

Ivo Cristiano de Almeida Gonçalves da Costa

**AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE  
DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO A INTERFERÊNCIA DO  
VENTO, ESQUEMAS DE PROTEÇÃO E VARIAÇÕES DE TENSÃO**

Tese submetida ao Programa de Pós-  
Graduação em Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Santa Catarina  
para a obtenção do Grau de Doutor em  
Engenharia Elétrica.

Orientador:

Prof. Dr. Mauro Augusto da Rosa.

Florianópolis  
2019

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

de Almeida Gonçalves da Costa, Ivo Cristiano  
Avaliação da confiabilidade de sistemas de  
distribuição considerando a interferência do vento,  
esquemas de proteção e variações de tensão / Ivo  
Cristiano de Almeida Gonçalves da Costa ;  
orientador, Mauro Augusto da Rosa, 2019.  
335 p.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa  
Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós  
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2019.

Inclui referências.

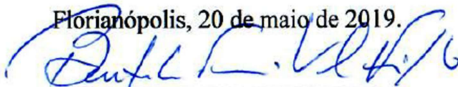
1. Engenharia Elétrica. 2. Confiabilidade de  
sistemas de distribuição. 3. Vento. 4. Esquemas de  
proteção. 5. Qualidade de energia. I. da Rosa, Mauro  
Augusto. II. Universidade Federal de Santa  
Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia  
Elétrica. III. Título.

Ivo Cristiano de Almeida Gonçalves da Costa

**AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE  
DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO A INTERFERÊNCIA DO  
VENTO, ESQUEMAS DE PROTEÇÃO E VARIAÇÕES DE TENSÃO**

Esta Tese foi julgada adequada para obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistemas de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 20 de maio de 2019.



Prof. Bartolomeu Ferreira Uchôa Filho, Dr.  
Coordenador do Curso

**Banca Examinadora:**

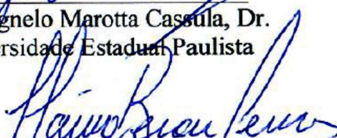


Prof. Mauro Augusto da Rosa, PhD.  
Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Agnelo Marotta Cassula, Dr.  
Universidade Estadual Paulista



Prof. Flavio Antonio Becon Lemos, Dr.  
Universidade Federal do Rio Grande do Sul



Prof. Roberto Francisco Coelho, Dr.  
Universidade Federal de Santa Catarina



Este trabalho é dedicado a todos aqueles que de alguma forma contribuíram para a sua concretização.



## AGRADECIMENTOS

Ao Professor Mauro Augusto da Rosa. A sua disponibilidade, paciência e orientação não só foram decisivas para a conclusão deste trabalho, como também para o meu amadurecimento como pesquisador. Com o fim desta etapa, prevalece a admiração e a amizade.

Ao Professor Chanan Singh pela recepção e orientação durante o período de intercâmbio na *Texas A&M University*, em que integrei o seu grupo de pesquisa. Ao colega e amigo Pedro César Vieira, pela convivência e amizade durante este período.

Aos membros da banca de qualificação e defesa deste trabalho: Prof.<sup>a</sup> Carmen Lucia Tancredo Borges, Prof. Flavio Antonio Becon Lemos, Prof. Roberto Francisco Coelho e Prof. Agnelo Marotta Cassula. Agradeço pela participação, discussões e sugestões que contribuíram para a elaboração deste trabalho.

Aos colegas Dianne Calado, Gabriel Bolacell e Lucas Venturini, cujos trabalhos e discussões nesta linha de pesquisa contribuíram para a concepção do trabalho.

Aos professores e colegas do LabPlan pela convivência e amizade.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFSC, seus coordenadores e secretaria pelo suporte prestado às atividades do doutorado.

À CAPES e INESC P&D Brasil pelo apoio financeiro que tornaram possível a realização deste trabalho.

Não posso esquecer aqueles que mais amo. Agradeço a Deus pela família que me deu: a minha mãe Ana, o meu pai António e o meu irmão António. A eles agradeço por tudo o que fizeram e ainda fazem por mim. Por fim, à pessoa que mais estimo e admiro neste mundo. Obrigado Nita, pelo apoio, amizade e amor incondicional, do primeiro ao último dia. Hoje volto a casa...





Esta tese encontra-se no âmbito do projeto P&D ANEEL “Novos Elementos de Automação de Rede, Com Funções Avançadas de Inteligência Distribuída” fomentado pela empresa EDP, código ANEEL PD-00380-0027/2018.



*"The greatest scientists are artists as well"*  
(Albert Einstein)



## RESUMO

O foco da avaliação de confiabilidade, no longo prazo, é habitualmente direcionado para a análise de sistemas de distribuição em termos de continuidade e impacto de interrupções, com base em indicadores de desempenho. O distanciamento entre o planejamento e as decisões da operação, viabiliza a consideração de hipóteses que simplificam o problema da avaliação da continuidade. Assim, aspectos como a causa e consequência elétrica de faltas são desprezadas, os equipamentos de proteção atuam de forma instantânea e coordenada, e as variações de tensão são desconsideradas. Este tipo de representação e avaliação da confiabilidade, considerando apenas indicadores associados às interrupções permanentes, tem sido suficiente para as distribuidoras mensurarem a eficiência das suas redes. Contudo, a proliferação de equipamentos eletrônicos na rede e o aumento de cargas sensíveis às variações de tensão, coloca a qualidade de energia como um critério cada vez mais relevante para a satisfação das necessidades energéticas do consumidor. De tal modo que uma avaliação baseada apenas em indicadores de interrupções permanentes (SAIFI, SAIDI, etc.) não será suficiente para caracterizar um bom desempenho do sistema de distribuição. Neste contexto, este trabalho propõe ampliar o alcance das avaliações de confiabilidade para considerar aspectos da qualidade de energia. Para isso, o modelo tradicional da interrupção é modificado para considerar os fatores necessários que permitam avaliar fenômenos de variação de tensão, como afundamentos e elevações. A consequência elétrica da falta é representada por um curto-circuito e as variáveis estocásticas e determinísticas que caracterizam este defeito são modeladas. Conhecidas as condições de curto-circuito, a resposta dos equipamentos de proteção é modelada pelas curvas características, que definem os tempos de atuação. Por fim, a modelagem da coordenação da proteção, permite a distinção entre faltas temporárias e permanentes e a sua consequência em termos de interrupção e variações de tensão. O modelo de interrupção é também aprimorado para considerar a interferência do vento na integridade da rede, utilizando séries temporais de vento para simular a sua variabilidade e um modelo probabilístico para estimar a causalidade entre o vento e faltas em linhas aéreas. Todos os modelos são integrados e avaliados no ambiente probabilístico da simulação de Monte Carlo sequencial.

**Palavras-chave:** Confiabilidade de sistemas de distribuição, Vento, Esquemas de proteção, Qualidade de Energia, Simulação de Monte Carlo.



## ABSTRACT

Long-term reliability evaluations are usually focused on distribution systems performance against interruptions, estimating reliability indices that are centered around continuity of supply. The gap between planning and operation decisions, enables the assumption of some hypothesis that simplify the reliability assessment problem. Therefore, aspects such as failure causes and electrical fault consequences are disregarded, protection devices operate instantaneously and always coordinated, and voltage variations are neglected. This concept of evaluation, based in indicators that are dependent on sustained interruptions only, have been enough to satisfy the utilities need for a proper assessment of their system's performance. However, the proliferation of electronic equipment in the network and the increase of load sensibility for voltage variations, demands higher standards of power quality as consumers are more aware and critical of power quality issues in order to fulfill their energy needs. Thus, an evaluation that is only based on sustained interruptions indicators (SAIFI, SAIDI, etc.) will not be sufficient to characterize a reliable performance of distribution power systems. In this context, this work proposes the expansion of the reliability assessment scope, to consider aspects of power quality. For this to be accomplished, the traditional interruption model is modified to allow the evaluation of voltage variation events, such as sags and swells. The electrical consequence of a fault is represented by a short circuit and the stochastic and deterministic variables that characterize this current are considered as well. Once the short-circuit conditions are known, the protection system's response is modeled by their time-current curves. Finally, the coordination between protective devices allows the distinction between temporary and permanent faults and their consequences in terms of interruption and voltage variations as well. The interruption model is also improved by considering the wind interference with the network's integrity, using wind speed time series to simulate wind variability and a probabilistic model to estimate the causality between wind and overhead lines interruptions. All models are integrated and evaluated in the probabilistic environment of the sequential Monte Carlo simulation.

**Keywords:** Distribution systems reliability, Wind, Protection schemes, Power Quality, Monte Carlo simulation.





## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Contabilização, por causa, do indicador SAIFI. ....	32
Figura 2 – Estatísticas de frequência e duração de afundamentos: .....	34
Figura 3 – Diagrama de um alimentador em sistemas de distribuição. .	42
Figura 4 – Estrutura “Normal” (topo à esquerda), “Meio-Beco” (topo à direita) e “Beco” (inferior ao centro) – dimensões em mm. ....	44
Figura 5 – Estrutura para circuito primário e secundário (esquerda) e primário duplo e secundário (direita) – dimensões em mm. ....	45
Figura 6 – Geometria aérea 1: ID-500 (trifásico), ID-505 (bifásico) e ID-510 (monofásico) – dimensões em pés. ....	46
Figura 7 – Geometria aérea 2: ID-525 (trifásico), ID-530 (bifásico) e ID-535 (monofásico) – dimensões em pés. ....	46
Figura 8 – Geometria aérea 3: ID-540 (trifásico), ID-545 (bifásico) e ID-550 (monofásico) – dimensões em pés. ....	47
Figura 9 – Geometria subterrânea: Banco de dutos diretamente enterrados. Formação de 1 até 4 dutos – dimensões em mm. ....	48
Figura 10 – Geometria subterrânea: ID-515 (trifásico) e ID-520 (monofásico) – dimensões em polegadas. ....	48
Figura 11 – Segmentação das interrupções por causa nos EUA. ....	52
Figura 12 – Segmentação das interrupções por elemento. ....	53
Figura 13 – Exemplo de Cronologia diária da velocidade do vento. ....	59
Figura 14 – Distribuição da velocidade de vento (2001-2017). ....	60
Figura 15 – Distribuição das velocidades de vento no Canadá (à esquerda) e Austrália (à direita). ....	60
Figura 16 – Vibrações eólicas. ....	64
Figura 17 – Galope do condutor. ....	66
Figura 18 – Oscilação de sub-vão. ....	66
Figura 19 – Probabilidade de contato com a linha de distribuição em função da distância da árvore à linha. ....	69
Figura 20 – Taxa de falha para contato com vegetação. ....	70
Figura 21 – Evolução do “caminho” de carbono. ....	70
Figura 22 – Percentagem de falhas por gradiente de tensão. ....	72
Figura 23 – Tempo para falta em função do gradiente de tensão. ....	73
Figura 24 – Resistividade média por espécie de árvore. ....	73
Figura 25 – Resistência do galho em função do diâmetro. ....	74
Figura 26 – (a) localização da falta; (b) circuito equivalente. ....	75
Figura 27 – Curvas características do relé de sobrecorrente: (a) Instantânea (b) Tempo definido (c) Tempo inverso. ....	77
Figura 28 – Partes principais de um disjuntor de baixa tensão. ....	79
Figura 29 – Sequência de funcionamento de um religador. ....	80

Figura 30 – Capacidade de limitação de corrente de um fusível.....	82
Figura 31 – Coordenograma com as curvas de atuação das proteções.	84
Figura 32 – Detecção da falta por três equipamentos de proteção.....	86
Figura 33 – Características de um afundamento de tensão.....	90
Figura 34 – Variação da tensão durante o evento de falta.....	93
Figura 35 – Afundamento de tensão (a) valor <i>rms</i> (b) valor de pico. ...	94
Figura 36 – Elevação de tensão para dois exemplos: (a) tensão <i>rms</i> (b) tensão instantânea.....	95
Figura 37 – Cálculo do incentivo/penalização por SAIDI.....	99
Figura 38 – Modelo de Markov para dois estados.....	123
Figura 39 – Cronologia da simulação sequencial de Monte Carlo.....	127
Figura 40 – Hierarquia e tipos de avaliação em sistemas de energia. .	129
Figura 41 – Resultados da pesquisa em bancos de dados de pesquisa.	130
Figura 42 – Série temporal da velocidade do vento.....	149
Figura 43 – Cronologia da velocidade do vento.....	151
Figura 44 – Cronologia da simulação e interferência do vento.....	155
Figura 45 – Sistema IEEE 34 dividido por regiões.....	169
Figura 46 – Integração do local da falta na avaliação.....	183
Figura 47 – Distribuição de Weibull da resistência de falta.....	185
Figura 48 – Equivalente trifásico de Thevenin no ponto da falta: (a) falta trifásica (b) falta monofásica.....	188
Figura 49 – Amostragem do curto-circuito na SSMC.....	190
Figura 50 – Modelagem da atuação do religador.....	197
Figura 51 – Aproximação da curvas de fusão por duas retas.....	199
Figura 52 – Curvas do fusível K. (a) (SHORT, 2014) (b) modelo.....	200
Figura 53 – Distribuições da corrente de falta, por tipo de curto-circuito, para o caso de estudo A-1. ....	209
Figura 54 – Sistema IEEE 34 e classe dos fusíveis.....	212
Figura 55 – Coordenograma para o caso de estudo A-3.....	212
Figura 56 – Distribuições da corrente de falta para o caso B-1. ....	216
Figura 57 – Distribuições da corrente de falta para o caso B-2. ....	216
Figura 58 – Coordenograma para o caso de estudo D-3.....	221
Figura 59 – Coordenograma para o caso de estudo D-4.....	223
Figura 60 – Avaliação das variações de tensão.....	237
Figura 61 – Classificação de eventos de variação de tensão.....	255
Figura 62 – Continuidade vs Qualidade para as simulações D. ....	256
Figura 63 – Variação da tensão durante um transitório: (a) impulso (b) oscilação.....	275
Figura 64 – Variações de curta duração: (a) interrupção (b) afundamento (c) elevação. ....	276

Figura 65 – Variações de longa duração: (a) Sobretensão (b) Subtensão (c) interrupção sustentada.....	277
Figura 66 – Distorções da forma de onda: (a) <i>offset</i> CC de 10% (b) harmônicos (c) interharmônicos (d) entalhe (e) ruído. ....	279
Figura 67 – Exemplo de flutuação da tensão.....	279
Figura 68 – Exemplo de variação de frequência. ....	280
Figura 69 – Representação do condutor e sua imagem. ....	284
Figura 70 – Campo elétrico de um condutor carregado. ....	286
Figura 71 – Modelo exato da linha de distribuição. ....	289
Figura 72 – Disposição de cabos subterrâneo trifásicos com neutro... ..	290
Figura 73 – Cabo com neutro concêntrico. ....	290
Figura 74 – Cabo blindado com fita. ....	292
Figura 75 – Representação genérica de transformador trifásico. ....	295
Figura 76 – Carga conectada em estrela (Y). ....	298
Figura 77 – Carga conectada em delta ( $\Delta$ ). ....	300
Figura 78 – Regulador de tensão “Tipo B”. ....	303
Figura 79 – Regulador de tensão “Tipo B”, em estrela (Y). ....	305
Figura 80 – Regulador de tensão “Tipo B”, conectado em delta ( $\Delta$ ). .	306
Figura 81 – Banco de capacitores conectada em estrela (Y).....	307
Figura 82 – Banco de capacitores conectada em delta ( $\Delta$ ).....	308
Figura 83 – Modelo do equivalente de transmissão. ....	309
Figura 84 – Representação unifilar de uma rede radial (monofásica). ..	312
Figura 85 – Diagrama unifilar do sistema IEEE 34. ....	314
Figura 86 – Thevenin equivalente para falta trifásica-terra.....	316
Figura 87 – Thevenin equivalente para falta trifásica. ....	317
Figura 88 – Norton equivalente para falta trifásica. ....	317
Figura 89 – Thevenin equivalente, falta monofásica-terra, fase <i>b</i> .....	318
Figura 90 – Thevenin equivalente, falta bifásica-terra, fases <i>a</i> e <i>c</i> .....	318
Figura 91 – Norton equivalente para falta bifásica entre fases <i>b</i> e <i>c</i> ... ..	319
Figura 92 – Diagrama unifilar do sistema RBTS-BUS2.....	327



## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Causas de interrupção em sistemas de distribuição.....	51
Quadro 2 – Escala de Beaufort.....	56
Quadro 3 – Categorias dos problemas de qualidade de energia.....	89
Quadro 4 – Faixas de tensão em relação à tensão de referência.....	102
Quadro 5 – Informações disponíveis nos centros de operação.....	106
Quadro 6 – Informações e estudos realizados no planejamento.....	114
Quadro 7 – Funções teste $G(y_n)$ para avaliação da confiabilidade. ....	125
Quadro 8 – Algoritmo “padrão” da SSMC.....	126
Quadro 9 – Algoritmo para avaliação da confiabilidade considerando a interferência do vento em linhas aéreas.....	156
Quadro 10 – Algoritmo para integração do curto-circuito na SSMC..	190
Quadro 11 – Algoritmo integração da resposta da proteção (SSMC).	202
Quadro 12 – Variáveis, descrição e hipóteses “Padrão” para simulação do curto-circuito e resposta da proteção. ....	205
Quadro 13 – Casos de estudo. ....	207
Quadro 14 – Casos de estudo referentes às simulações do grupo A. ..	208
Quadro 15 – Casos de estudo referentes às simulações do grupo B....	215
Quadro 16 – Casos de estudo referentes às simulações do grupo C....	218
Quadro 17 – Casos de estudo referentes às simulações do grupo D. ..	219
Quadro 18 – Algoritmo para avaliação da variação de tensão. ....	238
Quadro 19 – Funções teste para avaliação da qualidade de energia....	238
Quadro 20 – Impedância do equivalente de transmissão .....	310
Quadro 21 – Algoritmo do MSC.....	313
Quadro 22 – Enumeração dos casos da validação do curto-circuito. ..	320



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Custos associados a interrupções e variações de tensão. ....	35
Tabela 2 – Categorias de terreno de acordo com IEC 60 826. ....	61
Tabela 3 – Densidade e mortalidade para a espécie Pinus Contorta. ....	68
Tabela 4 – Escala para classificação da severidade do vento em sistemas de distribuição de energia.....	146
Tabela 5 – Períodos de vento adverso para a série temporal de 2002. ....	149
Tabela 6 – Validação da SSMC: RBTS-BUS-F1 case B e C.....	159
Tabela 7 – Medições da velocidade do vento por tipo de vento (%)...	160
Tabela 8 – Parâmetros estocásticos do componente.....	161
Tabela 9 – Taxas de falha por nível de vento para o exemplo. ....	161
Tabela 10 – Índices de confiabilidade para um componente.....	162
Tabela 11 – Índices confiabilidade para RBTS-BUS2-F1 – Case B... ..	165
Tabela 12 – Índices confiabilidade para RBTS-BUS2-F1 – Case C... ..	165
Tabela 13 – IEEE 34 – Validação SSMC.....	169
Tabela 14 – Índices de confiabilidade para o sistema IEEE 34 – D-1. ....	170
Tabela 15 – Índices de confiabilidade para o sistema IEEE 34 – D-2. ....	172
Tabela 16 – Probabilidade para cada tipo de falta, por circuito. ....	180
Tabela 17 – Probabilidade para cada tipo de falta, por fase. ....	182
Tabela 18 – Decomposição da natureza das faltas. ....	192
Tabela 19 – Constantes que caracterizam as curvas do relé.....	193
Tabela 20 – Índices de confiabilidade para o sistema RBTS-BUS2... ..	204
Tabela 21 – Índices de confiabilidade para as simulações A. ....	208
Tabela 22 – Índices de confiabilidade por nó para as simulações A... ..	214
Tabela 23 – Índices de confiabilidade para as simulações B. ....	215
Tabela 24 – Índices de confiabilidade para as simulações C. ....	218
Tabela 25 – Índices de confiabilidade para as simulações D. ....	220
Tabela 26 – Índices de confiabilidade por nó para o caso D-4.....	224
Tabela 27 – Índices de confiabilidade e qualidade de simulações A. .	240
Tabela 28 – Índices de qualidade por nó para o caso de estudo A-2... ..	242
Tabela 29 – Índices de qualidade por nó para os casos A-2 e A-3.....	243
Tabela 30 – Índices de confiabilidade e qualidade de simulações B... ..	244
Tabela 31 – Índices de confiabilidade e qualidade de simulações C... ..	246
Tabela 32 – Índices de confiabilidade e qualidade de simulações D. .	248
Tabela 33 – Modelos e conexão de cargas. ....	297
Tabela 34 – Resultado fluxo de potências para sistema IEEE 13.....	315
Tabela 35 – Correntes de curto-circuito para falta LLLG. ....	321
Tabela 36 – Correntes de curto-circuito para falta (LG). ....	321
Tabela 37 – Correntes de curto-circuito para falta (LL <sub>a-b</sub> ). ....	322
Tabela 38 – Correntes de curto-circuito para falta (LL <sub>a-c</sub> ). ....	322

Tabela 39 – Correntes de curto-circuito para falta (LL <sub>b-c</sub> ). .....	323
Tabela 40 – Correntes de curto-circuito para falta (LLG <sub>a-b</sub> ). .....	323
Tabela 41 – Correntes de curto-circuito para falta (LLG <sub>a-c</sub> ). .....	324
Tabela 42 – Correntes de curto-circuito para falta (LLG <sub>b-c</sub> ). .....	324
Tabela 43 – Características do Fusível tipo K. ....	325
Tabela 44 – Características do Fusível tipo T. ....	326
Tabela 45 – Taxas de falha e reparo dos elementos. ....	328
Tabela 46 – Dados dos consumidores. ....	328
Tabela 47 – Dados de comprimentos de linha. ....	328
Tabela 48 – Dados dos segmentos de linhas. ....	329
Tabela 49 – Dados das configurações de linhas aéreas. ....	329
Tabela 50 – Dado das configurações de linhas subterrâneas. ....	329
Tabela 51 – Dados das cargas distribuídas. ....	329
Tabela 52 – Dados das cargas pontuais. ....	330
Tabela 53 – Dados dos capacitores <i>shunt</i> . ....	330
Tabela 54 – Dados dos transformadores. ....	330
Tabela 55 – Dados do regulador de tensão. ....	330
Tabela 56 – Dados dos segmentos de linha. ....	331
Tabela 57 – Dados das configurações de linhas aéreas. ....	332
Tabela 58 – Dados das cargas distribuídas. ....	332
Tabela 59 – Dados das cargas pontuais. ....	332
Tabela 60 – Dados dos capacitores <i>shunt</i> . ....	333
Tabela 61 – Dados dos transformadores. ....	333
Tabela 62 – Dados dos reguladores de tensão. ....	333
Tabela 63 – Dados de número de consumidores por nó. ....	334
Tabela 64 – Dados de confiabilidade dos reguladores de tensão. ....	334
Tabela 65 – Dados de confiabilidade dos transformadores. ....	334
Tabela 66 – Dados de confiabilidade dos segmentos de linha. ....	335
Tabela 67 – Dados do sistema de transmissão. ....	335



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AAOT	– Average Annual Outage Time
ANSI	– American National Standards Institute
AOT	– Average Outage Time
AVF	– Average Failure Rate
CBEMA	– Computer & Business Equipment Manufacturers' Association
CEA	– Canadian Electricity Association
CIGRE	– International Council on Large Electrical Systems
ENS	– Energy Not Supplied
IEEE	– Institute of Electrical and Electronic Engineering
IEC	– International Electrotechnical Commission
MAIFI	– Momentary Average Interruption Frequency Index
MSC	– Método da Soma das Correntes
MTTF	– Mean Time To Failure
MTTR	– Mean Time To Repair
MTTRS	– Mean Time To Restore System
p.u.	– por unidade
RBTS	– Roy Billinton Test System
RMS	– Root Mean Square
SAIDI	– System Average Interruption Duration Index
SAIFI	– System Average Interruption Frequency Index
SARFI	– System Average RMS variation Frequency Index
SIARFI	– System Instantaneous Average RMS variation Frequency Index
SMARFI	– System Momentary Average RMS variation Frequency Index
SSMC	– Simulação Sequencial de Monte Carlo
STARFI	– System Temporary Average RMS variation Frequency Index



## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>27</b>
1.1 MOTIVAÇÃO .....	31
1.2 OBJETIVOS .....	37
<b>1.2.1 Objetivo geral .....</b>	<b>37</b>
<b>1.2.2 Objetivos específicos .....</b>	<b>38</b>
1.3 ESTRUTURA DO DOCUMENTO .....	39
<b>2 CONTEXTO E ESTADO DA ARTE .....</b>	<b>41</b>
2.1 DESCRIÇÃO DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO .....	42
2.1.1 Geometria de linhas aéreas .....	44
2.1.2 Causas de interrupção .....	49
2.1.3 Interferência do vento.....	54
2.1.4 Esquemas de proteção .....	74
2.1.5 Qualidade de energia e variações de tensão.....	87
2.2 OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO .....	95
2.2.1 Continuidade de serviço .....	96
2.2.2 Preservação da qualidade da energia elétrica .....	100
2.2.3 Monitoramento nos centros de operação .....	105
2.3 PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO .....	111
2.3.1 Objetivos e responsabilidades no planejamento.....	112
2.3.2 Estimação da confiabilidade.....	117
2.3.3 Alcance da avaliação de confiabilidade.....	128
2.4 SUMÁRIO E DISCUSSÃO .....	140
<b>3 REPRESENTAÇÃO DO VENTO NA AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....</b>	<b>145</b>
3.1 ESCALA DE SEVERIDADE DO VENTO.....	146
3.2 MODELO PROBABILÍSTICO PARA REPRESENTAÇÃO DAS FALHAS POR AÇÃO DO VENTO.....	148
<b>3.2.1 Taxa de falha relacionada ao vento para linhas aéreas</b>	<b>150</b>

3.2.2	Taxa de reparo para falhas associadas ao vento .....	154
3.2.3	Algoritmo computacional.....	155
3.3	SIMULAÇÕES E RESULTADOS.....	158
3.3.1	Simulação A – Validação da SSMC .....	159
3.3.2	Simulação B – Modelo do vento aplicado a uma linha .	159
3.3.3	Simulação C – Modelo do vento aplicado à rede RBTS	164
3.3.4	Simulação D – Modelo do vento Aplicado ao IEEE-34	168
3.4	CONCLUSÕES .....	175
<b>4</b>	<b>REPRESENTAÇÃO DO CURTO-CIRCUITO E RESPOSTA DA PROTEÇÃO NA AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>177</b>
4.1	MODELO DE CURTO-CIRCUITO PROBABILÍSTICO .....	178
4.1.1	Representação nodal rede de distribuição .....	178
4.1.2	Hipótese probabilística do curto-circuito .....	179
4.1.3	Cálculo das condições de curto-circuito.....	187
4.1.4	Integração do curto-circuito na SSMC .....	189
4.2	MODELO PARA REPRESENTAÇÃO DA RESPOSTA DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO.....	191
4.2.1	Modelo do relé para religador e disjuntor.....	191
4.2.2	Modelo do fusível .....	199
4.2.3	Integração da resposta da proteção na SSMC .....	201
4.2.4	Validação do modelo da resposta da proteção .....	203
4.3	SIMULAÇÕES E RESULTADOS.....	204
4.3.1	Simulação A – Caso base.....	208
4.3.2	Simulação B – Resistência de falta .....	215
4.3.3	Simulação C – Geometria de rede.....	217
4.3.4	Simulação D – Configuração da proteção.....	219
4.4	CONCLUSÕES .....	225

<b>5 REPRESENTAÇÃO DA VARIAÇÃO DE TENSÃO NA AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>229</b>
5.1 REPRESENTAÇÃO E MAPEAMENTO DO SINAL DE TENSÃO NA AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE .....	230
5.2 CARACTERIZAÇÃO DE UM EVENTO DE VARIAÇÃO DE TENSÃO.....	231
5.2.1 Avaliação da tensão pós-falta .....	232
5.2.2 Avaliação da duração da variação de tensão .....	233
5.2.3 Índices para caracterização da variação de tensão .....	234
5.2.4 Integração da avaliação da tensão na SSMC.....	238
5.3 SIMULAÇÕES E RESULTADOS .....	239
5.3.1 Simulação A – Caso base .....	239
5.3.2 Simulação B – Resistência de falta .....	243
5.3.3 Simulação C – Geometria de rede .....	245
5.3.4 Simulação D – Configuração da proteção.....	247
5.4 CONCLUSÕES.....	250
<b>6 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>253</b>
6.1 DISCUSSÃO E CONCLUSÕES .....	254
6.2 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES .....	257
6.3 TRABALHOS FUTUROS.....	259
6.4 LISTA DE PUBLICAÇÕES.....	261
<b>7 REFERÊNCIAS .....</b>	<b>263</b>
<b>ANEXO A – Caracterização da qualidade de energia .....</b>	<b>275</b>
<b>ANEXO B – Modelos elétricos dos componentes .....</b>	<b>281</b>
<b>ANEXO C – Método da soma das correntes.....</b>	<b>312</b>
<b>ANEXO D – Cálculo das condições de curto-circuito.....</b>	<b>316</b>
<b>ANEXO E – Tabelas características dos fusíveis.....</b>	<b>325</b>
<b>ANEXO F – Descrição do sistema RBTS .....</b>	<b>327</b>
<b>ANEXO G – Descrição do sistema IEEE 13 .....</b>	<b>329</b>

<b>ANEXO H – Descrição do sistema IEEE 34 .....</b>	<b>331</b>
---	------------

## 1 INTRODUÇÃO

Os sistemas de distribuição são compostos por linhas, postes, subestações, transformadores e outros equipamentos dispersos sobre amplas áreas geográficas, partilhando responsabilidades para cumprir a principal função de um sistema de distribuição que é a satisfação das necessidades energéticas dos consumidores conectados à rede, em níveis satisfatórios de quantidade e qualidade de energia. Um sistema de distribuição requer precisão e eficiência na sua operação, considerando aspectos de confiabilidade, qualidade e economia. O sistema deve ser confiável, na medida em que deve fornecer um fluxo ininterrupto de energia aos seus consumidores. Deve também prover um serviço de qualidade, nomeadamente através do fornecimento de um sinal de tensão em um formato adequado ao consumidor, tendo em consideração que muitos equipamentos são sensíveis à variação do sinal de tensão. Por fim, a operação de um sistema de distribuição se traduz em custos, que incluem gastos com pessoal, equipamento, manutenção, serviços, taxas de utilização, multas e custos associados a perdas energéticas, pelo que o operador de um sistema de distribuição não pode negligenciar a perspectiva econômica. Por isso, as decisões durante as fases de planejamento e operação de um sistema de distribuição são de extrema importância para alcançar estes requisitos.

Enquanto a fase de operação se concentra em ações de supervisão, coordenação e execução da operação do sistema de distribuição em tempo real, a fase de planejamento tem por objetivo prover soluções econômicas e confiáveis para a expansão do sistema. Embora ambas as fases sejam motivadas por um bem comum – manter um nível satisfatório de serviço, alcançando as metas financeiras estabelecidas – nem sempre as realizações de uma (operação) são plenamente integradas na idealização da outra (planejamento). Durante a operação de uma rede de distribuição, o operador se preocupa em assegurar as necessidades energéticas dos consumidores atendendo requisitos técnicos e de segurança. Problemas de continuidade, em resultado de uma falta são, inicialmente, minimizados pela realização de manobras de topologia que restringem o corte de carga a uma parcela do sistema e, posteriormente, solucionados por equipes de manutenção, registrando as informações da ocorrência e completando a reposição de serviço. Já os problemas de qualidade de energia são monitorados fazendo uso de instrumentos de medição permanente ou temporária na rede. O operador dispõe de um conjunto de medições permanentes em alguns pontos da rede e realiza, periodicamente ou esporadicamente, campanhas de medição em outros

pontos da rede a fim de estimar e aferir a qualidade da tensão na sua rede. Assim, o desempenho do sistema de distribuição está associado, por um lado, à quantidade e qualidade de informações disponíveis, experiência do operador para agir adequadamente e competência das equipes em campo, mas por outro, relacionado com as escolhas e decisões tomadas na fase de planejamento.

A fase de planejamento tem como objetivo prover alternativas para a expansão do sistema, que cumpram os requisitos econômicos e de desempenho definidos pela distribuidora. Devido à sua dimensão, número de variáveis e incertezas associadas a muitas delas, planejar uma rede de distribuição é uma tarefa complexa e difícil. Uma vez que os horizontes temporais de atuação são diferentes e as topologias de rede avaliadas têm por base investimentos delineados, mas não concretizados, o planejador não dispõe de todos os dados técnicos que caracterizam a rede a ser avaliada. Então, apesar da aparente cumplicidade e entrosamento entre as fases de operação e planejamento, na prática existe um distanciamento entre a forma de avaliar o desempenho da rede em cada uma das fases.

Para o operador de sistemas de distribuição, o gerenciamento das interrupções, programadas ou não-programadas, é de extrema importância. Desde monitorar variáveis meteorológicas, como velocidade do vento, temperatura ou pluviosidade, para antecipar planos de contingência, até à mobilização eficiente das equipes de manutenção para localizar, identificar causas e eliminar as faltas no sistema, todo o processo que antecede e precede a falta é devidamente acompanhado. No entanto, no planejamento, os equipamentos de proteção atuam de forma instantânea e a caracterização das interrupções depende apenas da definição de taxas médias de falha e reparo, constantes no tempo, desprezando as causas que originam a falta, a sua variabilidade e preponderância no desempenho de cada elemento da rede.

Também na operação de um sistema de distribuição, a qualidade do sinal de tensão é um fator importante para aferir a robustez do sistema, pelo que o operador se faz prover de recursos para avaliar a qualidade de tensão em operação, monitorando algumas variáveis em tempo real e promovendo campanhas de medição em toda a rede, para regular a qualidade da onda de tensão no sistema. No entanto, pouca importância é dada à qualidade de energia durante a fase de planejamento. A avaliação da confiabilidade estima os indicadores de desempenho com base apenas em interrupções sustentadas (ou permanentes), o que permite assumir hipóteses relaxadas quanto às variações de tensão e, conseqüentemente, desprezar um conjunto de fatores. As interrupções são representadas pela alteração de estado do componente (*em operação* para *em falha*),



desconsiderando que a interrupção resulta, provavelmente, de um curto-circuito, cuja corrente significativamente superior à corrente nominal do elemento faz atuar o equipamento de proteção a montante da falta isolando uma parcela ou totalidade do sistema. Este processo decorre em um intervalo de tempo muito reduzido, de apenas alguns ciclos até poucos minutos. A duração desta sequência de eventos é significativamente menor do que a provável duração do reparo para restaurar o sistema, que pode levar horas. Por esse motivo, o cálculo da condição de curto-circuito e os tempos de atuação da proteção são desconsiderados na avaliação, pela insignificância em termos do impacto na duração da interrupção. Contudo, é neste intervalo de tempo que podem ocorrer variações de tensão que prejudicam o desempenho de cargas mais sensíveis, principalmente cargas industriais. Também o impacto das interrupções temporárias é diminuído nas avaliações tradicionais de confiabilidade, uma vez que ao assumir atuações instantâneas da proteção, a coordenação dos equipamentos de proteção não depende da magnitude da corrente de falta. No entanto, dependendo da localização da proteção e corrente de falta, os esquemas de proteção podem ser seletivos e nem sempre coordenados.

Os departamentos de planejamento se acomodaram a padrões tradicionais de planejamento, valorizando projetos de maior dimensão, onde o custo e as metas de continuidade são, de fato, as variáveis mais relevantes, em detrimento de alternativas orientadas ao desempenho e melhoria dos processos de operação. Consequentemente, a operação aprecia, muitas vezes, as decisões e recomendações do planejamento como demasiado isoladas e teóricas. No contexto atual, em que as hipóteses assumidas na fase de planejamento se distanciam cada vez mais da eficiência e robustez desejadas durante a operação de um sistema de distribuição, se torna necessário revisar e reestruturar a forma como os estudos de planejamento são conduzidos, em especial as hipóteses que sustentam as metodologias tradicionais para avaliação da confiabilidade.

