69	28,89	0,08	0,55
B24	0,05	0,22	0,50	1,29		2,00	1,18	1,13	2,66	0,03	0,48	0,05
B25	0,00	0,10	0,58	1,47	0,05	1,88	3,31	113,62	9,57	29,71	0,02	1,30
B26	51,72	0,35	0,31	3,34	0,22	0,88	2,13	49,87	0,17	0,14	0,04	0,01
B27	101,06	1,78	0,90	3,34			1,20	50,58	0,16	0,14	0,05	0,05
B28	0,67	0,10	0,38	0,49	0,44		0,48	1,13	0,88	0,07	0,13	0,54
B29	0,73	0,58	0,30	0,66	0,19	44,95	0,73	0,54		0,07	0,72	0,04
B30	2,10	0,17	0,65	0,33	12,70	1,48	0,64	2,39	0,40	0,06	0,48	0,29
B31	0,39	0,24	0,30	1,69			0,41	0,94	0,50	0,21	0,11	0,03

Tabela C.9 – Indicador ASEI.

ASEI	2012						2013						
	Barra	jul	ago	set	out	nov	dez	jan	fev	mar	abr	mai	jun
A1		0,13	0,14	0,04			0,31	0,13	0,08	0,09	0,05	0,05	0,07
A2		0,05	6,19	0,10	0,01	0,05	0,99	0,09	0,07	0,11	0,15	0,01	0,03
A3		0,39	0,22	0,14	0,23	0,12	0,01	0,08	0,14	0,13	0,41	0,21	0,42
A4		0,18	0,53	0,15	0,23	0,46	0,19	0,34	0,00	0,04	0,15	0,31	
A5		0,09	0,09	0,19	0,18	0,18		0,35	1,94	0,51	0,15	0,16	0,06
A6		0,15	0,11	0,18	0,67	0,06	0,07		0,12	0,11	0,27	0,03	0,03
A7		0,15	0,12	0,33		0,18	0,11	2,08	0,13	0,15	5,17	0,76	0,42
A8		0,21	0,50	0,13	0,06	0,16	0,26	0,14	0,08	0,21	0,10	0,11	0,04
A9		0,22	0,44	0,12	0,07	0,15	0,42	0,16	0,09	0,21	0,13	0,10	0,03
A10		0,01	0,10	0,08	12,95	0,03	0,10	0,10	0,19	0,14	0,16	0,12	0,00
A11		0,06	0,18	0,13	0,04	0,15	0,15	0,22	0,21	0,08	0,02	0,06	0,15
A12		0,07	0,09	0,04	0,14	0,18	0,15	0,22	0,41	0,26	0,19		0,28
A13		0,01	0,08	0,05	0,20	0,21	0,04	0,21	0,16	0,17	0,11	0,14	0,17
A14		0,03	0,13	0,03	0,08	0,09	0,07	0,10	0,09	0,08	0,15	0,16	0,28
A15		0,11	0,08	0,08	0,29	0,06	0,11		0,13	0,19	0,06	0,03	0,13
A16		0,05	0,07				0,03	0,08	0,13	0,44	0,07	0,10	0,13
A17		0,14	0,12	0,14	0,23	0,08	0,14	0,27	0,10	0,23	0,19	0,11	0,11
A18		0,33	0,29	0,06	0,15	0,05	0,10	0,09	0,12	0,25	0,12	0,12	0,03
A19			0,13	0,06	0,15	0,09		0,10	0,35	0,26	0,06	0,11	0,30
A20		0,17	0,08	1,45	0,18	0,06	0,08	0,10	0,14	0,12	0,06	0,02	0,08
A21		0,25	0,12	0,10	0,13	0,09	0,02			0,06	0,11	0,04	0,10
A22		0,03	0,05	0,14		0,07	0,05	0,25	0,19	0,07	0,24	0,25	
A23		0,03	0,14	0,07		0,05	0,12	0,09	0,04	0,11	0,02	0,03	0,10
A24		0,13	0,08	0,05	0,07	0,08	0,10	0,10	0,10	0,07	0,10	0,09	0,16
A25		0,14	0,11	0,11	1,58	0,12	0,05	0,19	0,13	0,26	0,14	0,05	0,03
A26		0,17	0,11	0,11	0,69	0,12	0,06	0,20	0,12	0,24	0,15	0,06	0,04
A27		0,10	0,13	0,13		0,38	0,11	0,18	1,39	0,50	0,09	0,20	0,04
A28		0,05	0,05	0,05	0,09	0,09	0,11	0,07	0,07	0,06	0,06	0,02	0,04
A29					1,19	0,04	0,06	0,11	0,10		0,11	0,04	0,18
A30		0,05	0,06	0,04			0,07	0,08	0,09	0,19	0,02	0,12	
B1		0,19	0,03	0,01	0,08	0,09	0,05	0,08	0,06	0,12	0,02	0,10	0,24
B2		0,05	0,04	0,01	0,05	0,09	0,05	0,08	0,10	0,04	0,05	0,06	0,10
B3		0,04	0,08	0,13	0,01	0,04	0,08	0,07	0,06	0,06	0,07	0,03	0,10
B4		0,11	0,08	0,08	0,10	0,07	0,05	0,08	0,03	0,14	0,07	0,01	0,01
B5		0,10	0,06	0,02	0,02	0,10	0,05	0,08	0,03	0,04	0,09	0,16	0,02
B6		0,05	0,03	0,08	0,17	13,38	0,04	0,05	1,66	0,06	0,22	0,07	0,22
B7		0,05	0,04	0,15	0,18		0,18	0,21	1,32	0,20	0,06	0,23	0,06
B8		0,09	0,02	0,11	0,08	0,20	0,11	0,06	1,32	0,17	0,06	0,04	0,27
B9				0,05	0,03	4,65	0,02		0,80	0,01	0,07	0,03	0,05
B10						0,00		0,22	0,02	0,07	0,13	0,01	0,15
B11						0,10	0,21	0,01	0,05	0,18	0,01	0,10	0,04
B12						0,05	0,08	0,12	0,09	0,04	0,00	0,02	0,01
B13						0,11	0,15		0,03	0,10	0,11	0,07	0,08
B14		0,01	0,07	0,04	0,06	22,55	7,85	1,52	0,06	0,01	0,03	0,08	0,14
B15		4,96	0,05	0,08	0,09					0,03	0,15	0,04	0,12
B16		0,08	0,04	0,03	0,14	2,98	10,36	1,80	0,04	0,93	0,04	0,05	0,01

Tabela C.9 – Indicador ASEI (continuação).

<b>B17</b>	0,02	0,02	0,08	0,08	7,29	12,68	0,86	0,06	5,93	0,03	0,02	0,02
<b>B18</b>	0,06	0,02	0,02	0,01	0,04	0,03	0,03	0,03	0,04	0,05	0,36	0,01
<b>B19</b>	0,02	0,02	0,09	0,09	0,02	0,05	0,08	0,04	0,03	0,09	0,28	0,04
<b>B20</b>	0,04	0,03	0,02	0,03	0,02	0,03	0,02		0,17	0,03	0,39	0,02
<b>B21</b>	0,01	0,03	0,03	0,11	0,05	0,03	0,01	0,06	0,10	0,01	0,20	0,02
<b>B22</b>	0,16	0,02	0,02	0,08	0,05		5,48	0,01	0,04	0,03	0,07	0,06
<b>B23</b>	0,06	0,02	0,10	0,11	0,01	0,05	0,26	6,70	0,18	4,13	0,03	0,07
<b>B24</b>	0,01	0,03	0,03	0,08		0,06	0,04	0,04	0,06	0,01	0,12	0,01
<b>B25</b>	0,00	0,02	0,08	0,06	0,01	0,05	0,12	4,37	0,46	2,48	0,01	0,13
<b>B26</b>	6,46	0,02	0,02	0,37	0,02	0,05	0,08	1,92	0,02	0,14	0,01	0,00
<b>B27</b>	4,04	0,12	0,08	0,33			0,07	1,81	0,02	0,07	0,01	0,02
<b>B28</b>	0,07	0,02	0,04	0,05	0,06		0,05	0,06	0,15	0,03	0,02	0,07
<b>B29</b>	0,03	0,05	0,02	0,03	0,02	1,25	0,03	0,02		0,01	0,08	0,01
<b>B30</b>	0,11	0,03	0,04	0,02	1,41	0,07	0,07	0,11	0,05	0,03	0,05	0,05
<b>B31</b>	0,03	0,03	0,02	0,06			0,03	0,03	0,03	0,04	0,01	0,01

Tabela C.10 – Fator de Impacto considerando os parâmetros propostos neste trabalho.

<b>F/NEW</b>	<b>2012</b>						<b>2013</b>					
<b>Barra</b>	<b>jul</b>	<b>ago</b>	<b>set</b>	<b>out</b>	<b>nov</b>	<b>dez</b>	<b>jan</b>	<b>fev</b>	<b>mar</b>	<b>abr</b>	<b>mai</b>	<b>jun</b>
<b>A1</b>	0,15	0,12	0,04			0,23	1,58	0,30	0,59	0,25	0,08	0,05
<b>A2</b>	0,18	0,26	0,03	0,00	0,01	0,08	0,31	0,01	0,18	0,54	0,01	0,02
<b>A3</b>	0,01	0,02	0,02	0,04	0,02	0,00	0,04	0,04	0,15	0,16	0,02	0,01
<b>A4</b>	0,01	0,75	0,21	0,02	0,21	0,22	0,92	0,00	0,00	0,27	1,16	
<b>A5</b>	0,35	0,66	0,98	0,03	1,44		0,26	0,28	1,35	0,73	0,54	0,21
<b>A6</b>	0,22	0,10	0,31	0,43	0,21	0,25		0,19	0,25	0,37	0,04	0,01
<b>A7</b>	0,24	0,11	0,04		0,43	0,34	0,52	0,11	0,95	0,21	0,37	0,28
<b>A8</b>	0,02	0,11	0,50	0,17	0,46	0,26	0,99	0,02	0,31	0,00	0,11	0,04
<b>A9</b>	0,02	0,10	0,50	0,17	0,44	0,49	1,03	0,02	0,31	0,00	0,11	0,04
<b>A10</b>	0,00	0,14	0,11	0,11	0,00	0,08	0,05	0,30	0,13	0,08	0,20	0,00
<b>A11</b>	0,02	0,22	0,54	0,05	0,02	0,13	1,05	0,24	0,38	0,01	0,01	0,02
<b>A12</b>	0,08	0,02	0,02	0,01	0,16	0,43	0,34	0,67	0,30	0,13		0,10
<b>A13</b>	0,00	0,10	0,01	0,27	0,87	0,00	0,19	0,23	0,38	0,54	0,69	0,28
<b>A14</b>	0,05	0,39	0,10	0,02	0,22	0,12	0,15	0,02	0,65	0,50	0,03	0,29
<b>A15</b>	0,70	0,42	0,17	0,47	0,22	0,07		0,36	0,30	0,22	0,03	0,23
<b>A16</b>	0,04	0,07				0,04	0,35	0,40	0,57	0,42	0,33	0,07
<b>A17</b>	0,29	0,06	0,11	0,01	0,63	0,60	0,35	0,27	0,10	0,22	0,29	0,39
<b>A18</b>	0,44	0,26	0,04	0,59	0,11	0,30	0,17	0,29	0,56	0,05	0,02	0,01
<b>A19</b>		1,03	0,82	0,78	0,67		0,60	1,16	0,83	0,94	0,63	0,39
<b>A20</b>	0,70	0,44	0,69	0,30	0,15	0,52	1,11	0,56	0,60	0,18	0,17	0,26
<b>A21</b>	0,97	0,85	0,38	0,80	1,38	0,07			0,11	0,99	0,46	0,25
<b>A22</b>	0,01	0,03	0,33		0,00	0,48	0,83	0,26	0,01	0,12	0,21	
<b>A23</b>	0,00	0,06	0,12		0,43	0,61	0,76	0,31	0,44	0,00	0,00	0,28
<b>A24</b>	0,77	0,51	0,02	0,29	0,28	0,57	1,47	0,26	0,67	1,19	0,62	1,10
<b>A25</b>	0,03	0,29	0,04	0,82	0,24	0,16	1,12	0,44	0,25	0,79	0,22	0,18
<b>A26</b>	0,03	0,29	0,04	1,54	0,36	0,32	1,13	0,44	0,26	0,77	0,22	0,16
<b>A27</b>	0,69	0,94	0,44		0,25	0,01	1,06	0,57	0,79	0,67	0,82	0,02
<b>A28</b>	0,14	0,23	0,57	0,63	1,08	0,17	1,13	0,14	0,38	0,56	0,17	0,08
<b>A29</b>				0,53	0,11	0,26	0,42	0,16		0,06	0,01	0,03

Tabela C.10 – Fator de Impacto considerando os parâmetros propostos neste trabalho (continuação).