O vento é uma das principais causas de interrupção em sistemas de distribuição, sobretudo pelo dano que causa nas linhas aéreas, e contribui significativamente para a definição das taxas de falha das mesmas. Diferenciar na avaliação, as faltas causadas pelo vento das demais requer, por um lado, a dissociação deste tipo de faltas das taxas de falha média e, por outro, um método para associar as interrupções à variabilidade da velocidade de vento. Assim, propõe-se representar a variabilidade do vento através de séries temporais de velocidade do vento e a interferência do vento com a rede é estabelecida por meio de um modelo probabilístico

que estima as taxas de falhas relacionadas com o vento e atribui a frequência deste tipo de faltas à variabilidade da série temporal de vento.

A avaliação de aspectos da qualidade de energia somente será possível de ser realizada reformulando-se a hipóteses da falta e a forma como o sinal de tensão é mapeado e representado na avaliação. A integração do curto-circuito e atuação da proteção na avaliação de confiabilidade permite mapear o sinal de corrente e, conseqüentemente, o sinal de tensão, além da duração dos defeitos na rede, o que possibilita avaliar mais estados de falha (interrupção ou variação) alargando o escopo da avaliação de confiabilidade para considerar aspectos de qualidade, como afundamentos ou elevações. A proposta para integração do curto-circuito tem por base as características estocásticas do defeito, como o local, tipo e resistência da falta, e um método eficiente para cálculo da corrente de curto-circuito resultante em cada falta. Já a resposta dos equipamentos de proteção é representada pela determinação das curvas características, que relacionam o tempo de abertura com a magnitude da corrente de falta. Com base na representação destas variáveis, as tensões pós-falta são calculadas e as variações de tensão, em termos de afundamento e elevação, são estimadas quanto à sua frequência, profundidade e duração.

Reavaliar e reformular o modelo de interrupção atualmente utilizado nos estudos de confiabilidade, melhorando as hipóteses assumidas, integrando aspectos relacionados com a causa, escolhas de proteção e curto-circuito, permite alargar o escopo da avaliação de confiabilidade para integrar aspectos de qualidade de energia que são cada vez mais relevantes para a operação. Não só a avaliação é ampliada, como o nível de detalhe considerado, permite ao planejador tomar decisões com base em variáveis até aqui consideradas como preocupações ou decisões da operação. Aspectos como o perfil de vento, alternativas de estrutura de postes e diferentes esquemas de proteção ganham representatividade e importância na fase de planejamento

Em suma, este trabalho propõe uma nova abordagem da avaliação da confiabilidade, combinando técnicas de fluxo de potência, análise de curto-circuito, coordenação de proteção, séries temporais e caracterização das faltas no ambiente cronológico da simulação de Monte Carlo sequencial, para compor uma ferramenta de avaliação que estima o desempenho do sistema não só na forma dos tradicionais indicadores de continuidade, mas também por indicadores de qualidade de energia.

O restante deste capítulo discute a motivação para a escolha do tópico desta tese, estabelece os objetivos principais e específicos do trabalho e descreve a estrutura do documento.

## 1.1 MOTIVAÇÃO

Como extensão à seção de *Introdução*, esta seção pretende explorar as motivações para o tópico desenvolvido neste trabalho. O interesse pelos tópicos definidos anteriormente, provém, por um lado, da necessidade de melhorar os modelos de representação da rede, agregando mais variáveis de interesse, que permitam ampliar o alcance e qualidade dos resultados obtidos, para que as distribuidoras e os departamentos de planejamento possam beneficiar de modelos mais detalhados, que os auxiliem nas tomadas de decisão. Por outro lado, a maior exigência dos consumidores quanto à qualidade do sinal de tensão, em função de um maior número de equipamentos sensíveis às variações de tensão, requer que também o planejamento avalie esses problemas nos seus estudos, uma vez que, como será evidenciado em seguida, as perdas econômicas nos consumidores começam a equiparar-se com interrupções sustentadas. O restante da seção descreve e evidencia a necessidade de explorar e melhorar a representação das causas de interrupção, nomeadamente o vento, assim como a integração de aspectos da qualidade de energia nas avaliações de confiabilidade.

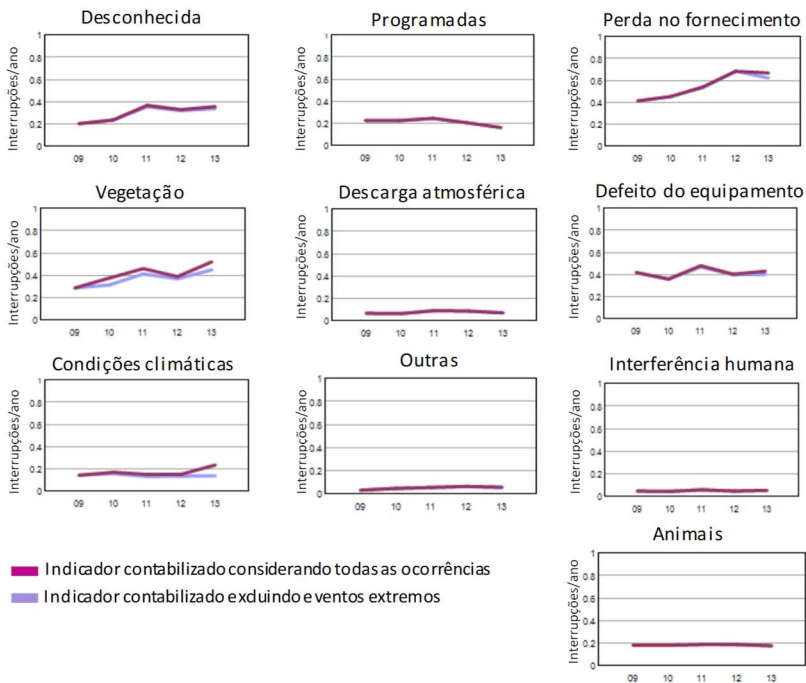
As interrupções em sistemas de distribuição de energia são desencadeadas por uma vasta gama de causas. Enquanto algumas dessas causas são puramente aleatórias, como contatos com animais ou acidentes, outras, como as que envolvem condições de adversas de vento, apresentam características estocásticas que, se modeladas corretamente, podem ser valiosas para a análise de confiabilidade de sistemas de distribuição. Velocidades elevadas de vento estão na origem de danos, quer em postes de distribuição como em condutores, mas ainda assim, são as condições extremas do vento, como as registradas em tempestades ou furacões, que causam maiores danos nas redes elétricas, resultando em interrupções que podem durar vários dias (DAVIDSON et al., 2003). Então, falhas que resultam da ação do vento contribuem significativamente para a definição das taxas de falha de linhas aéreas.

Frequentemente, os efeitos do vento em sistemas de distribuição são incluídos em uma categoria mais abrangente, comumente denominada de condições climáticas adversas, juntamente com outras condições extremas, como chuva forte, tempestades, furacões ou neve. No entanto, a associação do vento somente a condições extremas, de velocidades de vento elevadas e de carácter muitas vezes sazonal, pode não representar adequadamente a interferência do vento. As linhas aéreas podem experimentar falhas relacionadas com velocidades de vento que não seriam catalogadas como extremas. Rajadas moderadas podem ser

suficientes para causar galope do condutor ou o contato da vegetação com um condutor. Além disso, a variabilidade da velocidade do vento é considerável ao longo do ano, pelo que restringir a interferência do vento à ocorrência de eventos atmosféricos extremos, pode retirar da avaliação uma parte significativa de falhas relacionadas com o vento.

O correto levantamento das informações durante uma interrupção, identificando a causa que originou a interrupção, permite também decompor os principais indicadores de continuidade por causa. A CEA, em seus relatórios anuais, apresenta estatísticas sobre as causas de interrupção e o seu impacto nos indicadores de desempenho. A Figura 1 apresenta as contribuições, por causa, para o indicador SAIFI entre 2009 e 2013, nas redes canadenses.

Figura 1 – Contabilização, por causa, do indicador SAIFI.



Fonte: adaptado de (SULLIVAN; VARDELL; JOHNSON, 1996).

O cálculo dos indicadores de confiabilidade pelas distribuidoras é realizado anualmente, contabilizando todos os registros de interrupção no ano correspondente. Quando a identificação das causas de interrupções é

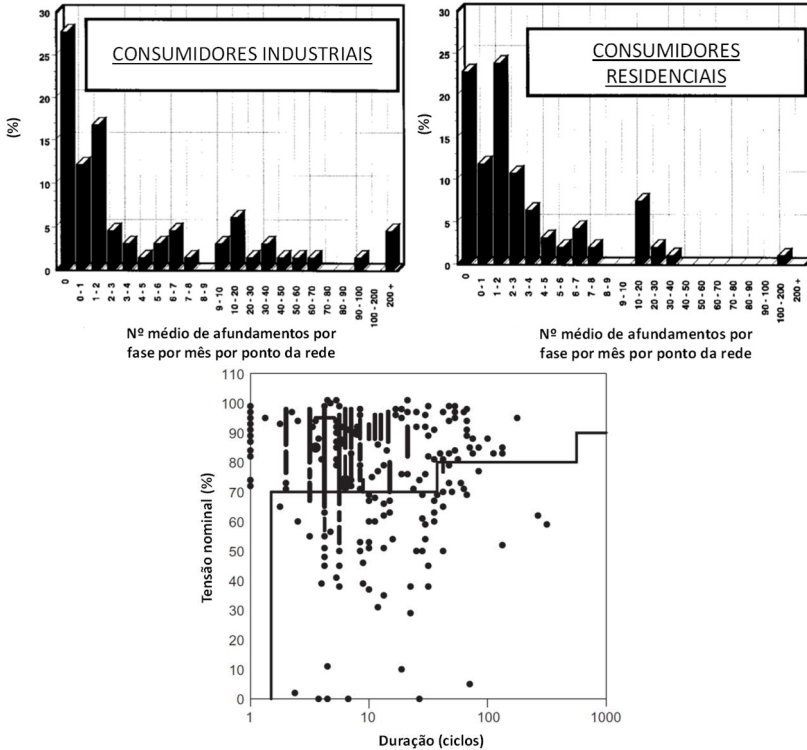
adequadamente realizada, cada indicador pode ser segmentado por causa, o que permite à distribuidora uma maior percepção dos tipos de causa de interrupção mais frequente e, em função dessa análise, estabelecer procedimentos para mitigar interrupções associadas a causas específicas. No entanto, a avaliação preditiva realizada durante a fase de planejamento apenas estima indicadores globais, sem evidenciar causas específicas.

O fato de o planejamento estimar o desempenho no longo prazo, para configurações de rede muitas vezes ainda não implementadas, leva a que aspectos associados à operação, como a identificação das causas, sejam tratados como variáveis secundárias e, por isso, desconsideradas. No entanto, se a causa possui características estocásticas, que permitam a sua inclusão na avaliação, ainda que com um grau de incerteza, a sua representação pode ser benéfica para a distribuidora. Se a distribuidora valoriza a segmentação dos indicadores por causa, quando avalia a performance passada do seu sistema, também o planejamento pode estimar o impacto de algumas dessas causas nos estudos de confiabilidade. Assim, a representação das causas, como o vento, na avaliação de confiabilidade, permitiria aproximar o resultado da estimação (planejamento) da observação (operação).

A *confiabilidade* de sistemas de distribuição é normalmente definida como a capacidade de o sistema disponibilizar um sinal de tensão contínuo e de qualidade satisfatória. No entanto, durante a fase de planejamento, o foco dos estudos de confiabilidade está apenas na avaliação da disponibilidade do sinal de tensão, ou seja, avaliar na perspectiva da continuidade. Os aspectos de qualidade de energia são considerados de forma superficial ou avaliados em estudos de carácter espacial ou específico. Assim, fenômenos que interessam e interferem na operação da rede, como afundamentos ou elevações, são desconsiderados e ausentes das avaliações de confiabilidade realizadas no planejamento.

As variações de tensão podem causar o mau funcionamento, danificação ou, até mesmo, à destruição de equipamentos e, em último caso, originar interrupção de serviço. Para compreender o impacto das variações de tensão em alguns equipamentos e cargas conectadas aos sistemas de distribuição, é importante perceber a frequência e características deste tipo de fenômenos. Dois estudos foram realizados, em localizações diferentes, para identificar a frequência de afundamentos na rede. O primeiro foi realizado no Canadá, monitorando a tensão em 22 empresas durante um período de 4 anos (1991-1994). O segundo recolheu amostras em 227 locais dos Estados Unidos, durante um período de 27 meses. O resultado destes estudos é apresentado nos gráficos da Figura 2.

Figura 2 – Estatísticas de frequência e duração de afundamentos:



Fonte: adaptado de (KOVAL; HUGHES, 1997) e (SALLAM; MALIK, 2012).

Os resultados do estudo realizado no Canadá (gráficos no topo da Figura 2) são divididos por consumidores industriais (à esquerda) e residenciais (à direita). O número médio de afundamentos por mês e por fase de cada ponto monitorado, nos consumidores industriais, foi de 28 afundamentos. Contudo, observando o gráfico, percebe-se que esta estimativa média esconde a maior e menor susceptibilidade para afundamentos de alguns pontos da rede. Na verdade, uma parte significativa dos pontos da rede associados a clientes industriais não sofreram sequer afundamentos durante todo o período de avaliação (aproximadamente 28% dos pontos), enquanto outros podem experimentar centenas de afundamentos por mês. No entanto, o cálculo da média uniformiza o número de afundamentos entre todos os pontos. Em relação aos consumidores residenciais, apesar das diferenças entre pontos, em geral, estes consumidores experimentam menos afundamentos.

O resultado da avaliação nos Estados Unidos (gráficos na parte inferior da Figura 2), revela que a maioria dos afundamentos são de curta duração, entre 5 a 10 ciclos, contudo alguns podem ser mais longos. A profundidade dos afundamentos também foi registrada, sendo que a maioria desses, registram desvios na tensão de 30%, contudo a frequência de afundamentos mais profundos não pode ser negligenciada. De fato, os afundamentos mais profundos podem ter um impacto significativo para algumas cargas. No mesmo gráfico está representada a curva CBEMA, definida pela norma IEEE Std. 446 (IEEE, 1995a). Essa curva serve como guia para os fabricantes de equipamentos eletrônicos, estabelecendo os critérios de profundidade e duração da variação de tensão, a serem satisfeitos pelas fontes e dispositivos que alimentam computadores. Então, esta curva estabelece fronteiras para os níveis de tensão que devem alimentar os computadores, uma vez que estes são sensíveis a variações de tensão. O resultado deste estudo revela que um número significativo de afundamentos registrados viola esta fronteira, pelo que o impacto será sentido por estas cargas mais sensíveis ao sinal de tensão.

Os custos associados aos problemas de qualidade de energia estão sobretudo relacionados com a diminuição ou suspensão da produção de uma indústria, dano de equipamentos, custos de partida e encargos com mão-de-obra. Dependendo do tipo e volume da atividade, para além do período e duração das perturbações, o impacto pode ser significativo para a atividade do consumidor. Em 1992, a empresa *Duke Power Company* realizou um estudo para avaliar e caracterizar os custos associados aos diferentes tipos de interrupção. O resultado é apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 – Custos associados a interrupções e variações de tensão.

Variável de Custo	Interrupção não-programada		Interrupção programada	Interrupção momentânea	Afundamento de tensão
	4 h	1 h	1h		
Tempo desperdiçado	6,67 h	2,96 h	2,26 h	0,70 h	0,36 h
% de serviço parado	91 %	91 %	91 %	57 %	37 %
Perdas em produção	81 932 \$	32 816 \$	28 746 \$	7 407 \$	3 914 \$
Dano em matéria prima	13 070 \$	8 518 \$	3 287 \$	2 051 \$	1 163 \$
Dano em equipamentos	8 421 \$	4 877 \$	408 \$	3 239 \$	3 143 \$
Custo do reinício dos equipamentos	1 241 \$	1 241 \$	171 \$	29 \$	29 \$
...	...	...	...	...	...
Custo total	74 835 \$	39 459 \$	22 973 \$	11 027 \$	7 694 \$

Fonte: adaptado de (SULLIVAN; VARDELL; JOHNSON, 1996).

O estudo foi realizado nas instalações de 299 grandes consumidores e o custo das interrupções anuais foi estimado por auditores, utilizando metodologias adequadas para coletar a informação necessária em cada indústria, em termos do valor de mercado dos produtos, custos de produção e outras variáveis relevantes. A Tabela 1 apresenta os custos médios de cada parcela da atividade dos consumidores, para os diferentes tipos de interrupções: interrupções sustentadas de 4 h e 1 h não-programadas, interrupções de 1 h programadas, interrupções momentâneas e afundamentos de tensão.

Na generalidade, as interrupções não-programadas são as que mais afetam a produção e reduzem os lucros financeiros. Os custos associados às interrupções não-programadas representam cerca de 75 % do total das perdas. No entanto, os custos associados às interrupções momentâneas e afundamentos da tensão não são desprezáveis, com as perdas a rondar os vários milhares de dólares, para problemas que são considerados da qualidade de energia. Este estudo evidenciou, por exemplo, que o custo em danos de equipamentos causado por afundamentos de tensão é muito próximo dos efeitos de uma interrupção não-programada de 1 hora. No entanto, a duração dos afundamentos de tensão é significativamente menor, contudo, o seu efeito é severo para os equipamentos. Por fim, note-se que os custos totais são menores para alguns tipos de interrupção, do que a soma individual de cada parcela. Isto acontece porque nem todas as parcelas de custo são apresentadas na Tabela 1 e também pelo fato de interrupção da produção permitir alguma poupança em termos de combustível, matéria prima e energia, ainda que menores, comparativamente com os custos.

Os resultados apresentados na Tabela 1 apresentam as perdas financeiras de consumidores industriais. Naturalmente, as perdas para consumidores residenciais são inferiores. O mesmo estudo, destaca que, em média, uma hora de interrupção resulta em um custo médio de 5,39 \$, podendo variar entre 0 e 64\$. O mesmo período, para um consumidor industrial, resulta em média, em perdas de 9 400\$, podendo variar entre 0 até 1 000 000\$, dependendo do tipo e volume de atividade do consumidor.

O estudo apresentado na Tabela 1 é datado de 1992. A quantidade de equipamentos eletrônicos que integram as atividades domésticas e industriais cresce significativamente a cada ano. Assim, os custos associados às perdas por variações de tensão estimam-se em ordens de grandeza superiores aos apresentados. O avanço tecnológico dos equipamentos elétricos e eletrônicos, demanda padrões de qualidade de tensão cada vez maiores. Para estes equipamentos, uma perturbação no sinal de tensão, com duração de milissegundos, pode ser suficiente para



reduzir o seu desempenho. Como ficou demonstrado, os custos associados à continuidade e qualidade de energia têm um impacto massivo no exercício financeiro anual de muitos consumidores. Além disso, porque a sua atividade depende disso, estes consumidores são exigentes e impacientes para expressar a sua insatisfação junto das distribuidoras, recorrendo, muitas vezes, aos mecanismos judiciais para obrigar a distribuidora a melhorar os seus níveis de confiabilidade e qualidade de energia. Por esse motivo, as distribuidoras precisam planejar e operar os seus sistemas considerando não só os problemas que interferem com a interrupção, mas também os que resultam no prejuízo da qualidade de energia.

Considerando todas as necessidades e justificativas apresentadas, os objetivos do trabalho são delineados na seção 1.2.

## 1.2 OBJETIVOS

A avaliação da confiabilidade através da simulação sequencial de Monte Carlo é conhecida pela sua versatilidade para integrar modelos clássicos de análise de sistemas de energia. Aproveitando esta característica, este trabalho propõe-se a ampliar o alcance deste tipo de análise, para integrar aspectos na avaliação, tradicionalmente desconsiderados, como avaliação do curto-circuito e efeitos na variação da tensão, integração do efeito do vento sobre a integridade da rede e impacto da resposta dos equipamentos de proteção na confiabilidade e qualidade de energia. O principal objetivo deste trabalho e especificação das tarefas, na forma de objetivos específicos, para que este seja alcançado, são descritos em seguida.

### 1.2.1 Objetivo geral

O principal objetivo desta tese é o desenvolvimento e proposta de uma ferramenta de simulação, baseada nas técnicas de Monte Carlo sequencial, para avaliação do desempenho de sistemas de distribuição considerando aspectos de continuidade e qualidade de energia. Para isso, o modelo de interrupção atualmente considerado na simulação sequencial de Monte Carlo precisa ser aperfeiçoado e novas variáveis do problema precisam ser modeladas e consideradas na avaliação, para ampliar o alcance deste tipo de simulação, produzindo não só os tradicionais indicadores de continuidade, como também novos indicadores que mensurem a qualidade do sinal de tensão.

## 1.2.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos desta tese são enumerados em seguida.

- 1. Caracterizar e representar faltas na rede de distribuição associados ao vento.** A integração do efeito do vento na operação das linhas aéreas de uma rede de distribuição exige uma melhor caracterização deste tipo de interrupção em termos de severidade, associando a velocidade do vento a consequências visíveis na rede. Depois, a integração deste tipo de falhas, requer uma metodologia adequada para a amostragem deste tipo de faltas na simulação sequencial de Monte Carlo, onde o ciclo de operação dos componentes é tipicamente representado por uma cadeia de Markov e as faltas amostradas utilizando taxas médias de falha.
- 2. Inclusão da análise de curto-circuito na avaliação de confiabilidade de sistemas de distribuição.** Desenvolvimento de uma metodologia para cálculo da corrente de curto-circuito, com representação de todas as fases, para caracterizar um sistema de distribuição naturalmente desbalanceado e exposto a faltas simétricas e assimétricas. Para isso, é necessário adequar a caracterização da falta a uma avaliação que integra o cálculo do curto-circuito, amostrando a falta em termos da sua classificação (permanente ou temporária), localização na rede, fases afetadas e resistência da falta.
- 3. Avaliação da confiabilidade de um sistema de distribuição considerando a resposta dos equipamentos de proteção.** Revisitar as filosofias de proteção e os principais equipamentos de proteção para modelar adequadamente a atuação e coordenação destes tipos de equipamento. Aspectos de seletividade, coordenação, localização da proteção e detecção do curto-circuito são aspectos que precisam ser modelados e integrados para possibilitar a avaliação do impacto da proteção no desempenho da rede.
- 4. Modelar fenômenos de variação da onda de tensão.** A passagem de uma corrente de curto-circuito em uma fase do sistema de distribuição pode prejudicar as demais fases em termos de deformação do sinal de tensão. Avaliar o impacto do curto-circuito, em termos de afundamentos e elevações, requer uma metodologia adequada de representação da rede e estratégias para mapear o sinal de tensão em um escopo de uma avaliação de confiabilidade.

O produto tangível deste trabalho é o desenvolvimento de uma ferramenta de simulação, onde a interferência do vento, impacto do curto-circuito na distorção do sinal de tensão e a influência das estratégias de proteção possam ser avaliadas sob a perspectiva da confiabilidade e qualidade de energia. O resultado e alcance deste trabalho é de particular interesse para pesquisadores, planejadores e operadores de sistemas de distribuição de energia.

### 1.3 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

Para além do capítulo introdutório, este documento está organizado em 6 capítulos, estruturados da seguinte forma:

**Capítulo 2** expõe o contexto e uma revisão do estado da arte relevante para a compreensão deste trabalho.

**Capítulo 3** apresenta a proposta para integração dos efeitos do vento na integridade de linhas aéreas de distribuição.

**Capítulo 4** propõe a integração da condição de curto-circuito no ambiente da simulação sequencial de Monte Carlo, assim como um método para integração da resposta dos equipamentos de proteção.

**Capítulo 5** a avaliação da tensão pós-falta é incluída na avaliação para estimar a ocorrência de afundamentos e elevações na sequência de faltas temporárias no sistema.

**Capítulo 6** considerações finais e resumo das principais contribuições do trabalho, assim como as sugestões para trabalhos futuros.

**Anexo A** caracterização dos problemas de qualidade de energia.

**Anexo B** descrição e formulação dos modelos elétricos dos componentes que compõe um sistema de distribuição, para cálculo da matriz de admitância nodal do sistema.

**Anexo C** descrição e algoritmo padrão do Método das Soma de Correntes e validação do fluxo de potências para o sistema IEEE 13.

**Anexo D** validação do cálculo de curto-circuito para o sistema IEEE 13.

**Anexo E** Tabelas com as características dos elos fusíveis do tipo K e T.

**Anexo F** descrição do sistema RBTS.

**Anexo G** descrição do sistema IEEE 13.

**Anexo H** descrição do sistema IEEE 34.



## 2 CONTEXTO E ESTADO DA ARTE

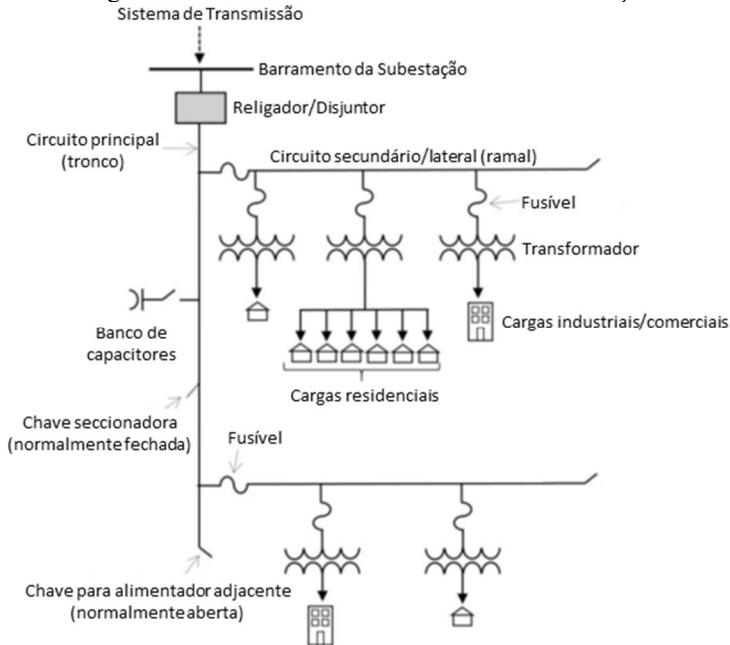
Para entender o contexto e alcance do trabalho que se propõe, é necessário entender como os sistemas de distribuição são planejados e operados. Este capítulo se inicia na seção 2.1, com a descrição da topologia de redes distribuição, evidenciando os principais equipamentos e aspectos relevantes para a operação e planejamento de sistemas de distribuição. Aspectos associados à geometria das linhas aéreas utilizadas em sistemas de distribuição, causas de interrupção mais frequentes, o relevo do vento como causa primária de interrupção, filosofias e equipamentos de proteção, problemas de qualidade e impacto das variações de tensão em sistemas de distribuição são discutidos nesta seção. Este levantamento pretende estabelecer o escopo do tópico e dar a conhecer ao leitor os principais elementos e domínios mais relevantes para a compreensão da proposta e alcance do trabalho que se propõe.

Nas seções 2.2 e 2.3, ao apresentar as principais obrigações e metas de uma distribuidora, torna-se evidente o atual distanciamento entre os padrões de avaliação do desempenho de um sistema de distribuição durante a fase de operação (avaliação em tempo-real) e a fase de planejamento (estudos de confiabilidade). A seção 2.2 apresenta as principais práticas e preocupações dos operadores de sistemas de distribuição, em relação aos critérios de continuidade e qualidade de energia e uma descrição dos procedimentos da operação para avaliar a continuidade e qualidade durante a operação. Na seção 2.3 são discutidos os objetivos e responsabilidades dos planejadores, assim como as principais técnicas utilizadas para avaliar a confiabilidade de sistemas de distribuição. Os fundamentos e o algoritmo da simulação sequencial de Monte Carlo são também apresentados. Ainda nesta seção, é discutido o alcance das avaliações tradicionais de confiabilidade para corresponder às necessidades recentes das distribuidoras e é realizado um levantamento do estado da arte direcionado para os três tópicos mais relevantes neste trabalho: integração da interferência do vento no desempenho das linha aéreas de sistemas de distribuição (seção 2.3.3.1), integração do curto-circuito e capacidade de resposta dos sistemas de proteção (seção 2.3.3.2) e a inclusão de aspectos de qualidade de energia nas avaliações de confiabilidade (seção 2.3.3.3). O capítulo termina na seção 2.4, com o sumário das principais conclusões extraídas das seções expositivas e do estado da arte.

## 2.1 DESCRIÇÃO DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Os sistemas de distribuição, intermediários entre a transmissão e os consumidores, têm como principal objetivo assegurar as necessidades energéticas dos consumidores finais, de forma contínua e segura. As redes de distribuição são compostas por subestações, linhas áreas e cabos subterrâneos, em tensões que podem variar entre 69 kV e 230 kV (distribuição em alta tensão), 1 kV e 69 kV (distribuição em média tensão) e inferior a 1 kV (distribuição em baixa tensão). A subestação e os circuitos que dela derivam formam alimentadores, que conduzem a energia elétrica a diferentes localizações, para atender uma grande variedade de consumidores, com diferentes necessidades energéticas e padrões de consumo distintos. As redes de distribuição são ainda constituídas por transformadores, aparelhagem de proteção e equipamentos acessório ligados à exploração, como banco de capacitores ou reguladores de tensão. Uma representação genérica de um alimentador, ao nível da distribuição, é apresentada na Figura 3.

Figura 3 – Diagrama de um alimentador em sistemas de distribuição.



Fonte: adaptado de (WARWICK et al., 2016).

A subestação faz a ligação entre os sistemas de transmissão e distribuição. Aqui, a tensão é rebaixada e convergida para um barramento comum, de onde saem um ou múltiplos alimentadores. A proteção da subestação é garantida por um disjuntor ou religador colocado à saída da subestação. O principal circuito do alimentador (“tronco”) é normalmente trifásico e dele derivam circuitos menores (“ramos”) que encaminham a energia para os consumidores finais, podendo estes ser monofásicos, bifásicos ou trifásicos. A eficiência e qualidade de um sistema de distribuição é melhorada se o sistema for balanceado, pelo que a distribuição dos consumidores deve ser equilibrada e balanceada entre as três fases do sistema. Tipicamente, a ligação entre o ramal e o tronco é protegida por um fusível. Para entregar a energia ao consumidor final, a tensão é novamente rebaixada por um transformador.

Os circuitos de distribuição podem ser aéreos ou subterrâneos. Em grandes centros de consumo os circuitos são normalmente subterrâneos, para minimizar interrupções. Já nas áreas rurais, com menor número de consumidores, porém abrangendo áreas maiores, a distribuição é realizada por linhas aéreas, para redução de custos. Para auxiliar o monitoramento da qualidade do serviço, equipamentos de medição de tensão e corrente são colocados na rede. Frequentemente, bancos de capacitores são instalados, em pontos específicos da rede, para compensar o excesso de potência reativa na rede.

Quando as linhas de distribuição saem da subestação e terminam no consumidor, o sistema é radial. No entanto, os sistemas de distribuição podem ser projetados em forma de anel aberto, onde a carga é abastecida por um de dois alimentadores disponíveis, ou em anel fechado, se a carga é abastecida simultaneamente por dois alimentadores que formam o anel. Estas conexões são estabelecidas por intermédio de chaves seccionadoras. Um sistema de distribuição pode ainda ser multi-radial, se a carga é abastecida por vários alimentadores.

As distribuidoras são obrigadas pelos regulamentos a assegurar a manutenção da tensão em padrões adequados ao consumidor. Esta imposição é importante, pois a tensão diminui em função do comprimento das linhas de distribuição, devido às perdas e ao consumo dos clientes que são conectados ao longo das linhas. Tipicamente, o valor da tensão é regulado na subestação, através de manobras de comutação. Contudo, a distribuidora pode instalar reguladores de tensão ao longo da linha, para preservar a tensão dentro do intervalo admissível.

Alguns aspectos adicionais serão discutidos nas seções seguintes, importantes para contextualizar e auxiliar o entendimento do leitor.

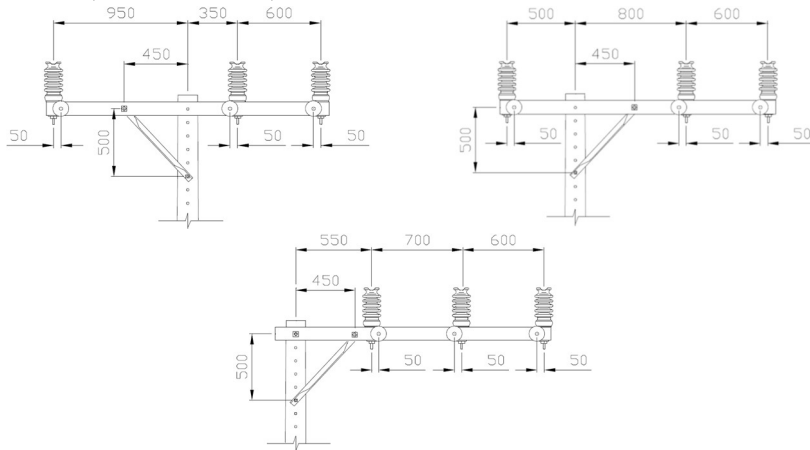
### 2.1.1 Geometria de linhas aéreas

A maioria dos sistemas de distribuição são aéreos, não só pelo menor custo como também pela menor dificuldade de instalação. Embora os sistemas subterrâneos datem do início do século passado (ABBOT, 1895), apenas nas últimas décadas têm havido um esforço e investimento para aumentar o número de circuitos subterrâneos, especialmente em áreas urbanas, para diminuir as interrupções e retirar a inconveniência dos postes de eletricidade da topologia e das grandes cidades.

As linhas aéreas são instaladas fazendo uso de postes, suficientemente fortes para carregar o peso dos condutores e demais equipamentos necessários, como isoladores, para-raios, transformadores ou equipamentos de proteção. Os condutores são fixados diretamente nos isoladores colocados nas cruzetas (*cross-arms*) no topo dos postes. O diâmetro e seção dos condutores, altura dos postes, distância entre condutores e postes, tipo de cruzeta e disposição dos condutores no poste são decisão em função do tipo de linha, condição do terreno, disposições legais, padrões nacionais e internacionais e práticas específicas a cada distribuidora. Em seguida são apresentadas algumas alternativas de estrutura encontradas na literatura e em linhas aéreas brasileiras.

A Figura 4 apresenta três tipos comuns de estruturas de linhas aéreas da distribuidora CELESC.

Figura 4 – Estrutura “Normal” (topo à esquerda), “Meio-Beco” (topo à direita) e “Beco” (inferior ao centro) – dimensões em mm.



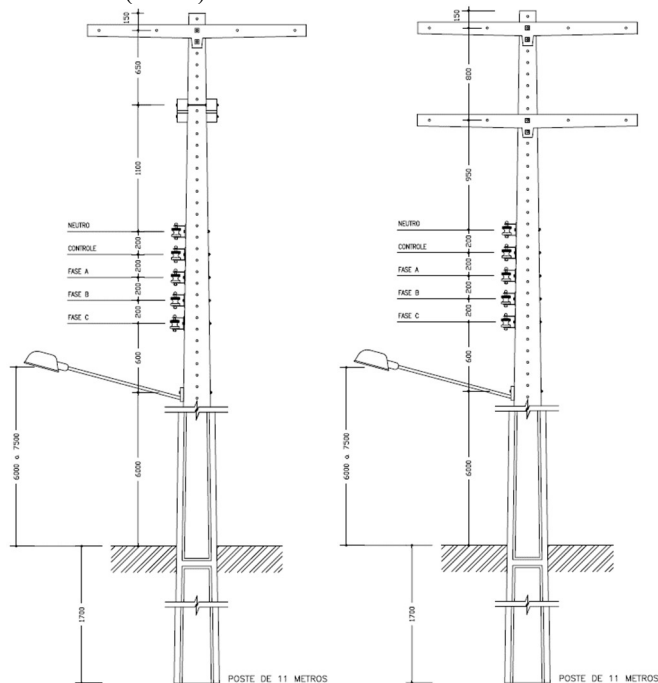
Fonte: (CELESC, 2014).



A estrutura “normal”, em circuitos trifásicos, dispõe os condutores de forma horizontal na cruzeta, sendo que duas fases estão mais próximas entre si, partilhando o mesmo lado da cruzeta, enquanto a terceira fase é conduzida no outro lado da cruzeta, de forma isolada. A estrutura “meio-beco” é semelhante à “normal”, porém a disposição e distâncias entre condutores é ligeiramente diferente. Já a estrutura “beco”, dispõe os condutores do mesmo lado da cruzeta.

As estruturas que suportam as linhas de distribuição aéreas podem ainda transportar mais que um circuito, além dos circuitos de iluminação pública. Por exemplo, na Figura 5 à esquerda, é apresentada uma estrutura, da distribuidora CEMAR, onde para além do circuito primário, a estrutura suporta um circuito trifásico secundário (a 4 fios), cujas fases são dispostas na vertical. Na mesma figura, mas à direita, a estrutura suporta um circuito primário duplo, o que permite ampliar a capacidade de energia transportada por um custo adicional relativamente baixo.

Figura 5 – Estrutura para circuito primário e secundário (esquerda) e primário duplo e secundário (direita) – dimensões em mm.

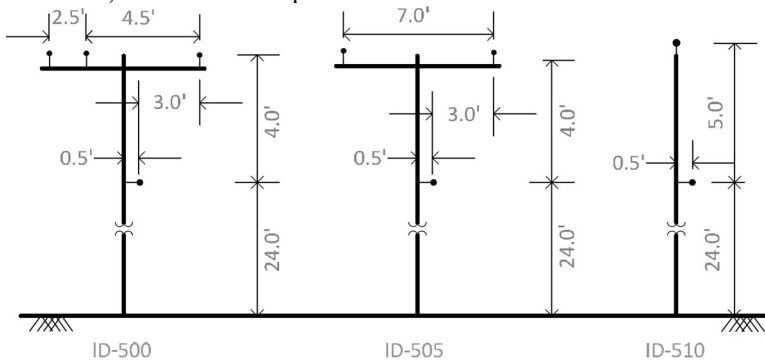


Fonte: (CEMAR, 2012).

Os exemplos apresentados na Figura 4 e Figura 5 são exemplos comuns de estruturas aéreas no Brasil. Diferentes configurações podem ser encontradas em outros países. Além disso, apenas foram apresentadas estruturas para circuitos trifásicos. Para circuitos bifásicos ou monofásicos, as estruturas precisam ser adaptadas e, conseqüentemente, os espaçamentos entre condutores são alterados. A rede pode ainda estar protegida por modelos compactos, que melhoram a confiabilidade.

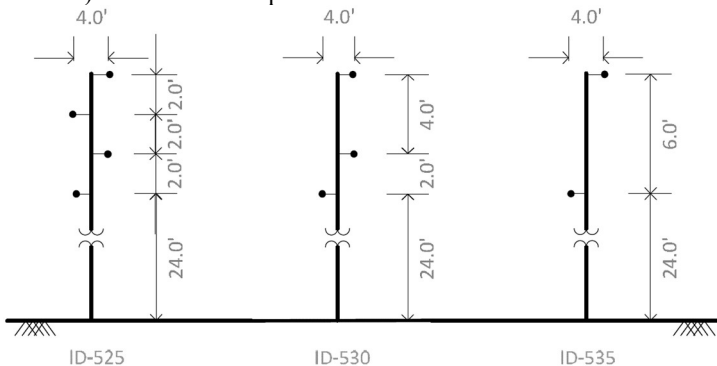
Para padronizar tipos de estrutura de rede aérea, em (KERSTING, 2012) são definidas três alternativas, apresentados na Figura 6, Figura 7 e Figura 8, para circuitos trifásicos, bifásicos e monofásicos.

Figura 6 – Geometria aérea 1: ID-500 (trifásico), ID-505 (bifásico) e ID-510 (monofásico) – dimensões em pés.



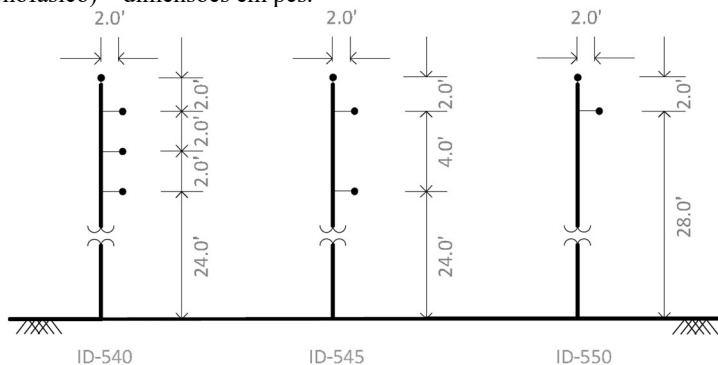
Fonte: (BOLACELL, 2016).

Figura 7 – Geometria aérea 2: ID-525 (trifásico), ID-530 (bifásico) e ID-535 (monofásico) – dimensões em pés.



Fonte: (BOLACELL, 2016).

Figura 8 – Geometria aérea 3: ID-540 (trifásico), ID-545 (bifásico) e ID-550 (monofásico) – dimensões em pés.



Fonte: (BOLACELL, 2016).

A configuração da Figura 6 apresenta uma tipologia semelhante à estrutura “Normal” (Figura 4), com os condutores das fases dispostos de forma horizontal e o neutro disposto abaixo das fases. A configuração da Figura 7 dispõe os condutores em “ziguezague” alternando as fases e neutro entre lados. Por fim, a configuração da Figura 8 propõe uma disposição paralela das fases e o neutro posicionado no topo. É importante salientar que no Brasil o neutro é geralmente aterrado, porém, é frequente em outros sistemas que o neutro seja suportado no poste.

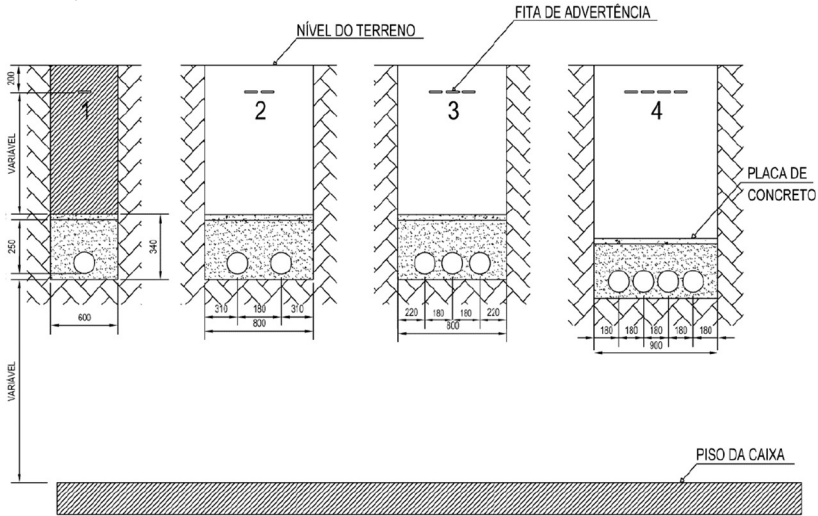
Os sistemas de distribuição subterrâneos possuem uma grande variedade de padrões construtivos e de configurações, baseado em fatores como a densidade de carga, tipo de pavimento, solo, condições climáticas e trânsito que caracterizam a região. As linhas subterrâneas devem ser instaladas a profundidades mínimas da superfície do solo, por questões de segurança, e a profundidade pode aumentar ou diminuir em função do tipo de solo ou travessia. Também o cruzamento de linhas subterrâneas deve ser evitado e alguma distância de segurança deve ser respeitada.

No Brasil, os cabos condutores são frequentemente alojados em bancos de dutos. No entanto, em determinadas áreas é possível e recomendada a utilização de cabos diretamente enterrados. Os bancos de dutos podem ser dispostos em ruas, calçadas ou aéreas verdes de canteiras. O banco de dutos pode ou não ser compartilhado com outras concessionárias de energia e outros tipos de serviço, como telefonia ou TV a cabo, porém, os condutores de energia precisam ser convenientemente separados.

A Figura 9 apresenta um tipo comum de banco de dutos, diretamente enterrados, para uma formação de 1 até 4 dutos, aplicado pela

distribuidora CEB distribuição em suas redes. Dependendo do tipo de estrutura ou necessidade da distribuidora, os bancos de dutos podem abrigar até 25 dutos

Figura 9 – Geometria subterrânea: Banco de dutos diretamente enterrados. Formação de 1 até 4 dutos – dimensões em mm.

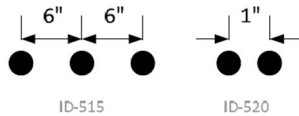


Fonte: (CEB, 2014).

Na Europa é também frequente a construção de galerias (túneis), o que permite um compartilhamento mais amplo, inclusive abrigando canalizações de gás, água ou esgotos.

À semelhança das estruturas aéreas, também em (KERSTING, 2012) é definido um padrão de configuração subterrânea, apresentada na Figura 10, para circuito trifásicos e monofásicos.

Figura 10 – Geometria subterrânea: ID-515 (trifásico) e ID-520 (monofásico) – dimensões em polegadas.



Fonte: (BOLACELL, 2016).

O conceito de *geometria de rede* adotado para este trabalho está associado às escolhas para disposição dos condutores no poste de

distribuição ou solo. O levantamento realizado das estruturas típicas de rede de distribuição, demonstra que as escolhas para o tipo de estrutura dependem de fatores variados, como tipo de terreno, tipo de consumidores ou custo. No entanto, do ponto de vista da disposição dos condutores, essas alternativas refletem-se sobretudo nas distâncias entre fases, para o neutro e do solo. Assim, considerando também que a escolha dos condutores resulta em diferentes raios e diâmetros externos dos cabos, é patente a relação entre variáveis geométricas (raio, diâmetro, distâncias, etc.) e o tipo de estrutura que suporta as linhas de distribuição. Por este motivo, neste trabalho, as escolhas das estruturas para linhas de distribuição, aéreas ou subterrâneas, são referidas como escolhas de geometria de rede.

Tendo em conta que os modelos elétricos de linhas aéreas e subterrâneas (discutidos adiante no trabalho) são dependentes das distâncias entre condutores e raio de condutores, entre outros fatores, a escolha da geometria de rede impacta diretamente nos modelos de impedância série e admitância *shunt* que definem os modelos de linhas tradicionalmente utilizados em estudos de engenharia. Assim, o impacto da geometria da rede, em termos do desempenho do sistema, é um fator que deve ser considerado nas avaliações de redes de distribuição.

### **2.1.2 Causas de interrupção**

Um dos principais objetivos de uma distribuidora de energia, senão o mais importante, é disponibilizar energia, de forma confiável e contínua, a todos os seus consumidores. Contudo, interrupções durante a operação de um sistema de distribuição, com origem em eventos previsíveis ou imprevisíveis, podem comprometer esse objetivo. Em sistemas de potência, uma interrupção pode ser dividida em dois grupos: *programadas* ou *não-programadas*. As interrupções programadas estão normalmente associadas a manobras de manutenção, ou seja, a interrupção é resultado de um cronograma de desligamentos ou manobras previamente estabelecidas. Já as interrupções não-programadas resultam de uma falta ou contingência não prevista, como um curto-circuito, defeito do equipamento ou causas fortuitas e pode resultar, pela atuação do dispositivo de proteção, no corte de carga de uma parcela ou totalidade da rede, dependendo da localização do defeito e da topologia da rede.

Do ponto de vista do operador da rede de distribuição, são as interrupções não-programadas que mais preocupam, devido à imprevisibilidade da sua ocorrência e consequência. A exposição da rede de distribuição ao seu meio ambiente e aos fenômenos que ocorrem no

seu meio circundante é inevitável. Falhas no sistema e consequente evolução para interrupções não-programadas são provocadas por uma extensa variedade de fenômenos e acontecimentos que resultam dessa exposição. Então, as causas que resultam em falta podem ser consideradas a raiz do problema da continuidade dos sistemas de distribuição e o seu conhecimento e estudo permite melhorar os processos de operação, manutenção, planejamento e investimento nas redes de distribuição.

A enumeração de todas as causas que originam falhas em redes de distribuição é uma tarefa árdua, pois estas variam entre sistemas, sobretudo quando as diferenças geográficas, climáticas ou de tipologia da rede são evidentes. No entanto, algumas classificações para causas de interrupção podem ser encontradas na literatura. Oprisan *et al.* (OPRISAN, M., FILIPPELLI, F., CLARK, I. M., BILLINTON, 1991) lista como as causas mais frequentes de falta as condições deficientes dos equipamentos, condições ambientais e climáticas adversas, interferência humana, entre outras. Também Brown (BROWN, 2009), familiarizado com o sistema norte-americano, cita as causas mais comuns de interrupção como sendo os equipamentos defeituosos, contatos com vegetação, animais, condições climáticas adversas e fatores humanos. Em seus estudos de confiabilidade, Billinton (BILLINTON, 1995) cita a *Canadian Electricity Association* (CEA) para classificar as causas de interrupção em dez categorias: elemento humano, ambiente adverso, perda de suprimento, clima adverso, contato com árvores, interferência humana, desligamentos programados, equipamento defeituoso, relâmpagos e outros. Em um programa de monitoramento da *Texas A&M University*, Benner *et al.* (BENNER; RUSSELL; SUNDARAM, 2008) monitorou, durante alguns anos, vários alimentadores de empresas norte-americanas e identificou como causas de interrupção mais recorrentes, as condições climáticas, falha em equipamentos e contato com elementos estranhos. Por fim, Almeida *et al.* (ALMEIDA; PESTANA; BARBOSA, 2009) lista as principais causas de interrupção no sistema português, enumerando a cegonha, incêndios florestais, o nevoeiro associado à poluição e os relâmpagos como as mais frequentes.

O levantamento anterior permitiu, não só, concluir que o conjunto de causas de interrupção é vasto, como as mais recorrentes variam de sistema para sistema. Fica também evidente que o nível de detalhamento da causa é uma decisão da distribuidora, uma vez que a classificação das mesmas não é realizada de forma idêntica por todas as distribuidoras. No entanto, são várias as causas de interrupção comuns. Para uniformizar as práticas das distribuidoras, a norma IEEE 1782 (IEEE, 2014) estabelece recomendações para a coleta e categorização de informações relacionadas

com interrupções em sistemas de energia. A listagem e descrição destas causas é apresentado no Quadro 1.

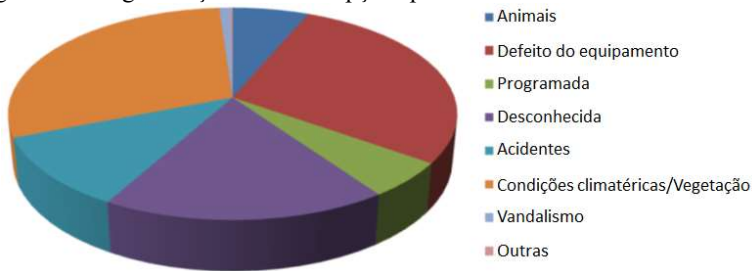
Quadro 1 – Causas de interrupção em sistemas de distribuição.

<b>Causa</b>	<b>Descrição</b>
Programada	Manobras de reparação programadas, substituição de equipamentos ou solicitação de trabalhos de terceiros nas imediações da rede. Todas as interrupções que podem ser planejadas ou alteradas por decisão da distribuidora.
Defeito do equipamento	Defeito ou falha no equipamento que compromete o seu normal funcionamento.
Descarga atmosférica	Impacto direto da descarga sobre uma fase da linha, gerando uma quebra do isolamento, ou então de forma indireta, na sequência de “ <i>flashover</i> ”.
Perda no fornecimento	Falha no sistema de transmissão ou perda de uma unidade geradora, que sai fora do alcance de atuação da distribuidora.
Interferência humana	Interferência de agentes externos, como acidentes, solicitação da polícia/bombeiros, trabalhos circundantes, vandalismo, fogo ou explosão, sem origem nas instalações da distribuidora.
Vegetação	Contato ou queda de galho/árvore com circuitos energizados da rede.
Condições climáticas	Fenômenos climáticos adversos. Vento, neve, gelo, granizo ou chuva são os mais frequentes.
Animais	Cobras, ratos, formigas, guaxinins, esquilos e aves são os mais frequentes.
Desconhecida	Inclui todas as interrupções sem causa definida ou cuja determinação não foi possível após investigação.
Outras	Qualquer outra interrupção que não cabe nas restantes categorias. Alguns exemplos incluem, erros na construção, manutenção, operação ou proteção do sistema.

Fonte: (IEEE, 2014).

A frequência de cada tipo de causa e contabilização de cada uma, depende do tipo de sistema e da habilidade das equipes de campo para identificar o motivo que originou a falta no sistema. A Figura 11 apresenta a distribuição das causas de interrupção nos estados unidos, no ano de 2013.

Figura 11 – Segmentação das interrupções por causa nos EUA.



Fonte: (EATON, 2013).

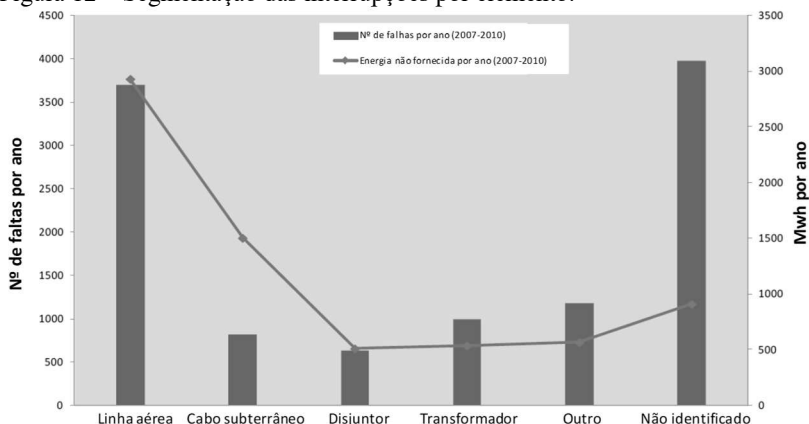
Observando a lista apresentada na Figura 11, percebe-se que são oito as causas listadas. Não só este número difere das que foram definidas no Quadro 1, como algumas são apresentadas de forma individual, quando poderiam ser agregadas na mesma categoria. Por exemplo, as causas “acidentes” e “vandalismo” poderiam ser ambas consideradas como “interferência humana”, contudo, no gráfico da Figura 11 são apresentadas separadamente, talvez pelo peso que têm na distribuição total de faltas. Também as condições climáticas e vegetação são apresentadas conjuntamente no gráfico da Figura 11, quando poderiam ser apresentadas separadamente. No entanto, uma vez que muitos dos contatos de vegetação estão associadas a uma condição adversa de vento, muitas distribuidoras optam por agregar estas duas causas. Ainda sobre a Figura 11, observando a distribuição do gráfico constata-se que as causas mais frequentes foram as condições climáticas, vegetação e defeito dos equipamentos.

As interrupções estão diretamente relacionadas com os indicadores de continuidade e o levantamento das causas de interrupção permite decompor os principais indicadores de continuidade por causa. Por esse motivo, as distribuidoras procuram registrar os motivos que levaram à interrupção dos seus sistemas. Este tipo de análise pode ser importante para os departamentos de planejamento no sentido de estudar, avaliar e propor soluções que mitiguem algumas das causas que mais interferem na confiabilidade da rede. Segmentar as interrupções permite conhecer melhor as causas de interrupção que caracterizam o sistema e pode tornar o planejamento e operação do sistema mais eficiente. Contudo, como refere a ANELL em nota técnica (ANEEL, 2012), segmentar não deve significar simplesmente o expurgo de interrupções, mas sim tratá-las de forma adequada.



As interrupções podem também ser analisadas do ponto de vista do componente que sofre a falta. Um exemplo da segmentação das interrupções por elemento, para redes até 22kV, é ilustrado na Figura 12.

Figura 12 – Segmentação das interrupções por elemento.



Fonte: (KJØLLE, 2011).

Dos elementos explicitamente representados na Figura 12, as linhas aéreas são os elementos que mais registram falhas. Isto deve-se, não só, à sua maior exposição ao meio ambiente, como também pela sua extensão, com linhas a atingirem, frequentemente, vários quilômetros de extensão. O número de falhas em elementos “não identificados” é também significativo. A justificativa para o número elevado de falhas não localizadas na rede está relacionado com a incapacidade das equipas de campo, para identificar o elemento (e também o motivo) onde teve origem a interrupção.

Uma interrupção pode ter origem em uma das causas enunciadas anteriormente, mas para além de identificar o motivo que origina o desligamento é importante compreender qual é a consequência que dela deriva, que em último caso é o fator que origina a interrupção no consumidor. A consequência mais comum de uma falta é o aparecimento de uma corrente de curto-circuito. Assim, não só o estudo das causas que originam falhas é importante para as distribuidoras, como também a análise da corrente de curto-circuito resultante da falta é importante para as atividades de planeamento, para que as decisões tomadas, efetivamente melhorem o desempenho e confiabilidade dos sistemas de distribuição.

### 2.1.3 Interferência do vento

O vento é um recurso essencial na atividade humana, desde a sua utilização em atividades mais ancestrais como a agricultura, até conquistas recentes, como fonte de energia renovável. Apesar de imprescindível para a produção de energia eólica, ventos com velocidades elevadas podem ser prejudiciais para os sistemas de energia, não só pela interferência na produção eólica como para a manutenção da integridade das estruturas que compõe os sistemas elétricos, em especial de linhas aéreas.

Apesar de não ser citado explicitamente como causa de interrupção no Quadro 1, o vento está intrinsecamente relacionado com algumas das causas citadas:

- A presença de vento é quase sempre a causa desencadeadora dos contatos fortuitos de **vegetação** com a rede;
- Ventos fortes podem ser classificados como **condições climáticas** adversas. A velocidade do vento é, muitas vezes, uma variável relevante para classificar condições atmosféricas adversas, como tempestades, **descarga atmosférica**, ciclones ou furacões;
- A ação do vento sobre as estruturas da rede pode danificar algum tipo de equipamentos que, mais tarde, pode originar uma interrupção, catalogada como **causa desconhecida** ou **defeito de equipamento**;

A ação do vento sobre as estruturas da rede elétrica é um fator que pode ameaçar o funcionamento de um sistema de distribuição. Como identificado anteriormente, apesar de os seus efeitos serem catalogados em uma outra categoria de interrupção (“condição climática”), o vento pode, na verdade, ser classificado como uma causa primária de interrupções não-programadas em sistemas de distribuição, estando associado a um percentil significativo de interrupções em sistemas elétricos, como sugere a Figura 11.

Então, o estudo de séries temporais e ocorrências de ventos extremos é de vital importância para o planejamento dos sistemas de energia. A relação entre a velocidade do vento e os efeitos visíveis nas redes de distribuição, a sua caracterização estatística, geográfica, estocástica e a indissociável relação com os contatos por vegetação, são os principais tópicos desta seção.

### 2.1.3.1 Classificação e caracterização do vento

A *escala de Beaufort* (ODEKON, 2006) foi desenvolvida pelo almirante da marinha britânica, Sir Francis Beaufort, em 1805, para estimação da força do vento, a bordo de um navio em alto mar, sendo constituída por treze níveis de vento, numerados de 0 a 12, em ordem crescente de severidade. Originalmente sem mencionar velocidades de vento (não existiam equipamentos capazes de fazer essa medição), ela classificava a intensidade dos ventos estabelecendo características e descrevendo efeitos resultantes da força do vento no mar, à semelhança da escala de Mercalli para as atividades sísmicas. Quando os anemômetros começaram a ser utilizados, a escala de Beaufort foi atualizada, sendo adicionado a cada nível, intervalos de velocidade do vento para classificar a força do vento. Posteriormente, foram acrescentadas descrições do efeito do vento em terra, compondo a escala atual de Beaufort, frequentemente utilizada em meteorologia e outras atividades, como no projeto de linhas de transmissão (KIESSLING, F., NEFZGER, P., NOLASCOS, J. F., KAINZYK, 2002). Uma versão desta escala é apresentada no Quadro 2 (na página seguinte).

Medições e registros da velocidade de vento são importantes não só para prever a produção eólica, como para calcular os esforços impostos aos condutores e estruturas de transmissão/distribuição. Em especial na fase de planejamento e projeto de linhas, onde é essencial calcular os esforços nos condutores resultantes de condições mais adversas de gelo e vento, é importante fazer uso de medições de vento adequadas.

Segundo (KIESSLING, F., NEFZGER, P., NOLASCOS, J. F., KAINZYK, 2002), em conformidade com orientações da *World Meteorological Organisation*, as estações de medição devem estar situadas em terrenos abertos, onde o vento não é afetado por obstáculos ou edifícios. A altura acima do solo indicada é de 10 metros, no entanto, medições em outras alturas podem ser utilizadas, desde que corrigidas para a altura de referência. Poderão ser utilizadas medições médias de períodos de 10 minutos ou 1 hora. No entanto, caso medições contínuas sejam disponibilizadas, é usual considerar os períodos de 10 minutos.

A magnitude e frequência da velocidade de vento podem ser descritas por meio de distribuições estatísticas. Por exemplo, a distribuição de Gumbel pode ser utilizada para calcular os valores máximos anuais da velocidade de vento (KIESSLING, F., NEFZGER, P., NOLASCOS, J. F., KAINZYK, 2002). Os modelos probabilísticos baseados nesta distribuição permitem, por exemplo, calcular a velocidade

Quadro 2 – Escala de Beaufort.

#	Termo	Descrição		Velocidade vento [m/s]
		No mar	Em terra	
0	Calm	Aspecto calmo e espelhado.	Fumaça sobe na vertical.	0 a 0,2
1	Aragem	Ondulação mínima na superfície do mar, sem formar espuma.	Fumaça indica a direção do vento.	0,3 a 1,5
2	Brisa muito leve	Ondulação pequena, sem rebentação.	As folhas nas árvores se movem.	1,6 a 3,3
3	Brisa leve	Ondulação maior, com início de rebentação.	Folhas nas árvores se movem de forma mais agitada.	3,4 a 5,4
4	Brisa moderada	Formação de ondas pequenas e mais longas, com rebentação.	Os galhos nas árvores se movem.	5,5 a 7,9
5	Brisa forte	Ondas moderadas, de maior comprimento, com rebentação e alguma espuma.	Árvores pequenas balançam.	8,0 a 10,7
6	Brisa muito forte	Ondas maiores, com rebentação e aumento de espuma.	Árvores de porte maior balançam.	10,8 a 13,8
7	Ventania	Mar revolto, espuma em resultado do rebentamento resulta em faixas.	Galhos pequenos quebram.	13,9 a 17,1
8	Vendaval	Ondas moderadamente elevadas, cada vez mais cumpridas, espuma da rebentação resulta em faixas maiores e arrastada pelo vento.	Galhos maiores quebram.	17,2 a 20,7
9	Vendaval forte	Ondas elevadas, mar mais revolto, pouca visibilidade e espuma abundante	Danos visíveis em árvores.	20,8 a 24,4
10	Tempestade	Ondas muito elevadas, a espuma cobre grande superfície do mar e a visibilidade é reduzida.	Árvores quebram e pequenos danos estruturais em infraestruturas.	24,5 a 28,4
11	Tempestade forte	Ondas incrivelmente elevadas, mar totalmente coberto de espuma e visibilidade cada vez mais reduzida.	Danos graves e generalizados nas infraestruturas.	28,5 a 32,6
12	Furacão	Mar e ar cheios de espuma, mar muito revolto e visibilidade muito reduzida.	Arrancamento de árvores e danos profundos nas infraestruturas.	acima de 32,7

Fonte: adaptado de (KIESSLING, F., NEFZGER, P., NOLASCOS, J. F., KAINZKY, 2002).

máxima de vento esperada, a partir de um conjunto de registros reduzido (por exemplo, 30 anos) e obter os valores máximos esperados para um período mais amplo (50 ou 100 anos).

A distribuição de Gumbel (GUMBEL, 1958), também conhecida como distribuição generalizada dos valores extremos, representa a probabilidade de uma variável ser menor que  $x$ , dado um valor médio  $\bar{x}$  e um desvio padrão  $\sigma$ . A função de densidade de probabilidade  $f(x)$  é dada pela equação (KIESSLING, F., NEFZGER, P., NOLASCOS, J. F., KAJNTZYK, 2002):

$$f(x) = \left(\frac{1}{p_2}\right) \exp\left[-\frac{x-p_1}{p_2} - \exp\left(-\frac{x-p_1}{p_2}\right)\right] \quad (2.1)$$

onde os parâmetros  $p_1$  e  $p_2$  são resultado de:

$$p_2 = \frac{\sigma}{C_1} \quad p_1 = m - C_2 \cdot p_2$$

onde  $\sigma$  é o desvio padrão e  $m$  é a média das observações de  $x$ . Os parâmetros  $C_1$  e  $C_2$  dependem do número de observações consideradas. Para  $n$  observações,  $n$  valores de  $z_i$  podem ser calculados a partir de:

$$z_i = \ln\left[-\ln\left(\frac{i}{n+1}\right)\right], \quad 1 \leq i \leq n$$

A partir de  $z_i$  obtém-se  $C_1$  e  $C_2$ :

$$C_2 = \bar{z} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n z_i \quad C_1 = \sigma_z = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n z_i^2 - \bar{z}^2}$$

A função de distribuição acumulada,  $F(x)$ , é dada pela equação:

$$F(x) = \exp\left[-\exp\left(-\frac{x-p_1}{p_2}\right)\right] \quad (2.2)$$

Assim, a probabilidade de, durante um ano, uma observação ser superior a um valor  $x$  é igual a  $1 - F(x)$ .

A previsão da velocidade do vento em estudos de planejamento é importante para antecipar a operação e produção dos parques eólicas, mas também para auxiliar os centros de operação para a gestão de interrupções.

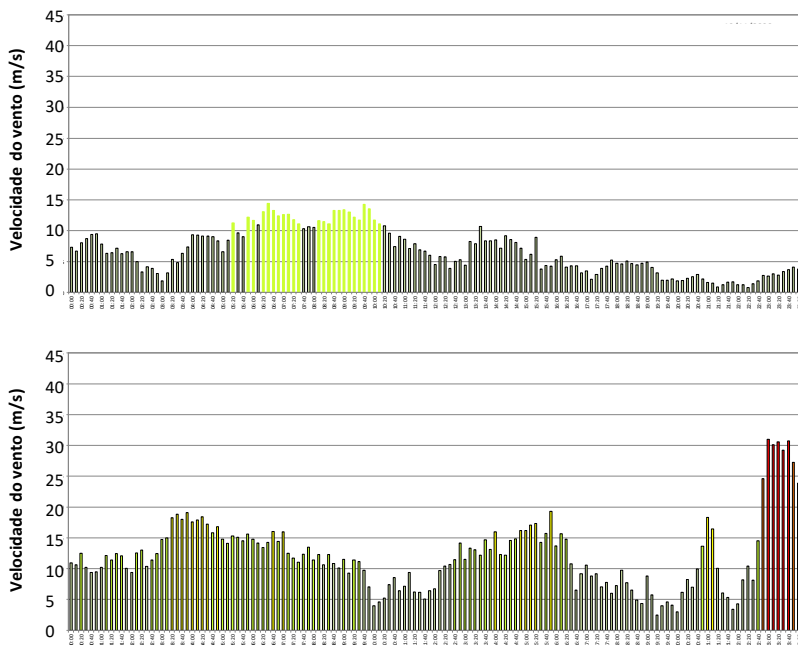
Se o conhecimento de velocidades extremas de vento é informação suficiente, a distribuição de Gumbel pode ser utilizada. Contudo, se a caracterização do vento requer maior detalhe, para além de valores extremos, tal como a variabilidade ao longo do ano, outro tipo de técnica ou método precisa ser utilizado para essa caracterização. As técnicas de previsão são uma alternativa para estimar a velocidade de vento ao longo do ano. Os métodos probabilísticos de previsão da velocidade de vento podem ser baseados em variáveis meteorológicas (temperatura, pressão, humidade, etc.) a partir das quais a velocidade do vento é estimada, ou então utilizar um histórico de velocidade de vento para prever velocidades futuras (KIRANVISHNU; SIREESHA; RAMPRABHAKAR, 2016). Em relação às técnicas probabilísticas utilizadas, estas variam, desde a aplicação de redes neurais, modelos auto-regressivos (ARIMA) e *machine learning*, entre outras. Uma revisão dos diferentes tipos de técnicas para previsão da velocidade de vento pode ser consultada em (JUNG; BROADWATER, 2014).

Seja utilizando uma técnica de previsão ou simplesmente um histórico passado, uma alternativa para representar cronologia e variabilidade da velocidade do vento ao longo do ano é através de séries temporais. Uma série temporal da velocidade de vento consiste em uma sucessão de registros de velocidades, em uma regularidade temporal específica (segundos, minutos, horas, etc.), preservando assim a característica cronológica do vento. A utilização de séries temporais em estudos de planeamento permite caracterizar a variabilidade do vento, contudo, para que o comportamento do vento seja representativo, a utilização de séries temporais requer que um banco histórico de vários anos, para que anos atípicos (com valores anormais de velocidade do vento) não contaminem a amostragem da velocidade do vento.

O *National Renewable Energy Laboratoy* disponibiliza, desde 2001, registros de velocidade de vento (entre outras variáveis meteorológicas), a diferentes alturas (2, 5, 10, 20, 50 e 80 m) e periodicidade variável (minuto, horária e diária) da sua estação no Colorado, Estados Unidos (JAGER; ANDREAS, 1996). Assim, séries temporais da velocidade de vento estão disponíveis desde 2001, compondo um histórico atual de 17 anos. Fazendo proveito da disponibilidade deste banco histórico e para uma melhor compreensão do comportamento e variabilidade da velocidade do vento, algumas estatísticas são apresentadas tendo por base este histórico.

A Figura 13 apresenta a variabilidade do vento em dois dias distintos, para velocidades registradas a cada 10 minutos.

Figura 13 – Exemplo de Cronologia diária da velocidade do vento.

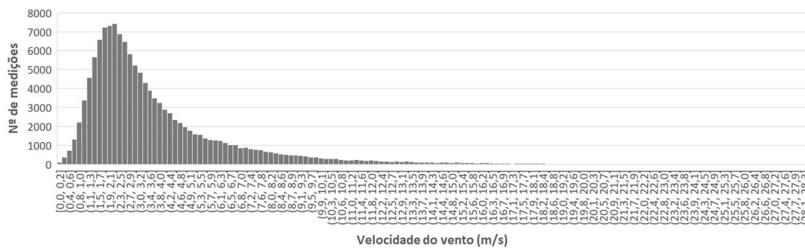


Fonte: adaptado de (JAGER; ANDREAS, 1996).

Comparando os dois dias apresentados na Figura 13, percebe-se que não só o vento varia substancialmente em intervalos tão pequenos como 10 minutos, como o espectro de velocidades registradas pode variar significativamente entre dias diferentes. Enquanto um dia (parte superior da Figura 13) registra velocidades relativamente baixas, inferiores a 15 m/s, o outro dia apresentado (parte inferior da Figura 13), registra períodos com velocidades superiores a 30 m/s.

Apesar da velocidade do vento variar significativamente entre dias, sobretudo em estações do ano diferentes, a velocidade de vento possui características estocásticas que permitem aproximar o seu valor de funções de probabilidade conhecidas. A Figura 14 considera o histórico de vento disponível em (JAGER; ANDREAS, 1996) para compor o histograma das velocidades horárias registradas entre 2001 e 2017.

Figura 14 – Distribuição da velocidade de vento (2001-2017).

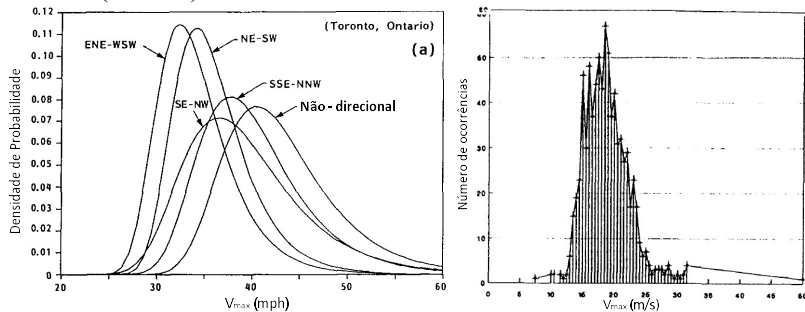


Fonte: adaptado de (JAGER; ANDREAS, 1996).

Observando o histograma da Figura 14, verifica-se que a distribuição de valores é contínua, assimétrica e enviesada à direita, aproximando-se de uma função Weibull, com velocidades de vento mais prováveis para valores inferiores a 11 m/s. Contudo, valores superiores a 11 m/s não são descartáveis e são estes valores que podem comprometer a integridade dos sistemas de distribuição.