<b>A30</b>	0,02	0,02	0,08			0,81	0,33	0,17	0,43	0,00	0,29	
<b>B1</b>	0,25	0,15	0,02	0,23	0,39	0,05	0,50	0,53	0,33	0,03	0,11	0,03
<b>B2</b>	0,02	0,15	0,03	0,19	0,33	0,05	0,48	0,28	0,28	0,03	0,31	0,08
<b>B3</b>	0,40	0,12	0,58	0,04	0,48	0,49	0,58	0,31	0,53	0,20	0,11	0,66
<b>B4</b>	0,72	0,46	0,62	0,72	0,58	0,25	0,40	0,05	0,26	0,02	0,01	0,03
<b>B5</b>	0,48	0,14	0,12	0,07	0,68	0,43	0,44	0,08	0,13	0,05	0,08	0,01
<b>B6</b>	0,41	0,04	0,39	0,70	0,61	0,30	0,04	0,68	0,14	0,27	0,27	0,29
<b>B7</b>	0,38	0,29	0,19	0,12		0,02	0,04	0,69	0,03	0,03	0,03	0,02
<b>B8</b>	0,42	0,01	0,15	0,05	0,30	0,38	0,34	1,28	0,25	0,00	0,04	0,07
<b>B9</b>			0,29	0,20	0,64	0,28		1,22	0,07	0,05	0,05	0,00
<b>B10</b>					0,00		0,27	0,04	0,05	0,05	0,01	0,56
<b>B11</b>					0,02	0,72	0,10	0,12	0,23	0,02	0,26	0,34
<b>B12</b>					0,13	0,42	0,63	0,44	0,28	0,00	0,02	0,00
<b>B13</b>					0,14	0,14		0,10	0,27	0,28	0,07	0,27
<b>B14</b>	0,02	0,29	0,31	0,29	1,33	0,57	0,66	0,74	0,05	0,14	0,17	0,08
<b>B15</b>	0,32	0,31	0,16	0,40					0,00	0,27	0,02	0,26
<b>B16</b>	0,14	0,35	0,14	0,50	0,62	0,75	0,35	0,26	0,33	0,00	0,15	0,02
<b>B17</b>	0,04	0,02	0,90	0,39	0,87	0,43	0,25	0,35	0,25	0,02	0,03	0,00
<b>B18</b>	0,16	0,06	0,01	0,00	0,15	0,17	0,08	0,08	0,20	0,11	0,69	0,00
<b>B19</b>	0,00	0,03	0,65	0,78	0,02	0,21	0,44	0,24	0,26	0,11	0,56	0,04
<b>B20</b>	0,39	0,05	0,05	0,18	0,11	0,17	0,07		0,14	0,19	0,76	0,02
<b>B21</b>	0,01	0,05	0,02	0,28	0,19	0,05	0,00	0,24	0,24	0,05	0,59	0,02
<b>B22</b>	0,03	0,00	0,04	0,01	0,20		0,60	0,06	0,49	0,12	0,10	0,04
<b>B23</b>	0,03	0,02	0,39	0,35	0,00	0,62	0,31	0,53	0,47	0,26	0,02	0,14
<b>B24</b>	0,01	0,01	0,11	0,77		0,13	0,12	0,15	0,54	0,01	0,22	0,02
<b>B25</b>	0,00	0,00	0,27	0,14	0,00	0,78	0,49	0,30	1,03	0,33	0,00	0,80
<b>B26</b>	0,34	0,15	0,21	0,27	0,17	0,07	0,23	1,08	0,14	0,14	0,00	0,00
<b>B27</b>	0,49	0,39	0,33	0,26			0,31	1,28	0,14	0,14	0,00	0,01
<b>B28</b>	0,31	0,01	0,11	0,29	0,07		0,27	0,35	0,40	0,04	0,04	0,28
<b>B29</b>	0,34	0,31	0,13	0,21	0,05	1,47	0,17	0,05		0,04	0,29	0,02
<b>B30</b>	0,58	0,04	0,18	0,07	0,13	0,46	0,25	1,09	0,07	0,02	0,12	0,08
<b>B31</b>	0,23	0,02	0,10	0,77			0,10	0,11	0,20	0,11	0,05	0,01

## APÊNDICE D – CÓDIGO DO MATLAB: DETERMINAÇÃO DO TIPO DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

```

function [tipoABC,tipo123] = sagtype(Van,Vbn,Vcn)

Vxyz = sort([Van,Vbn,Vcn]);
Vx = Vxyz(1); Vy = Vxyz(2); Vz = Vxyz(3);
Vyz = (Vy + Vz)/2; Vxy = (Vx + Vy)/2;

if (Vz - Vy) < (Vy - Vx)                                     % tipo I ou III
    Vyz_A = Vx;
    Vyz_B = 1;
    Vyz_D = sqrt(3/4 + 1/4*Vx^2);
    Vyz_F = sqrt(1/3 + 1/3*Vx + 1/3*Vx^2);

    if Vyz < (Vyz_A + Vyz_F)/2                               % tipo A (III)
        tipoABC = 1; tipo123 = 3;
    else
        if Vyz < (Vyz_F + Vyz_D)/2                          % tipo F (I)
            tipoABC = 6; tipo123 = 1;
        elseif Vyz < (Vyz_D + Vyz_B)/2                      % tipo D (I)
            tipoABC = 4; tipo123 = 1;
        else
            tipoABC = 2; tipo123 = 1;                        % tipo B (I)
        end
    end
end
else                                                         % tipo II ou III
    Vz_A = Vxy;
    Vz_C = 1;
    Vz_E = 1;

    if Vxy < 1/3
        if Vz < (Vz_A + Vz_E)/2                             % tipo A (III)
            tipoABC = 1; tipo123 = 3;
        else
            tipoABC = 5; tipo123 = 2;                        % tipo E (II)
        end
    end
    else
        Vz_G = (9 + sqrt(28*Vxy^2 - 3))/14;

        if Vz < (Vz_A + Vz_G)/2                             % tipo A (III)
            tipoABC = 1; tipo123 = 3;
        elseif Vz < (Vz_G + Vz_C)/2                         % tipo G (II)
            tipoABC = 7; tipo123 = 2;
        else
            if Vxy < 0.5                                     % tipo E (II)
                tipoABC = 5; tipo123 = 2;
            else
                tipoABC = 3; tipo123 = 2;                   % tipo C (II)
            end
        end
    end
end
end
end
end

```

## APÊNDICE E – CONCEITOS ESTATÍSTICOS

### E.1. Coeficiente de correlação de Pearson

Quando se tem duas ou mais variáveis, é de interesse verificar se existe algum tipo de relação entre elas, assim como definir algum parâmetro que permita mensurar o seu grau de relacionamento. Para esse fim, podem ser utilizadas diferentes técnicas, a depender do objetivo do estudo, sendo uma delas a análise de correlação.

Os métodos de correlação permitem avaliar a intensidade e a direção da associação entre duas variáveis aleatórias  $X$  e  $Y$ . Como o seu resultado depende do modo como as variáveis se associam, ao realizar tal análise, é importante selecionar o método mais sensível ao tipo de associação que se deseja avaliar. Ou seja, o fato de um único método indicar correlação baixa, não quer dizer necessariamente que não existe relação qualquer entre as variáveis.

Por isso, antes de aplicar esses métodos, é aconselhável construir um gráfico de dispersão, conforme mostra a Figura E.1. Desse modo, pode-se ter uma ideia do tipo de associação que existe entre as variáveis, e assim, selecionar o método de correlação mais adequado, ou até mesmo outra técnica de análise.

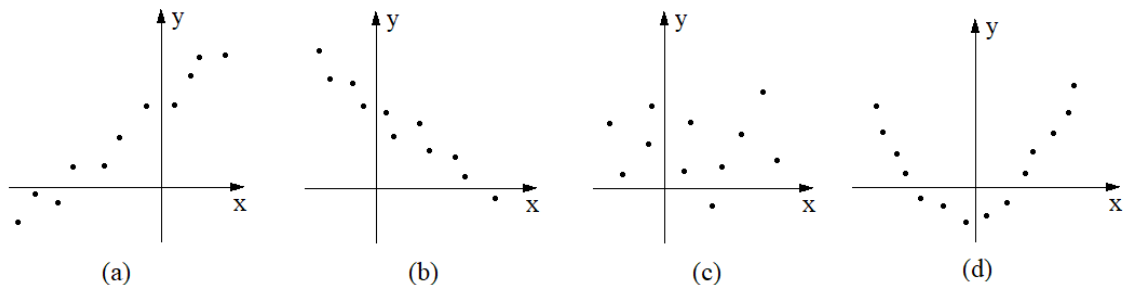


Figura E.1 – Gráficos de dispersão: (a) associação linear positiva; (b) associação linear negativa; (c) nenhum tipo de associação; e (d) associação não-linear entre as variáveis.

Ao considerar a mudança da origem do sistema para o centro da nuvem de pontos (transformação do eixo  $x$  em  $x - \bar{x}$  e do eixo  $y$  em  $y - \bar{y}$ ), tem-se os gráficos da Figura E.2.