Apesar de a intensidade e variabilidade da velocidade do vento depender da região, altura e perfil do terreno, este tipo de distribuição é comum a outras regiões do planeta. Considere-se a distribuição de probabilidades de velocidade de vento, por direção, na cidade de Ontario (Canadá) e o histograma das velocidades de vento registradas em Queensland e Nova Gales do Sul (Austrália), apresentadas na Figura 15.

Figura 15 – Distribuição das velocidades de vento no Canadá (à esquerda) e Austrália (à direita).



Fonte: (KRISHNASAMY; RAMANI, 1989) e (STILLMAN, 1994).

Comparando os formatos das distribuições da Figura 15 com a distribuição da Figura 14 percebe-se que o comportamento do vento, em diferentes partes do mundo, partilham características e distribuições de probabilidade semelhante.



De acordo com (KIESSLING, F., NEFZGER, P., NOLASCOS, J. F., KAINZTYK, 2002), quanto mais acidentado for o terreno, mais turbulento e lento será o fluxo de vento. Em estudos de planejamento consideram-se quatro tipos de terreno, apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Categorias de terreno de acordo com IEC 60 826.

Categoria	Características do terreno	$k_j$	$k_T$	$Z_0$	$\alpha$
A	Mar aberto, lagos extensos, planícies amplas sem obstáculos.	0,92	0,17	0,01	0,12
B	Áreas amplas, com pequenos obstáculos (árvores, casas, etc.)	1,00	0,19	0,05	0,16
C	Áreas suburbanas e industriais, florestas densas.	1,77	0,22	0,30	0,22
D	Áreas urbanas com pelo menos 15% da área coberta por edifícios com altura acima de 15 metros.	1,49	0,24	1,00	0,28

Fonte: (KIESSLING, F., NEFZGER, P., NOLASCOS, J. F., KAINZTYK, 2002).

Na fase de projeto de linhas aéreas, em que se procura garantir a segurança da infraestrutura para condições adversas, apenas as categorias A e B são importantes. Em princípio, nas áreas suburbanas (categoria C) e urbanas (categoria D), a confiabilidade das linhas aéreas deve ser maior do que em terreno aberto, pelo que o planejamento considerando as condições da categoria B é aconselhado para estas condições de terreno.

Habitualmente, as estações meteorológicas estão colocadas em terrenos associados à categoria B. Para medições em terrenos de outra categoria, diferente de B, a velocidade relativa  $x$  à categoria B ( $V_B$ ) pode ser determinada através da relação

$$V_B = V_x \cdot k_j \quad (2.3)$$

onde  $V_x$  corresponde à velocidade da categoria  $x$  (A, B ou D) e  $k_j$  é extraído da Tabela 2 para a categoria correspondente.

Se a medição é realizada a uma altura  $z$ , diferente de 10 metros ( $V_{xz}$ ), a variação da velocidade de vento com a altura  $z$  pode ser calculada utilizando a função de potência (2.4) ou a função logarítmica (2.5)

$$V_x = \frac{V_{xz}}{(z/10)^\alpha} \quad (2.4)$$

$$V_x = V_{xz} \cdot \frac{\ln(10/Z_0)}{\ln(z/Z_0)} \quad (2.5)$$

onde  $\alpha$  e  $z_0$  são retirados da Tabela 2.

A conversão da velocidade utilizando as funções (2.3)-(2.5), não só é importante para ajustar as medições de velocidade de vento ao tipo de terreno e altura adequadas à realização de projetos de linhas aéreas, como também pode ser útil para estudos de confiabilidade, onde, por vezes, as séries temporais disponíveis em bases de dados não são disponibilizadas na altura adequada à realização desses estudos.

### 2.1.3.2 Consequências do vento para as linhas aéreas de distribuição

As consequências da incidência do vento sobre as linhas aéreas de distribuição estão associadas aos esforços e fenômenos sobre os condutores, postes e equipamento necessário à sua sustentação. Os principais esforços impostos pelo vento às estruturas dos sistemas de distribuição são:

- Esforços mecânicos sobre os postes de distribuição;
- Vibrações eólicas nos condutores;
- Galope de condutores;
- Oscilações de sub-vão.

Os postes são elementos cruciais dos sistemas de distribuição. Mesmo não sendo elementos energizados, são essenciais para o normal funcionamento das redes de distribuição, pois são eles que suportam os condutores e demais equipamentos presentes na rede (transformadores, equipamentos de proteção, isoladores, etc.). A falha do poste por si mesmo, como elemento de suporte, não é provável, pois os postes são dimensionados para suportar cargas com percentual muito acima do peso efetivo dos condutores e outros equipamentos. Os problemas de confiabilidade estão relacionados com outros fatores externos, como o vento ou incidentes imprevisíveis, como vandalismo ou acidentes.

As estruturas de transmissão e distribuição são impostas com regularidade a dois tipos de *esforços mecânicos* (BROWN, 2009):

- 1) *Cargas permanentes*: aquelas que praticamente não variam durante toda a vida útil da linha, como o peso dos cabos e esforços transversais em resultado dos suportes em ângulo ou de ancoragem dos cabos; e
- 2) *Cargas de vento*: aquelas que atuam sobre os suportes ou cadeias de isoladores devido à ação do vento.

Os esforços das cargas permanentes são calculados e contabilizados na fase de planejamento e projeto dos sistemas de distribuição e não é expectável que variem durante a vida útil da linha, pois a variação de peso não é uma característica dos demais elementos que compõe a rede. Já a carga devido à ação do vento, ainda que seja considerada na fase de projeto, pois pode provocar a queda do poste, ela é imprevisível, uma vez que depende da variabilidade da velocidade do vento ao longo da vida útil da linha. A ação do vento sobre um poste de distribuição pode ser dividida em três componentes: (i) a ação do vento sobre os condutores e outros cabos suportados pelo poste; (ii) a ação do vento sobre o poste por si só (estrutura); e (iii) a ação do vento sobre o equipamento suspenso no poste.

Durante a fase de planejamento, o cálculo mecânico exige o dimensionamento adequado dos vários tipos de momento aplicados ao poste, para garantir que as solicitações mecânicas sejam menores que o momento máximo. Se o momento aplicado ao poste for superior ao momento máximo, é expectável que o poste atinja o ponto de ruptura. Habitualmente, os postes de distribuição são dimensionados para suportar cargas com pesos que produzam momentos significativamente menores que o momento máximo (tipicamente 50 %) (BROWN, 2009).

O detalhamento do cálculo mecânico está fora do escopo deste trabalho, sendo apenas relevante para evidenciar a importância e impacto que a ação do vento pode ter sobre o esforço dos postes de distribuição. Informações mais detalhadas podem ser encontradas em normas técnicas (COPEL, 1995).

De um modo geral, o dimensionamento das estruturas de distribuição deve obedecer à seguinte condição de estabilidade

$$M_{aplicado} \leq M_{máximo} \quad (2.6)$$

ou seja, o momento aplicado à estrutura ( $M_{aplicado}$ ) deve ser menor ou igual ao seu momento máximo ( $M_{máximo}$ ).

Para o caso específico dos postes de distribuição, sejam eles de concreto ou madeira, (2.7) pode ser desdobrada em

$$M_{condutor} + M_{tração} + M_{equipamento} \leq M_{RN} + M_{âncora} \quad (2.7)$$

em que  $M_{condutor}$  corresponde ao momento aplicado à estrutura devido ao esforço do vento nos condutores,  $M_{tração}$  traduz o momento aplicado à estrutura devido à tração dos cabos e  $M_{equipamento}$  diz respeito ao momento

aplicado à estrutura devido ao esforço do vento e peso de equipamentos. A soma destes três momentos deve ser inferior à condição de resistência nominal do poste ( $M_{RN}$ ) e ao momento resistente dos estais de âncora que sustentam os condutores ( $M_{âncora}$ ).

Numa condição normal de vento, os esforços impostos à estrutura não excedem os 50% do momento máximo, sendo que a ação do vento (sob a forma de pressão) resulta entre 5% a 10% desse esforço. No entanto, uma condição de vento adversa, com velocidades muito superiores à velocidade de projeto, pode resultar em esforços elevados nos postes de distribuição e, conseqüentemente, a sua danificação ou ruptura (BROWN, 2009).

Durante a fase de planejamento, as cargas permanentes são o principal critério na definição dos esforços dos apoios, pois estes são determinísticos e de relativa precisão. Para os esforços resultantes do vento é realizada uma estimativa com base em uma velocidade de projeto (NBR5422, 1996). Considerar a construção e instalação de estruturas capazes de suportar pressões de vento muito elevadas resultaria em um custo muito elevado, além do sobredimensionamento destas estruturas, pois ventos com velocidades elevadas, capazes de causar danos graves à rede, têm uma recorrência reduzida. Por esse motivo, é comum adotar uma velocidade média de vento (vento de projeto), que reflita um esforço sobre as estruturas mais adequado e frequente, representando uma percentagem do esforço total sobre as estruturas, e espera-se que a margem de todos os esforços para o momento máximo da estrutura seja suficiente para sobreviver a condições de vento mais adversas.

Quando uma corrente de ar (com velocidade de vento reduzida) encontra um objeto cilíndrico formam-se vórtices, na parte traseira do objeto, neste caso, o condutor. Estes vórtices alternam entre a parte superior e inferior do condutor, criando um desbalanço de pressões, que produzem movimentos em ângulo reto com a direção do vento, ascendentes e descendentes, como ilustra a Figura 16.

Figura 16 – Vibrações eólicas.



Fonte: adaptado de (SNEGOVSKI, 2004).

Observações em laboratório demonstram que este tipo de fenômeno pode ser induzido por ventos com velocidades na faixa de 1 a 7 m/s (WHAPHAM, 2012). Este tipo de vibração de baixa amplitude (aproximadamente uma vez o diâmetro do condutor) e frequência mais elevada, resultante de ventos com velocidades reduzidas, é denominado por *vibração eólica*. Este tipo de vibração pode impactar na confiabilidade das redes de distribuição, uma vez que tais fenômenos podem causar a abrasão ou desgaste dos condutores ou equipamentos que os suportam. A frequência,  $f_V$ , a que os vórtices alternam entre a parte superior e inferior do condutor pode ser calculada por meio da aproximação baseada no número de *Strouhal* (WHAPHAM, 2012)

$$f_V = 3,26 \cdot \frac{V}{d} \quad (2.8)$$

onde  $V$  é a velocidade do vento (m/h) e  $d$  o diâmetro do condutor (polegadas).

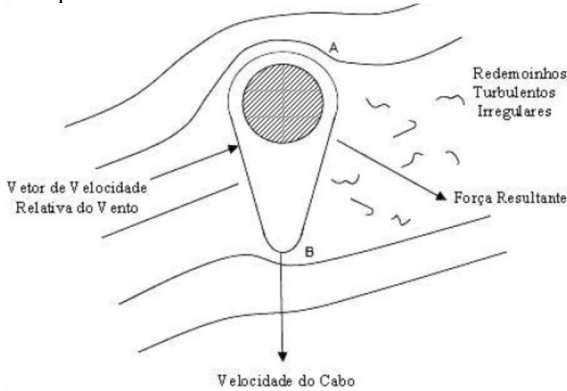
Uma das estratégias para diminuir os efeitos deste tipo de vibração consiste na instalação de amortecedores nos condutores. Desta forma, a liberdade de movimento do condutor é condicionada, pois a tensão sobre este aumenta. Em relação às consequências para o funcionamento da rede de distribuição, é importante referir que a manifestação da vibração eólica não constitui necessariamente um problema. Contudo, se a magnitude e frequência de ocorrência for manifestamente elevada, danos sobre a forma de abrasão e desgaste podem se manifestar ao longo do tempo.

A ocorrência de ventos moderadamente fortes pode provocar o movimento (normalmente vertical) dos condutores, principalmente se sobre a superfície do mesmo se formou uma camada de gelo. Este fenômeno denomina-se de *galope do condutor* (RAWLINS, 1981). O galope ocorre quando um condutor apresenta um perfil assimétrico face a uma corrente de vento moderadamente alta (superior a 7 m/s).

O galope em um condutor é uma oscilação de baixa frequência (entre 0,1 e 3 Hz), grande amplitude (entre 0,1 até 1 vez a distância da flecha) e predominantemente vertical, induzida pela ação do vento sobre o condutor. Este tipo de movimento geralmente requer a formação de uma assimetria sob o corpo cilíndrico do condutor, pelo que, a sua manifestação é mais frequente quando se verificam temperaturas baixas, que originam a formação de uma camada de gelo sobre o condutor.

Este tipo de fenômeno, ilustrado na Figura 17, pode causar vários tipos de defeito na rede de distribuição.

Figura 17 – Galope do condutor.

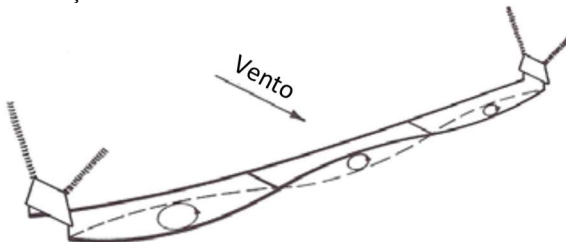


Fonte: (SANTOS, 2008).

Devido à elevada amplitude do galope, as consequências podem-se manifestar de várias formas. A primeira é a possibilidade de curto-circuito por contato entre fases. Este tipo de contato pode causar queimaduras severas e danificar os condutores. Outra possibilidade é o desgaste dos apoios de suspensão, em resultado dos esforços adicionais impostos ao condutor. Por fim, a consequência mais grave é a queda da própria estrutura de suporte, devido ao excesso de carga sobre a mesma.

A *oscilação de sub-vão* (ou oscilação de esteiramento) é um fenômeno característico em condutores expostos a ventos fortes (entre 7 a 18 m/s) (WANG, 2008). Resulta da interferência que os condutores a barlavento provocam no fluxo de ar a sotavento e originam movimentos nos planos vertical e horizontal. Este tipo de fenômeno envolve a oscilação dos condutores em trechos entre dois espaçadores, nos quais ambos os condutores se movem em conjunto, como ilustra a Figura 18.

Figura 18 – Oscilação de sub-vão.



Fonte: (LILIEN, J., SNEGOVSKI, 2004).

Este tipo de oscilação é mais frequente em sistemas de transmissão, mas podem ser também verificados em sistemas de distribuição e pode ainda, ocorrer com a presença de gelo sobre os condutores, mas a sua manifestação é mais frequente em tempo seco. Os danos resultantes deste fenômeno, na maioria dos casos, limitam-se ao desgaste dos equipamentos de suspensão e afastamento ou, em cenários mais graves, à danificação dos equipamentos de suspensão ou dos próprios condutores devido à colisão.

### 2.1.3.3 Associação aos contatos de vegetação

O contato entre a rede e a vegetação, seja um galho ou árvore, está na origem de muitos dos problemas que afetam os sistemas de distribuição. Para a vasta maioria das distribuidoras, o contato com vegetação está no topo das causas mais frequentes de interrupção de serviço. Quando um galho ou árvore entra em contato com um circuito da rede, os danos podem ser dispendiosos, em tempo e custo de reparação, para além do prejuízo no desempenho da rede de distribuição. O contato com a vegetação pode originar longas interrupções de serviço, além de afundamentos e interrupções momentâneas (SHORT, 2014).

Interrupções associadas a vegetação resultam do contato entre elementos da rede de distribuição, em especial os condutores das linhas aéreas de distribuição, com galhos ou árvores, potencialmente perigosos (galhos secos, mortos ou danificados). Este tipo de falta é ainda potencializado por uma condição de tempo mais adversa (em especial ventos de velocidade elevada), que aumenta a probabilidade de ocorrência deste tipo de falta. Na maioria dos casos estas interrupções são consideradas não previsíveis, pois estas árvores potencialmente perigosas encontram-se localizadas fora da faixa de servidão das linhas de distribuição e, muito provavelmente, não incluídas nas rotinas e programas de manutenção e poda ambiental das distribuidoras de energia. Compreender como o contato da vegetação causa uma interrupção é importante, não só para auxiliar as distribuidoras a gerenciar a manutenção da vegetação, mas também para melhorar as hipóteses e modelos de falta geralmente associadas às metodologias probabilísticas para avaliação do desempenho de sistemas de distribuição de energia.

A interrupção por contato com vegetação depende, evidentemente, da presença de vegetação nas imediações da rede de distribuição e ocorre geralmente por uma das seguintes condições:

- Queda de árvore ou galho que resulta na fratura ou queda do poste que sustenta a linha de distribuição;
- Árvore ou galho que encosta dois condutores;
- A queda de um galho promove o contato entre dois condutores; e
- O crescimento natural da árvore estabelece uma ponte de contato entre dois condutores.

Para prevenir a ocorrência de faltas deste tipo, as distribuidoras promovem regularmente programas de poda e manutenção da vegetação, procurando diminuir o risco de contatos provenientes da vegetação circundante à rede de distribuição. A regularidade deste tipo de programas interfere naturalmente na probabilidade de ocorrência deste tipo de falta. A mortalidade das árvores é um processo contínuo, pelo que o número de árvores e galhos potencialmente perigosos aumenta progressivamente. Seriam necessários programas de manutenção com uma regularidade curta (dias ou semanas) para remover todas essas árvores ou galhos. Porém, esta é uma prática custosa e missão praticamente impossível para a maioria das distribuidoras, sendo frequentes programas de poda e remoção de árvores com regularidade anual ou superior. Por esse motivo, um número considerável de árvores ameaça anualmente o normal funcionamento dos sistemas de distribuição de energia.

A população e distribuição da vegetação pela área circundante à rede de distribuição dependem da geografia e densidade de árvores. Dados recolhidos na região de Alberta (Canadá), apresentados na Tabela 3, revelam que entre as idades de 20 e 100 anos, cerca de 4 000 árvores por hectare, da espécie *Pinus Contorta* (pinheiro), morrerão.

Tabela 3 – Densidade e mortalidade para a espécie *Pinus Contorta*.

Idade	Densidade (árvores/hm <sup>2</sup> )	Altura predominante (m)	Mortalidade (nº de árvores)
20	4 431	8	0
30	3 961	10	0
40	3 002	13	353
50	2 229	16	1 732
60	1 656	19	2 305
70	1 236	20	2 726
80	934	22	3 027
90	722	23	3 240
100	581	24	3 380

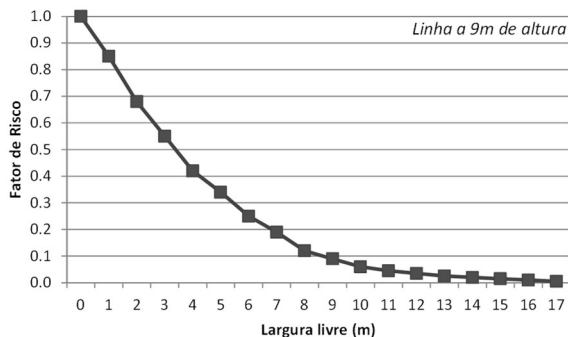
Fonte: (GUGGENMOOS, 2003).



Em termos práticos significa que, para uma rede distribuição que atravesse uma região com este tipo de vegetação, cerca de 4 000 árvores, em um espaço de 100 anos, serão potencialmente perigosas. Transformando em valores anuais, em média, cerca de 50 árvores por hectare representam uma ameaça para o funcionamento da rede. Naturalmente, apenas uma percentagem destas árvores ou galhos será capaz de atingir e perturbar o funcionamento da rede assim como a densidade de árvores varia de sistema para sistema, contudo fica claro que esse perigo é proporcional à exposição da rede a essa vegetação, ou seja, à densidade de árvores.

O risco de uma árvore atingir uma linha de distribuição foi avaliado em (GUGGENMOOS, 2003) e o resultado foi o gráfico apresentado na Figura 19, onde a probabilidade de a linha ser atingida (colocada a 9 m de altura) é função da distância à linha, por uma árvore com 20 m de altura.

Figura 19 – Probabilidade de contato com a linha de distribuição em função da distância da árvore à linha.



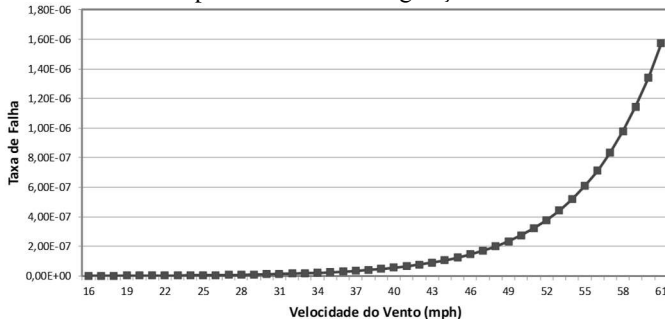
Fonte: adaptado de (GUGGENMOOS, 2003).

Quanto menor é a distância da árvore à linha, maior é a probabilidade de uma árvore potencialmente perigosa realizar contato com uma linha de distribuição.

Para compreender melhor de que forma a vegetação compromete o funcionamento de um sistema de distribuição, é importante conhecer e compreender os principais fatores associados a este tipo de falta. Fatores como a precipitação, temperatura, exposição solar, vento e condição do solo são determinantes para o crescimento e conservação da vegetação, no entanto o vento é o fator associado à vegetação que mais risco traz para o sistema de distribuição. Sendo altamente correlacionado com o clima, em especial pelas condições de vento, o contato da vegetação em linhas aéreas está intrinsecamente ligado à velocidade de vento registrada. Em

um estudo que utiliza 10 anos de histórico de interrupções, verificou-se que a taxa de falha associada aos contatos por vegetação varia exponencialmente com o vento, como ilustra a Figura 20.

Figura 20 – Taxa de falha para contato com vegetação.

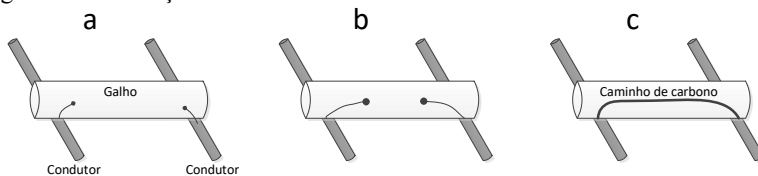


Fonte: adaptado de (GUGGENMOOS, 2011).

Observando o gráfico da Figura 20 é possível constatar que para ventos inferiores a 30 m/h (13,4 m/s) a probabilidade de uma árvore ou galho resultar em interrupção é praticamente nula, porém a probabilidade aumenta rapidamente para velocidades de vento superiores a 60 m/h (26,8 m/s). O estudo foi conduzido para estruturas de transmissão, contudo, é expectável um comportamento de curva semelhante para as estruturas de distribuição, porém com velocidades de vento inferiores.

Para um galho de árvore provocar uma falta, esse galho precisa estabelecer uma ponte entre dois condutores por um intervalo de tempo. Apenas o contato do galho com um condutor não é suficiente para que ocorra uma falta ao nível da distribuição, pois este tipo de contato absorve menos de 1 A de corrente (elevada resistência à corrente), o que é o suficiente para queimar algumas folhas, mas não para a ocorrência da falha ou acionamento da proteção. Para compreender como se origina e desenrola uma falta por contato com vegetação, considere-se a Figura 21.

Figura 21 – Evolução do “caminho” de carbono.



Fonte: (BROWN, 2009).

Quando um galho entra em contato com dois condutores energizados (ou um condutor e o neutro), a falta não ocorre imediatamente. Devido à resistência do galho, porém, um estresse elétrico é imposto e dois processos se iniciam (BROWN, 2009):

- 1) Uma pequena corrente circula no galho, começando a secar as fibras da madeira; e
- 2) Um arco elétrico ocorre em ambos os pontos de contato, iniciando a carbonização da celulose nos pontos de contato com o condutor;

Nesta altura, se por um lado o arco elétrico resulta na dissecação do galho aumentando a sua resistência (diminuindo a corrente), por outro, o arco em ambas as extremidades oxida os componentes orgânicos, o que resulta na criação de carbono (Figura 21a). O carbono é condutor, pelo que o risco de falta é crescente. À medida que o arco se propaga, um caminho em carbono começa a se formar em cada extremidade, movendo-se na direção do centro (Figura 21b). Se a resistência do galho aumentar para um valor significativamente elevado antes de o caminho em carbono se formar por completo, não haverá falta. Porém, se o caminho em carbono se estabelecer completamente, a impedância do galho diminui significativamente, possibilitando a passagem de uma corrente alta que originará a falta (Figura 21c) e o acionamento da proteção a montante. A partir deste momento a falha é permanente, pelo que a abertura e consequente fechamento do religador não causarão o restabelecimento do serviço, uma vez que o caminho em carbono ainda estará lá assim que o religador se fechar, a não ser que na abertura do circuito o galho caia.

A formação do caminho em carbono é condição necessária para o surgimento de uma corrente de falta, porém, outros fatores são importantes para determinar se o contato do galho resultará em falta, nomeadamente: o *gradiente de tensão*, a *espécie* e *dimensão* do galho.

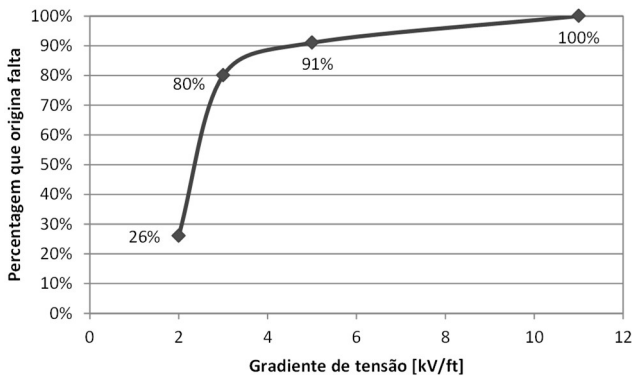
O gradiente de tensão é o fator mais importante para a ocorrência ou não da falta. Ele é a razão entre a tensão nominal de operação dos condutores ( $V$ ) e a distância ( $d$ ) que os separa

$$\text{Gradiente de Tensão} = \frac{V}{d} \quad (2.9)$$

Dependendo do valor do gradiente de tensão, o caminho em carbono vai se formar mais rápido que o aumento da resistência pela secagem da madeira, e a falta ocorrerá. Porém, se o gradiente de tensão for reduzido, a resistência do galho pode aumentar o suficiente para que

o caminho de carbono não se complete e, conseqüentemente, a falta não ocorrerá. Isto explica porque é que muitas vezes as equipes de manutenção encontram galhos entre condutores sem que se tenha verificado a ocorrência de uma interrupção no sistema. À medida que a tensão dos condutores aumenta e a distância entre os potenciais pontos de contato (afastamento entre condutores) diminuem, o gradiente de tensão aumenta. A verossimilhança da falta depende do gradiente de tensão ao longo do galho, como demonstra a Figura 22.

Figura 22 – Percentagem de falhas por gradiente de tensão.

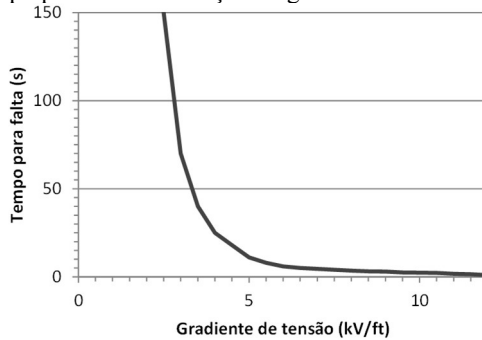


Fonte: adaptado de (GOODFELLOW, J., APPELT, 2013).

O contato da vegetação com redes de distribuição de classes de tensão mais elevada (35 kV e superiores), às quais estão associados valores elevados de gradiente de tensão, resultará em faltas para percentagens perto dos 100%. Para gradientes de tensão associados às classes de 15 kV, a percentagem desce para 80%. Para classes de tensão mais baixas (inferiores 5 kV), a percentagem de contatos com vegetação que resulta em falta, decresce para valores reduzidos, quase nunca resultando em falta.

Ao gradiente de tensão está também associado um tempo para falta, isto é, o tempo necessário para o caminho de carbono se formar, a partir do qual a falta ocorrerá. Quanto mais elevado for o gradiente de tensão menor será o tempo para a ocorrência da falta. Para valores de gradiente de tensão sensivelmente inferiores a 2 kV/ft, não ocorrerá falta, como evidencia o gráfico da Figura 23, que relaciona o gradiente de tensão como tempo para falta para uma espécie específica de árvore.

Figura 23 – Tempo para falta em função do gradiente de tensão.

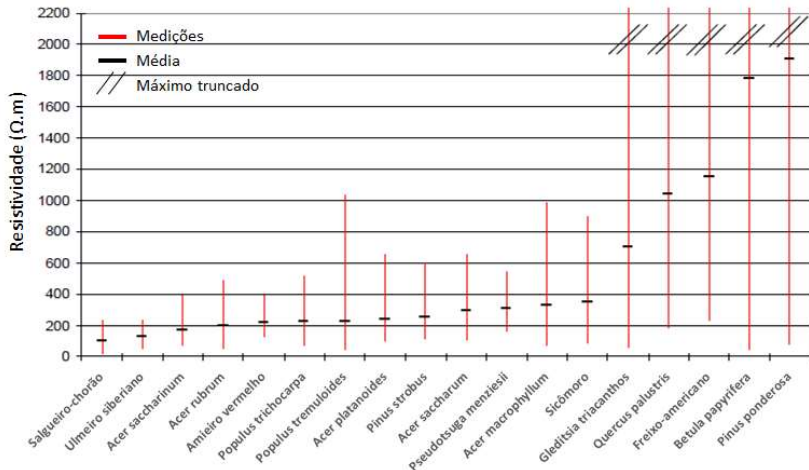


Fonte: adaptado de (SHORT, 2014).

A curva apresentada na Figura 23 varia com a espécie de árvore, no entanto é expectável que a forma da curva se mantenha, movendo-se apenas no eixo horizontal em função da espécie. Para um mesmo gradiente de tensão, é mais provável a ocorrência de falta para galhos vivos do que mortos, pois galhos mortos ou podres são mais susceptíveis de incendiar ou partir nos primeiros instantes do contato.

Outro importante fator para a ocorrência da falta é a resistividade do galho ou árvore. A Figura 24 compila as resistividades para diferentes tipos de espécies, baseadas em um ensaio laboratorial.

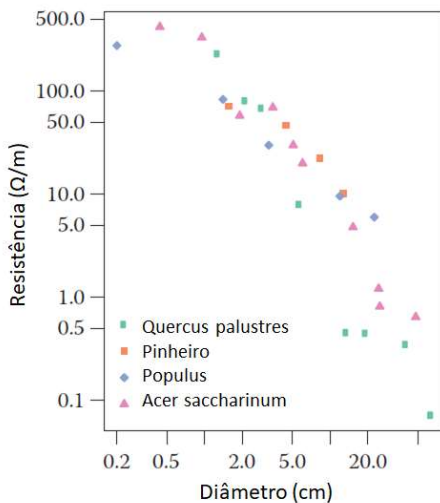
Figura 24 – Resistividade média por espécie de árvore.



Fonte: (GOODFELLOW, J., APPELT, 2013).

Por fim, galhos de maior diâmetro são mais condutores, pelo que têm maior probabilidade de causar falhas devido à sua baixa impedância. A resistência está fortemente correlacionada com o diâmetro do galho. A Figura 25 apresenta a resistência de um galho em função do seu diâmetro, para diferentes espécies de árvore.

Figura 25 – Resistência do galho em função do diâmetro.



Fonte: (SHORT, 2014).

#### 2.1.4 Esquemas de proteção

Os sistemas de distribuição estão expostos ao fluxo de sobrecorrentes em seus elementos. Estas correntes anormais resultam de condições atípicas na operação da rede, como sobrecargas ou faltas que originam curtos-circuitos no sistema e, conseqüentemente, comprometem a segurança da operação. Para minimizar os efeitos de faltas, as distribuidoras equipam as suas redes de equipamentos de proteção, capazes de proteger o sistema contra curtos-circuitos. Contudo, os sistemas de proteção precisam atuar de forma correta, minimizando as parcelas de rede interrompidas para isolar as faltas, preservando a continuidade do serviço, mas também procurando atenuar o custo associado à instalação e substituição dos equipamentos de proteção. Isto requer a adoção de filosofias de proteção adequadas às necessidades e objetivos da distribuidora. A escolha de um esquema de proteção requer a análise das condições de curto-circuito para estimar as condições de

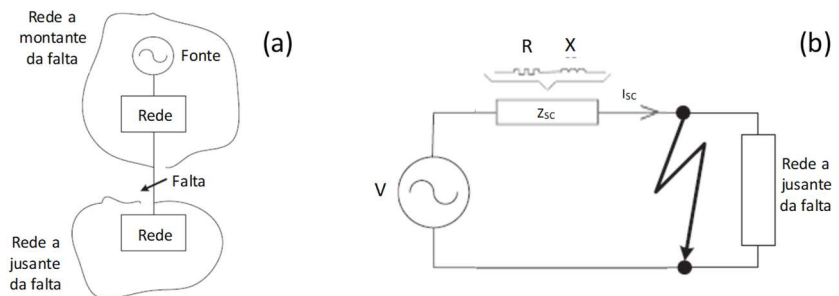
correntes extremas no sistema, uma escolha adequada dos equipamentos de proteção e uma filosofia adequada para coordenação eficiente dos mesmos. Estes aspectos serão discutidos nas seções seguintes.

#### 2.1.4.1 Análise de curto-circuito

A análise do curto-circuito é uma componente importante em sistemas de distribuição, pois é necessária para calcular a *corrente de curto-circuito* nos diferentes elementos da rede, em resultado da ocorrência de uma falta. A corrente de curto-circuito é necessária para definir os sistemas de aterramento e, principalmente, para especificar condutores, as escolhas de proteção e os parâmetros dos equipamentos de proteção, nas diferentes localizações do sistema onde se encontram.

A localização da falta divide a rede em duas parcelas. A parte a montante da falta inclui a fonte de alimentação, enquanto a outra inclui toda a rede a jusante da falta, tal como ilustra a Figura 26(a). Para avaliar a corrente de curto,  $I_{SC}$ , em função do tempo, e para evidenciar a natureza transitória, considera-se o sistema equivalente da Figura 26(b). Neste circuito, a rede a montante da falta é representada por uma fonte de tensão  $V$  aplicada a uma resistência  $R$  em série com a reatância  $X$  (que formam a impedância de curto-circuito  $Z_{SC}$ ).

Figura 26 – (a) localização da falta; (b) circuito equivalente.



Fonte: adaptado de (PRÉVÉ, 2006).

A corrente de curto circuito é altamente dependente da impedância equivalente da rede vista do ponto da falta. Já o valor da impedância equivalente depende do condutor, topologia da rede, aterramento, equipamentos que compõe a rede, tipo de falta e localização da falta. Para redes particularmente complexas, onde é imprescindível analisar a corrente de curto circuito em função do tempo, desde o momento da falta

até ao instante em que esta é atenuada, é indispensável uma representação mais detalhada e complexa dos componentes que compõe a rede e, conseqüentemente, programas e softwares utilizando metodologias e técnicas mais precisos. Para contornar a situação e diminuir o esforço numérico e computacional, o cálculo da corrente de curto-circuito é, frequentemente, simplificado, considerando modelos lineares e analisando a falta em regime permanente. Assim, o cálculo da corrente de curto circuito pode ser realizado utilizando álgebra linear e manipulação de matrizes. As matrizes de admitância e impedância são mais facilmente manipuláveis e a precisão na simulação da falta é adequada à maioria dos estudos.

#### 2.1.4.2 Equipamentos de proteção

As redes de distribuição estão sujeitas a diferentes tipos de faltas, com origens internas ou externas. As falhas devido a causas internas, com origem nos próprios componentes, são particularmente danosas pelas suas conseqüências em termos térmicos, sobreaquecimento dos equipamentos devido às correntes de falta e ainda pela ocorrência de sobretensões nas fases não afetadas pela falta. Já as faltas de origem externa podem danificar o isolamento dos equipamentos, principalmente aqueles expostos ao ambiente. Por estes motivos, equipamentos de proteção são colocados nas redes de distribuição, proporcionando o monitoramento da rede e permitindo a desenergização destes equipamentos na presença de uma perturbação na rede, pela abertura dos equipamentos de proteção.