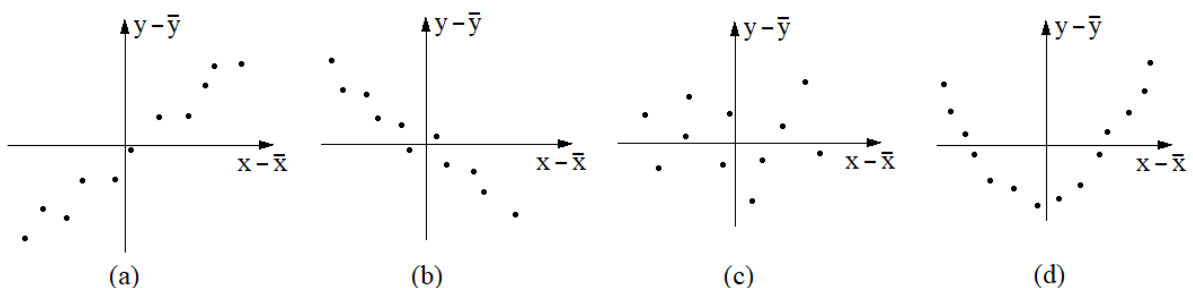


Figura E.2 – Gráficos de dispersão considerando a transformação dos eixos: (a) associação linear positiva; (b) associação linear negativa; (c) nenhum tipo de associação; e (d) associação não-linear entre as variáveis.



Quando existe uma associação linear positiva entre as variáveis, pode-se observar que a maioria dos pontos se situam no primeiro e terceiro quadrantes, onde o produto das coordenadas é sempre positivo, já que  $x_i - \bar{x}$  e  $y_i - \bar{y}$  possuem o mesmo sinal. Dessa maneira, se somarmos o produto das coordenadas de todos os pontos, o resultado será um número positivo [63]. Por outro lado, caso se tenha uma associação linear negativa,  $x_i - \bar{x}$  tenderá a ser positivo quando  $y_i - \bar{y}$  for negativo, e vice-versa. Logo, o produto de ambos será negativo.

Se as variáveis não estão associadas linearmente, o somatório dos produtos correspondente aos pontos situados no primeiro e terceiro quadrantes é compensado pelo somatório dos produtos correspondente aos pontos situados no segundo e quarto quadrantes, de tal modo que o somatório total será um número próximo de zero.

Sendo assim, o somatório dos produtos de  $x_i - \bar{x}$  por  $y_i - \bar{y}$  pode ser utilizado como um parâmetro de medida do grau de associação linear entre X e Y. Porém, para evitar que uma das variáveis tenha um peso maior do que a outra, ambas são reduzidas a uma mesma escala, dividindo-se cada uma delas pelo seu respectivo desvio padrão amostral. Além disso, como o somatório dos produtos depende do número de pontos, torna-se difícil utilizar essa medida para fins de comparação. Assim, considera-se a média dos produtos ao invés da soma [63].

Logo, pode-se obter o coeficiente de correlação de Pearson ( $r$ ) a partir da equação (E.1).

$$r = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left( \frac{x_i - \bar{x}}{s_x} \right) \left( \frac{y_i - \bar{y}}{s_y} \right) \quad (\text{E.1})$$

onde:

$n$  é o tamanho da amostra, ou seja, o número de pares ordenados  $(x_i, y_i)$ ;

$s_x$  e  $s_y$  correspondem ao desvio padrão amostral de X e Y, respectivamente.

O coeficiente  $r$  pode variar entre  $-1$  e  $1$ , sendo que quanto maior o seu valor absoluto, mais forte a associação linear entre X e Y. Com relação ao seu sinal, se as duas variáveis tendem a aumentar ou a diminuir em conjunto, o coeficiente é positivo. Por outro lado, se uma variável tende a aumentar enquanto a outra diminui, o coeficiente é negativo.

O grau de associação linear entre as variáveis pode ser avaliado conforme a Tabela E.1.

Tabela E.1 – Classificação do grau de associação linear entre duas variáveis com base no valor do coeficiente  $r$ .

$ r $	< 0,3	0,3 a 0,5	0,5 a 0,7	0,7 a 0,9	> 0,9
<b>Correlação</b>	desprezível	fraca	moderada	forte	muito forte

Fonte: Adaptado de [64].

## E.2. Estimação de parâmetros

O objetivo é estimar os parâmetros de uma população com base em estatísticas calculadas a partir de uma amostra. A Tabela E.2 apresenta alguns exemplos comuns de estatísticas utilizadas para estimar determinados parâmetros populacionais.

Tabela E.2 – Parâmetros populacionais e estatísticas utilizadas para estimá-los.

Característica	Parâmetro	Estatística
Média	$\mu$	$\bar{x}$
Desvio padrão	$\sigma$	$s$
Coefficiente de correlação linear	$\rho$	$r$
Caso geral	$\theta$	$\hat{\theta}$

Como as estatísticas ( $\hat{\theta}$ ) variam de uma amostra para outra, elas próprias são variáveis aleatórias, podendo ser caracterizadas através de uma distribuição de probabilidades, conforme mostra a Figura E.3. Já o parâmetro  $\theta$  é fixo.

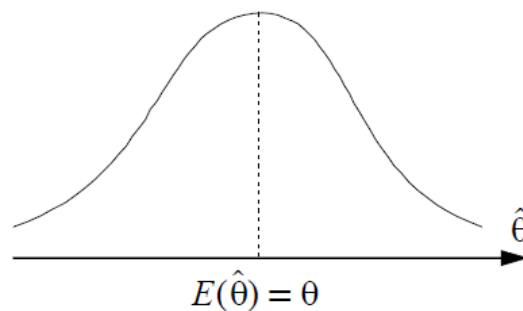


Figura E.3 – Distribuição amostral da estatística  $\hat{\theta}$ .

Nesse caso, pode-se dizer que  $\hat{\theta}$  é um estimador não-tendencioso de  $\theta$ , já que  $E(\hat{\theta}) = \theta$ . Ou seja, o valor esperado de  $\hat{\theta}$  (média de todas as estimativas  $\hat{\theta}_i$  obtidas a partir de várias amostras diferentes) é igual ao valor do parâmetro de interesse.

Assim sendo, tem-se dois tipos de estimativas: a pontual e a intervalar. A estimação pontual procura fixar um valor numérico único ( $\hat{\theta}_i$ ) que seja satisfatoriamente próximo do verdadeiro valor do parâmetro  $\theta$ , enquanto que a estimação intervalar procura determinar um intervalo com limites aleatórios ( $[\hat{\theta}_i, \hat{\theta}_k]$ ) que abranjam o valor de  $\theta$  com uma margem de segurança pré-definida [63].

### E.2.1. Intervalo de confiança para a média de uma população

Ao estimar a média de uma população ( $\mu$ ), utiliza-se o estimador  $\bar{x}$ , o qual é calculado a partir da média dos elementos da amostra, fornecendo uma estimativa pontual de  $\mu$ . Já quando o objetivo é realizar uma estimativa intervalar, é necessário conhecer a distribuição amostral desse estimador. Para isso, pode-se considerar o Teorema Central do Limite.

Segundo tal teorema, se uma população tem média  $\mu$  e variância  $\sigma^2$ , a distribuição de  $\bar{x}$  para uma amostra de tamanho  $n$  suficientemente grande é aproximadamente normal, com média  $\mu$  e variância  $\sigma^2/n$ , independente da distribuição da população [63]. Assim, pode-se verificar que a estatística  $Z$ , dada pela equação (E.2), apresenta uma distribuição normal com média 0 e variância igual a 1 ( $Z \sim N(0, 1)$ ).

$$Z = \frac{\bar{x} - \mu}{\sigma/\sqrt{n}} \quad (\text{E.2})$$

Desse modo, obtém-se uma estimativa intervalar para  $\mu$  de acordo com (E.3).

$$\bar{x} - z_{\alpha/2,0,1} \sigma/\sqrt{n} \leq \mu \leq \bar{x} + z_{\alpha/2,0,1} \sigma/\sqrt{n} \quad (\text{E.3})$$

O que corresponde ao intervalo de  $100(1 - \alpha)\%$  de confiança para a média da população. O valor de  $z_{\alpha/2,0,1}$  é calculado a partir da equação (E.4).

$$P\left(-z_{\alpha/2,0,1} \leq \frac{\bar{x} - \mu}{\sigma/\sqrt{n}} \leq z_{\alpha/2,0,1}\right) = 1 - \alpha \quad (\text{E.4})$$

Ou seja, o valor de  $z_{\alpha/2,0,1}$  é tal, que a área sob a curva da distribuição normal padronizada entre  $-z_{\alpha/2,0,1}$  e  $z_{\alpha/2,0,1}$  é igual a  $1 - \alpha$ , conforme mostra a Figura E.4.

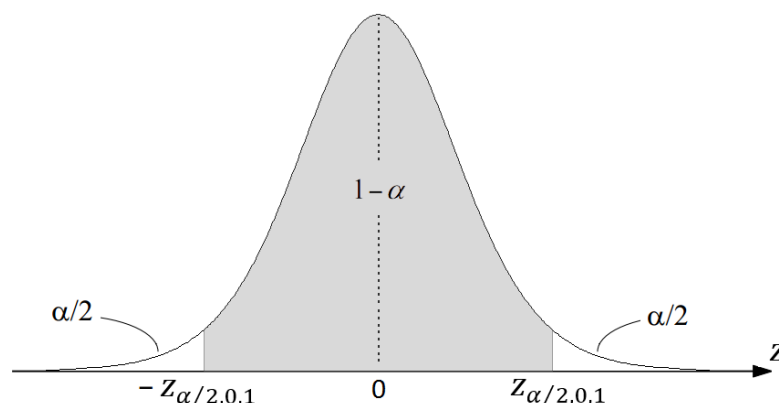


Figura E.4 – Distribuição amostral da estatística  $Z$ .

Após fixar o valor de  $\alpha$ , pode-se obter o valor de  $z_{\alpha/2,0,1}$ . Por exemplo, para um intervalo de 95% de confiança, o valor de  $z_{\alpha/2,0,1}$  é aproximadamente 1,96.

A estatística  $Z$  assume que o desvio padrão da população ( $\sigma$ ) é conhecido. Porém, na maioria dos casos, o parâmetro  $\sigma$  também é desconhecido, sendo necessário estimá-lo a partir do desvio padrão amostral ( $s$ ). Desse modo, ao realizar uma estimativa intervalar para  $\mu$ , deve-se considerar a estatística  $T$ , a qual é dada pela equação (E.5).

$$T = \frac{\bar{x} - \mu}{s/\sqrt{n}} \quad (\text{E.5})$$

Tal estatística segue uma distribuição  $t$  de Student com  $n - 1$  graus de liberdade. Sendo assim, pode-se definir um intervalo de  $100(1 - \alpha)\%$  de confiança para  $\mu$  de acordo com (E.6).

$$\bar{x} - t_{\alpha/2,0,1} s/\sqrt{n} \leq \mu \leq \bar{x} + t_{\alpha/2,0,1} s/\sqrt{n} \quad (\text{E.6})$$

O valor de  $t_{\alpha/2,n-1}$  é obtido após fixar o valor de  $\alpha$  (considerando a curva da distribuição  $t$  de Student com  $n - 1$  graus de liberdade,  $P(T > t_{\alpha/2,n-1}) = \alpha/2$ ).

É importante observar que o nível de confiança  $(1 - \alpha)$  não representa a probabilidade do parâmetro  $\theta$  estar contido no intervalo especificado. Para entender o que isso significa, pode-se considerar a Figura E.5.

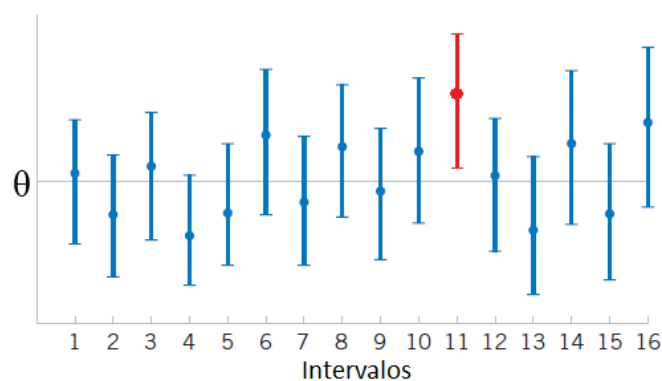


Figura E.5 – Intervalos de confiança construídos a partir de 16 amostras de tamanho  $n$ .

Ou seja, se forem extraídas diversas amostras de tamanho  $n$  da população em estudo, para cada amostra será obtido um intervalo de confiança distinto (centrado no valor de  $\hat{\theta}$ ). Dessa maneira, um nível de confiança  $1 - \alpha$  significa que o verdadeiro valor do parâmetro  $\theta$  estará contido, em média, em  $100(1 - \alpha)\%$  dos intervalos obtidos. Logo, o nível de confiança representa a probabilidade de que intervalos aleatórios contendam  $\theta$  [63].

### E.3. Teste de hipóteses

Um teste de hipóteses é um método estatístico que permite decidir sobre a rejeição ou a não rejeição de uma hipótese feita sobre determinado parâmetro de uma população, tendo como base as evidências fornecidas pelos dados de uma amostra.

Duas hipóteses mutuamente exclusivas são consideradas: a hipótese nula ( $H_0$ ) e a hipótese alternativa ( $H_1$ ). A primeira corresponde à suposição que será testada, enquanto que a segunda corresponde à suposição que será aceita, caso  $H_0$  seja rejeitada [63].

Supondo um teste sobre um parâmetro  $\theta$  da população, a hipótese nula consiste em afirmar que tal parâmetro é igual a um valor  $\theta_0$  de interesse, conforme indica (E.7).

$$H_0 : \theta = \theta_0 \quad (\text{E.7})$$

Já a hipótese alternativa depende do objetivo do teste, de acordo com a Tabela E.3.

Tabela E.3 – Hipótese alternativa em função do objetivo do teste.

Hipótese alternativa	Objetivo do teste
$H_1 : \theta \neq \theta_0$	Provar que $\theta$ é diferente de $\theta_0$ (teste bilateral)
$H_1 : \theta > \theta_0$	Provar que $\theta$ é maior do que $\theta_0$ (teste unilateral)
$H_1 : \theta < \theta_0$	Provar que $\theta$ é menor do que $\theta_0$ (teste unilateral)

O parâmetro  $\theta$  é estimado com base nos dados da amostra, considerando o estimador  $\hat{\theta}$ . No entanto, como as estimativas variam de uma amostra para outra, para testar se a amostra foi de fato retirada de uma população onde  $\theta = \theta_0$ , é necessário conhecer a distribuição amostral de  $\hat{\theta}$  sob a hipótese nula, para assim definir uma estatística de teste ( $E_0$ ) apropriada.

A estatística  $E_0$  é calculada em função de  $\hat{\theta}$ . Ao comparar o valor obtido ( $e_0$ ) com um valor crítico ( $e_{crit}$ ) definido pelo nível de significância ( $\alpha$ ) do teste, pode-se decidir se a hipótese nula deve ser rejeitada ou não, conforme mostra a Tabela E.4. O conjunto de valores da estatística de teste que levam à rejeição de  $H_0$  recebe o nome de Região Crítica.

Tabela E.4 – Região Crítica de acordo com a hipótese alternativa.

Hipótese alternativa	Região Crítica (rejeição de $H_0$ )
$H_1 : \theta \neq \theta_0$	$ e_0  > e_{crit}$
$H_1 : \theta > \theta_0$	$e_0 > e_{crit}$
$H_1 : \theta < \theta_0$	$e_0 < e_{crit}$

Quando a hipótese nula é rejeitada, a hipótese alternativa é aceita. Entretanto, vale ressaltar que a rejeição de  $H_1$  não quer dizer necessariamente que  $H_0$  é aceita. Ou seja, apenas não há evidências suficientes para suportar  $H_1$  ao nível de significância  $\alpha$  [63].

Em um teste bilateral, a área sob a curva da distribuição da estatística  $E_0$  entre  $-e_{crit}$  e  $e_{crit}$  é igual a  $1 - \alpha$ , como pode ser visto na Figura E.6.

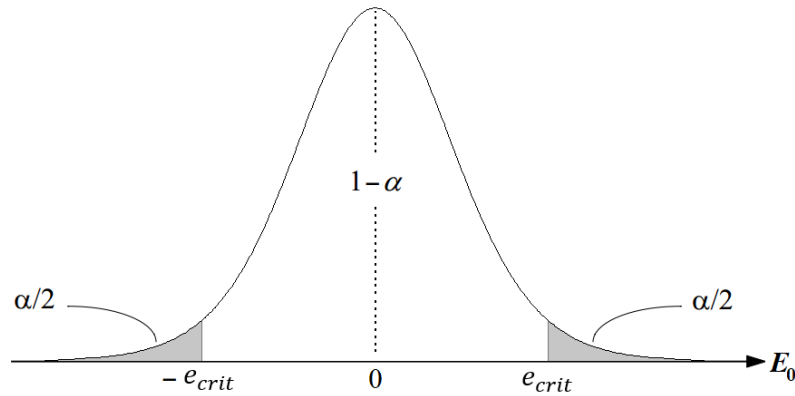


Figura E.6 – Valor crítico em função do nível de significância do teste:  $H_1 : \theta \neq \theta_0$ .

No caso dos testes unilaterais, considera-se a Figura E.7 ou a Figura E.8.

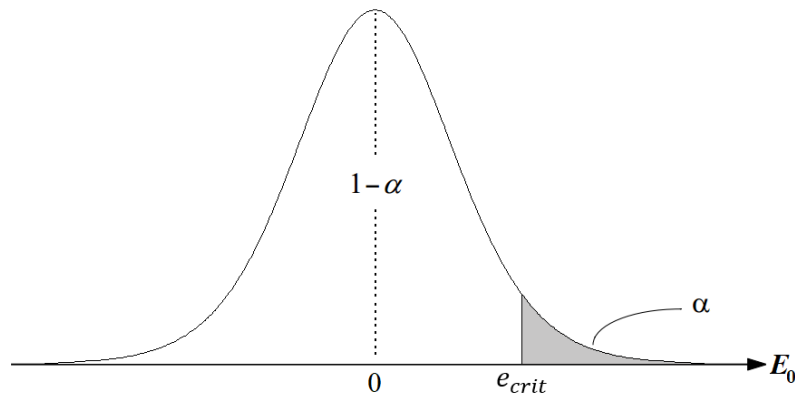


Figura E.7 – Valor crítico em função do nível de significância do teste:  $H_1 : \theta > \theta_0$ .

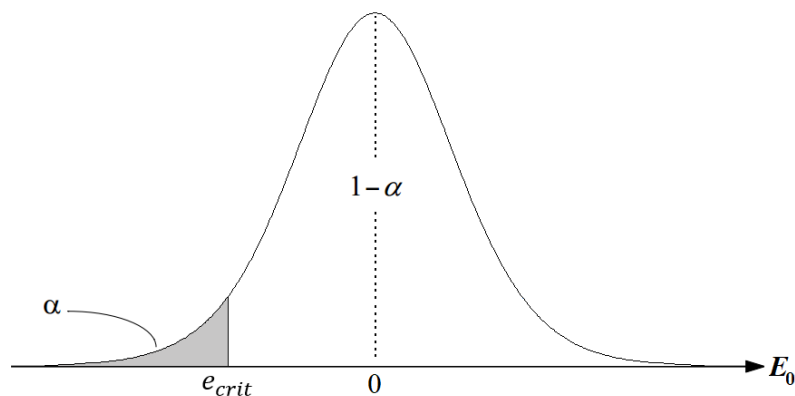


Figura E.8 – Valor crítico em função do nível de significância do teste:  $H_1 : \theta < \theta_0$ .

Desta forma, após fixar o nível de significância do teste, pode-se definir a Região Crítica por meio das expressões indicadas na Tabela E.5.

Tabela E.5 – Valor crítico em função do nível de significância do teste.

Hipótese alternativa	$E_{crit}$ em função de $\alpha$
$H_1 : \theta \neq \theta_0$	$2 P(E_0 > e_{crit}) = \alpha$
$H_1 : \theta > \theta_0$	$P(E_0 > e_{crit}) = \alpha$
$H_1 : \theta < \theta_0$	$P(E_0 < e_{crit}) = \alpha$

O valor de  $\alpha$  é equivalente à probabilidade de se rejeitar  $H_0$  quando ela é verdadeira (erro I), por isso, a fim de que essa probabilidade seja reduzida, tal valor deve ser pequeno. Entretanto, para um mesmo tamanho de amostra, quanto menor o valor de  $\alpha$ , maior a probabilidade de não se rejeitar  $H_0$  quando ela é falsa (erro II). Logo, pode-se concluir que deve haver um compromisso entre as probabilidades dos erros I e II.

Tradicionalmente, o nível de significância do teste é fixado em 5%, partindo da premissa de que este é um valor admissível para a probabilidade do erro I. Já para calcular a probabilidade do erro II, é necessário conhecer o verdadeiro valor do parâmetro  $\theta$ .

No entanto, como  $\theta$  é desconhecido (do contrário não haveria a necessidade de estimá-lo), o que se faz é supor que tal parâmetro é igual a  $\theta_1$ , por exemplo. Assim, avalia-se qual seria a probabilidade da hipótese nula não ser rejeitada caso o verdadeiro valor de  $\theta$  fosse igual a  $\theta_1$ .

A Figura E.9 destaca a área correspondente a probabilidade de cada erro.

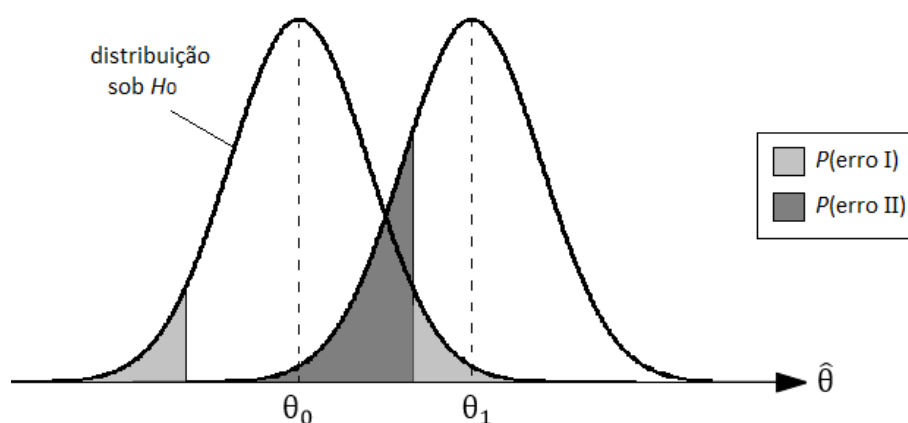


Figura E.9 – Probabilidade dos erros I e II.