A proteção das redes de distribuição depende da ação de um conjunto de diferentes equipamentos de proteção, cujos principais objetivos são (WILLIS, 2004):

- Limitar esforços mecânicos, térmicos e dielétrico dos equipamentos;
- Preservar a continuidade e estabilidade da rede elétrica; e
- Proteger os seres vivos dos perigos elétricos inerentes ao funcionamento de um sistema de distribuição de energia elétrica.

Para atingir estes objetivos, os sistemas de proteção precisam atuar de forma rápida, para eliminar a falta no menor tempo possível, de forma correta, atuando de acordo com as suas especificações, e de forma coordenada, isolando a menor porção da rede para eliminar a falta. Os sistemas de proteção, por maior que seja a sua dimensão, não garantem a ausência total de perturbações e interrupções no sistema. Eles apenas



limitam a sua duração e impacto, pelo que a seleção e colocação de equipamentos de proteção deve ser ponderada pela relação custo/desempenho.

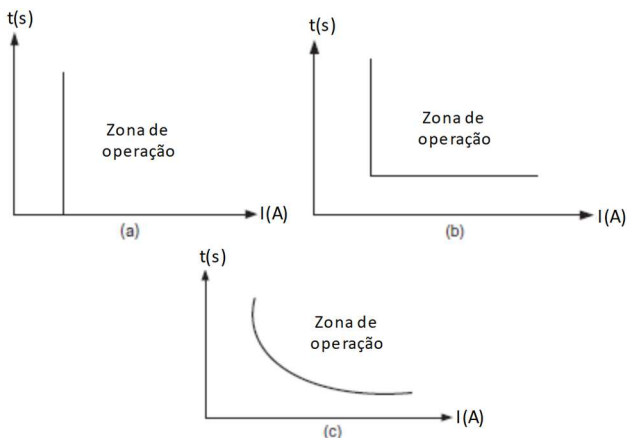
Em seguida são apresentados, e brevemente descritos, os principais equipamentos utilizados para proteção dos sistemas de distribuição.

### Relé de sobrecorrente

Para minimizar o impacto dos curtos-circuitos, os sistemas de distribuição estão equipados de relés de proteção, que são programados para acionar equipamentos com capacidade de interrupção, para operar na sequência de uma condição anômala no sistema. O relé opera quando detecta um sinal de corrente ou tensão que excede um valor pré-definido. Este envia um sinal de abertura ao interruptor para isolar o circuito, fase ou equipamento que experimenta a sobrecorrente do restante do sistema. A corrente de operação, para um qualquer relé de sobrecorrente, é fixa ou ajustável (LAKERVI; HOLMES, 1995). O fechamento dos contatos do relé e a consequente abertura do interruptor acontece quando a corrente que percorre o relé excede um valor previamente definido.

O funcionamento de um relé de sobrecorrente é regido por três tipos de curva, ilustradas na Figura 27, nomeadamente: *instantânea*, *tempo definido* e *tempo inverso*.

Figura 27 – Curvas características do relé de sobrecorrente: (a) Instantânea (b) Tempo definido (c) Tempo inverso.



Fonte: do autor

Com relação à curva instantânea (Figura 27(a)), quando a corrente atinge ou excede o valor pré-definido o relé opera instantaneamente. As definições do relé são ajustadas com base no equipamento a proteger e localização na rede onde é instalado. O seu valor diminui à medida que a localização do relé se afasta do alimentador. Por exemplo, um relé de sobrecorrente instalado no final do alimentador opera para um valor de corrente menor do que quando instalado junto do alimentador, especialmente quando a impedância do alimentador é elevada. Se a impedância do alimentador é menor, quando comparada com a impedância da rede a jusante, a distinção da corrente de falta no início e final do alimentador é incerta, pelo que este tipo de curva pode conduzir a níveis baixos de seletividade para correntes de curto circuito elevadas. Por isso, a baixa seletividade é uma das desvantagens deste tipo de proteção. Por outro lado, quando a impedância do alimentador é elevada, uma proteção atuando de forma instantânea tem a vantagem de reduzir o tempo de operação do relé para faltas mais severas.

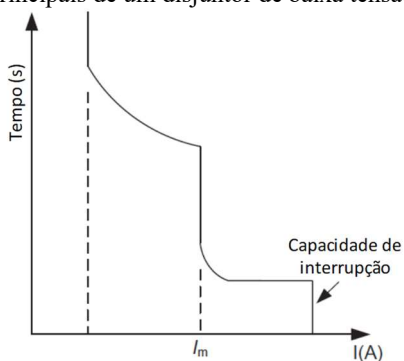
O relé de sobrecorrente que utiliza a curva de tempo definido (Figura 27(b)), tem um tempo de operação que é independente do valor da corrente a partir de uma determinada magnitude. As definições deste tipo de proteção podem ser ajustadas de forma a que o interruptor mais próximo da falta abra, em um tempo menor do que um interruptor a montante, por sua vez com um tempo de abertura maior. Este tipo de relé é ajustado em função de um valor de corrente de arranque, denominada de corrente *pick up*, a partir do qual o relé inicia a contagem do tempo para abertura. Um relé programado por uma curva de tempo inversa vai atuar de forma mais rápida à medida que a corrente aumenta (Figura 27(c)). A curva de tempo característica pode ser inversa, muito inversa ou extremamente inversa, dependendo da necessidade do sistema onde a proteção é aplicada. O ajuste dos relés de tempo definido ou inverso é determinado por duas variáveis: um multiplicador de tempo (“*time dial*”) e a corrente de *pick up*.

## **Disjuntor**

A função principal de um disjuntor é a interrupção da continuidade de um circuito. O disjuntor é um dispositivo de chaveamento mecânico, capaz de interromper a corrente durante uma condição normal de operação e também, por um período limitado de tempo, em condições anormais, como curtos-circuitos. Os disjuntores mais comuns são do tipo a óleo (grande ou pequeno volume), a vácuo, ar comprimido ou a SF<sub>6</sub>.

As características fundamentais de um disjuntor incluem a sua capacidade de interrupção, tensão e corrente nominal, assim como uma adequada configuração para sobrecargas e curtos-circuitos. A tensão para qual o disjuntor foi construído deve ser respeitada nas condições normais de funcionamento. A corrente nominal estabelece o valor máximo de corrente para o qual o disjuntor, equipado com um relé de sobrecorrente, opera continuamente, se garantidas as condições de temperatura estabelecidas pelo fabricante. O relé de sobrecorrente (instantâneo ou com atraso) tem como função fazer atuar o disjuntor após a manifestação de uma corrente elevada, resultante de uma falta. A corrente que faz atuar o disjuntor,  $I_m$ , é normalmente definida por normas (IEEE ou IEC) ou recomendação do fabricante. Um exemplo do desempenho de um disjuntor, ilustrado pela curva tempo/corrente do relé instantâneo, é apresentado na Figura 28.

Figura 28 – Partes principais de um disjuntor de baixa tensão.



Fonte: adaptado de (PRÉVÉ, 2006).

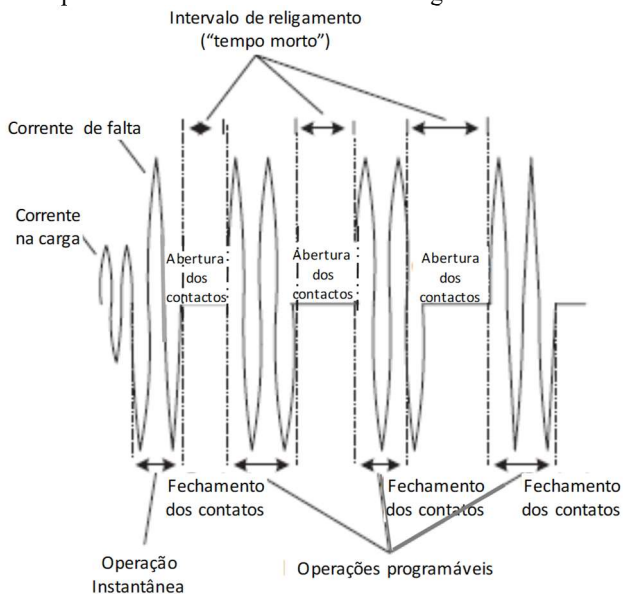
A escolha de um disjuntor deve considerar as características elétricas e ambientais da instalação a que se destina, a capacidade de curto-circuito, especificações técnicas, regulamentos de instalação e as características da carga.

### Religador

O religador é um equipamento, após detecção da falta, realiza um ciclo pré-programada de aberturas e fechamentos até que a falta seja eliminada ou a abertura seja permanente. Neste ciclo, podem ser várias as aberturas e fechamentos, na tentativa de eliminar a falta. Se a falta for temporária, sendo eliminada numa das aberturas, no fechamento

consequente o circuito volta a ser energizado. Se a falta for permanente, após infrutíferas aberturas rápidas, o religador abre uma última vez e nenhuma tentativa de fechamento é realizada até instrução do operador. O número de aberturas/fechamentos é um critério do operador e os fabricantes permite várias operações até à abertura permanente (WILLIS, 2004). Tipicamente, a primeira abertura é instantânea, enquanto as seguintes são programadas em função do tempo, como ilustra a Figura 29.

Figura 29 – Sequência de funcionamento de um religador.



Fonte: adaptado de (SALLAM; MALIK, 2012).

Dependendo das intenções do operador, os religadores podem ser instalados em diferentes localizações de um sistema de distribuição, sendo as mais frequentes:

- Em linhas aéreas com elevada exposição a descargas atmosféricas: Uma abertura rápida da proteção pode diminuir o risco da elevada corrente que resulta de uma descarga elétrica, para os equipamentos e utilizadores da rede. A colocação adequada de um religador e configuração de uma abertura rápida pode economizar a utilização de fusíveis a montante da falta e prevenir a interrupção do fornecimento;

- Em locais remotos da rede: Um religador nestas zonas permite rápidas ações de abertura e reconfiguração da rede, minimizando a duração da interrupção para estes consumidores, além da diminuição de deslocamentos de equipes a estas zonas mais remotas da rede;
- Alimentadores radiais: redes longas requerem múltiplos equipamentos de proteção, providenciando zonas de sobreposição ao nível da proteção. Isto apenas se torna possível através da coordenação dos vários religadores instalados em série, ao longo da rede, para que as faltas mais distantes do alimentador sejam detectadas pelos equipamentos mais próximos do local da falta;
- Subestações: para oferecer proteção primária a um circuito ou equipamento particular;
- Ramos: utilizados para impedir que faltas em circuitos secundários (ramos) interrompam o circuito principal (tronco).

## Fusível

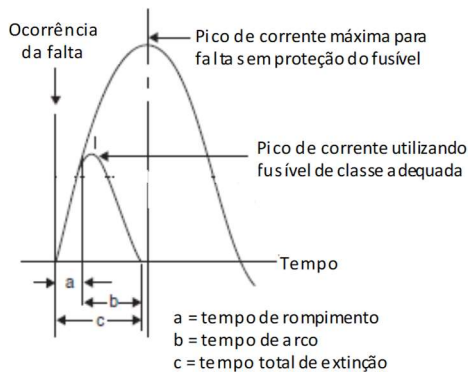
O fusível é um equipamento de proteção contra sobrecorrentes compostos por elementos térmicos e mecânicos. O seu funcionamento está associado à combinação da magnitude e duração da corrente que circula através dele. Quando a intensidade de corrente elétrica que o percorre supera um determinado valor, devido a uma falta, o fusível abre o circuito, interrompendo a fase (ou as fases) afetadas pela falta. A interrupção do circuito não ocorre imediatamente após o rompimento do filamento térmico do fusível, uma vez que a corrente continua a fluir, momentaneamente, por um arco, até que a corrente seja finalmente interrompida. Este período de tempo é denominado de “tempo de arco” (*arcing time*). Este tempo é adicionado ao tempo de rompimento térmico, compondo o período de atuação do fusível. As curvas de atuação dos fusíveis são fornecidas pelos fabricantes.

Os fusíveis são classificados em classes, de acordo com as suas especificações, sendo que algumas destas especificações são adotadas de acordo com as normas ANSI (*American National Standards Institute*). Por vezes, os fusíveis são também classificados em fusíveis de expulsão ou fusíveis de tipo limitador. Os fusíveis podem ainda ser catalogados como do tipo K ou T (IEEE, 2009a). A diferença entre estes dois tipos de fusíveis está na razão que define o tempo de atuação do fusível. Esta razão é obtida pela divisão da corrente mínima de abertura de 0,1 segundos pela corrente mínima de abertura em 300 segundos (até 100 A de corrente nominal) ou 600 segundos (correntes nominais superiores a 100 A). Os

fusíveis do tipo K são fusíveis de abertura rápida, possuindo uma razão entre 6,0 e 8,1. Já os fusíveis do tipo T são fusíveis de abertura lenta, com razão entre 10 e 13,1.

Para compreender a capacidade do fusível para limitar a corrente de curto circuito que atravessa o circuito, a Figura 30 compara a corrente de falta com e sem utilização de um fusível.

Figura 30 – Capacidade de limitação de corrente de um fusível.



Fonte: adaptado de (PRÉVÉ, 2006).

Comparando o valor da corrente, após a falta, para ambos os cenários, claramente o fusível minimiza o impacto da falta, limitando o valor da corrente de falta. A mesma conclusão pode ser extraída para o tempo de extinção da falta, onde o tempo total para eliminar a falta é significativamente reduzido utilizando o fusível. Ao contrário do religador, a abertura do fusível resultará sempre em uma falta permanente para os consumidores a jusante. Após atuação, o fusível tem de ser repostado manualmente, para restaurar o serviço na área afetada.

#### 2.1.4.3 Filosofias de proteção

A técnica de selecionar e coordenar equipamentos de proteção, considerando as suas características e o modo de relacionamento com outros equipamentos, pode ser entendido como o estudo da *filosofia* da proteção (GUIGER, 1988) e engloba a escolha dos equipamentos, local de instalação, parametrização e coordenação. Segundo (GUIGER, 1988), um sistema de proteção deve atender os seguintes requisitos:

- Seletividade: Isolar a menor porção do sistema para eliminação da falta, permitindo que a maior porção permaneça energizada;
- Rapidez: Isolar a falta no menor tempo possível, diminuindo a probabilidade de dano em equipamentos ou propagação da falta;
- Sensibilidade: Distinguir a corrente de falta de uma corrente nominal de operação;
- Segurança: A instalação e atuação da proteção não deve comprometer a integridade das instalações e pessoas;
- Economia: Otimizar o número e localização dos equipamentos, garantindo seletividade com o menor custo de instalação possível.

A filosofia geral para aplicação de sistemas de proteção consiste na divisão do sistema em várias zonas. Cada uma dessas zonas é protegida individualmente por uma proteção (proteção primária), para que essa seja isolada na sequência de uma falta na sua zona, mantendo as demais zonas em serviço. Algumas zonas podem-se sobrepor em alguns pontos da rede, o que significa que, essas zonas vão estar protegidas por mais do que um equipamento de proteção, requerendo uma ação coordenada destes equipamentos. Frequentemente, a proteção é redundante (proteção secundária), colocando equipamentos de proteção para operar em caso de falha da proteção primária. Nestas situações, é essencial que os tempos de abertura da proteção secundária sejam definidos para um tempo maior do que a proteção primária. A escolha e definição dos esquemas de proteção em sistemas de distribuição pode ser resumida em duas etapas distintas (SALLAM; MALIK, 2012):

- 1) *Primeira etapa*: Estudo do esquema de proteção e escolha dos equipamentos. A escolha dos componentes não deve ser o resultado de um estudo isolado, mas sim uma fase de destaque no planejamento de um sistema de distribuição, considerando aspectos de estrutura e topologia do sistema, modos de operação, perfil das cargas e as metas de continuidade.
- 2) *Segunda etapa*: Coordenação e seletividade da proteção, estabelecendo os parâmetros de cada equipamento de proteção, com base nas suas unidades, características e funções, para garantir a melhor configuração de proteção possível, de acordo com uma filosofia e os modos de operação do sistema de distribuição.

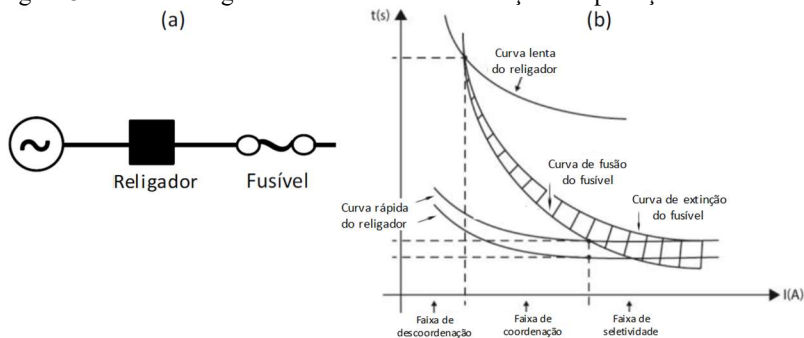
O estudo da coordenação dos equipamentos de proteção é essencial durante a fase de planejamento, para que sejam garantidos os objetivos de

confiabilidade estabelecidos fazendo uso de um orçamento adequado. Um sistema otimizado de proteção requer duas características essenciais: seletividade e coordenação. A *seletividade* pode ser definida como a capacidade de o sistema de proteção isolar a parte faltosa do sistema, retirando-a de serviço, evitando que partes não faltosas do sistema sejam desligadas indevidamente. A *coordenação* consiste na definição de prioridades de atuação dos equipamentos de proteção no sistema.

Para a maioria dos sistemas de distribuição, o esquema de proteção ideal consiste em uma coordenação seletiva, em que apenas o equipamento de proteção mais próximo da falta atua, para extinguir o curto-circuito, e os equipamentos a montante permanecem fechados. Contudo, os diversos equipamentos de proteção possuem características distintas de abertura e fechamento dos seus contatos, pelo que um sistema de proteção coordenado deverá tirar partido dessas características. Em alguns sistemas, ou parcelas do sistema, equipamentos com capacidade automática de religamento, como é o caso dos religadores, devem ser coordenados com fusíveis a jusante, para que a aberturas rápidas do religador (que procuraram extinguir falta temporárias) sejam realizadas antes da abertura permanente do fusível, evitando assim que faltas temporárias evoluam para faltas permanentes.

O procedimento para atingir a coordenação entre equipamentos de proteção consiste, essencialmente, na escolha individual dos equipamentos de proteção, que atendam critérios específicos relacionados com o local de instalação e particularidade do sistema e, posteriormente, traçar as curvas características de corrente de cada equipamento em um coordenograma semelhante à Figura 31.

Figura 31 – Coordenograma com as curvas de atuação das proteções.



Fonte: adaptado de (VENTURINI, 2018).



A Figura 31(a) apresenta um sistema radial genérico, no qual é instalado um religador e um fusível a jusante deste. A sobreposição das curvas características, com os tempos de atuação em função da corrente de falta, são apresentadas na Figura 31(b). Observando o coordenograma resultante, três faixas são evidenciadas no eixo horizontal da corrente: faixa de descoordenação, coordenação e seletividade. Na condição ideal de coordenação, após uma falta, as duas aberturas rápidas do religador ocorrem antes da abertura permanente do fusível (se a falta ocorre a jusante do religador) ou da abertura lenta do religador (se a falta ocorre a montante do fusível). Este procedimento ocorrerá na “faixa de coordenação”. Para valores elevados da corrente de falta, dada a severidade deste tipo de correntes para os equipamentos no sistema, o esquema de proteção deve priorizar a sua extinção, pelo que a seletividade necessária é obtida pela atuação do fusível. Esta faixa de operação é denominada de “faixa de seletividade”. Por fim, para valores menores de corrente de falta, apesar das aberturas rápidas do religador estarem coordenadas com o fusível, a abertura lenta do religador também ocorrerá antes do fusível, provocando o desligamento completo do sistema. Uma vez que este procedimento é danoso para a continuidade, esta faixa é denominada de “faixa de descoordenação”.

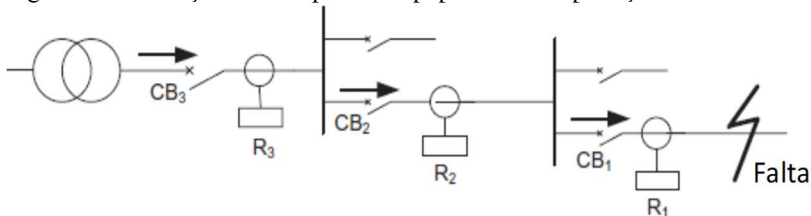
Do ponto de vista da continuidade, a instalação de religadores permite a restauração automática do serviço, sem ação humana, diminuindo a possibilidade de faltas transitórias tornarem-se permanentes. Já a instalação de fusíveis permite uma maior segmentação, minimizando não só a aérea desligada após falta, como também facilitar a localização da falta para posterior reparação e reposição do serviço pelas equipes de campo. Assim, este tipo de configuração, como disposto no exemplo da Figura 31, é um procedimento comum e a filosofia para este esquema de proteção obedece o coordenograma exemplificado na mesma figura. Contudo, outros tipos de coordenação podem ser considerados, dependendo do tipo de equipamentos. Em seguida são abordados outros tipos de filosofia.

### **Coordenação de relés de sobrecorrente**

A coordenação da proteção utilizando relés de sobrecorrente tem como premissa o isolamento de uma parcela do sistema, suficiente para eliminar a falta, permitindo que o restante do sistema permaneça em serviço (LAKERVI; HOLMES, 1995). Este tipo de proteção pode ser implementado de diferentes formas, utilizando coordenação baseada em tempo, corrente ou uma combinação das duas.

Em uma coordenação baseada em tempo, os relés de proteção ao longo do sistema são programados com diferentes tempos de abertura. Considere-se o sistema radial na Figura 32. A falta é detectada pelos equipamentos de proteção  $R_1$ ,  $R_2$  e  $R_3$ . O relé  $R_1$  atua em um tempo menor que  $R_2$ , que por sua vez atua em um tempo menor que  $R_3$ . Quando o interruptor  $CB_1$  abre (uma vez que está associado ao relé  $R_1$ ), a falta é eliminada e os relés  $R_2$  e  $R_3$  retornam à sua posição de espera (*standby*).

Figura 32 – Detecção da falta por três equipamentos de proteção.



Fonte: adaptado de (SALLAM; MALIK, 2012).

A diferença no tempo de operação,  $\Delta t$ , entre duas proteções consecutivas define o intervalo de coordenação. Este tipo de coordenação tem como vantagem a sua simplicidade e margem de reserva (*backup*) pois, por exemplo, se a proteção  $R_1$  falha,  $R_2$  atuará após  $\Delta t$ . Por outro lado, na eventualidade de um grande número de falhas em cascata, uma vez que a proteção mais a montante tem o tempo de abertura elevado, o tempo para eliminar a falta pode ser incompatível com a tolerância dos equipamentos à corrente de curto-circuito.

### **Coordenação de religadores**

Para a coordenação de um conjunto de religadores em série, é necessário que o tempo de atuação do religador seja mais rápido do que qualquer outro equipamento de proteção a montante deste e mais lento do que um qualquer outro a jusante. Uma margem de segurança entre os tempos de atuação de equipamentos consecutivos deve ser mantida para qualquer tipo de falta. Então, a coordenação entre dois religadores em série baseia-se na separação dos tempos de atuação em função das suas curvas características. A IEC (*International Electromechanical Commission*) e o IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) disponibilizam normas para uma melhor adequação destes equipamentos de proteção.

## **Coordenação de fusíveis**

O princípio da coordenação entre fusíveis impõe que o tempo máximo para extinguir a falta do fusível principal não exceda em 75% o tempo mínimo de rompimento do fusível secundário. Esta percentagem é utilizada para compensar os efeitos da corrente de carga e temperatura ambiente (SALLAM; MALIK, 2012).

## **Coordenação de religadores-fusíveis e *fuse saving***

A coordenação entre religadores e fusíveis depende da localização de ambos na rede, em relação à fonte e carga. Se o religador estiver mais próximo da fonte, funcionará como reserva de proteção do fusível instalado perto da carga ou vice-versa. Para um esquema de proteção que coloca fusíveis do lado da carga, é necessário garantir que o tempo de abertura do fusível é inferior ao da curva lenta do religador. O religador deve estar programado para, pelo menos, duas aberturas lentas, para prevenir a interrupção de serviço em resultado de faltas temporárias. Além disso, o tempo mínimo de rompimento do fusível deve ser maior que a curva rápida do religador. Para um esquema de proteção que coloca fusíveis do lado da fonte, todas as aberturas do religador devem ser mais rápidas que o tempo mínimo de rompimento do fusível (WILLIS, 2004). Este tipo de coordenação é conhecido como “*fuse saving*” e é utilizado para impedir a atuação do fusível em função de faltas temporárias, o que permite economizar a reposição, muitas vezes dispendiosa, destes fusíveis.

### **2.1.5 Qualidade de energia e variações de tensão**

Os consumidores de energia elétrica deveriam ter à sua disposição uma tensão alternada sinusoidal com frequência e amplitude que, em condições normais de operação, se manteria razoavelmente constante ao longo do tempo. Contudo, a qualidade deste sinal é, por vezes, prejudicada por um conjunto de fatores inerentes à operação das redes de distribuição e, consequentemente, a qualidade da energia entregue aos consumidores pode não atender os critérios desejados por estes. Neste trabalho, adota-se a definição das normas IEEE, que caracteriza qualidade de energia como “um conjunto de fenômenos eletromagnéticos que caracterizam a tensão e corrente do sistema, em um determinado local e instante de tempo” (IEEE, 2009b).

Os problemas de qualidade de energia podem ser classificados em três grupos (SALLAM; MALIK, 2012):

- 1) Problemas com origem na rede elétrica que causam problemas no consumidor: estes problemas podem estar relacionados com a regulação da tensão, localização e capacidade dos bancos capacitores, tipo de linha, tamanho do transformador, etc. A distribuidora procura entregar um sinal de tensão no valor ideal, porém, alguns destes equipamentos podem, pontualmente, deformar este sinal.
- 2) Problemas com origem no consumidor que causam problemas a outros consumidores: alguns equipamentos de um consumidor particular, como retificadores, equipamentos de soldadura, motores ou outros equipamentos deste tipo podem comprometer a qualidade de energia de outros consumidores conectados na mesma rede.
- 3) Problemas com origem no consumidor que causam problemas aos equipamentos do próprio consumidor: o defeito ou má ligação de algum equipamento do consumidor pode introduzir a presença de harmônicos ou causar um desbalanço que causa problemas de qualidade de energia no próprio consumidor.

Afundamentos, elevações, desequilíbrio de tensões, transitórios ou distorção da tensão são alguns dos problemas de qualidade de energia mais frequentes. Estas distorções são o resultado de uma variedade de eventos, desde manobras de chaveamento nas instalações do consumidor ou em resultado de uma falta que ocorre a quilômetros do consumidor que experiência problemas de qualidade de energia. Os problemas de qualidade de energia são tipicamente classificados e agrupados em função da duração média dos eventos. O Quadro 3 apresenta os principais problemas de qualidade de energia, a sua duração e magnitude típica, adotando as categorias sugeridas pela norma 1159-2009 da IEEE.

A caracterização de todos os tipos de problema de qualidade de energia não é o foco deste trabalho. Contudo, uma descrição sumária de cada uma das categorias apresentadas no Quadro 3 pode ser encontrada no Anexo A. Neste trabalho, apenas as variações de tensão serão objeto de análise e discussão mais detalhada. Alguns autores, inclusive, estabelecem uma relação muito próxima entre os termos “qualidade de energia” e “qualidade da tensão”. Nas seções seguintes, dois tipos de variação de tensão, mais relevantes para o contexto deste trabalho, são abordados em maior detalhe, nomeadamente os afundamentos e elevações de tensão.

Quadro 3 – Categorias dos problemas de qualidade de energia.

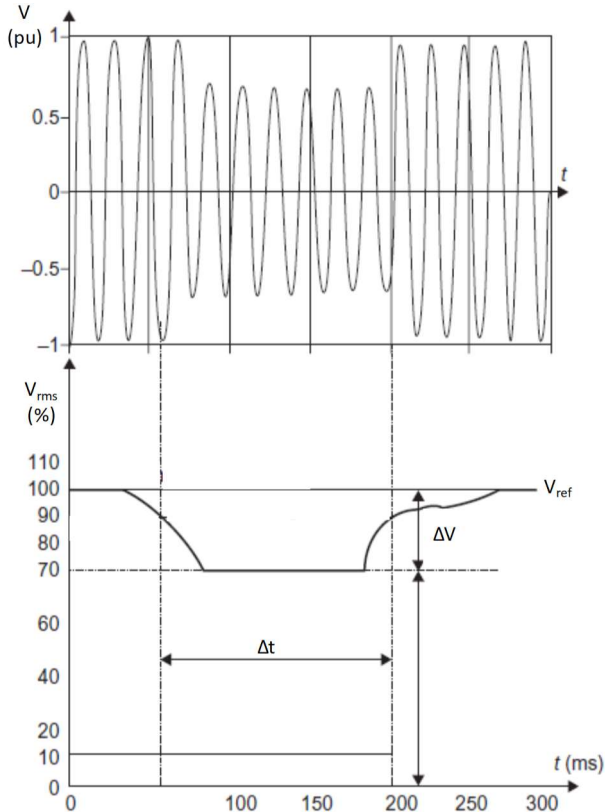
<b>Categoria</b>	<b>Duração</b>	<b>Magnitude da Tensão</b>
1. Transitórios		
1.1 Impulso		
1.1.1 Nanossegundo	< 50 ns	
1.1.2 Microssegundo	50 ns – 1 ms	
1.1.3 Milissegundo	> 1 ms	
1.2 Oscilação		
1.2.1 Baixa frequência	0,3 – 50 ms	0 – 4 pu
1.2.2 Média frequência	20 $\mu$ s	0 – 8 pu
1.2.3 Alta frequência	5 $\mu$ s	0 – 4 pu
2. Variações RMS de curta duração		
2.1 Instantânea		
2.1.1 Afundamento ( <i>sag</i> )	0,5 – 30 ciclos	0,1 – 0,9 pu
2.1.2 Elevação ( <i>swell</i> )	0,5 – 30 ciclos	1,1 – 1,8 pu
2.2 Momentânea		
2.2.1 Interrupção	0,5 ciclos – 3 s	< 0,1 pu
2.2.2 Afundamento ( <i>sag</i> )	30 ciclos – 3 s	0,1 – 0,9 pu
2.2.3 Elevação ( <i>swell</i> )	30 ciclos – 3 s	1,1 – 1,4 pu
2.3 Temporária		
2.3.1 Interrupção	> 3 s – 1 min	< 0,1 pu
2.3.2 Afundamento ( <i>sag</i> )	> 3 s – 1 min	0,1 – 0,9 pu
2.3.3 Elevação ( <i>swell</i> )	> 3 s – 1 min	1,1 – 1,2 pu
3. Variações RMS de longa duração		
3.1 Interrupção sustentada	> 1 min	0,0 pu
3.2 Subtensão	> 1 min	0,8 – 0,9 pu
3.3 Sobre-tensão	> 1 min	1,1 – 1,2 pu
3.4 Sobrecarga de corrente	> 1 min	
4. Desequilíbrio		
4.1 Tensão	Regime Permanente	0,5 – 2 %
4.2 Corrente	Regime Permanente	1,0 – 30 %
5. Distorção da forma de onda		
5.1 <i>Offset CC</i>	Regime Permanente	0 – 0,1 %
5.2 Harmônicos	Regime Permanente	0 – 20 %
5.3 Interharmônicos	Regime Permanente	0 – 2 %
5.4 Entalhe ( <i>Notching</i> )	Regime Permanente	
5.5 Ruído	Regime Permanente	0 – 1 %
6. Flutuação de tensão	Intermitente	0,1 – 7 % 0,2 – 2 P <sub>st</sub>
7. Variações de frequência	< 10 s	$\pm$ 0,10 Hz

Fonte: (IEEE, 2009b).

### 2.1.5.1 Caracterização dos afundamentos

As normas IEC definem afundamento de tensão como a redução repentina da tensão alternada, seguido da sua recuperação e retorno à tensão nominal, após um período de tempo de alguns ciclos até alguns segundos. Já as normas IEEE quantificam a profundidade do afundamento, podendo variar de 0,1 a 0,9 p.u. da tensão nominal (ALVES; RIBEIRO, 1999). O afundamento é normalmente detectado pelo cálculo da tensão *rms* (*Root Mean Square*),  $V_{rms}$ , também conhecida como valor eficaz. Um exemplo de afundamento e suas principais características é ilustrado na medição apresentada na Figura 33. A tensão de referência,  $V_{ref}$ , tipicamente é a tensão nominal do sistema.

Figura 33 – Características de um afundamento de tensão.



Fonte: adaptado de (SALLAM; MALIK, 2012).

Um afundamento de tensão é caracterizado pelos seguintes parâmetros (SALLAM; MALIK, 2012):

1. Profundidade ou magnitude do afundamento,  $\Delta V$ : diferença entre a tensão de referência e a menor tensão durante o afundamento. É normalmente expressa em percentagem de  $V_{ref}$ ;
2. Duração,  $\Delta t$ : intervalo de tempo durante o qual a tensão  $V_{rms}$  está no intervalo de referência que a classifica como afundamento;
3. Quantidade de componentes de alta frequência que se formam durante o afundamento e imediatamente após o afundamento (*overshoot*).

A profundidade  $\Delta V$  e a duração  $\Delta t$  são os parâmetros mais comuns para caracterizar o afundamento de tensão (BAGGINI, 2008). Em um sistema trifásico,  $\Delta V$  e  $\Delta t$  são geralmente diferentes para cada fase, pelo que os afundamentos de tensão devem ser medidos e caracterizados por fase. Para classificar o evento, normalmente considera-se o maior afundamento das três fases e assume-se que a duração se inicia no momento em que qualquer uma das fases atravessa o limiar de tensão que a classifica como afundamento e apenas termina quando todas as fases retornam ao valor de referência.

Os afundamentos de tensão são consequência de eventos que induzem correntes elevadas no circuito, o que, por sua vez, causa a redução da tensão ao longo da rede, com a magnitude da tensão a diminuir em proporção à distância elétrica do ponto que originou o distúrbio. As causas mais comuns são as faltas na rede de transmissão, distribuição ou na própria instalação consumidora, ou a energização de cargas pesadas. A duração do afundamento, normalmente, depende do tempo de atuação dos equipamentos de proteção para isolar o defeito, do restante sistema e da porção do sistema onde a falta ocorreu. Independentemente da causa primária, o principal fator para a ocorrência de afundamentos de tensão é o curto-circuito (BAGGINI, 2008). Esta corrente anômala que circula no sistema na sequência de um evento anormal apresenta-se como o principal fator para a ocorrência de afundamentos (e também elevações) nos sistemas de distribuição. Consequentemente, é importante compreender como pode ser calculado o afundamento de tensão na ocorrência de um curto-circuito na rede.

O afundamento que resulta de um curto-circuito no sistema de distribuição é tipicamente curto, durando entre poucos ciclos até alguns segundos, após os quais a tensão retorna ao seu valor de referência (BAGGINI, 2008). Quando a medição do sinal de tensão está disponível,

um ciclo é a janela suficiente para registrar o valor instantâneo da tensão. A forma de onda da tensão durante essa janela é composta por pulsos de um determinado número de amostras  $N$ , registradas nessa janela. A magnitude do afundamento de tensão pode ser expressa em função do valor *rms*, pelo valor de pico ou pela componente fundamental da tensão. O cálculo por cada um dos métodos é sumarizado em seguida.

**Cálculo pelo valor *rms*:** O valor *rms* da tensão é definido como

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i^2} \quad (2.10)$$

onde  $N$  é o número de amostras no intervalo da janela (1 ciclo) e  $v_i$  é o valor da tensão em cada intervalo de tempo (por amostra).

**Cálculo pelo valor de pico:** Por este método, a magnitude do afundamento de tensão é expressa pelo valor de pico durante o evento. O valor de pico é o máximo valor registrado em todas as amostras disponíveis na janela de observação e é dado pela expressão

$$V_{pico} = \max |v(t - \tau)| \quad , \quad 0 < \tau < T \quad (2.11)$$

onde  $T$  é intervalo de tempo da janela.

**Cálculo pela componente fundamental:** Aplicando o teorema de Fourier, a componente fundamental da tensão do afundamento é dada por

$$V_{fund}(t) = \frac{2}{T} \int_{t-T}^t v(\tau) e^{j\omega_0\tau} d\tau \quad (2.12)$$

onde  $\omega_0 = \frac{2\pi}{T}$  e  $T$  representa um ciclo da frequência fundamental.