Como o valor de  $\alpha$  é fixo, a probabilidade do erro II diminui à medida que a distância entre  $\theta_0$  e  $\theta_1$  aumenta, ou quando o tamanho da amostra aumenta, já que a variância do estimador  $\hat{\theta}$  se torna menor (as distribuições exibidas na Figura E.9 ficam mais estreitas).

A decisão de rejeitar ou não a hipótese nula também pode ser feita com base no *valor-p*, o qual é obtido a partir do valor da estatística  $E_0$ , conforme mostra a Tabela E.6.

Tabela E.6 – Cálculo do *valor-p* a partir do valor da estatística de teste.

Hipótese alternativa	Valor-p em função de $E_0$
$H_1 : \theta \neq \theta_0$	$\text{valor-p} = 2 P(E_0 >  e_0 )$
$H_1 : \theta > \theta_0$	$\text{valor-p} = P(E_0 > e_0)$
$H_1 : \theta < \theta_0$	$\text{valor-p} = P(E_0 < e_0)$

Ao comparar o *valor-p* com o nível de significância do teste, é possível deduzir se o valor da estatística  $E_0$  pertence ou não à Região Crítica. Por exemplo, em um teste bilateral, se  $\text{valor-p} < \alpha$ , pode-se concluir que  $|e_0| > e_{crit}$ , já que a área entre  $-e_0$  e  $e_0$  será maior do que  $1 - \alpha$ . Desse modo, pode-se rejeitar  $H_0$ .

O *valor-p* pode ser interpretado como o menor nível de significância que levaria à rejeição da hipótese nula com base nos dados da amostra. Dessa maneira, pode-se dizer que tal estatística oferece uma medida quantitativa quanto à adequação da decisão de se rejeitar  $H_0$ , ou seja, quanto menor esse valor, menor o risco de se cometer o erro I [63].

### E.3.1. Teste de hipóteses sobre o coeficiente de correlação linear

A fim de testar se o coeficiente de correlação linear ( $\rho$ ) entre duas variáveis é igual a zero, o primeiro passo consiste em definir uma estatística de teste apropriada.

O parâmetro  $\rho$  é estimado pelo coeficiente de correlação de Pearson ( $r$ ). Quando  $\rho = 0$ , é possível verificar que o coeficiente  $r$  possui uma distribuição amostral simétrica em torno de zero, com variância igual a  $(1 - r^2)/(n - 2)$ . Assim, pode-se definir a estatística de teste dada pela equação (E.8), a qual possui uma distribuição  $t$  de Student com  $n - 2$  graus de liberdade.

$$T_0 = \frac{r \sqrt{n - 2}}{\sqrt{1 - r^2}} \quad (\text{E.8})$$

Considerando o teste unilateral apresentado em (5.7), a hipótese nula é rejeitada quando  $t_0 > t_{\alpha, n-2}$  (sendo  $P(T_0 > t_{\alpha, n-2}) = \alpha$ ), o que pode ser verificado a partir do *valor-p*, caso este seja menor do que o nível de significância do teste.

Desse modo, ao rejeitar  $H_0$ , pode-se concluir que há uma relação linear positiva entre as variáveis, isto é, à medida que uma aumenta a outra também aumenta, e vice-versa ( $H_1$  é aceita).



## APÊNDICE F – CARACTERÍSTICAS DOS EVENTOS DE VTCD E DESEMPENHO DO SISTEMA MONITORADO

Neste apêndice são apresentadas as estatísticas levantadas com base nos resultados de medições provenientes do projeto de P&D considerado neste trabalho, a fim de analisar as características dos eventos e o desempenho dos barramentos monitorados.

Também foram obtidas estatísticas quanto ao tipo dos afundamentos de tensão, sendo avaliado o impacto desses distúrbios sobre o funcionamento dos conversores de frequência.

### F.1. Afundamentos de tensão versus elevações de tensão

Considerando os 61 pontos de monitoramento (30 na Distribuidora A e 31 na Distribuidora B), foram registrados, ao longo de um ano de medições, 10378 eventos de VTCD com duração superior a 0,5 ciclo (8,33 ms), sendo: 10201 afundamentos de tensão (98,3%) e 177 elevações de tensão (1,7%).

Como esperado, os afundamentos de tensão compreendem a maioria dos eventos detectados, tendo uma taxa de ocorrência muito superior à das elevações, o que pode ser apontado como um dos motivos que justificam a maior atenção recebida por esses fenômenos na literatura técnica.

As Figuras F.1 e F.2 mostram o número médio mensal de eventos de VTCD registrados em cada um dos barramentos monitorados.

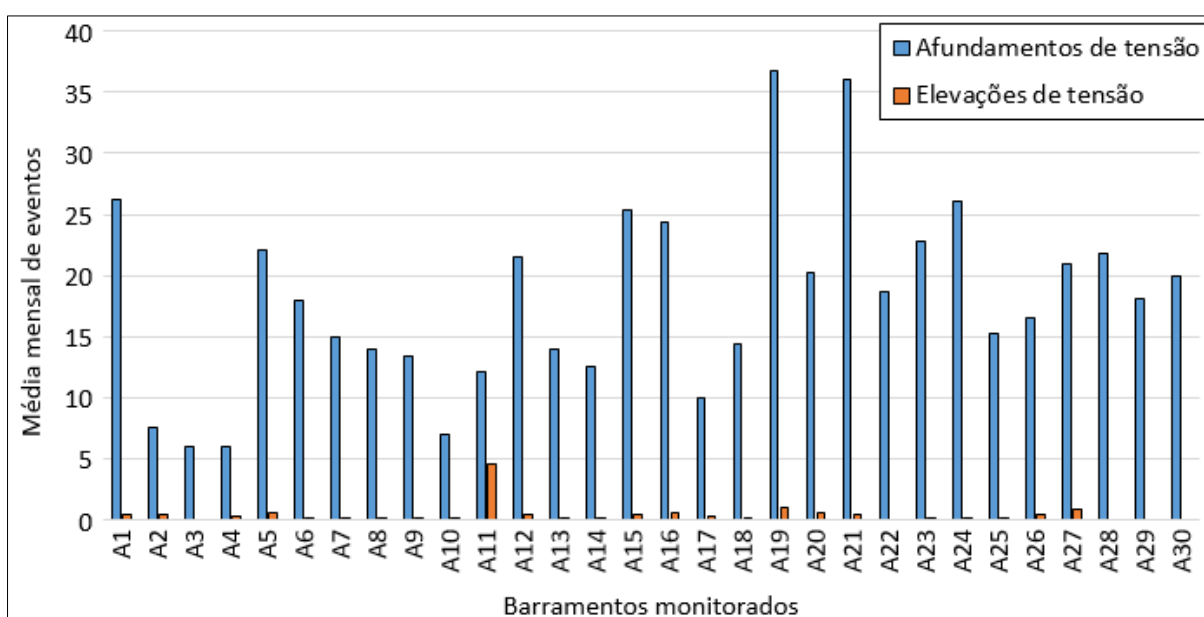


Figura F.1 – Número médio mensal de eventos por ponto de medição: Distribuidora A.

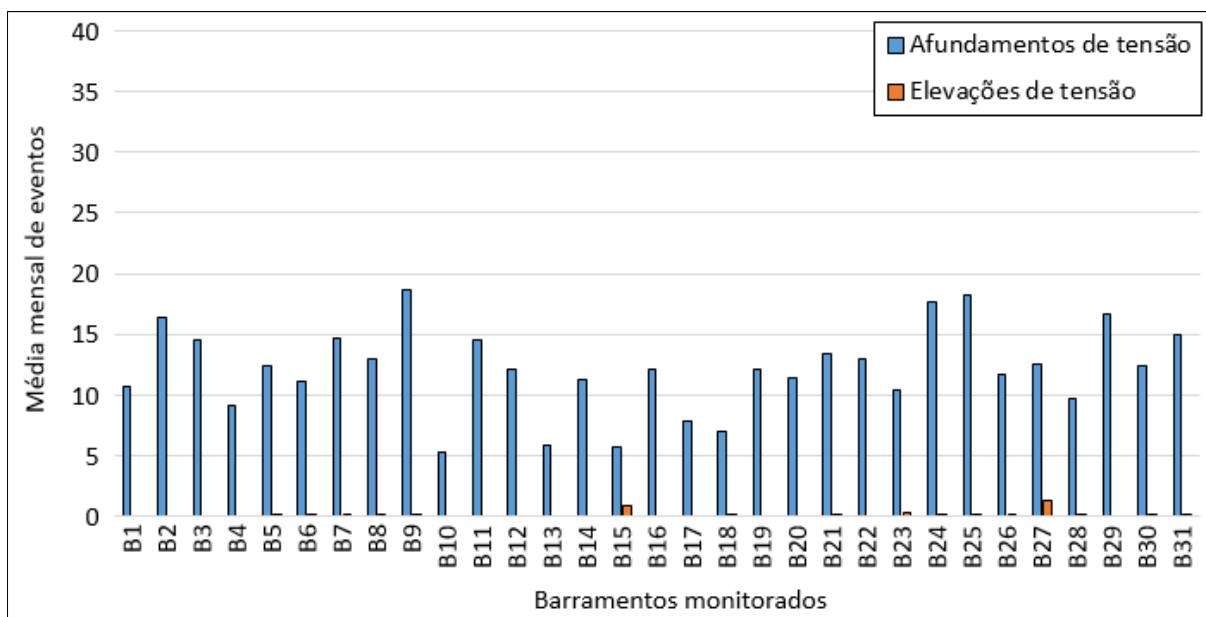


Figura F.2 – Número médio mensal de eventos por ponto de medição: Distribuidora B.

Como pode-se notar, a média mensal de afundamentos de tensão em todos os pontos de monitoramento é elevada, principalmente na Distribuidora A, sendo o barramento A19 o ponto onde foi detectado o maior número de ocorrências (em média 36,8 eventos por mês).

Com relação às elevações de tensão, tem-se na maioria dos casos uma média mensal inferior a 0,5 evento, sendo verificadas poucas exceções. O pior caso foi registrado no barramento A11, para o qual foi obtida uma média de 4,5 eventos por mês.

No entanto, apesar da quantidade de registros de VTCDs (10378), tem-se que grande parte dos eventos apresentam duração inferior a um ciclo (29,0%) ou se enquadram na região de sensibilidade A (33,7%), conforme mostra a Figura F.3. Ou seja, cerca de 62,7% dos eventos registrados não seriam contabilizadas no cálculo do Fator de Impacto.

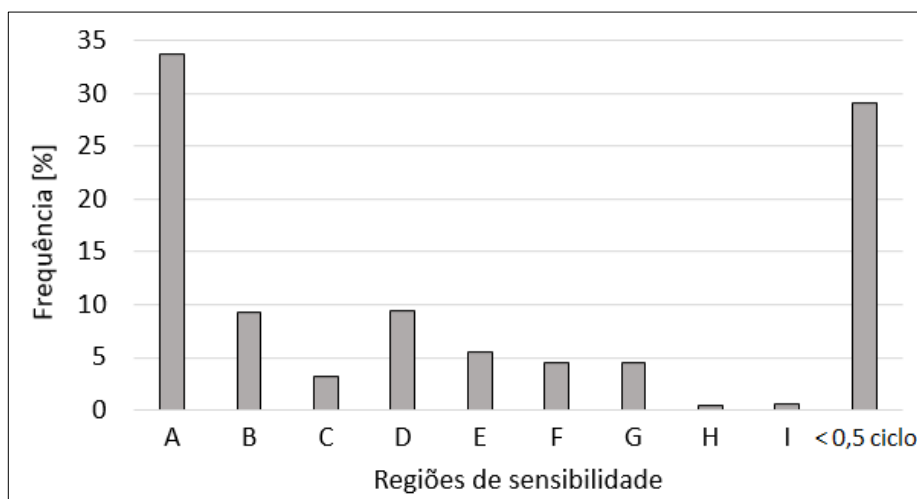


Figura F.3 – Taxa de ocorrência dos eventos por região de sensibilidade.

## F.2. Severidade dos eventos de VTCD

Também foi analisada a severidade dos eventos de VTCD. A Figura F.4 mostra o gráfico de frequência acumulada ( $F(x)$ ) relativo à magnitude dos afundamentos de tensão.

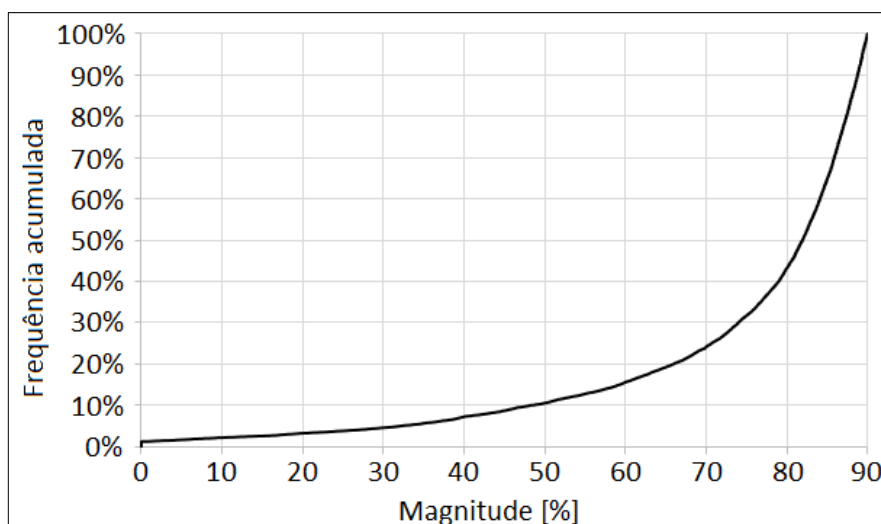


Figura F.4 – Frequência acumulada: magnitude dos afundamentos de tensão.

Como pode-se observar, a maioria desses eventos possui magnitude superior a 0,8 p.u (cerca de 55%), sendo que apenas 7,2% deles apresentaram magnitude inferior a 0,4 p.u.

Já a Figura F.5 mostra o gráfico relativo às elevações de tensão, considerando a frequência acumulada complementar ( $1 - F(x)$ ).

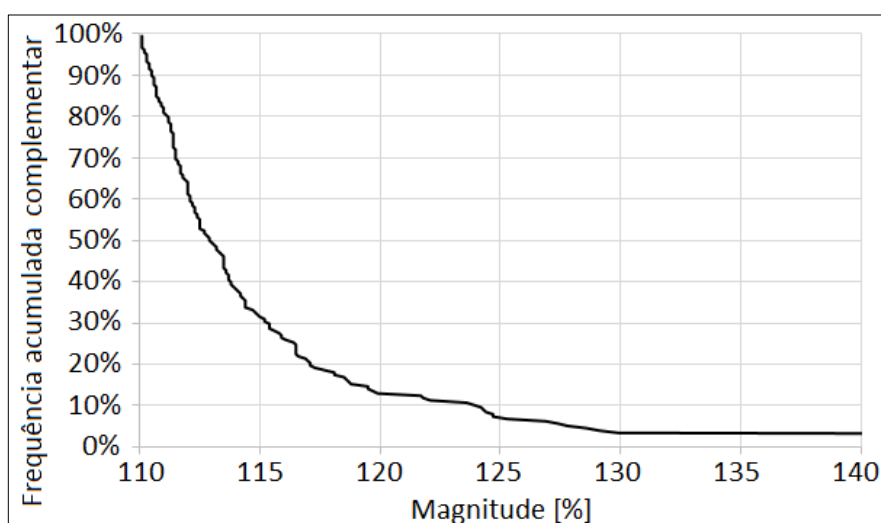


Figura F.5 – Frequência acumulada complementar: magnitude das elevações de tensão.

Pode-se verificar que 30% das elevações de tensão registradas apresentaram magnitude superior a 1,15 p.u, e apenas 3% desses eventos ultrapassaram o limiar de 1,30 p.u.

A Figura F.6 mostra o gráfico de frequência acumulada relativo à duração das VTCDs.

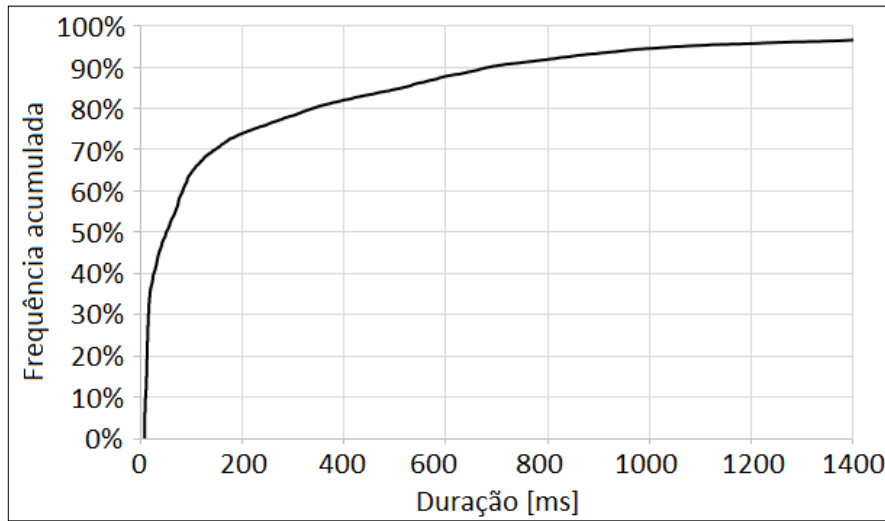


Figura F.6 – Frequência acumulada: duração dos eventos de VTCD.

A maior parte dos eventos de VTCD têm duração inferior a 200 ms (75%), sendo que somente 5% das ocorrências apresentaram duração superior a 1 segundo.

A Figura F.7 permite verificar o número de afundamentos de tensão registrados em termos de magnitude e duração.

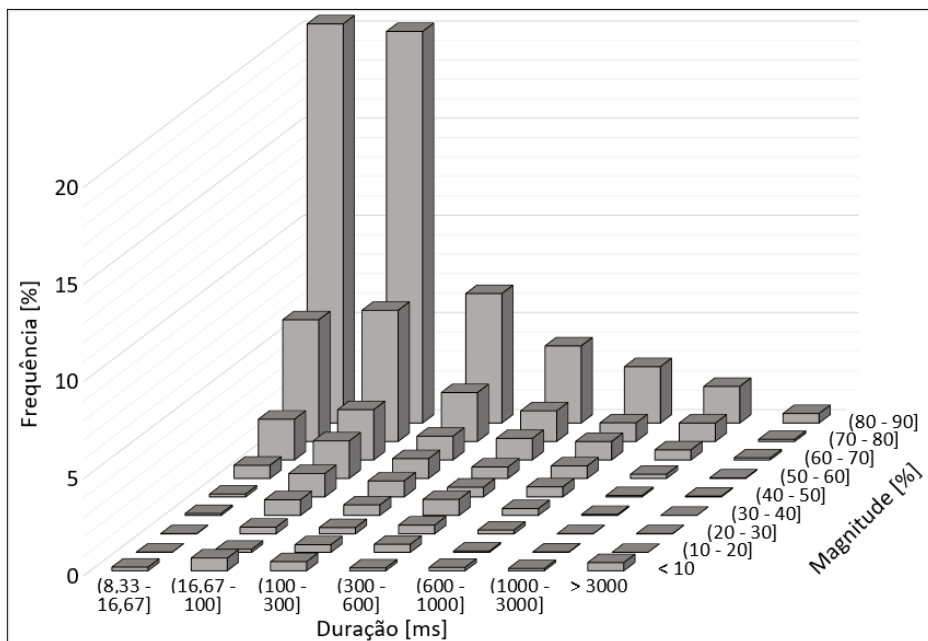


Figura F.7 – Frequência dos afundamentos de tensão em termos de magnitude e duração.

Como esperado, verifica-se que a maioria dos eventos se concentra próximos ao limiar de detecção (0,9 p.u), sendo registrada uma quantidade grande de ocorrências na região de sensibilidade A e com duração inferior a um ciclo.

### F.3. Tipos de afundamentos de tensão

Além da magnitude e duração dos eventos, também foram extraídas informações adicionais a respeito das características dos afundamentos de tensão. Como os dados de magnitude estavam disponíveis nas três fases, foi possível aplicar o método descrito em 2.9.3.3 para obter o tipo desses eventos, de acordo com a Classificação ABC (vide 2.9.1). Para isso, foi utilizado o código do Matlab® apresentado no Apêndice D.

A Tabela F.1 apresenta a taxa de ocorrência de cada tipo de evento, em relação ao número total de afundamentos de tensão registrados (10201).

Tabela F.1 – Taxa de ocorrência de cada tipo de afundamento de tensão.

Tipo do evento		Frequência [%]	
I	B	21,4	60,1
	D	24,9	
	F	13,8	
II	C	17,4	26,5
	E	0,9	
	G	8,2	
III	A	13,4	13,4

Observa-se que a maioria dos eventos são do tipo I, enquanto que os eventos do tipo III são os menos frequentes. Também pode-se verificar a predominância dos eventos ocasionados por faltas fase-terra e bifásicas (tipos B, C e D), os quais representam 63,7% dos afundamentos de tensão. Os eventos devido a faltas bifásicas à terra (tipos E, F e G) aparecem em seguida, com 22,9% das ocorrências, e por último, tem-se os eventos devido a faltas trifásicas (tipo A).

A Figura F.8 apresenta os mesmos resultados, porém, de forma gráfica.

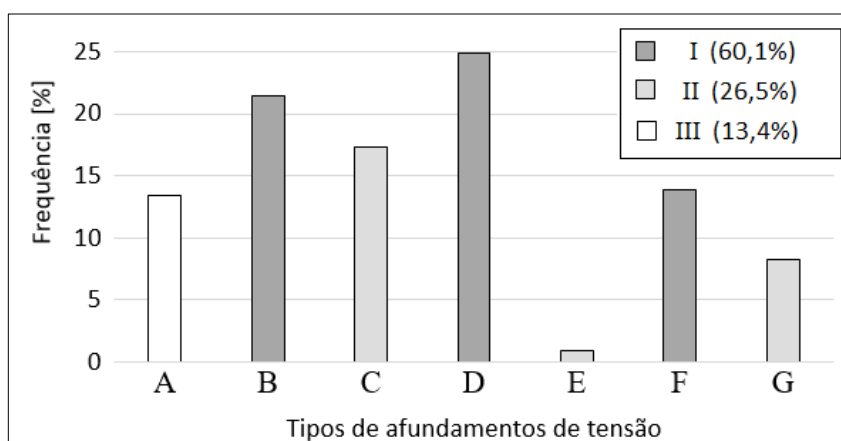


Figura F.8 – Taxa de ocorrência de cada tipo de afundamento de tensão.