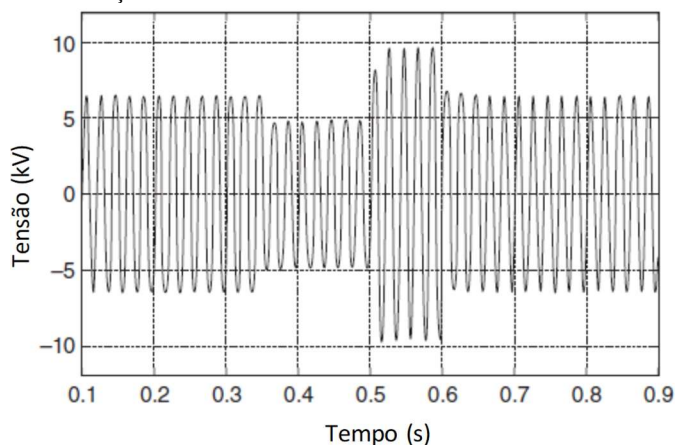
Analisar a duração de um afundamento de tensão é uma tarefa importante para os planejadores e operadores de sistema de distribuição, sobretudo do ponto de vista das escolhas de proteção. Quando ocorre um curto-circuito, o relé de proteção vai atuar, acionando a proteção para isolar o elemento ou porção do sistema em falta da restante rede. Então, a duração do afundamento de tensão é determinada essencialmente pelo tempo de atuação da proteção. Contudo, é importante compreender que este tempo é uma aproximação, pois para a real apuração da duração do



afundamento é necessário considerar o tempo necessário para a proteção detectar a presença do curto-circuito e atuar abrindo os contatos e ainda, após a eliminação da falta e religamento do circuito, a tensão não regressa instantaneamente ao valor de referência (DUGAN et al., 2004). Ainda assim, assumir que a duração do afundamento corresponde à duração associada à atuação da proteção é uma hipótese válida.

Para ilustrar as características do afundamento de tensão descritas anteriormente e métodos para expressar a magnitude do afundamento, apresenta-se o seguinte exemplo didático. Considere o sinal de tensão na Figura 34, obtido por medição, em um ponto específico de uma rede de distribuição.

Figura 34 – Variação da tensão durante o evento de falta.

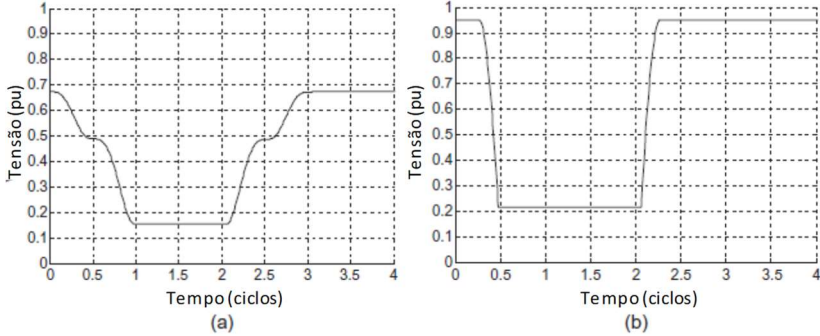


Fonte: (SALLAM; MALIK, 2012).

Considere-se que uma falta temporária trifásica ocorre em um outro local da rede, com uma duração de 0,2 s (entre 0,35 s e 0,55 s). Um religador abrirá o circuito no instante 0,5 s após detecção da falta e religará o sistema no instante 0,6 s após a eliminação da falta, que ocorre no instante 0,55 s. Até ao momento da falta (0,3 s), a forma de onda de tensão no local medido indica que esta permanece em regime estacionário. Aos 0,35 s a falta ocorre e a tensão diminui, configurando o início do afundamento de tensão. Quando o religador abre o circuito (em 0,5 s), transitórios associados à falta são visíveis no sinal de tensão, devido à manobra de abertura, até ao religamento do circuito no instante 0,6 s. Uma vez que a falta é eliminada aos 0,55 s, a tensão regressa à

estacionariedade. O valor do afundamento em valor *rms* e valor de pico é apresentado na Figura 35(a) e Figura 35(b) respetivamente.

Figura 35 – Afundamento de tensão (a) valor *rms* (b) valor de pico.



Fonte: (SALLAM; MALIK, 2012).

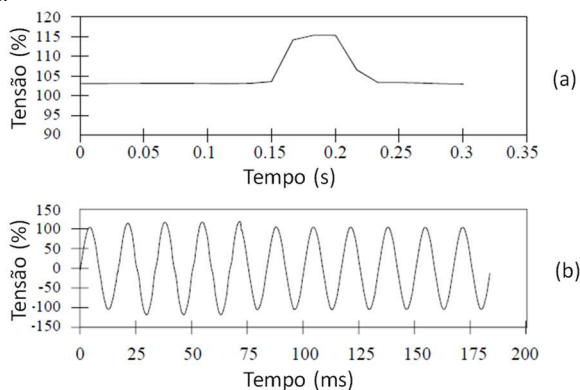
A comparação na Figura 35 revela que o cálculo do afundamento pelo valor *rms* é mais representativo da evolução do afundamento ao longo do tempo, do que pelo valor de pico. Contudo, o valor de pico é suficiente para traduzir a profundidade do afundamento de tensão e, por conseguinte, suficiente para a maioria dos estudos de planeamento e proteção.

Por fim, é importante salientar que a profundidade e duração de um afundamento está também relacionada com outros parâmetros, como a impedância do sistema, valor da corrente de curto-circuito, distância da falta e as características dos componentes na rede (BAGGINI, 2008).

### 2.1.5.2 Caracterização das elevações

Uma elevação de tensão é um aumento da tensão nas fases não envolvidas na falta, quando ocorre uma falta em uma das fases envolvendo a terra. De acordo com (IEEE, 2009b), uma elevação consiste no aumento da tensão *rms* para valores superiores a 1.1 p.u., com duração entre 0,5 ciclos e 1 minuto. Tal como o afundamento, uma elevação é normalmente detectada pelo cálculo da tensão *rms*,  $V_{rms}$ . Um exemplo de uma elevação, considerando o sinal instantâneo da tensão e a correspondente tensão *rms*, são apresentadas na Figura 36(a) e Figura 36(b) respetivamente.

Figura 36 – Elevação de tensão para dois exemplos: (a) tensão *rms* (b) tensão instantânea.



Fonte: (IEEE, 2009b).

A caracterização e forma de cálculo da magnitude da tensão durante uma elevação é um processo bastante semelhante ao realizado para os afundamentos. Uma elevação de tensão é caracterizada pela magnitude e duração do evento. A magnitude da elevação depende da localização da falta, impedância da rede e do aterramento do sistema. A duração depende dos equipamentos de proteção no sistema, podendo variar de poucos ciclos até vários minutos.

À semelhança dos afundamentos, as elevações são resultado de condições de falta no sistema. Tipicamente, a magnitude das elevações varia entre 1,1 p.u. e 1,2 p.u. Elevações curtas, de apenas alguns segundos, são normalmente causados por faltas monofásicas. Já as elevações mais longas podem ter origem em reduções repentinas de carga ou na comutação de um banco capacitor (BOLLEN; GU, 2006).

## 2.2 OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A atividade de distribuição de energia tem um fim de exploração comercial e é habitualmente exercida mediante a atribuição de uma concessão, adjudicada pela entidade que regula o setor. Então, a distribuidora está sujeita a um conjunto de obrigações e responsabilidades para assegurar a eficiência das suas atividades. Deste conjunto destaca-se a segurança, regularidade e qualidade do abastecimento, a garantia da prestação do serviço a todos os clientes da rede e a integridade comercial perante os consumidores em termos de tarifas energéticas. As atividades de distribuição e as práticas das distribuidoras são supervisionadas por

uma entidade reguladora, cujas responsabilidades incluem, entre outras, a definição de tarifas para as atividades reguladas, promoção e estabelecimento dos níveis adequados de continuidade e qualidade de serviço, elaboração de normas, regulamentos e a realização de inspeções ou auditorias (ANEEL, 2016). A qualidade do serviço prestada pelas distribuidoras pode ser dividida em dois aspectos:

- 1) *Qualidade de serviço técnica*: continuidade do suprimento e qualidade da onda de tensão entregue; e
- 2) *Qualidade de serviço comercial*: atendimento, assistência e avaliação da satisfação dos consumidores.

Apesar da qualidade de serviço comercial ser um aspecto importante para as distribuidoras, são os aspectos técnicos, associados à continuidade de serviço e qualidade da energia elétrica que mais as preocupam. Se por um lado, as entidades reguladoras definem incentivos para a melhoria do serviço prestado pelas distribuidoras, elas também as penalizam se a qualidade do serviço não corresponder a um padrão esperado de desempenho. As entidades que regulam o setor estabelecem um conjunto de regras e critérios, que procuram garantir um mínimo de qualidade de serviço prestado aos consumidores. Os regulamentos do setor da distribuição incluem disposições relativas, por exemplo, às competências e responsabilidades da distribuidoras, indicadores e padrões de qualidade de serviço e compensações a pagar quando os indicadores não são cumpridos. O não cumprimento destes critérios poderá resultar em advertências, multas, suspensões temporárias ou, em caso extremo, à perda de concessão do serviço.

Como anteriormente referido e observando a generalidade dos regulamentos do setor da distribuição, a avaliação da qualidade do fornecimento de energia elétrica se resume a dois pontos: *continuidade* de serviço e *qualidade da energia* elétrica. Enquanto o primeiro pode ser avaliado contabilizando o número e duração das interrupções de fornecimento, o segundo diz respeito à capacidade de preservação do sinal de tensão e é avaliado observando amplitude, frequência, forma de onda e simetria do sistema trifásico da tensão.

### **2.2.1 Continuidade de serviço**

A continuidade de serviço caracteriza e avalia os eventos em que se verifica a interrupção de fornecimento e, conseqüente ausência de fornecimento de energia elétrica aos pontos de consumo da rede. A

interpretação de ausência de fornecimento e a sua contabilização, varia consoante os critérios e especificação de cada país. Segundo a norma IEEE 1159 (IEEE, 2009b), uma interrupção ocorre quando a tensão diminui para um valor inferior a 10% do valor nominal para um período de tempo superior a 1 minuto. Em Portugal, por exemplo, para determinar a duração da interrupção, considera-se que o início da interrupção é o instante em que a tensão no ponto de entrega é inferior a 5% do valor da tensão nominal em todas as fases e o final da interrupção é o instante em que a tensão volta a ser igual ou superior a esse percentual (ERSE, 2017). No Brasil, apenas as interrupções com duração igual ou maior do que três minutos são consideradas para contabilização dos índices de frequência e duração (ANEEL, 2018).

De forma geral, a duração de uma interrupção pode ser considerada como um intervalo de tempo desde que a interrupção de serviço é detectada (por comunicação do consumidor ou detecção remota da ausência de tensão) até que a energia seja reposta (por comunicação das equipas de manutenção ou detecção remota da reposição de serviço). O critério para classificar uma interrupção varia entre distribuidoras, no entanto, fica evidente que qualquer variação da tensão, para valores inferiores a 10% da tensão nominal, é classificada como ausência de sinal de tensão e pode ser classificada de interrupção, comumente denominada de interrupção sustentada (ou permanente), uma vez que a duração é significativamente superior às variações de tensão de curta duração.

As distribuidoras procedem, pelo menos uma vez em cada ano civil ao apuramento e caracterização da continuidade de serviço das suas redes de distribuição, calculando, com base no histórico de ocorrências desse ano, os indicadores de continuidade. Estes indicadores podem ser individuais, por unidade consumidora, ponto de conexão ou gerais, para um conjunto de unidades consumidoras, alimentador ou sistema completo. Os indicadores de continuidade habitualmente requeridos para determinar o desempenho das redes de distribuição são (IEEE, 1995b)(WILLIS, 2004):

- 1) SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) – Representa o número médio de interrupções sustentadas no sistema, em um determinado período de tempo estabelecido;

$$SAIFI = \frac{\Sigma \text{Consumidores Interrompidos}}{\text{Total de Consumidores}} \left[ \frac{\text{falhas}}{\text{ano}} \right] \quad (2.13)$$

- 2) SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) – Representa a duração média das interrupções sustentadas do sistema, em um determinado período de tempo estabelecido.

$$SAIDI = \frac{\Sigma \text{Duração das Interrupções}}{\text{Total de Consumidores}} \quad \left[ \frac{\text{horas}}{\text{ano}} \right] \quad (2.14)$$

- 3) ENS (*Energy Not Supplied*) – Energia não fornecida associada às interrupções sustentadas, com base na potência cortada no início da interrupção e na respetiva duração;

$$ENS = \Sigma \text{Energia não entregue} \quad \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{ano}} \right] \quad (2.15)$$

- 4) MAIFI (*Momentary Average Interruption Frequency Index*) – Representa o número médio de interrupções temporárias do sistema, em um determinado período de tempo estabelecido.

$$MAIFI = \frac{\Sigma \text{Interrupções Momentâneas}}{\text{Total de Consumidores}} \quad \left[ \frac{\text{ocorrências}}{\text{ano}} \right] \quad (2.16)$$

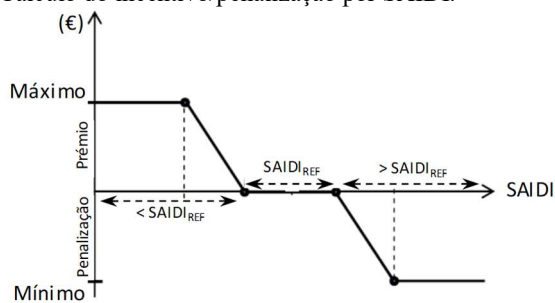
Dependendo do nível de tensão, o cálculo de alguns indicadores não é obrigatório. O ENS e MAIFI são, muitas vezes, calculados apenas para as redes de distribuição de média ou alta tensão. O cálculo destes indicadores deve considerar todas as interrupções que afetem o sistema de distribuição, independentemente da causa de origem, sendo apenas excluídas interrupções associadas a eventos extremos e de baixa probabilidade de ocorrência, como por exemplo catástrofes naturais ou cenários de conflito, que originariam uma distorção significativa na avaliação. Estes indicadores poderão ter diferentes nomenclaturas, dependendo do país. No Brasil, o SAIFI tem o seu equivalente no FEC (Frequência Equivalente de Interrupção) e o SAIDI equivale ao DEC (Duração Equivalente de Interrupção). Tratando-se de um trabalho que procura ser abrangente, são utilizados os termos iniciais, por serem mais utilizados e frequentes na literatura.

As entidades reguladoras estabelecem padrões anuais para os indicadores de continuidade. Dependendo da classificação do sistema, ou do país, os valores podem variar significativamente. Por exemplo, nas redes de distribuição de média tensão em Portugal (ERSE, 2017), dependendo da zona da rede, o padrão estabelecido para o SAIFI é de 3, 5 ou 7 interrupções por ano, enquanto o limite máximo do SAIDI é definido em 3, 4 ou 7h, dependendo da zona. Já na rede de distribuição de

baixa tensão, o limite para o SAIFI é de 3, 5 ou 7 interrupções por ano e um SAIDI de 3, 5 ou 8 horas, dependendo da zona. No Brasil (ANEEL, 2018), os limites estabelecidos pela ANEEL para os indicadores de continuidade variam de acordo com o conjunto em que o cliente está inserido, o nível de tensão e a classificação da área (urbano ou rural). Em 2017, os indicadores coletivos de continuidade DEC e FEC tinham os seus limites definidos em 12,77 interrupções por ano e 9,72 horas por interrupção, respetivamente.

O resultado da avaliação anual dos indicadores de continuidade dita, muitas vezes, se a distribuidora é beneficiada ou penalizada pelo regulador. Dependendo do regulamento e leis em vigor, o desempenho em termos da continuidade define o cálculo e valor das compensações por cumprimento ou incumprimento dos padrões de continuidade de serviço estabelecidos para o sistema. Uma forma comum de cálculo é apresentada na Figura 37, baseada no indicador SAIDI.

Figura 37 – Cálculo do incentivo/penalização por SAIDI.



Fonte: adaptado de (ERSE, 2007).

Se o valor apurado para o indicador se mantiver no intervalo padrão, definido por um SAIDI de referência,  $SAIDI_{REF}$ , não haverá lugar a qualquer compensação. Se o valor for inferior a  $SAIDI_{REF}$ , a distribuidora será premiada com incentivos e, no caso oposto, a apuração de um valor superior ao estabelecido, resultarão na penalização da distribuidora, na forma de multa. Este esquema de penalização e prêmio é de extrema importância para as distribuidoras, uma vez que as penalizações podem impactar significativamente no exercício financeiro da empresa. Por esse motivo, a procura de estratégias e alternativas de rede que promovam uma melhoria dos indicadores de continuidade é uma das atividades mais importantes, nomeadamente dos departamentos de planeamento.

## 2.2.2 Preservação da qualidade da energia elétrica

Os problemas de qualidade de energia mais frequentes em redes de distribuição foram introduzidos na seção 2.1.5 e caracterizados em detalhe no Anexo A. Esta seção pretende apresentar como a distribuidora lida com estes problemas no âmbito da sua atuação, ou seja, enumerar e descrever os critérios para quantificar e avaliar esses fenômenos.

Os problemas de qualidade de energia diferem não só na severidade dos problemas que causam, como também diferem na capacidade de medição e mitigação. No âmbito da operação da distribuidora, estes problemas são avaliados realizando campanhas de medição. As medições são efetuadas em um conjunto de pontos selecionados pela própria distribuidora. À semelhança dos indicadores de continuidade, as características da onda de tensão, em condições normais de exploração, devem respeitar os padrões estabelecidos nos regulamentos. Para a maioria dos países europeus os padrões de qualidade de energia seguem as normas NP EN 50160 e IEC 61000-4-30. Enquanto a norma IEC 61000-4-30 estabelece os métodos de medição, níveis de precisão e define os períodos de agregação, a norma NP EN 501060 define os principais critérios e limites para as variações da onda de tensão.

Apesar do conhecimento dos vários problemas de qualidade de energia, as distribuidoras e as entidades que regulam o setor estabelecem critérios de performance apenas para os problemas mais frequentes, problemáticos e possíveis de quantificar de uma forma eficiente. Então, para caracterizar a tensão das suas redes, as distribuidoras tipicamente realizam medições das seguintes características de tensão (ANEEL, 2018)(NP-EN-501060, 1999)(IEC-61000-4-30, 2003):

- 1) *Afundamento (sags)* – Diminuição abrupta da tensão de alimentação, seguida do restabelecimento da tensão em um intervalo de tempo definido por norma ou regulamento.

Para uma perturbação ser considerada um afundamento, o valor eficaz da tensão de uma ou mais fases deve diminuir repentinamente para um valor situado entre 90% e 5% da tensão de referência. A duração do afundamento tem início quando a tensão diminui para um valor inferior a 90% da tensão de referência e termina quando a tensão retorna a um valor acima de 90% da tensão de referência, acrescido de um valor de histerese. A profundidade do afundamento é definida como a diferença entre o menor valor da tensão *rms* verificada durante o evento e a tensão de referência. Para fins estatísticos e de avaliação da qualidade de energia,



estes eventos são agregados em grupos, considerando a severidade do afundamento e a duração do evento, em um período de tempo (agregação temporal de um a dez minutos), em um ponto especificado da rede.

- 2) *Elevação (swells)* – aumento temporário da tensão eficaz, em um ponto do sistema, acima de um limiar de início especificado, com duração típica entre 10 ms e 1 minuto.

Uma elevação caracteriza-se por valores de tensão superiores ao valor de referência, em condições normais de operação, ou seja, um aumento temporário do valor *rms* da tensão, com duração inferior a 1 minuto. O início ocorre quando o valor eficaz da tensão de um ou mais fases aumenta repentinamente para um valor situado 10% acima da tensão de referência e termina quando a tensão retorna para um valor abaixo de 110% da tensão de referência, descontada de um valor de histerese (tipicamente 1%). Para fins estatísticos e de avaliação da qualidade de energia, estes eventos são agregados em grupos, considerando a tensão de incremento e a duração do evento, em um período de tempo, em um ponto especificado da rede.

- 3) *Flutuação de tensão (flicker)* – impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo.

A susceptibilidade para a flutuação da onda de tensão depende, sobretudo, da percepção humana para verificar a sua ocorrência, porém existem medidores capazes de detectar estes fenômenos. A flutuação de tensão é avaliada calculando o indicador de severidade  $P_{fl}$ . (NP-EN-501060, 1999). Em condições normais de exploração, a severidade da tremulação deve verificar  $P_{fl} \leq 1$  em 95 % do tempo, por cada período de medição de uma semana.

- 4) *Distorção harmônica* – deformação da onda sinusoidal de tensão.

Em condições normais de exploração, 95 % dos valores eficazes médios de 10 minutos de cada tensão harmônica não devem exceder os níveis de referência estabelecidas pela norma. A distorção harmônica total (inclui todos os harmônicos até à quadragésima ordem) não deverá ser igual ou superior a 8%, por cada período de medição de uma semana.

- 5) *Frequência* – taxa de repetição da onda fundamental da tensão de alimentação, medida durante um dado intervalo de tempo.

Em condições normais de exploração do sistema, o valor médio da frequência fundamental (50 Hz ou 60 Hz), medido em intervalos de 10 segundos, deve registrar uma variação máxima de  $\pm 1\%$  durante 99,5% do tempo e  $-6\%$  ou  $+4\%$  durante 100% do tempo de medição, de uma semana. No Brasil, as instalações de geração devem garantir que a frequência retorne para a faixa de 58,5 Hz e 60,5Hz, no intervalo de 30 segundos após o distúrbio, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração. Algumas exceções são permitidas em caso de necessidade de corte de geração ou carga para atingir esse equilíbrio (ANEEL, 2018).

- 6) *Valor eficaz da tensão* – valor *rms* da tensão ou a tensão em regime permanente.

A tensão em regime permanente deve ser monitorada em todo o sistema de distribuição, principalmente na média e alta tensão. Os valores nominais devem ser fixados em função dos níveis estabelecidos na fase de planejamento. Em condições normais de exploração, não considerando as interrupções permanentes, 95% dos valores eficazes médios da tensão não podem exceder  $\pm 10\%$  da tensão nominal das respectivas redes, por cada período de medição de uma semana. No Brasil, a tensão é classificada segundo faixas em torno da tensão referida, como ilustrado no Quadro 4, para redes entre 1kV e 69 kV.

Quadro 4 – Faixas de tensão em relação à tensão de referência.

<b>Tensão de Atendimento</b>	<b>Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão de Referência (TR)</b>
Adequada	$0,93 \cdot TR \leq TL \leq 1,05 \cdot TR$
Precária	$0,90 \cdot TR \leq TL < 0,93 \cdot TR$
Crítica	$TL < 0,90 \cdot TR$ ou $TL > 1,05 \cdot TR$

Fonte: (ANEEL, 2018).

Os indicadores são apurados a partir de medições amostrais, obtidas em intervalos consecutivos de tempo (tipicamente 10 minutos), realizadas pelas distribuidoras, em unidades consumidoras sorteadas dentro da sua área de concessão. Após a obtenção deste conjunto de leituras, a

distribuidora calcula os índices associadas a cada tipo de transgressão de tensão. Tipicamente, os limites para as transgressões de tensão precária e crítica são 3% e 0,5%, respetivamente (ANEEL, 2018).

7) *Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões* – estado no qual os valores eficazes das tensões das fases ou das defasagens entre tensões de fases consecutivas, em um sistema trifásico, não são iguais;

Em condições normais de exploração, 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos da componente negativa das tensões não devem ultrapassar 2% da correspondente componente positiva, por cada período de medição de uma semana. No Brasil, em redes de tensão inferior a 1 kV o limite é de 3% (ANEEL, 2018).

8) *Fator de potência* – razão entre a potência ativa e aparente.

O controle do fator de potência para consumidores conectados em redes de média e alta tensão é tipicamente realizado por medição permanente nas unidades consumidoras. Nas redes de baixa tensão, a medição é facultativa, ficando ao critério da distribuidora. No Brasil, para os consumidores conectados em média e alta tensão, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 indutivo e 1,00 resistivo ou 1,00 resistivo e 0,92 capacitivo (ANEEL, 2018).

De acordo com os regulamentos das redes de distribuição, a verificação da qualidade de energia é realizada por meio de monitoramento permanente ou temporária. A distribuidora deve elaborar planos de monitoramento que permitam uma caracterização do desempenho das respetivas redes, para que seja possível aferir o cumprimento dos limites estabelecidos para as diferentes características da onda de tensão. A escolha dos pontos a monitorar deve ter em conta uma distribuição geográfica equilibrada e garantir a cobertura dos consumidores mais suscetíveis a variações da qualidade da onda de tensão. Os critérios estabelecidos para o monitoramento permanente da qualidade de energia dependem do sistema e regulamento em vigor, mas tradicionalmente inclui o monitoramento de uma parcela importante de barramentos em subestações distribuídas pela rede. Por exemplo, em Portugal, o monitoramento das redes de distribuição de alta e média tensão deve incluir, no mínimo, a cobertura de um barramento em 68 subestações (ERSE, 2007). Na baixa tensão, o monitoramento da

qualidade de energia é realizado exclusivamente por meio de campanhas periódicas com duração mínima de três meses. Na sequência de reclamações sobre a qualidade de energia, as distribuidoras devem, se necessário, efetuar medições complementares para a obtenção de informações adicionais.

Em termos de incentivos ou penalizações por problemas de qualidade de energia, apesar das recomendações e critérios estabelecidos nas normas e regulamentos, as entidades reguladoras não penalizam as distribuidoras em termos da qualidade de energia. A avaliação da maioria dos problemas de qualidade é realizada com base em campanhas de medição e valores extrapolados a partir de períodos curtos de medição. Com este tipo de avaliação, a dimensão dos problemas de qualidade de energia não é verdadeiramente apurada, pelo que o melhor ou pior desempenho em termos de qualidade não é penalizado pelo setor.

A completa ausência de interrupções ou fenômenos que distorcem a onda de tensão de um sistema de distribuição é um cenário inalcançável, dadas todas as restrições, fatores e intervenientes em todo o processo. Além disso, a melhoria da qualidade da energia implica custos que, a partir de um determinado nível, configuram-se desproporcionados para a generalidade dos consumidores. A distribuidora pode expandir o monitoramento a toda a rede, realizar manutenção, aumentar a frequência de substituição dos equipamentos e melhorar a componente tecnológica das suas redes, mas, inevitavelmente, esse custo seria repassado para os consumidores, na forma de aumento da tarifa energética. Assim, não é economicamente viável conceber uma rede totalmente isenta de perturbações, até porque a maioria dos consumidores residenciais não sofre um impacto significativo por problemas de qualidade de energia.

Perante este cenário, tem-se fomentado em vários países, uma filosofia de partilha de responsabilidade entre as distribuidoras e os consumidores mais sensíveis às variações da qualidade da onda de tensão. Enquanto as distribuidoras procuram alcançar um nível de qualidade que satisfaça a generalidade dos clientes, os clientes mais sensíveis à qualidade da onda de tensão devem-se responsabilizar por minimizar os possíveis impactos, procurando soluções mitigadoras nas suas próprias instalações. Frequentemente, as distribuidoras estabelecem contratos específicos de energia, definindo níveis de qualidade mais apertados, para consumidores mais sensíveis a problemas de qualidade de energia.

Apesar deste cenário aparentemente equilibrado, onde os problemas de qualidade de energia são, de certa forma, justificados e as responsabilidades divididas entre operador e consumidor, a distribuidora procura, ainda assim, melhorar os seus indicadores de continuidade e

qualidade. Dada a permanente evolução tecnológica das redes, proliferação de geração distribuída injetada nas redes de distribuição, a propagação de equipamentos eletrônicos, por um lado sensíveis ao sinal de tensão, mas também capazes de o distorcer e a crescente exigência de cargas cada vez mais sensíveis ao sinal de tensão, é esperado que os critérios e padrões atualmente exigidos pelas normas e regulamentos sejam cada vez mais exigentes, o que obriga a distribuidora a capacitar-se, melhorando o potencial dos seus ativos e desenvolvendo novos planos de monitoramento da qualidade de energia.

### **2.2.3 Monitoramento nos centros de operação**

Como exposto nas seções anteriores, a atividade e desempenho da distribuidora é avaliada periodicamente pelas entidades que regulam o setor. Tradicionalmente, as distribuidoras apresentam os seus resultados, sob a forma de um relatório anual, onde descrevem o resultado da sua operação, estimando os indicadores de continuidade e qualidade de energia exigidos pelas normas. Estes indicadores são estimados recorrendo-se ao histórico de interrupções, para fins de estimação de continuidade, e com base em um conjunto de medições, dispersas por pontos importantes da rede, para fins de aferição da qualidade de energia, do ano correspondente. No entanto, a distribuidora não faz depender o resultado da avaliação da continuidade e qualidade de energia da sua rede, apenas após a apuração do fim do período, como regulamentado. Ao longo do ano, a distribuidora necessita avaliar permanentemente o desempenho do seu sistema, mitigando os impactos de interrupções não-programadas e realizando o monitoramento em tempo real da tensão e corrente em pontos importantes da rede. Para isso, as distribuidoras dispõem de centros de operação, onde um conjunto de dados técnicos, informações estáticas e dinâmicas do sistema e ferramentas de gerenciamento subsidiam os operadores para a tomada de decisões, que impactam na preservação da qualidade de serviço disponibilizado.

A quantidade de informações, equipamentos e ferramentas disponíveis nos centros de operação varia consoante a distribuidora, dependendo de fatores como a dimensão da rede, importância do sistema ou, até mesmo, por restrições financeiras. Contudo, o tipo de informações e ferramentas geralmente disponíveis em um centro de operação encontra-se resumido no Quadro 5.

Quadro 5 – Informações disponíveis nos centros de operação.

DADOS TÉCNICOS	MEDIÇÕES
<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Diagrama unifilar da rede</li> <li>❖ Caracterização das subestações</li> <li>❖ Localização e características de todos os equipamentos na rede</li> <li>❖ Equipamentos de proteção, curvas características e <i>settings</i></li> <li>❖ Caracterização das cargas do sistema (cargas prioritárias, etc.)</li> </ul>	PERMANENTES
	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Em pontos importantes dos sistemas de média e alta tensão:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Potência ativa e reativa instantânea</li> <li>- Fator de potência - Frequência - Tensão</li> <li>- Corrente - Apuramento de perdas</li> </ul> </li> <li>❖ Em pontos importantes dos sistemas de baixa tensão:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Energia (kWh, kVAr) - Tensão <i>rms</i>;</li> <li>- Telecontagem.</li> </ul> </li> </ul>
	TEMPORÁRIAS
	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Aferição da qualidade de energia:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tensão <i>rms</i> por fase - Fator de potência</li> <li>- Distorção harmônica - Flutuação de tensão</li> <li>- Desequilíbrio de tensão</li> <li>- Variações de tensão de curta duração</li> </ul> </li> </ul>
DISPONIBILIDADES	DESEMPENHO TEMPO REAL
<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Informação das subestações</li> <li>❖ Pré-operação:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Obras - Gestão da vegetação</li> <li>- Manutenção/substituição de equipamentos</li> </ul> </li> <li>❖ Condição e previsão atmosférica:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Velocidade do vento - Temperatura</li> <li>- Pluviosidade - Incidência de raios</li> </ul> </li> <li>❖ Gestão de Ocorrências:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Rádio - Proteção acionada</li> <li>- Equipamento afetado - Causa de falha</li> <li>- Local dos centros de manutenção</li> <li>- N° de equipes e peças em armazém</li> <li>- Avaliação pós-operação</li> </ul> </li> <li>❖ Serviço comercial: <i>call-center</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ SCADA</li> <li>❖ Softwares de otimização de processos:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Distribution Management System (DMS)</li> <li>- Outage Management System (OMS)</li> <li>- Work Order Management (WOM)</li> <li>- Dispatcher Training Simulator (DTS)</li> <li>- Energy Management System (EMS)</li> <li>- Power Control System (PCS)</li> </ul> </li> </ul>

Fonte: do Autor.

Todas as decisões do operador são apoiadas em um conjunto de informações de caráter técnico ou operativo e utilizando sistemas de monitoramento e gerenciamento em tempo real, que disponibilizam informação atualizadas de forma permanente.

Com base no Quadro 5, uma descrição sumária das principais ferramentas e informações ao dispor das distribuidoras em seus centros de operação é realizada em seguida.

### **Dados Técnicos**

O operador de um sistema de distribuição tem a obrigação e competência para analisar e tomar decisões rápidas que minimizem o impacto das interrupções não-programadas, por meio de telecomando ou execução de manobras de reposição do sistema. Os operadores dispõem do diagrama unifilar (ou multifilar) da rede, com todas as subestações, chaves, barramentos, linhas, interligações com outros sistemas, número e tipo de clientes conectados por ponto de consumo, equipamentos de proteção (manuais ou automatizados), entre outras informações. Ele permite uma identificação da topologia, das condições atuais de operação do sistema e também das possíveis restrições de operação. Estes diagramas são compostos por várias camadas (*layers*), cada uma com informações complementares (proteções, níveis de tensão, telemedidas, importações/exportações de energia, etc.), para facilitar a visualização do operador. O operador dispõe ainda do diagrama unifilar equivalente por fase ou o diagrama das subestações, para uma avaliação mais específica.

A rede elétrica a jusante de cada subestação define, para muitas distribuidoras, uma região elétrica de operação. As subestações podem ser classificadas como de manobra, transformação (elevadora ou abaixadora), de regulação de tensão, conversoras ou de distribuição. Dependendo da sua dimensão e importância, elas podem ser operadas de forma automatizada, semi-automática ou apenas com operador. As subestações são elementos essenciais e de extrema importância para os centros de operação. Elas permitem ações de monitoramento de equipamentos, medição, registro de eventos, telecomando, controle de tensão, localização de falhas e corte seletivo de cargas, entre outras, pelo que também elas são elementos essenciais para a preservação da qualidade de serviço durante a operação.

A aparelhagem de proteção inclui relés, fusíveis, disjuntores, religadores e seccionadores. Apesar da filosofia e esquema de proteção serem decisões do planejamento, o operador dispõe de todas as informações dos aparelhos de proteção, como as curvas características, estado e capacidades de interrupção, podendo fazer uso delas para uma melhor interpretação do estado do sistema.

O centro de operação tem a responsabilidade de operar o sistema de forma segura, garantindo que mesmo após uma interrupção e

realização das primeiras manobras de topologia, a rede elétrica continua a operar em segurança. Os equipamentos são projetados para trabalhar sob limites especificados. O operador tem conhecimento da tensão nominal dos equipamentos, assim como os limites de tensão dos barramentos e capacidade das linhas, pelo que deve fazer uso destas informações para preservar a segurança dos mesmos. Em caso de violação de limites operativos, equipamentos protegidos por dispositivos automáticos de proteção podem retirá-los do sistema, pelo que após a ocorrência de uma interrupção as ações tomadas pelo operador não devem sobrecarregar os equipamentos, para que não ocorra um processo de falhas em cascata.

Por fim, uma outra informação importante que os operadores dispõem, é a caracterização da carga do sistema. Além dos perfis estimados de consumo, a carga é muitas vezes categorizada em termos de prioridade. Em caso de falta, após a atuação de um dos dispositivos de proteção e dependendo da topologia de rede resultante, o operador realiza uma análise das possibilidades de restauro do sistema, avaliando combinações de trechos de alimentadores adjacentes à região afetada. Apesar do objetivo ser a minimização da interrupção para todo o sistema, algumas cargas podem ser mais prioritárias que outras, pelo que o operador terá que basear as suas decisões também nestas informações.

## **Disponibilidades**

O expediente em um centro de operação é realizado por turnos. Na troca de turnos, é essencial que os operadores que iniciam as suas funções tenham conhecimento daquelas que serão as ações planejadas de intervenção na rede. A análise pré-operação disponibiliza ao operador informações sobre um conjunto de ações que decorrerão durante a operação do sistema, tais como manutenções programadas, atendimento a solicitações externas, substituição de equipamentos, obras a decorrer na rede ou nas suas imediações, assim como trabalhos de poda e gestão da vegetação circundante à rede.