## F.4. Severidade dos afundamentos de tensão por tipo

Uma vez realizada a classificação dos afundamentos de tensão, torna-se viável analisar a severidade desses eventos considerando cada tipo separadamente. A Figura F.9 mostra os resultados obtidos com relação à magnitude dos eventos tipos I, II e III.

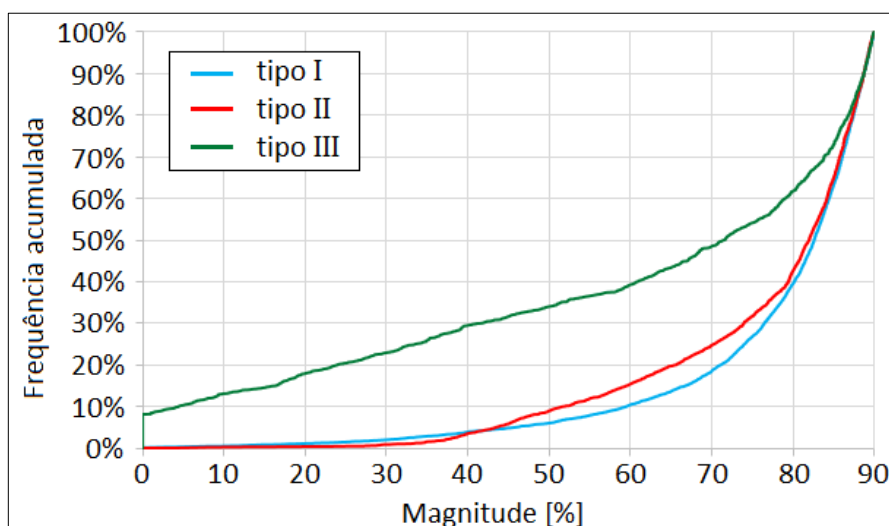


Figura F.9 – Frequência acumulada: magnitude dos afundamentos de tensão, por tipo.

Como pode-se observar, os eventos tipo III são os mais severos (quanto mais acima a curva, pior). Ou seja, além do fato de haver uma redução da tensão nas três fases simultaneamente, a magnitude dos eventos desse tipo tende a ser menor, se comparado aos outros casos. Por exemplo, apenas 4% dos eventos tipo I e tipo II apresentaram magnitude inferior a 0,4 p.u., enquanto que para os eventos tipo III, esse valor chega a 30%.

Com relação à duração dos eventos, os resultados obtidos são mostrados na Figura F.10.

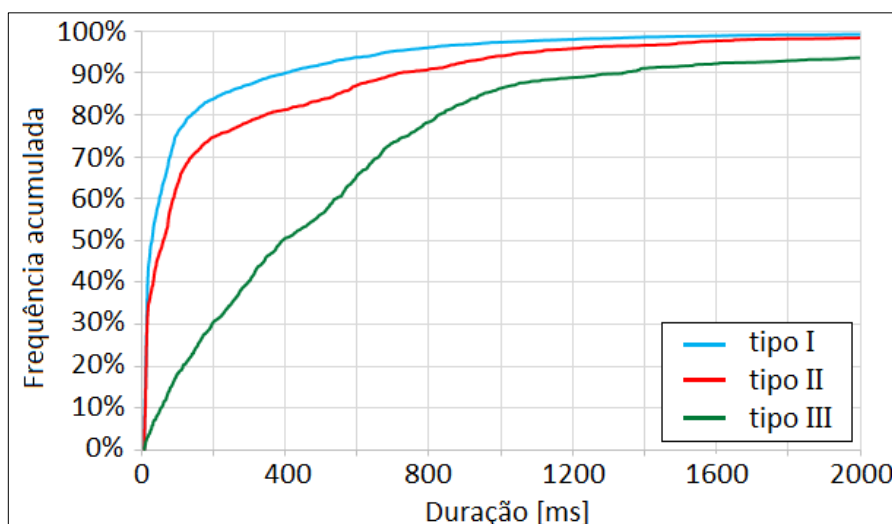


Figura F.10 – Frequência acumulada: duração dos afundamentos de tensão, por tipo.

Cerca de 80% dos eventos tipo I e tipo II apresentaram duração inferior a 200 ms, enquanto que no caso dos eventos tipo III, tem-se um percentual de 30%. Portanto, pode-se dizer que os eventos tipo III são os mais severos, não só em termos de magnitude, mas também de duração (quanto mais abaixo a curva, pior).

## F.5. Sensibilidade dos conversores em relação ao tipo de evento

O número de desligamentos dos conversores de frequência foi estimado considerando os eventos tipos I, II e III de maneira separada, a partir da adoção de três intervalos de sensibilidade distintos, permitindo análises mais detalhadas a respeito do seu desempenho.

A Tabela F.2 apresenta a contribuição de cada tipo de evento no valor total de *ENT* (soma dos valores apresentados na Tabela C.5) calculado para tais equipamentos.

Tabela F.2 – Proporção de desligamentos devido a cada tipo de evento.

<b>Tipo</b>	<b>Proporção de desligamentos [%]</b>
<b>I</b>	14,0
<b>II</b>	31,0
<b>III</b>	55,0

Embora os eventos tipo I sejam os mais frequentes (60,1%), tem-se nesse caso um menor nível de sensibilidade dos conversores de frequência (vide Tabela 5.1). Desse modo, o número estimado de desligamentos devido a tais eventos é reduzido (14%).

Em contrapartida, os eventos tipo III apresentam a maior contribuição (55%), apesar de serem os menos frequentes (13,4%). Isso pode ser justificado por dois fatores: primeiro, os equipamentos trifásicos são mais sensíveis a eventos que atingem as três fases simultaneamente, e segundo, tem-se que os menores valores de magnitude e os maiores valores de duração foram atribuídos aos eventos tipo III, considerando registros realizados durante o projeto de P&D.

A Tabela F.3 apresenta a proporção de eventos críticos à operação desses equipamentos, em relação ao número de afundamentos de tensão de cada tipo.

Tabela F.3 – Proporção de eventos críticos à operação dos conversores de frequência.

<b>Tipo</b>	<b>Proporção de eventos críticos [%]</b>
<b>I</b>	2,5
<b>II</b>	12,6
<b>III</b>	44,2
<b>Todos</b>	10,8

Pode-se verificar que apenas 10,8% dos afundamentos de tensão registrados resultariam no desligamento desses equipamentos. A menor proporção de eventos críticos corresponde ao tipo I, e a maior, ao tipo III, conforme esperado.

## F.6. Frequências de ocorrência por região de sensibilidade

Conforme discutido na Seção 4.10, durante a revisão do PRODIST, foram apresentadas pela consultoria duas opções com relação ao critério de acompanhamento das VTCDs. Uma delas seria a definição de limites mensais de ocorrência por região de sensibilidade, enquanto que a outra seria englobar todos os eventos registrados em um único indicador. Como se sabe, a segunda opção prevaleceu sobre a primeira, culminando na criação do Fator de Impacto.

Contudo, apesar das frequências máximas indicadas na Tabela 4.13 não serem utilizadas como limites, as mesmas são consideradas no cálculo do Fator de Impacto Base. Sendo assim, é pertinente avaliar se tais valores são compatíveis com o desempenho do sistema elétrico.

A partir da base de dados proveniente do projeto de P&D, foi calculado o número mensal de eventos em cada uma das regiões de sensibilidade. Através da Figura F.11 é possível comparar os resultados obtidos com os valores definidos no cálculo do parâmetro  $FI_{BASE}$ .

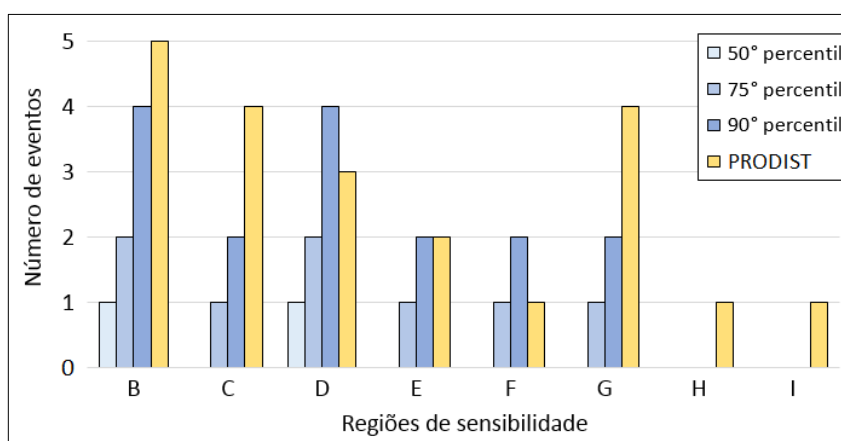


Figura F.11 – Comparação entre o número de eventos registrado e as frequências de ocorrência consideradas no cálculo do Fator de Impacto Base, por região de sensibilidade.

Como pode-se observar, apenas 10% dos valores apurados para o indicador  $FI$  (Tabela C.1) são composto por mais de 2 eventos na região de sensibilidade C. O mesmo ocorre para as regiões E, F e G, enquanto que para as regiões B e D, tem-se 4 eventos para o 90º percentil.

Verifica-se que os valores estabelecidos para as regiões D e F são os mais rigorosos, pois mais de 10% dos valores de  $FI$  apurados são compostos por um número de eventos nessas regiões maior do que as frequências máximas consideradas no cálculo do parâmetro  $FI_{BASE}$ .



## REFERÊNCIAS

- [1] DUGAN, R.C. et al. **Electrical power systems quality**. 2nd ed. NY: McGraw-Hill, 2002.
- [2] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES LIVRES - ABRACE **Contribuições à CP nº 18/2014**: Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta\\_publica/documentos/Abrace\\_CP018\\_2014.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Abrace_CP018_2014.pdf)> Acesso em: 25 abr. 2016.
- [3] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS **IEEE Std 1159-2009**: IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. New York, 2009.
- [4] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST**: Módulo 8 - Qualidade da energia elétrica, revisão 10. Brasília, 2018.
- [5] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA - ONS **Procedimentos de rede**: Submódulo 2.8 - Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira, e de seus componentes, revisão 2. Rio de Janeiro, 2011.
- [6] BOLLEN, M.H.J.; GU, I.Y.H. **Signal processing of power quality disturbances**. New York: IEEE Press Series on Power Engineering, 2006.
- [7] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS **IEEE Std 1564-2014**: IEEE Guide for Voltage Sag Indices. New York, 2014.
- [8] BOLLEN, M.H.J. **Voltage sags in three-phase systems**. IEEE Power Engineering Review, v. 21, n. 9, p. 8–15, 2001.
- [9] BOLLEN, M.H.J.; SABIN, D.D. **International coordination for voltage sag indices**. In: IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE, p. 437–442, 2006.
- [10] SABIN, D.D.; BOLLEN, M.H.J. **Overview of IEEE Std 1564-2014 Guide for voltage sag indices**. In: 2014 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP). IEEE, p. 497–501, 2014.
- [11] BURKE, J.; LAWRE, D. **Characteristics of fault currents on distribution systems**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-103, n. 1, p. 1–6, 1984.
- [12] SHORT, T.A. **Electric power distribution: Handbook**. CRC Press LLC, 2004.
- [13] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION **IEC 61000-4-30/2008**: Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and Measurement Techniques - Power Quality Measurement Methods. Geneva, 2008.
- [14] HANZELKA, Z. **Voltage dips and short supply interruptions**. In: BAGGINI, A. (Org.) Handbook of Power Quality. West Sussex: John Wiley & Sons, Ltd, p. 79-134, 2008.
- [15] BOLLEN, M.H.J. **Understanding power quality problems: voltage sags and interruptions**. New York: IEEE Press on Power Engineering, 2000.
- [16] BOLLEN, M.H.J. **Algorithms for characterizing measured three-phase unbalanced voltage dips**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 18, n. 3, p. 937–944, 2003.
- [17] BROOKS, D.L. et al. **Indices for assessing utility distribution system RMS variation performance**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 13, n. 1, p. 254–259, 1998.
- [18] ZHANG, L.; BOLLEN, M.H.J. **A method for characterisation of three-phase unbalanced dips (sags) from recorded voltage waveshapes**. In: 21st International Telecommunications Energy Conference. INTELEC '99. IEEE, p. 188, 1999.

- [19] BOLLEN, M.H.J.; STYVAKTAKIS, E. **Characterization of three-phase unbalanced dips (as easy as one-two-three?)**. In: Ninth International Conference on Harmonics and Quality of Power. Proceedings (Cat. No.00EX441). IEEE, v.1.p. 81–86, 2000.
- [20] BOLLEN, M.H.J.; PING, W.; JENKINS, N. **Analysis and consequences of the phase jump associated with a voltage sag**. In: 1996 12th Power Systems Computation Conference. Dresden, August 19-23, p. 316–322, 1996.
- [21] BOLLEN, M.H.J. **Characterisation of voltage sags experienced by three-phase adjustable-speed drives**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 12, n. 4, p. 1666–1671, 1997.
- [22] CIGRE/CIREU/UIE JOINT WORKING GROUP C4.110 **Voltage dip immunity of equipment and installations**. CIGRE Technical Brochure 412, 2010.
- [23] ZHAN, L.; BOLLEN, M.H.J. **Characteristic of voltage dips (sags) in power systems**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 15, n. 2, p. 827–832, 2000.
- [24] BOLLEN, M.H.J.; GOOSSENS, P.; ROBERT, A. **Assessment of voltage dips in HV-networks: deduction of complex voltages from the measured RMS voltages**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 19, n. 2, p. 783–790, 2004.
- [25] CARVALHO FILHO, J.M. **Uma contribuição à avaliação do atendimento a consumidores com cargas sensíveis – Proposta de novos indicadores**. 2000. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Itajubá, 2000.
- [26] SHAREEF, H. et al. **Experimental investigation of ac contactor ride through capability during voltage sag**. In: 2010 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering. IEEE, p. 325–328, 2010.
- [27] DJOKIC, S.Z.; MILANOVIC, J.V.; KIRSCHEN, D.S. **Sensitivity of AC coil contactors to voltage sags, short interruptions, and undervoltage transients**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 19, n. 3, p. 1299–1307, 2004.
- [28] ESCRIBANO, A.H. et al. **Influence of voltage dips on industrial equipment: Analysis and assessment**. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 41, n. 1, p. 87–95, 2012.
- [29] LEBORGNE, R.C. **Uma contribuição à caracterização da sensibilidade de processos industriais frente a afundamentos de tensão**. 2003. 149 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2003.
- [30] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS **IEEE Std 1100-2005 (IEEE Emerald Book): IEEE Recommended Practice For Powering and Grounding Electronic Equipment**. New York, 2005.
- [31] THALLAM, R.S.; HEYDT, G.T. **Power acceptability and voltage sag indices in the three phase sense**. In: 2000 Power Engineering Society Summer Meeting. IEEE, v.2.p. 905–910, 2000.
- [32] GUPTA, C.P.; MILANOVIC, J.V. **Probabilistic assessment of equipment trips due to voltage sags**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 21, n. 2, p. 711–718, 2006.
- [33] WU, Y. et al. **Characterizing the tolerance performance of PLCs to voltage sag based on experimental research**. In: 2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). IEEE, p. 496–501, 2016.
- [34] DJOKIC, S.Z. et al. **Sensitivity of personal computers to voltage sags and short interruptions**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 20, n. 1, p. 375–383, 2005.

- [35] KANOKBANNAKORN, W.; SAENG SUWAN, T.; SIRISUKPRASERT, S. **The modeling of AC magnetic contactor for immunity studies and voltage sag assessment**. In: The 8th Electrical Engineering/ Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI) Association of Thailand - Conference 2011. IEEE, p. 621–624, 2011.
- [36] DJOKIC, S.Z. et al. **Sensitivity of AC adjustable speed drives to voltage sags and short interruptions**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 20, n. 1, p. 494–505, 2005.
- [37] SMITH, S.W. **The scientist and engineer's guide to digital signal processing**. 2nd edition. San Diego: California Technical Publishing, 1999.
- [38] CARNEIRO, J.R.V. **Uma contribuição para determinação de valores de referência para as variações de tensão de curta duração**. 2015. 165 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2015.
- [39] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL **Nota técnica nº 028/2012 SRD - Anexo 1**: Relatório de análise de contribuições referentes à Consulta Pública nº 05/2011. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta\\_publica/documentos/Anexo\\_Nota\\_Tecnica\\_0028\\_SRD.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Anexo_Nota_Tecnica_0028_SRD.pdf)> Acesso em: 4 out. 2016.
- [40] KAGAN, N. et al. **Influence of RMS variation measurement protocols on electrical system performance indices for voltage sags and swells**. In: Ninth International Conference on Harmonics and Quality of Power. Proceedings. IEEE, v.3.p. 790–795, 2000.
- [41] KINCES, F. **Voltage sags indices and statistics**. 2004. Thesis for the Degree of Master of Science. Chalmers University of Technology, Sweden, 2004.
- [42] CIGRE JOINT WORKING GROUP C4.07 **Power quality indices and objectives**: Final WG Report. January (Rev. March), 2004.
- [43] DETTLOFF, A.; SABIN, D. **Power quality performance component of the special manufacturing contracts between power provider and customer**. In: Ninth International Conference on Harmonics and Quality of Power. Proceedings. IEEE, v.2.p. 416–424, 2000.
- [44] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION **IEC 61000-4-11/2014**. Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 4-11: Testing and Measurement Techniques - Voltage Dips, Short Interruptions and Voltage Variations Immunity Tests. Geneva, 2014.
- [45] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION **IEC 61000-2-8/2002**: Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 2-8: Environment - Voltage Dips and Short Interruptions on Public Electric Power Supply Systems With Statistical Measurement Results. Geneva, 2002.
- [46] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS **IEEE Std 493-2007 (IEEE Gold Book)**: IEEE Recommended Practice The Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems. New York, 2007.
- [47] OLIVEIRA, J.C.; MACEDO JR, J.R.; DELAIBA, A.C. **Relatório técnico 1/8 - Revisão bibliográfica**: Regulamentos e normas internacionais e principais pesquisas já realizadas no Brasil e no exterior. Uberlândia, 2014.
- [48] STANDARDS SOUTH AFRICA **NRS 048-2/2003**: Electricity supply - Quality of supply - Part 2: Voltage characteristics, compatibility levels, limits and assessment methods. 2003.
- [49] OLIVEIRA, J.C.; MACEDO JR, J.R.; DELAIBA, A.C. **Relatório técnico 2/8 - Indicadores da qualidade do produto**. Definição dos indicadores para os fenômenos desequilíbrio de tensão, harmônicos, flutuação de tensão e variações de tensão de curta duração. Uberlândia, 2014.

- [50] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL **Nota Técnica 85/2016**. Disponível: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/082/resultado/nota\\_tecnica\\_0085\\_2016\\_srd\\_-\\_pos\\_ap.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/082/resultado/nota_tecnica_0085_2016_srd_-_pos_ap.pdf)> Acesso em: 25 out. 2016.
- [51] OLIVEIRA, J.C.; MACEDO JR, J.R.; DELAIBA, A.C. **Relatório técnico 4/8 - Definição de padrões de referência**. Distorções harmônicas, desequilíbrios de tensão, flutuações de tensão e variações de tensão de curta duração. Uberlândia, 2014.
- [52] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL **Nota Técnica 105/2014**. Disponível em <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta\\_publica/documentos/Nota\\_Tecnica\\_0105\\_SRD.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota_Tecnica_0105_SRD.pdf)> Acesso em: 25 out. 2016.
- [53] GRUPO DE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA - GQEE/UNIFEI **Contribuições referentes à Consulta Pública nº 018/2014**: Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta\\_publica/documentos/GQEE\\_UNIFEI\\_CP\\_018-2014.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/GQEE_UNIFEI_CP_018-2014.pdf)> Acesso em: 24 nov. 2016.
- [54] BODNAR, R. et al. **Methodology for quantification of equipment trips due to voltage sags**. In: 2016 ELEKTRO. IEEE, p. 264–268, 2016.
- [55] BODNAR, R. et al. **Methodology for determination of the number of equipment malfunctions due to voltage quality**. In: 2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC). IEEE, p. 1–6, 2016.
- [56] GUPTA, C.P.; MILANOVIC, J. V. **Probabilistic methods for counting equipment trips due to voltage sags**. In: 2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. IEEE, p. 1–8, 2006.
- [57] CHAN, J.Y.; MILANOVIC, J. V. **Severity indices for assessment of equipment sensitivity to voltage sags and short interruptions**. In: 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting. IEEE, p. 1–7, 2007.
- [58] BOK, J.; DRAPELA, J.; TOMAN, P. **Personal computers immunity to short voltage dips and interruptions**. In: 2008 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power. IEEE, p. 1–6, 2008.
- [59] HARDI, S.; DAUT, I. **Sensitivity of low voltage consumer equipment to voltage sags**. In: 2010 4th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO). IEEE, p. 396–401, 2010.
- [60] ESCRIBANO, A.H. et al. **Analysis of the AC-contactor electrical behavior under voltage dips**. In: The XIX International Conference on Electrical Machines - ICEM 2010. IEEE, p. 1–5, 2010.
- [61] HARDI, S. et al. **Equipment performance due to voltage sags - Test results for contactor and induction motor**. GSTF Journal of Engineering Technology (JET), v. 2, n. 3, 2013.
- [62] BELCHIOR, F.N. **Análise comparativa e melhorias do desempenho de conversores de frequência frente a afundamentos momentâneos de tensão**. 2003. 114 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2003.
- [63] BALESTRASSI, P.P.; PAIVA, A.P. **Estatística aplicada**. Notas de aula. IEPG UNIFEI. 2017.
- [64] MUKAKA, M.M. **A guide to appropriate use of correlation coefficient in medical research**. In: Malawai Medical Journal. v.24(3),p. 69–71, 2012.