Frequentemente os operadores dispõem de monitoramento meteorológico, para auxiliar as tarefas de detecção e avaliação do tipo de interrupção. Informações como a velocidade do vento, temperatura, pluviosidade, incidência de raios são adquiridas em vários pontos da rede, auxiliando a localização por georreferenciamento. As estações meteorológicas estão normalmente instaladas em algumas subestações da rede (mas também ao longo da rede), habilitando a avaliação e antecipação de condições climáticas adversas e também o seu impacto



sobre a rede, permitindo ao centro de operação antecipar ações de reparo e deslocamento das equipes de manutenção para áreas específicas da rede.

Os operadores dispõem também de sistemas que permitem efetuar o registro, classificação e tratamento das informações provenientes das causas que originam interrupções. Os registros típicos de uma ocorrência contem a identificação da instalação onde teve origem, a data e hora de início e fim da interrupção, causa provável, elementos e fases afetadas e os registros de atuação dos sistemas de proteção. Estas informações são essenciais para a análise pós-operação, onde todas as ocorrências e perturbações no sistema são analisadas, com base nos resultados da operação em tempo real. É neste estágio de análise que se constrói e atualiza os bancos de dados históricos e estatísticos, assim como a apuração dos indicadores de continuidade e qualidade da operação. Apesar de este ser um trabalho realizado à priori, após a eliminação do defeito e restauro do serviço, este tipo de informação pode ser valioso para o operador que atua em tempo real, pois poderá conter informações relevantes para ações imediatas de manutenção. O operador dispõe ainda informação sobre o número de equipes de manutenção em serviço e a disponibilidade de peças em armazém.

Por fim, as entidades que regulam o setor da distribuição obrigam as concessionárias a disporem de uma central de teleatendimento, disponibilizando atendimento telefônico contínuo para todos os consumidores e solicitantes na área de concessão, registrando e fornecendo informações para seus clientes. Além do compromisso comercial com os seus consumidores, este serviço é responsável por receber e direcionar as ligações de reclamação por falta de energia aos centros de operação. Este serviço é muitas vezes a primeira forma de identificação de faltas na rede de baixa tensão.

## **Medições**

Os sistemas de medição incluem chaves, painéis, caixas, alicates amperímetros, cubículos de medição, medidores eletrônicos ou eletromecânicos. Alguns destes equipamentos de medição permitem ainda ações de tele-medição ou gerenciamento pelo lado da demanda, podendo ser utilizados durante a operação do sistema. O tipo de grandezas registradas por estes equipamentos de medição varia consoante o nível de tensão. Em sistemas de distribuição de baixa tensão, os dados coletados restringem-se tipicamente aos montantes de energia e perdas, para faturamento e cálculo de indicadores, enquanto que para redes de média ou alta tensão, as medidas podem incluir tensão, fator de potência,

corrente ou frequência. A distribuidora pode ainda utilizar equipamentos de medição de uso temporário, para registrar eventos que distorcem o sinal de tensão em áreas ou consumidores específicos da sua rede.

### **Desempenho em tempo real**

As redes elétricas são estruturas complexas pelo que o seu monitoramento e operação de forma segura e eficiente depende de uma supervisão e controle contínuos. Isso requer, por um lado, a presença permanente de um operador no centro de controle, mas também de sistemas automáticos de apoio à decisão, que auxiliem o operador nas tomadas de decisão e, assim, melhorarem o seu desempenho. A automação em redes de distribuição permite aumentar a confiabilidade do sistema, pela diminuição das durações das interrupções, isolando a falta de forma mais rápida e eficiente, por meio de manobras rápidas de topologia durante a operação do sistema (SALLAM; MALIK, 2012).

O operador supervisiona o funcionamento do sistema e o estado dos equipamentos através de monitores, diagnosticando de forma visual o estado da rede. Contudo, a quantidade de dados e alertas excede, por vezes, a capacidade do operador para, de forma autônoma, tomar decisões adequadas. Para auxiliar o operador na avaliação e tomada de decisão quanto ao estado do sistema, os centros de operação estão equipados com sistemas de supervisão e controle, que combinam funcionalidades de telemetria e aquisição de dados, definidos como sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) (BAILEY; WRIGHT, 2003). O sistema SCADA utiliza software para monitorar e supervisionar variáveis, dispositivos, equipamentos e processos integrados no sistema, por meio de protocolos de comunicação específicos.

Quando aplicado ao monitoramento de uma rede elétrica, um sistema deste tipo permite supervisionar, gerenciar e otimizar os vários processos associados à operação do sistema, além de permitir a análise e armazenamento de uma quantidade enorme de medições dispersas pela rede, atualizar os modelos de rede, simular aspectos da operação e antecipar possíveis distúrbios. Uma das principais vantagens do sistema SCADA é a capacidade de monitorar múltiplas variáveis da operação do sistema e, consoante a definição de níveis aceitáveis de operação, desencadear alarmes na tela dos operadores, para que estes intervenham no processo, a fim de corrigir a falha e restaurar o ponto de operação. Desta forma, o desempenho do operador melhora, na medida em que a rapidez das leituras dos instrumentos de campo, a geração de relatórios e pequenos estudos, e a agilidade na execução de comandos aumentam a

eficiência do operador. Sem este tipo de sistemas, a supervisão e controle da rede dependeria apenas das inspeções das equipes de campo, solicitações dos consumidores e da experiência do operador para interpretar as informações dos equipamentos de medição.

A complexidade inerente à operação de uma rede de distribuição torna por vezes necessária a utilização de análises e softwares mais sofisticadas. Dependendo das necessidades técnicas e capacidade financeira, algumas distribuidoras complementam a capacidade dos seus centros de operação com outros sistemas de informação. Com este conjunto de ferramentas computacionais, os operadores estão, então, habilitados para realizar, em um curto espaço de tempo, diferentes tipos de estudo na rede, como: configuração de rede, estimação de estados, previsão de carga ou análise contingências.

É com este conjunto de informações, medições e softwares que os operadores dos sistemas de distribuição preservam e avaliam a continuidade e qualidade dos seus sistemas em tempo real. Fica evidente que o operador se faz rodear de um conjunto vasto de informações, atualizadas permanentemente, ferramentas informáticas e planos de medição, utilizando uma estrutura complexa e enredada de equipamentos e ações, dedicada à avaliação do desempenho de seus sistemas, para assim preservar as metas desejadas de continuidade e qualidade de energia.

## 2.3 PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

O planejamento de sistemas de distribuição de energia consiste na planificação e justificativa de um calendário de investimentos, para alterações e ampliações na rede distribuição que assegurem a previsão de carga e promovam a melhoria dos indicadores de desempenho do sistema. Para atender esse objetivo, os planejadores se focam em três principais tarefas (WILLIS, 2004):

- 1) **Definir metas de desempenho.** Identificar qual será o desempenho satisfatório para atender os critérios, necessidades e expectativas dos consumidores, e qual o preço/investimento para atingir essas metas;
- 2) **Avaliar o impacto do alcance dessas metas.** A arquitetura e estrutura dos sistemas de distribuição resultam de uma complexa combinação de equipamentos, cuja ação combinada resulta no desempenho final do sistema;

- 3) **Selecionar a configuração de rede que melhor se adequa às metas definidas.** Os planejadores deverão adotar metodologias completas e eficientes para identificar, das várias configurações possíveis, aquela que melhor satisfará as metas definidas.

Para fins próprios e também regulatórios, as distribuidoras avaliam regularmente o desempenho das suas redes através de um conjunto de indicadores de continuidade e critérios de qualidade de energia, como definido na seção 2.2.1 e 2.2.2. Esta avaliação tem por base a observação do histórico de eventos e medições no ano correspondente de operação, a partir dos quais, todos os eventos relevantes são utilizados para calcular e compor os indicadores que avaliam o desempenho do sistema.

No entanto, na fase de planejamento, como poderão as distribuidoras aferir o impacto de novos investimentos e reforços na rede, nos indicadores de continuidade e qualidade de energia? A resposta passa pelo desenvolvimento de metodologias preditivas, capazes de simular o desempenho futuro do sistema, para permitir, ainda que com algum grau de incerteza, estimar o seu desempenho em termos da confiabilidade. O restante desta seção discute as principais responsabilidades do planejador, metodologias para estimar a confiabilidade e, por fim, o alcance deste tipo de avaliação face às necessidades atuais dos sistemas de distribuição.

### **2.3.1 Objetivos e responsabilidades no planejamento**

A missão do planejamento de um sistema de distribuição consiste no estudo e projeto de uma rede de distribuição para o horizonte de médio e longo prazo, tipicamente para 3, 5 ou 10 anos, dos seguintes aspectos (LAKERVI; HOLMES, 1995)(SALLAM; MALIK, 2012):

- Previsão de carga, considerando os históricos de consumo e a capacidade das subestações;
- Redução das perdas e duração das interrupções, por meio de estudos de confiabilidade;
- Preservação da qualidade de energia;
- Retorno financeiro para cada solução de investimento, tendo em consideração o atendimento de carga, a melhoria do desempenho do sistema e o custo para alcançar tal desempenho;
- Conformidade com as normas aplicáveis ao planejamento de sistemas de distribuição;

Os objetivos na fase de planejamento variam consoante a necessidade da distribuidora e os regulamentos em vigor no país onde opera. Ainda assim, estes são aspectos tradicionais que preocupam as distribuidoras nesta fase. Por exemplo, no Brasil, as entidades reguladoras definem diretrizes para o planejamento da expansão de distribuição, estabelecendo requisitos mínimos, não muito diferentes dos apresentados. Os estudos requisitados incluem (ANEEL, 2010):

- 1) *Previsão da Demanda*: Caracterização das cargas em termos de potência ativa e reativa, com estimativas para vários patamares de carga, atendendo critérios de periodicidade e horizontes de extensão.
- 2) *Caracterização da Carga e do Sistema*: Caracterização periódica da carga e o carregamento da rede e transformadores. A caracterização da carga, realizada por medição ou amostragem, resulta em curvas de carga típicas para dias úteis, sábados e domingos.
- 3) *Crítérios e Estudos de Planejamento*: Os estudos técnicos e econômicos que subsidiam o planejamento da expansão em horizontes de curto, médio e longo prazo. Deverão ser considerados critérios de segurança, carregamento, tensão, qualidade de serviço, confiabilidade e viabilidades econômica e ambiental.
- 4) *Plano de Desenvolvimento da Distribuição*: apresentação do resultado dos estudos de planejamento elétrico e energético.

A gestão de um sistema de distribuição é uma tarefa extremamente difícil e complexa, exigindo um planejamento prévio, adequado e bem elaborado, que leva em conta aspectos de continuidade, qualidade e economia. Para subsidiar as atividades de planejamento as distribuidoras necessitam de técnicas ou metodologias capazes de estimar a confiabilidade do sistema, avaliando modelos ou representações matemáticas do sistema, sob o ponto de vista da continuidade e qualidade de energia.

A estimativa do desempenho do sistema, sobretudo em termos de continuidade, é o critério mais decisivo para a tomada de decisão. O planejador precisa estabelecer um compromisso ponderado entre o esforço financeiro e os ganhos em termos de desempenho. Então, para além das informações técnicas da rede, o planejador necessita de metodologias e ferramentas computacionais que sejam capazes de estimar o desempenho do sistema e auxiliar a tomada de decisão.

Um resumo das principais metodologias utilizadas em estudos de planejamento é apresentado no Quadro 6.

Quadro 6 – Informações e estudos realizados no planejamento.

DADOS TÉCNICOS	ESTUDOS ELEMENTARES
<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Diagrama unifilar da rede</li> <li>❖ Caracterização das subestações</li> <li>❖ Esquemas de proteção e curvas características</li> <li>❖ Localização e características dos equipamentos</li> <li>❖ Caracterização da carga (cargas prioritárias, etc.)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Previsão da demanda</li> <li>❖ Caracterização da carga e sistema</li> <li>❖ Estudos de planejamento: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Confiabilidade</li> <li>- Fluxo de potência</li> <li>- Estabilidade de tensão</li> <li>- Compensação de reativa</li> <li>- Transitórios eletromecânicos</li> <li>- Transitórios eletromagnéticos</li> </ul> </li> <li>❖ Plano de expansão da distribuição</li> </ul>
DISPONIBILIDADES	ESTUDOS COMPLEMENTARES
<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Orçamento para investimentos</li> <li>❖ Metas de desempenho</li> <li>❖ Dados históricos: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Perfis de carga e geração</li> <li>- Interrupções</li> <li>- Manutenção</li> <li>- Medições</li> </ul> </li> <li>❖ Filosofia da proteção</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Localização de faltas</li> <li>❖ Análise de eventos</li> <li>❖ Eventos catastróficos</li> <li>❖ Simulações dinâmicas</li> <li>❖ Gestão de ativos</li> </ul>

Fonte: do Autor.

O conhecimento e experiência do planejador devem ser agregadas a essas ferramentas, integrando objetivos e condições técnicas. Em seguida, descreve-se de forma sumária os principais estudos e dados ao dispor dos departamentos de planejamento de sistemas de distribuição.

### **Dados Técnicos**

Diferente do operador em um centro de operação, o planejador não dispõe de todos os dados técnicos que caracterizam a sua rede de distribuição. Geralmente, na fase de planejamento, novas configurações de rede são avaliadas e o impacto de novo tipos de equipamentos, com tecnologia recente e capacidades melhoradas, integrados na rede. Informações como o diagrama unifilar completo da rede só se materializam quando o planejamento define explicitamente as alternativas a serem implantadas. A localização de todos os equipamentos e proteções, número de consumidores projetado, caracterização das subestações, características e limites dos equipamentos e caracterização da carga, estão presentes nos estudos de planejamento como incertezas que precisam ser representadas em configurações de rede ainda não

implementadas. Apesar da semelhança para o Quadro 6, a qualidade das informações técnicas disponibilizadas no planejamento é inferior. Na operação, as características e estados do sistema são atualizados permanentemente. Já no planejamento, dado os horizontes temporais de atuação, as condições e estados dos sistemas são muitas vezes definidas com base em hipóteses verossímeis e definidas com um certo grau de incerteza.

### **Disponibilidades**

Cabe ao planejador avaliar quais as possibilidades de investimento tendo em conta o orçamento disponibilizado. Se o aspecto econômico é essencial, as alternativas de investimentos na rede precisam também atender metas de desempenho. O investimento na rede só será relevante se houver uma garantia de que os reforços na rede resultaram em uma melhoria dos aspectos relacionados à continuidade, qualidade e economia do sistema. O planejador dispõe de bases de dados onde estão contidas informações relevantes, para subsidiar estudos de planejamento, nomeadamente, histórico dos perfis de carga, interrupções e calendário de manutenções. Contudo, a qualidade e detalhe deste tipo de informações é muitas vezes deficiente e o planejador precisa adaptar e extrapolar estes dados, para que estes possam ser transformados em variáveis relevantes nos estudos de planejamento. Só o tratamento destes dados, permite extrair padrões e capturar ocorrências de condições específicas que mereçam uma análise mais atenta do planejador.

Para estimar o desempenho do sistema é também essencial avaliar e adotar uma filosofia de proteção. Aspectos de seletividade e coordenação impactam diretamente nos índices de continuidade, mas também nos aspectos de qualidade de energia, pelo que a filosofia adotada é um requisito essencial nos estudos de planejamento, em especial aqueles direcionados aos esquemas de proteção. No entanto, muitas vezes, os objetivos econômicos sobrepõem-se aos aspectos técnicos. Como discutido na seção 2.2, as distribuidoras precisam aferir as suas redes em termos de continuidade e qualidade, porém, apenas são penalizadas financeiramente pelo não cumprimento das metas de continuidade. Assim, as escolhas para os esquemas de proteção priorizam muitas vezes a redução das interrupções sustentadas, alocando equipamentos com capacidade de religamento (como religadores), sem avaliar os prejuízos em termos das interrupções temporárias e o seu impacto na qualidade da energia. Cabe ao planejador gerir este conflito de interesses.

### **Estudos Elementares:**

Do conjunto de estudos apresentados no Quadro 6, são os estudos de planejamento que demandam mais atenção dos planejadores. Os horizontes de expansão, planos de obras e investimentos em novos equipamentos na rede elétrica devem refletir melhorias operativas, ao mesmo tempo que atendem os critérios de segurança e operação do sistema. Este tipo de avaliação só é possível através de estudos de confiabilidade. Tipicamente, estes estudos que satisfazem os critérios regulatórios avaliam os riscos de não atendimento da demanda, estimam a influência dos planos de expansão nos índices de continuidade, verificam o comportamento da rede em regime permanente, para vários patamares de carga, e verificam para quais contingências existe a possibilidade de corte de carga, determinando em função disso, o corte mínimo para o restabelecimento do serviço nos vários cenários de topologia de rede.

Nos estudos de fluxo de potência, que determinam o estado de operação da rede para uma dada topologia e condição de geração e carga, o sistema é habitualmente analisado para condições de carga pesada, média e leve, considerando diversidade na matriz energética, limites operativos de tensão nos barramentos e observando os valores limites de geração, potência reativa e carregamento dos equipamentos. Os estudos de curto-circuito pretendem avaliar a evolução dos níveis de curto-circuito nos barramentos do sistema, verificar as escolhas de proteção e adequação dos disjuntores para a interrupção de correntes de curto-circuito e ainda subsidiar os estudos dinâmicos e transitórios eletromagnéticos.

Os estudos de estabilidade de tensão, compensação de potência reativa, transitórios eletromecânicos e estabilidade angular consistem na simulação do sistema considerando cenários e critérios específicos, para avaliar a capacidade da rede para manter a tensão em níveis adequados e a estabilidade do sistema para pequenas ou súbitas variações de geração, carga, faltas ou manobras. É importante referir que estes estudos são por vezes discrepantes da fase de operação, pois são realizados considerando condições ideais ou hipóteses simplificadas para produzir resultados de forma rápida. Uma vez que o horizonte temporal é distinto da operação, a preocupação com uma caracterização detalhada de certos eventos e comportamentos, é muitas vezes descartada na fase de planejamento, considerando-se apenas cenários comuns ou extremos, que atendam algum critério de segurança.



### **Estudos Complementares:**

A maioria das distribuidoras dedica as atividades de planejamento ao cumprimento dos requisitos impostos pelos regulamentos, realizando os estudos de previsão de carga e planejamento anteriormente apresentados, para definir as soluções técnicas no plano de obras, que são posteriormente comunicadas às entidades reguladoras. Contudo, algumas distribuidoras procuram aumentar o alcance da avaliação das suas redes, realizando estudos complementares. Análise de eventos, simulações dinâmicas para cenários de particular interesse, estudos de curto-circuito, metodologias para localização de faltas ou avaliação de cenários extremos, como furacões ou terremotos, para avaliar a capacidade de resposta, são exemplos de alguns dos estudos complementares realizados.

A comparação da quantidade de elementos disponibilizados ao operador (Quadro 5) e ao planejador (Quadro 6) permite concluir que a operação possui um conjunto mais vasto de informações e ferramentas ao seu dispor para o desempenho das suas funções do que o planejador para o desempenho das suas. Não só em quantidade como em qualidade, uma vez que todos os dados ao dispor do operador são altamente fiáveis e atualizados regularmente, enquanto o planejador precisa admitir um certo grau de incerteza e assumir hipóteses plausíveis para algumas das suas decisões. Ainda assim, dos vários estudos apresentados, são os estudos de confiabilidade que procuram uma melhor representação das variáveis que modelam o sistema elétrico para que, de forma gradual, estes estudos contribuam de forma mais significativa para atender as preocupações da operação. Enquanto outros estudos abordam, essencialmente, a análise de cenários particulares, os estudos de confiabilidade procuram caracterizar todo o espectro de operação das redes de distribuição, em especial, aqueles que utilizam técnicas de simulação da operação. O tipo de abordagem, principais técnicas e tipo de resultados obtidos nos estudos de confiabilidade são descritos em maior detalhe nas seções seguintes.

#### **2.3.2 Estimação da confiabilidade**

O termo *confiabilidade* não possui uma definição universal que permita o seu uso para um fim específico. Contudo, o termo é amplamente aceite como uma forma geral para avaliar a capacidade de um sistema em desempenhar a sua função (BILLINTON, R., LI, 1994). A avaliação da confiabilidade em sistemas de potência é tradicionalmente decomposta

em dois aspectos: adequação e segurança (BILLINTON, R., LI, 1994). A avaliação da *adequação* de um sistema está relacionada com a existência de meios, dentro do sistema, para atender a demanda dos consumidores ou restrições operacionais do sistema. Neste contexto, a adequação está relacionada com as condições estáticas do sistema, ou seja, com a capacidade de o sistema entregar energia desde o ponto de alimentação até ao consumidor sem interrupções, sendo que perturbações dinâmicas e transitórias estão fora do escopo desta avaliação. Esta classificação aproxima o conceito de adequação da avaliação de continuidade apresentada na seção 2.2.1. A avaliação da *segurança* está associada à forma como o sistema responde às perturbações dinâmicas e transitórias que possam surgir no sistema. O termo segurança está então relacionado com as condições associadas às contingências que possam ocorrer no sistema e provocar instabilidade na tensão do sistema. Esta classificação aproxima o conceito de segurança aos aspectos presentes na avaliação da qualidade de energia apresentada na seção 2.2.2.

A distinção entre adequação e segurança como em (BILLINTON, R., LI, 1994) é tradicionalmente aceite e a maioria das técnicas para avaliação da confiabilidade é centrada apenas na avaliação da adequação do sistema, ou seja, na continuidade. A complexidade associada à modelagem dos aspectos dinâmicos do sistema e as limitações computacionais são a principal justificativa para que os estudos de confiabilidade se resumam à avaliação da continuidade do sistema. Para além destas justificativas, o fato das distribuidoras serem penalizadas e incentivadas, sobretudo, pelos níveis de continuidade dos seus sistemas, faz com que o âmbito das análises de confiabilidade seja centrado na estimação de indicadores de continuidade.

Os diferentes tipos de avaliação da confiabilidade para sistemas de distribuição, modelos para representação dos componentes e aplicação das técnicas de simulação são apresentados e discutidos nas seções seguintes.

### 2.3.2.1 Tipos de Avaliação

As primeiras técnicas utilizadas para estimar e avaliar a confiabilidade de sistemas de potência eram determinísticas, utilizando critérios de contingência (N-1) ou percentagens de reserva disponível, para estimar o desempenho do sistema em termos da continuidade do serviço. Apesar de algumas delas serem ainda realizadas nos departamentos de planeamento, os planejadores aperceberam-se que critérios determinísticos não representam de forma adequada o

comportamento estocástico do sistema, seus consumidores e das falhas que causam interrupções no sistema. A necessidade de representar a incerteza associada a estas variáveis, levou ao desenvolvimento de técnicas probabilísticas. Apesar das possíveis diferenças e propósitos de cada metodologia, todas partilham o conceito essencial a uma avaliação probabilística: os componentes e intervenientes do sistema possuem um comportamento estocástico e todas as entradas (*inputs*) e saídas (*outputs*) da metodologia são interpretadas como variáveis probabilísticas.

A análise da confiabilidade de um sistema pode ser baseada em um histórico ou então preditiva. A análise histórica utiliza o banco de dados das interrupções passadas para calcular os índices de confiabilidade que refletem o desempenho passado do sistema. Este é o tipo de análise habitualmente realizado pelo distribuidor, afim de apurar e subsidiar os indicadores de desempenho ao regulador do setor. Este tipo de análise é também realizado pelas distribuidoras para auxiliar algumas decisões de curto-prazo, onde avaliações de topologia não são necessárias. A análise preditiva combina aspectos de topologia do sistema com técnicas probabilísticas para estimar os índices de confiabilidade. Este tipo de análise é mais frequente para auxiliar decisões de médio e longo prazo, que normalmente requerem investimentos na rede. O tipo de informação requerida pela análise preditiva inclui a topologia do sistema, parâmetros estatísticos dos componentes (como taxas de falha e reparo), aspectos da proteção e dados da carga do sistema.

Em termos da análise preditiva da confiabilidade de um sistema de potência, são duas as principais técnicas utilizadas: analítica e por simulação de Monte Carlo (BILLINTON, R., ALLAN, 1984).

Na abordagem analítica, o sistema é modelado como uma composição de *estados* (funcionando, avariado, em manutenção, etc.) associados aos seus componentes. Nesta abordagem os índices são estimados e avaliados por enumeração, utilizando formulação matemática. As principais hipóteses assumidas no método analítico são:

- 1) As falhas são independentes e mutuamente exclusivas;
- 2) Um evento de falha exclui a possibilidade de outra falta ocorrer, até que o sistema seja restaurado para o estado normal de operação
- 3) O tempo para falha e reparo dos componentes são exponencialmente distribuídos;
- 4) É uma metodologia adequada para sistemas que operam no estado normal na maioria do tempo, onde se procura obter indicadores de confiabilidade tradicionais e tempos de processamento rápidos.

O conjunto de indicadores utilizados para avaliar a confiabilidade de um sistema de distribuição é mais vasto do que os indicadores apresentados na seção 2.2.1. O desenvolvimento de novas metodologias e necessidade de uma melhor caracterização aumentou o número de indicadores. Para uma consulta detalhada do vasto leque de indicadores, o leitor pode consultar, por exemplo, a norma IEEE 1366 (IEEE, 1995b). Neste trabalho, apenas serão estimados, discutidos e apresentados os indicadores mais convencionais e, tipicamente, aqueles que as distribuidoras mais valorizam para avaliação das suas redes.

Para a técnica analítica, consideram-se os índices ao nível do consumidor, nomeadamente, a taxa de falha  $\lambda$  (interrupções/ano), a indisponibilidade ou tempo de interrupção anual  $U$  (horas/ano) e o tempo médio de reparo  $r = U/h$  (h/interrupção) no ponto de consumo do circuito para, à posteriori, calcular os índices sistêmicos. Assim, no método analítico, os indicadores apresentados na seção 2.2.1, são calculados como (BILLINTON, R., LI, 1994)

$$SAIFI = \frac{\sum_i \lambda_i N_i}{\sum_i N_i} \quad \left[ \frac{\text{interrupções}}{\text{ano}} \right] \quad (2.17)$$

onde  $\lambda_i$  é a taxa de falha e  $N_i$  o número de consumidores conectados no ponto  $i$ .

$$SAIDI = \frac{\sum_i U_i N_i}{\sum_i N_i} \quad \left[ \frac{\text{horas}}{\text{consumidor/ano}} \right] \quad (2.18)$$

onde  $U_i$  é a indisponibilidade no ponto  $i$ .

$$ENS = \sum_i P_i U_i \quad \left[ \frac{MWh}{\text{ano}} \right] \quad (2.19)$$

onde  $P_i$  é a potência da carga conectada no ponto  $i$ .

$$MAIFI = \frac{\sum_i \lambda_{T_i} N_i N_t}{\sum_i N_i} \quad \left[ \frac{\text{ocorrências}}{\text{ano}} \right] \quad (2.20)$$

onde  $\lambda_{T_i}$  é a taxa de falha transitória no ponto  $i$  e  $N_t$  o número de religamentos por falha.

Os métodos de Monte Carlo, estimam os índices de confiabilidade simulando o comportamento aleatório dos componentes e variáveis do sistema, tratando o problema como uma série de experimentos (RUBINSTEIN, R., Y., KROESE, 1991).

As principais vantagens dos métodos de Monte Carlo são (BILLINTON, R., LI, 1994):

- 1) O número de amostras (experimentos) necessário para atender a precisão especificada, independe do tamanho do sistema;
- 2) Permite simular distribuições de probabilidades associadas às falhas dos componentes e tempos de reparação;
- 3) Além da estimação dos índices de confiabilidade na forma de valores esperados de variáveis aleatórias, permite obter a distribuição destes índices, ao contrário das técnicas analíticas;
- 4) Aspectos e variáveis que não são diretamente relacionadas com o funcionamento do sistema elétrico, como critérios de operação, efeitos do clima, etc. podem ser incluídos na simulação.

A abordagem de Monte Carlo pode ainda ser dividida em quatro subconjuntos (BILLINTON, R., LI, 1994)(MELL, J., C., O., PEREIRA, M., V., F., LEITE DA SILVA, A., 1994): não-sequencial, sequencial, pseudo-sequencial e baseado em população. Na abordagem não-sequencial o estado dos componentes é amostrado para obter um espaço de estados, os quais serão avaliados para estimar os índices de continuidade. Na abordagem sequencial, o ciclo de falha e reparo dos componentes são simulados, tal como as transições de carga. Então, os estados do sistema são obtidos pela combinação destes ciclos operativos e os índices de continuidade são estimados através da avaliação dos estados, seguindo uma cronologia de eventos. A abordagem pseudo-sequencial retira alguma flexibilidade e precisão à abordagem sequencial, contudo permite a redução do esforço computacional, por meio da construção do espaço de estados praticada na simulação não-sequencial. Por fim, os métodos baseados em população utilizam meta-heurísticas baseadas em população para encontrar estados do sistema que contribuam mais significativamente para a estimação dos índices de continuidade.

Atualmente, a simulação sequencial de Monte Carlo é a opção disponível mais realista para representar todos os aspectos associados ao sistema de distribuição. Assim, esta metodologia é selecionada para avaliar neste trabalho a confiabilidade dos sistemas de distribuição. A descrição e aplicação deste tipo de simulação à análise de sistemas de distribuição, descrevendo a sua formulação e algoritmo, assim como o procedimento para a estimação dos indicadores de confiabilidade utilizando a simulação sequencial de Monte Carlo serão apresentadas, em maior detalhe, na seção 2.3.2.3.

### 2.3.2.2 Modelo de Markov para representação das interrupções

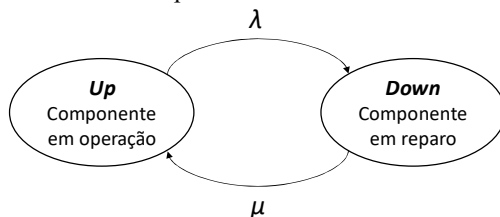
A avaliação do desempenho de um sistema de distribuição depende do tipo de representação selecionada para as variáveis relevantes do problema. No caso da avaliação da confiabilidade dos sistemas de distribuição, a modelagem dos componentes está, essencialmente, relacionada com a sua disponibilidade. As técnicas de Markov são adequadas para modelar uma variedade de problemas e a sua aplicação na avaliação de confiabilidade é recorrente. Os modelos de Markov pressupõem a consideração de três condições essenciais (KROESE; TAIMRE; BOTEV, 2011):

- 1) O sistema é sem memória, ou seja, as probabilidades de eventos futuros são apenas função do estado atual do sistema e não dos estados passados;
- 2) O sistema é estacionário, ou seja, as probabilidades de transição entre estados são constantes e não variam com o tempo.
- 3) Duas ou mais transições não podem ocorrer simultaneamente.

Os modelos de Markov podem ainda ser discretos ou contínuos. Nos modelos discretos as transições de estado ocorrem em intervalos de tempo discretos, pré-estabelecidos, enquanto nos modelos contínuos as transições podem ocorrer em qualquer instante de tempo, dentro do intervalo contínuo. No campo da avaliação da confiabilidade, os modelos contínuos de Markov são tradicionalmente mais utilizados pois eles são mais adequados para representar as transições associadas aos componentes dos sistemas de distribuição.

O processo de Markov contínuo em (BILLINTON, R., ALLAN, 1984) modela um componente do sistema em dois estados: *operação* ( $Up$ ) ou *falha* ( $Down$ ). As transições entre estes dois estados ocorrem de forma contínua, por meio de taxas de transição entre estes estados. Este modelo é adequado para representar os equipamentos das redes de distribuição, pois as taxas de falha e reparo desses componentes geralmente estão disponíveis. Então, desde que exponencialmente distribuídas, as taxas de falha e reparo são constantes e o modelo de Markov pode ser aplicado para recriar o ciclo de falha e reparo dos componentes de um sistema de distribuição. A Figura 38 apresenta um diagrama representativo do modelo de Markov para dois estados, onde os parâmetros  $\lambda$  e  $\mu$  representam a taxa de falha e reparo, respetivamente.

Figura 38 – Modelo de Markov para dois estados.



Fonte: adaptado de (BILLINTON, R., ALLAN, 1984).

A taxa de falha e reparo são definidas como:

$$\lambda = \frac{1}{MTTF} \quad (2.21)$$

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \quad (2.22)$$

onde *MTTF* é o tempo médio para falhar (*Mean Time To Failure*) e *MTTR* é o tempo médio para reparar o componente (*Mean Time To Repair*). Na eventualidade destes tempos médios não estarem disponíveis ou não serem contabilizados pelas empresas, as taxas de transição podem ser calculadas a partir do banco de dados das interrupções passadas, como:

$$\lambda = \frac{n^{\circ} \text{ falhas do componente}}{\text{Tempo total em operação}} \quad (2.23)$$

$$\mu = \frac{n^{\circ} \text{ reparos do componente}}{\text{Tempo total em falha}} \quad (2.24)$$

### 2.3.2.3 Avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição utilizando a simulação sequencial de Monte Carlo

Para uma avaliação robusta do desempenho de um sistema de distribuição, a utilização de técnicas ou metodologias que permitam a representação completa e pormenorizada da operação do sistema é essencial. Só assim poderão ser avaliados os impactos de investimentos ou decisões de planeamento, nomeadamente pela estimação e análise dos índices de continuidade. A simulação sequencial de Monte Carlo (SSMC) e a sua característica cronológica permitem um ambiente deste género, contudo, isto requer que a representação do ciclo de falha e reparo dos seus componentes, assim como a representação de aspectos operacionais do sistema, sejam devidamente modelados.

A SSMC é uma simulação discreta de eventos, onde a operação do sistema é replicada como uma sequência cronológica de estados amostrados e o comportamento aleatório dos componentes, ou seja, o ciclo de falha e reparo dos componentes, é representado pelo modelo de Markov a dois estados, descrito na seção 2.3.2.2. A residência em cada estado obedece a uma distribuição exponencial e a duração em cada estado é amostrada recorrendo ao método da transformada inversa (BILLINTON, R., ALLAN, 1984), pelas equações:

$$t^{up} = -\frac{1}{\lambda} \ln U \quad (2.25)$$

$$t^{down} = -\frac{1}{\mu} \ln U \quad (2.26)$$

onde  $t^{up}$  e  $t^{down}$  são os tempos de residência no estado  $Up$  e  $Down$  respetivamente,  $\lambda$  e  $\mu$  as taxas de falha e reparo, respetivamente e  $U$  é um número aleatório uniformemente distribuído entre  $[0,1]$ .

Qualquer processo com características estocásticas consiste na contabilização e avaliação dos fenômenos de interesse. No caso dos sistemas de distribuição, esses fenômenos incluem o número de interrupções, duração das interrupções ou energia não suprida. A SSMC recria vários anos de operação do sistema para estimar os indicadores de confiabilidade. Cada ano de operação, representa uma amostra no processo de simulação e, para cada amostra, uma estimativa de cada fenômeno de interesse pode ser modelada por uma função teste  $G(\cdot)$ . Assim, esta estimativa reflete o valor obtido para um ano aleatório.

No caso de avaliação da confiabilidade, a variável de interesse é a disponibilidade do sistema para atender a carga, na forma das variáveis necessárias para computar os indicadores de confiabilidade. A repetição deste processo  $N$  vezes, origina  $N$  estimativas de cada indicador. Então, o valor esperado de cada estimador, não enviesado,  $\tilde{E}[G]$  pode ser obtida por meio da equação (RUBINSTEIN, R., Y., KROESE, 1991):

$$\tilde{E}[G] = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N G(y_n) \quad (2.27)$$

onde  $G(y_n)$  é a função teste avaliada em  $y_n$ ,  $N$  o número de anos simulados e  $G$  é a variável aleatória contínua que mapeia os valores de  $G(y_n)$ . Aplicado à avaliação de sistemas de distribuição,  $G$  é o indicador de confiabilidade,  $G(y_n)$  é o valor anual do indicador de confiabilidade,  $y_n$ , a variável que conta o ano amostral e  $N$  o número total de anos simulados.



Uma vez que para cada ano  $n$  existe uma estimativa  $\tilde{E}[G]$ , é necessário definir um critério para tratar o elevado número de amostras e alcançar a convergência da variável. Assim, para um número  $n$  de amostras, suficientemente elevado, a variância  $\sigma^2$  de  $G$  é estimada por

$$\sigma^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{u=1}^n (G(y_u) - E_n[G])^2 \quad (2.28)$$

O teorema do limite central dita que a distribuição de uma qualquer sequência de  $E_n[G]$  valores, tende para uma distribuição normal. Assim, para um elevado valor de  $n$ , o intervalo de confiança é dado por

$$\left( \tilde{E}_n[G] - z_{1-\zeta/2} \frac{\sigma^2}{\sqrt{n}}, \tilde{E}_n[G] + z_{1-\zeta/2} \frac{\sigma^2}{\sqrt{n}} \right) \quad (2.29)$$

onde  $z_{1-\zeta/2}$  é o percentil da distribuição normal padrão  $\mathcal{N}(0,1)$ .

Em estatística, a precisão dos estimadores  $\tilde{E}[G]$ , também denominada de coeficiente de variação, é dada por

$$\beta = \sqrt{\frac{V(\tilde{E}[G])}{\tilde{E}[G]^2}} \times 100\% \quad (2.30)$$

onde  $V(\tilde{E}[G])$  é a variância do estimador não enviesado.

Tipicamente, o valor mínimo pré-definido do coeficiente de convergência ( $\beta$ ) é definido como critério de parada da SSMC.

O procedimento estabelecido pelas equações (2.27)-(2.30) é utilizado para estimar os índices de confiabilidade. Então, as funções teste para o cálculo dos indicadores apresentados na seção 2.2.1, utilizando a SSMC, são exibidas no Quadro 7.

Quadro 7 – Funções teste  $G(y_n)$  para avaliação da confiabilidade.

Índice	Função Teste	
SAIFI	$SAIFI(y_n) = \frac{\text{n}^\circ \text{ de consumidores interrompidos em } y_n}{\text{n}^\circ \text{ total de consumidores}}$	(2.31)
SAIDI	$SAIDI(y_n) = \frac{\text{tempo de interrupções dos consumidores em } y_n}{\text{n}^\circ \text{ total de consumidores}}$	(2.32)
ENS	$ENS(y_n) = \text{energia não fornecida em } y_n$	(2.33)
MAIFI	$MAIFI(y_n) = \frac{\text{n}^\circ \text{ de interrupções momentâneas} \times \text{n}^\circ \text{ de religamentos em } y_n}{\text{n}^\circ \text{ total de consumidores}}$	(2.34)

Fonte: do Autor.

É interessante notar que o modo de estimar os indicadores de confiabilidade por meio da SSMC é mais próxima da formulação utilizada pelas distribuidoras para calcular os indicadores de continuidade baseada no histórico do ano de operação (seção 2.2.1) do que da formulação utilizada no método analítico (seção 2.3.2.1). De fato, o método analítico calcula os indicadores de confiabilidade com base nas taxas e indisponibilidades pontuais dos pontos de consumo do sistema, enquanto a SSMC simula a cronologia de transições ao longo do ano. Não só este modelo de simulação é mais próximo da operação dos sistemas de distribuição, como torna possível obter distribuições de probabilidade para cada um dos indicadores, o que evidencia a vantagem desta metodologia.

Um algoritmo padrão da SSMC é apresentado no Quadro 8.

Quadro 8 – Algoritmo “padrão” da SSMC.

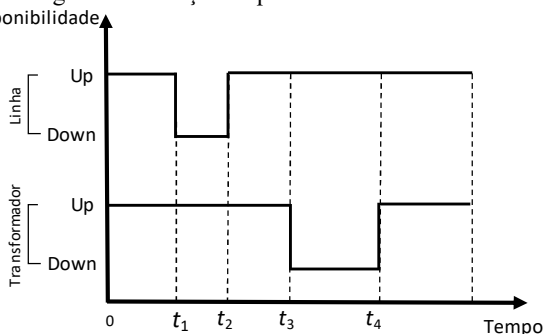
1:	Inicializar todas as variáveis de interesse para o sistema e simulação
2:	Inicializar o relógio ( $t_{clock}$ ) e contador de transições ( $t_i$ )
3:	Definir o critério de convergência ( $\beta$ ) e definir $ano = 0$
4:	Definir o estado inicial de todos os componentes
5:	<b>for</b> para todos os componentes do sistema, estimar o tempo de residência, aplicando:
5(a)	<b>If</b> o componente está no estado <i>UP</i> , amostrar o tempo de residência usando (2.25)
5(b)	<b>Else</b> o elemento está em <i>DOWN</i> , amostrar o tempo de residência usando (2.26)
6:	<b>end for</b>
7:	<b>while</b> enquanto $\beta \geq$ tolerância <b>do</b>
	$ano = ano + 1$ ; $t_{clock} = 0$ ; $t_i = 0$
8:	<b>while</b> enquanto $t_{clock} < 8760$ h <b>do</b>
	<i>Seleção do estado</i>
9:	Avançar para transição mais iminente $\rightarrow t_{clock} = t_{i+1}$ e realizar:
	<i>Avaliação do estado</i>
9(a):	Avaliar o sistema neste estado, armazenando as variáveis de interesse
9(b):	Alterar o estado do componente
9(c):	Amostrar o tempo de residência no novo estado utilizando 5(a) ou 5(b)
10:	<b>end while</b> // enquanto o ano não estiver completo, regressar ao ponto 8
	<i>Cálculo dos estimadores</i>
11:	Estimar o desempenho do <i>ano</i> , realizando:
11(a):	Agregar as avaliações de estado durante o <i>ano</i> para computar funções teste $G(y_n)$
11(b):	Estimar indicadores de confiabilidade no <i>ano</i> e respectivos coeficientes de variação
12:	<b>end while</b> // a simulação termina quando todos coeficientes de variação são inferiores à tolerância definida

Fonte: do Autor.

Observe-se que o pseudo-algoritmo apresentado omite aspectos de implementação para fins de compreensão. Detalhes adicionais sobre a SSCM podem ser consultados em (BILLINTON, R., LI, 1994).

Um exemplo da cronologia sintética criada pelo ambiente da SSMC é apresentado na Figura 39, para um sistema genérico, composto por uma linha e um transformador.

Figura 39 – Cronologia da simulação sequencial de Monte Carlo.



Fonte: adaptado de (ISSICABA; PECAS LOPES; DA ROSA, 2012).

A SSMC avalia os estados à medida que estes são obtidos. Este tipo de simulação segue uma cronologia baseada no mecanismo de “avanço no tempo até à próxima transição”, utilizando um relógio (*clock*) para transitar entre estados. Assim, considerando o exemplo da Figura 39, a simulação inicia-se em  $t = 0$  e, neste instante, a residência no estado de operação (*Up*) para ambos os componentes é amostrada utilizando (2.25) considerando a taxa de falha associada a cada componente.

O relógio da simulação avança até à primeira transição em  $t_1$ , onde ocorre a transição da linha para um estado de falha. O sistema é avaliado neste ponto e as informações necessárias à composição dos índices é armazenada. Em seguida, o tempo de reparo é amostrado, utilizando (2.26), e, durante este período, a linha estará fora de serviço (*Down*). Na sequência, o relógio avança até à próxima transição ( $t_2$ ), o sistema é novamente avaliado, o estado da linha é alterado e um novo estado de residência em *Up* é amostrado, utilizando (2.25). O próximo estado a ser avaliado ocorre no instante  $t_3$ , com a falha do transformador, e o mesmo processo de avaliação se repete. O estado do transformador é alterado e o tempo de residência em *Down* é amostrado utilizando (2.26). O reparo do transformador termina em  $t_4$ , quando, após avaliação do estado, este é

alterado e um novo tempo de residência em  $Up$  é amostrado utilizando (2.25).

O processo repete-se até que se complete um ano de operação, caracterizando uma amostra anual, e os índices de confiabilidade para esta amostra são computados. Até que o critério de parada ou convergência seja atingido, um novo ano de operação é simulado.

No ambiente da SSMC, a transição do estado  $Up$  para o estado  $Down$ , configura uma interrupção permanente no sistema. Em termos da sequência de eventos associada a cada interrupção têm-se:

- 1) **Falha:** O componente do sistema sofre falta;
- 2) **Atuação da proteção permanente:** A falta leva à atuação da proteção a montante da falta, isolando um trecho do sistema. O componente em falta transita para o estado  $Down$ ;
- 3) **Reparo:** Após atuação da proteção inicia-se o reparo do componente faltoso.
- 4) **Restabelecimento do serviço:** Após o reparo, o componente transita para o estado  $Up$ .

Este procedimento, apesar de representar a sequência natural de eventos no decorrer de uma falta no sistema de distribuição, é amparado em um conjunto de hipóteses, algumas das quais demasiado otimistas. A causa da falha é desconsiderada. As proteções atuam de forma instantânea, não falham e a sua operação não depende das curvas características nem do tipo de falta.

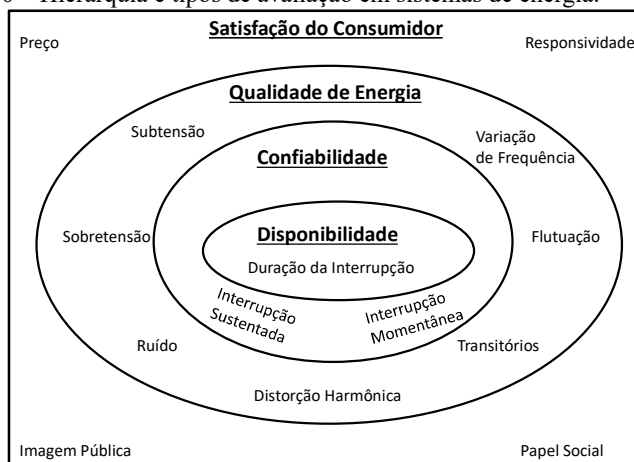
### 2.3.3 Alcance da avaliação de confiabilidade

Os principais objetivos dos departamentos de planejamento foram apresentados na seção 2.3.1, onde foi também evidenciada e justificada a maior preocupação das distribuidoras com o desempenho dos seus sistemas em termos de continuidade. Esta “preferência” das distribuidoras é transposta para as técnicas de simulação preditiva, como aquelas discutidas na seção 2.3.2, fazendo com que apenas as variáveis relevantes para o problema da continuidade sejam consideradas e demais aspectos, como a causas de interrupção, resposta das proteções e qualidade de energia, sejam desconsiderados.

A segregação da avaliação da continuidade de outros aspectos que interferem no desempenho do sistema, como a qualidade de energia, é uma prática comum dos avaliadores e planejadores de sistemas de distribuição. Willis (WILLIS, 2004) estabeleceu uma hierarquia de

referência para os tipos de avaliação em sistemas de potência, apresentada na Figura 40, compondo aqueles que são hoje os escopos gerais de cada uma, utilizados para avaliar o desempenho de um sistema de potência.

Figura 40 – Hierarquia e tipos de avaliação em sistemas de energia.



Fonte: adaptado de (WILLIS, 2004).

O diagrama da Figura 40 resume a avaliação do desempenho de sistemas de energia em quatro categorias:

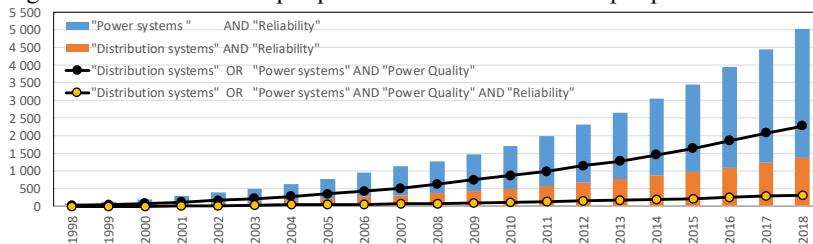
- 1) **Satisfação do Consumidor:** As distribuidoras não podem negligenciar que uma operação perfeita da rede, do ponto de vista técnico, não será suficiente se esta não satisfizer as expectativas do consumidor. Aspectos como preço, capacidade de resposta, imagem pública e papel social deverão também ser avaliados;
- 2) **Qualidade de Energia:** Avalia os desvios de tensão da forma sinusoidal ideal da tensão. Esta forma perfeita de onda é distorcida pela ocorrência de fenômenos como, afundamentos, elevações, ruído, distorção harmônica, transitórios, flutuação ou variação da frequência, que precisam ser avaliados;
- 3) **Confiabilidade:** Está relacionada com a continuidade de serviço, ou seja, a capacidade de o sistema entregar energia aos seus consumidores. A avaliação depende apenas da disponibilidade de sinal de tensão e não da forma da onda. As interrupções na rede, momentâneas ou sustentadas, são os aspectos considerados;

- 4) **Disponibilidade:** Definida como a percentagem de tempo que uma fonte de tensão está ininterrupta. O seu complemento é denominado de indisponibilidade. Ambas se relacionam com a interrupção e o seu tempo de duração.

A hierarquização proposta na Figura 40, apresenta as categorias como subconjuntos das suas antecedentes. Assim, a disponibilidade é um subconjunto da confiabilidade, uma vez que ambas se baseiam na avaliação de interrupções. A confiabilidade é um subconjunto da qualidade, uma vez que se avalia a disponibilidade de tensão. Apesar da confiabilidade apenas avaliar a existência ou ausência de tensão, o fato de mapear, de alguma forma, o sinal de tensão faz com que seja um subconjunto da qualidade de energia. Por sua vez, a qualidade de energia avalia todos os aspectos relacionados com a variação do sinal de tensão, que prejudicam o desempenho do sistema. Por fim, a qualidade de energia compõe um subconjunto da satisfação do consumidor, uma vez que as expectativas do consumidor não dependem apenas de aspectos específicos à relação comercial com a distribuidora, mas também do desempenho técnico das redes de distribuição, no qual se inclui todos os aspectos associados a cada conjunto.

Este enquadramento proposto por Willis, separando as avaliações de confiabilidade da qualidade de energia, não é somente uma prática comum na indústria, mas também no meio acadêmico, onde as avaliações de confiabilidade e qualidade são realizadas, predominantemente, de forma separada. O resultado combinado e agregado da pesquisa dos termos “*power systems*”, “*distribution systems*”, “*reliability*” e “*power quality*” no *abstract* de obras publicadas nos últimos 20 anos em duas bases de dados (*IEEE Xplore Digital Library* e *Science Direct*), permitiu a construção do gráfico apresentado na Figura 41.

Figura 41 – Resultados da pesquisa em bancos de dados de pesquisa.



Fonte: do autor.

Em um panorama geral, percebe-se que o interesse pelo estudo e desenvolvimento de metodologias para avaliação dos sistemas de potência é crescente, com o volume de publicações aumentando a cada ano. A pesquisa conjunta dos termos “*power systems*” ou “*distribution systems*” e “*reliability*” resulta na disponibilização de cerca de 5 000 publicações dedicadas à avaliação da confiabilidade de sistemas de potência, das quais cerca de  $\frac{1}{4}$  se referem apenas a sistemas de distribuição. Este volume de publicações demonstra a relevância que o estudo da continuidade representa para os investigadores, cuja pesquisa é, muitas vezes, realizada em conjunto com parceiros da indústria. No entanto, quando a pesquisa é direcionada para “*power quality*”, o volume de publicações não ultrapassa as 2 500 publicações e é inferior a 500 quando os termos “*power quality*” e “*reliability*” são abordados conjuntamente. Apesar do crescente interesse pela qualidade de energia, como confirma a curva ascendente da Figura 41, o menor volume de publicações revela que o planejamento se distancia dos aspectos da qualidade de energia.

Contudo, o entendimento de que a avaliação da confiabilidade se deve apenas restringir aos aspectos de continuidade, avaliando somente eventos com a ausência do sinal de tensão (interrupções sustentadas), desconsiderando qualquer outro tipo de perturbação da tensão, não deve ser mandatório e precisa ser reconsiderado. Como exposto em seções anteriores, face à crescente exigência dos consumidores, principalmente clientes industriais, com equipamentos eletrônicos cada vez mais sensíveis à forma de onda, e às características das cargas e fontes atualmente presentes nas redes de distribuição, capazes de distorcer o sinal de tensão, as distribuidoras terão de se adaptar a estas novas exigências procurando uma avaliação mais completa, que aborde conjuntamente aspectos de continuidade e qualidade da energia.

Para a avaliação da confiabilidade se traduzir, de fato, em uma avaliação da robustez dos sistemas de distribuição, a confiabilidade não pode apenas avaliar a continuidade do sistema. A confiabilidade precisa agregar em seu ambiente, aspectos relacionados à forma de onda de tensão, para que a avaliação da confiabilidade, ou seja, a avaliação do desempenho e robustez de um sistema de distribuição, seja aderente às necessidades atuais, abrangendo aspectos de continuidade e qualidade de energia na avaliação.

Este trabalho está em linha com as publicações que buscam representar, em uma mesma avaliação, aspectos de continuidade e qualidade de energia, para avaliar o desempenho de sistemas de distribuição. Assim, propõe-se eliminar a fronteira entre *Confiabilidade* e

*Qualidade de Energia*, como considerado na Figura 40, procurando um alcance maior da avaliação da confiabilidade para considerar aspectos da qualidade de energia, nomeadamente, eventos que conduzem a afundamentos e elevações.

Para isso, numa primeira fase, o estado de arte relevante para o escopo deste trabalho é revisitado. Alguns dos trabalhos que procuram aumentar o alcance da avaliação da confiabilidade, para considerar causas de interrupção, são expostos na seção 2.3.3.1. Autores que procuraram representar o curto-circuito e resposta da proteção são apresentados na seção 2.3.3.2. Finalmente, a integração de aspectos de qualidade de energia na avaliação de sistemas de energia são discutidos na seção 2.3.3.3.

### 2.3.3.1 ESTADO DA ARTE: Integração das causas de interrupção na avaliação de sistemas de distribuição

A SSMC, descrita na seção 2.3.2.3, depende da definição das taxas de falha e reparo de cada componente. Estas taxas são valores calculadas com base no registro de avarias e histórico de falhas dos componentes. Normalmente são definidos valores médios para estas taxas, sem distinção ou identificação da causa, e, do ponto de vista da avaliação da continuidade, esta consideração tem sido suficiente.

A frequência das interrupções está fortemente correlacionada com as respetivas taxas de falhas e reparo. A correta identificação das causas de interrupção está relacionada com a quantidade e qualidade das informações obtidas no local onde ocorre a falta. Só um correto levantamento destas informações e adequada representação estocástica permitirá a integração explícita da causa no ambiente probabilístico da SSMC. Porém, muitas vezes, os dados sobre as interrupções nos bancos de dados são de baixa qualidade, o que se traduz na atribuição de taxas de falha e reparo não aderentes à realidade do sistema de distribuição em estudo. Brown (BROWN, 2009) defende que a correta identificação do local e causas de desligamento proporciona a melhor relação custo/benefício para estimar a confiabilidade do sistema de distribuição.

Alguns trabalhos, como o de Tronchoni *et al.* (TRONCHONI *et al.*, 2010), disponibilizam metodologias para identificação das causas de falha em redes de distribuição, o que poderia auxiliar em um melhor detalhamento destas causas. Também o ambiente de mapeamento de algumas metodologias de análise de risco como a FMEA (*Failure Mode and Effects Analysis*) (ROBIN E. MCDERMOTT; RAYMOND J. MIKULAK; MICHAEL R. BEAUREGARD, 2009), FTA (*Fault Tree*



*Analysis*) (VESELY et al., 1981) ou análises de risco (RAUSAND, 2011) poderão ser ferramentas importantes para caracterizar e avaliar a probabilidade e severidade dessas causas nos sistemas de distribuição.

Com relação à representação das causas de interrupção, alguns estudos têm sido publicados, propondo modelos para integração das mesmas, nas avaliações de confiabilidade. Por exemplo, o impacto da atividade sísmica na confiabilidade de sistemas de potência é discutido em (LI; ZHANG, 2011), através da análise das propriedades dos sistemas de potência e das características da rede. Uma análise sobre falhas causadas por animais é apresentada em (CHOW; TAYLOR, 1995), salientando que é mais efetivo implementar ações para prevenir a atuação dos elementos causador da falha (como animais, árvores, etc.), do que adotar apenas medidas restaurativas eficientes. Também em (GUI; PAHWA; DAS, 2011) se propõe um modelo de rede bayesiana, combinado com simulação de Monte Carlo, para analisar interrupções relacionados com animais em sistemas de distribuição.

A consideração do vento na avaliação da confiabilidade, representando as interrupções que resultam da ação do vento, é um dos objetivos deste trabalho. A interferência do vento nos sistemas de energia foi também abordada em vários estudos, embora normalmente reconhecida como uma ocorrência de clima adverso (LI; XIONG; ZHOU, 2008). Uma revisão completa das abordagens existentes, que modelam o impacto climático em sistemas de energia pode ser encontrada em (PANTELI; MANCARELLA, 2015). O método mais popular para avaliar o impacto do clima adverso é, provavelmente, o modelo de Markov, que considera dois estados de clima: normal e adverso (GAVER; MONTMEAT; PATTON, 1964). Um terceiro estado foi também proposto em (BILLINTON; SINGH, 2006), para situações catastróficas, no entanto, a classificação do clima em dois estados, é a que reúne maior consenso na literatura. Seguindo esta classificação, as taxas de falha e reparo associadas a cada um dos estados são estimadas, resultando em taxas diferentes, mas ainda assim constantes em cada estado. Os métodos analíticos produzirão dois conjuntos de resultados, ponderados pela probabilidade de transição entre os estados de clima, enquanto na abordagem por simulação é necessária a duração de cada estado e uma técnica para amostragem das falhas (por exemplo, distribuição exponencial, utilizando diferentes taxas de falha e reparo). Em alguns desses trabalhos, o vento é uma variável essencial para distinguir os dois estados de clima. Em (ZHOU; PAHWA; YANG, 2006) um modelo de rede bayesiana, que usa probabilidades condicionais de falhas dadas por diferentes condições de clima, utiliza a velocidade do vento para capturar

a relação entre cada estado de clima e o nível da falha. O trabalho desenvolvido em (ALVEHAG, K., SÖDER, 2011) utiliza um processo de Poisson não-homogêneo para amostrar estados de clima adversos e a velocidade e duração do vento, associadas a esses eventos, é gerada por meio de uma distribuição de Weibull.

Alguns trabalhos mais recentes estão abordando a representação explícita das interrupções causadas por ação do vento, sem as classificar como uma instância de clima adverso. Em (PANTELI et al., 2017) o conceito de curvas de fragilidade é proposto para estimar as probabilidades de falha variáveis no tempo, utilizando perfis de vento horários para obter as probabilidades de falha dos componentes. Este conceito é explorado em (SOLHEIM; KJOLLE, 2016), onde as taxas de falha variáveis com o vento são estimadas utilizando dados de reanálise e um esquema de atualização bayesiana. Esta abordagem permite avaliar o desempenho de torres de transmissão, que sofrem o impacto de velocidades de vento extremas, para enfatizar a resiliência da infraestrutura e estimar a probabilidade de falhas em cascata. No entanto, as linhas aéreas ao nível de distribuição podem experimentar falhas relacionadas com o vento em todo o espectro de velocidade do vento e não é claro, neste trabalho, como o método proposto se ajustaria a um ambiente de simulação em que se assume que as taxas de falhas são valores médios e constantes.

Brown (BROWN, 2009) reconhece que um dos maiores problemas nas avaliações de confiabilidade é a falta de informações históricas aderentes à realidade dos equipamentos. De fato, a integração das causas de interrupção no ambiente da SSCM é pouco explorada no estado-da-arte, sobretudo porque a imprevisibilidade da ocorrência e severidade das interrupções é elevada. No entanto, o ambiente probabilístico da SSMC permite a representação das características estocásticas e consideração de incertezas associadas a esses eventos, desde que esteja disponível um conjunto de informações adequadas para o tratamento e processamento desses desligamentos.

### 2.3.3.2 ESTADO DA ARTE: Curto-circuito e resposta da proteção na avaliação de sistemas de distribuição

O impacto do curto-circuito em estudos de confiabilidade é geralmente desconsiderado, pois a avaliação da adequação tradicional, apenas se refere ao estudo da interrupção e o seu impacto nos índices de continuidade. Contudo, alguns estudos propõem a integração do curto-circuito nas avaliações de confiabilidade, para que seja possível avaliar

impactos, não só nos índices de continuidade, como em questões relacionados com aspectos de proteção e qualidade de energia. Nesta seção é realizado o levantamento, no estado da arte, de métodos de cálculo e técnicas probabilísticas para determinar as correntes de curto-circuito.

Em (KERSTING; PHILLIPS, 1990) é apresentada uma metodologia para o cálculo das correntes de curto circuito em sistemas de distribuição, utilizando coordenadas de fase. As indutâncias de linha e de fase são obtidas por meio das equações de Carson modificadas e o cálculo do curto circuito é realizado utilizando as equações de Kirchhoff das tensões e correntes, para a obtenção das condições pós-falta. A metodologia proposta foi utilizada para avaliar o sistema IEEE 34, considerando uma impedância de falta igual a 40 Ohm. Em (BORDALO; RODRIGUES; SILVA, 2004) é proposto um modelo para cálculo da corrente de curto-circuito, que combina o Método da Soma de Admitâncias (*Admittance Summation Method*) com a redução de Kron, para eliminar os nós introduzidos na rede elétrica devido à conexão da admitância da falta. O foco do trabalho de (JABR; DŽA, 2014) foi estudar as vantagens da modelagem proposta por Fortescue, para a análise de curto-circuito em distribuição. Na metodologia proposta, as tensões pré-falta são obtidas por meio de fluxo de potência baseado no método de componentes simétricas e o cálculo do curto-circuito utiliza as leis de Kirchhoff das tensões e correntes. O efeito da carga na análise do curto-circuito, muitas vezes desprezada, é investigado em (MATHUR; PANT; DAS, 2015), sendo que a corrente de curto-circuito é determinada utilizando o método das coordenadas de fase.

Com relação aos métodos probabilísticos, um dos primeiros estudos para análise do curto-circuito utilizando simulação de Monte Carlo foi apresentado em (EL-KADY, 1983). Em seu estudo, El-Kaday identifica que a implementação probabilística do curto-circuito é possível, porém caracterizada por dificuldades computacionais quando o sistema avaliado é de grandes dimensões. Dois métodos para obtenção de distribuições de probabilidades de correntes de curto-circuito são propostos em (BALOUKTSIS; TSANAJAS; VACHTSEVANOS, 1986), o primeiro baseado na simulação de Monte Carlo e o segundo utilizando expressões analíticas. Também em (HATZIARGYRIOU; HELIOPOULOS; PAPADIAS, 1991) é proposto um método que considera a natureza aleatória do curto-circuito, utilizando probabilidades condicionais para obter expressões analíticas da corrente de falta.

Em estudos mais recentes, como o de (CARPINELLI et al., 2004), é proposta uma abordagem probabilística baseada em simulação de Monte Carlo, onde a avaliação da corrente de curto-circuito é realizada

pelo método das coordenadas fasoriais. Também (BRACALE et al., 2012) apresenta uma abordagem probabilística, baseada nas técnicas de Monte Carlo para avaliar a função densidade de probabilidade das correntes trifásicas de curto-circuito, em um sistema de distribuição com presença de geração distribuída.

Em relação à resposta dos equipamentos de proteção, o resultado da análise do estado da arte identifica dois conjuntos de estudos: estudo das práticas comuns em esquemas de proteção e modelos para representação da proteção. Em relação ao primeiro conjunto, (LAKERVI; HOLMES, 1995) define algumas práticas da proteção, principalmente em termos da coordenação dos equipamentos. Por exemplo, para coordenação de relés eletromecânicos em série, os autores citam que a coordenação entre relés deve estabelecer um intervalo de 0,4 e 0,5 segundos entre a atuação dos equipamentos, para uma mesma corrente de curto-circuito, enquanto para relés eletrônicos, a coordenação deve garantir uma diferença de 0,3 segundos para equipamentos em série. Quanto à utilização de religadores, os autores referem que o intervalo de tempo para o ciclo de abertura e fechamento das aberturas rápidas do religador pode variar entre 0,2 segundos até 30 segundos, dependendo do número de aberturas e curvas de equipamento utilizados. Em (GUIGER, 1988) alguns procedimentos para coordenação com fusíveis são proposto, nomeadamente, quanto à proteção de ramais, devendo-se garantir que a capacidade do fusível deve ser maior em pelo menos 1,5 o valor da corrente de carga no ponto considerado para a colocação da proteção.

Em termos da representação da proteção em estudos de confiabilidade, em (LIANG; GOEL, 1997) e (ALLAN et al., 1991) os sistemas de distribuição correspondentes são avaliados considerando diferentes configurações de proteção, incluindo a colocação de religadores, fusíveis e chaves seccionadoras. Os indicadores de confiabilidade estimados permitem aferir sobre o desempenho de cada configuração do ponto de vista da continuidade. Contudo, os modelos de proteção adotados consideram aberturas instantâneas e o sistema é perfeitamente coordenado, uma vez que a condição de falta não considera a corrente de falta nem os tempos de atuação da proteção.

A integração do curto-circuito na avaliação do desempenho de sistemas de distribuição é um tópico relevante na atualidade e são vários os trabalhos publicados nesta matéria, contudo o seu enquadramento no ambiente das avaliações de confiabilidade é ainda pouco consolidado, tornando o tema deste trabalho ainda mais relevante. Também os equipamentos de proteção são tipicamente considerados nas avaliações, porém, utilizando modelos que consideram hipóteses incompletas,

desconsiderando, por exemplo, os tempos de atuação e a condição da falta. Assim, uma representação mais completa da resposta da proteção, considerando as características do curto-circuito e as curvas de atuação de cada tipo de proteção, permite uma melhor representação da operação da rede nos estudos de planejamento de sistemas de distribuição.

### 2.3.3.3 ESTADO DA ARTE: Avaliação da qualidade de energia no planejamento de distribuição

A integração na mesma avaliação de aspectos de continuidade e qualidade de energia é um tópico não consolidado no estado da arte dos sistemas de potência. No entanto, é um tópico que tem suscitado o interesse dos engenheiros e pesquisadores, como evidencia o levantamento bibliográfico realizado nos trabalhos de (SCHILLING et al., 1989), (ALLAN et al., 1994), (ALLAN et al., 1999) e (BILLINTON; FOTUHI-FIRUZABAD; BERTLING, 2001).

A avaliação de eventos de variação de tensão pode ser abordada de duas perspectivas distintas: medição (por monitoramento do sistema) ou predição (utilizando técnicas ou modelos matemáticos e probabilísticos) (BORDALO; RODRIGUES; DASILVA, 2006). A primeira depende da quantidade de equipamentos de monitoramento instalados na rede, períodos de amostragem e quantidade de informação extraída para, à posteriori, analisar os dados recolhidos e verificar a frequência e duração das variações. Assim, como os afundamentos e as elevações são eventos aleatórios por natureza, a qualidade da avaliação vai depender da quantidade de equipamentos e períodos de medição, caso contrário, a estimação será enviesada. A segunda perspectiva de análise, utiliza modelos matemáticos para simular as condições em regime permanente e/ou transitória, durante e após a falta, para estimar as consequências em termos da variação da tensão. Apesar da predição não depender do monitoramento do sistema, a complexidade da modelagem para caracterizar a falta demanda um esforço adicional, para representar as variáveis relevantes do problema, de tal forma que a maioria das técnicas preditivas avalia apenas a adequação do sistema em termos de continuidade.

Contudo, alguns autores têm procurado acrescentar detalhe às avaliações de confiabilidade, considerando aspectos de qualidade de energia, segurança ou variação da tensão. Billinton em alguns dos seus trabalhos (BILLINTON; ABORESHAD, 1995)(BILLINTON; LIAN, 1994) aborda a integração de elementos de segurança, onde informação probabilística sobre os estados de operação do sistema é quantificada.

Também em (PORRETA et al., 1991) e (COSTA et al., 2013) são introduzidos alguns conceitos de segurança na avaliação de continuidade, mas estes se aplicam apenas aos sistemas compostos de geração e transmissão.

Trabalhos recentes têm promovido um avanço para integrar aspectos de qualidade de energia nas avaliações de confiabilidade. Por exemplo, (SINGH; LUO; KIM, 2006) propõe uma filosofia híbrida, combinando os métodos de Monte Carlo e Mapas de Kohonen, para avaliar a confiabilidade e a estabilidade transitória de um sistema. Os trabalhos de Issicaba *et al.* (ISSICABA; PECAS LOPES; DA ROSA, 2012) ou Levi *et al.* (LEVI; NAHMAN; NEDIC, 2001), apesar de não o tratarem explicitamente, identificam a necessidade de considerar a forma de onda de tensão como variável de desempenho do sistema. Por fim, (LI; XIANG; COBBEN, 2014) formaliza o conceito de curto-circuito probabilístico, para investigar o problema do afundamento causado por uma falta, onde a metodologia selecionada para avaliar esta avaliação probabilística foi também a simulação de Monte Carlo.

A avaliação dos afundamentos de tensão de forma probabilística é um tópico relativamente recente na literatura. Em (MARTINEZ; MARTIN-ARNEDO, 2004) é realizada uma análise probabilística de afundamentos no domínio do tempo, utilizando um software dedicado e a simulação de Monte Carlo. Também a ferramenta de Monte Carlo sequencial é utilizada em (RODRIGUES et al., 2005) para analisar de forma probabilísticas as características dos afundamentos de tensão. O estudo de (GUPTA; MILANOVIC; MEMBER, 2006) examinou e estabeleceu, com base em testes, o intervalo de sensibilidade de três tipos de equipamentos, para os afundamentos de tensão, para em seguida definir quatro tipo de distribuições que caracterizam a variabilidade dentro desse intervalo. A comparação entre o método analítico e a SSMC para avaliação dos afundamentos de tensão é realizada em (PATRA; REDDY; GOSWAMI, 2015), considerando o tipo de falta e localização aleatória da falta. O mesmo problema é estudado em (BAPTISTA; RODRIGUES; SILVA, 2016), porém, a simulação de Monte Carlo é comparada com o método da enumeração de estados. Por fim, uma revisão dos índices para classificação de afundamentos é realizada em (BARROS; SANTOS, 2016).

A avaliação do desempenho de sistemas de distribuição realizada durante a fase de planejamento é, sobretudo, alcançada através da estimação de indicadores. Habitualmente, os problemas de qualidade de energia são investigados e tratados por medição através de dispositivos ou sensores de medição e outros equipamentos de monitoramento. O uso

de indicadores para avaliar a qualidade de energia é uma prática pouco adotada pela maioria das distribuidoras. De fato, os indicadores baseados em interrupção não são adequados para avaliar a qualidade de energia, pois alguns dos fenômenos relacionados à qualidade de energia, como por exemplo os afundamentos ou elevações de tensão, não são captadas pelos indicadores baseados em interrupção (como o SAIFI), uma vez que o consumidor pode não chegar a experimentar uma interrupção, no entanto experimenta um afundamento ou elevação de tensão.

Assim, (BROOKS, D. L., DUGAN, R. C., WACLAWIAK, M., SUNDARAM, 1998) propõe um dos primeiros passos para a estimação de indicadores de qualidade, criando o índice SARFI<sub>x</sub>. Este indicador contabiliza o número médio de variações de tensão sofridas pelo consumidor:

$$SARFI_x = \frac{\sum \text{variações no consumidor superior ao limiar } x}{N^{\circ} \text{ total de consumidores atendidos}} \left[ \frac{\text{ocorrências}}{\text{cons./ano}} \right] \quad (2.31)$$

onde a letra  $x$ , em subscrito, é um valor de referência que permite que este índice seja usado tanto para afundamentos como elevações.

O SARFI<sub>x</sub> é atualmente um dos poucos indicadores propostos para avaliar a qualidade de energia, no entanto, apenas permite avaliar o desempenho da rede face à ocorrência de afundamentos e elevações. Um dos estudos mais interessantes, realizado por Bordalo *et al.* (BORDALO; RODRIGUES; DASILVA, 2006), propõe uma abordagem probabilística do curto-circuito para cálculo do índice SARFI, integrando aspectos de qualidade de energia na avaliação. Também diversas instituições e organismos coletivos, como o CIGRÉ (CIGRE, 2004), têm conduzido esforços em seus grupos de trabalho, para identificar novas métricas que permitam avaliar os fenômenos que distorcem a forma de onda de tensão. Contudo, não existem, pelo menos do conhecimento do autor, outros indicadores que possam ser utilizados para avaliar a qualidade de energia no contexto de avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição.

Brown faz uma ressalva interessante no seu trabalho (BROWN, 2009), observando que, no passado, os afundamentos não eram uma preocupação das distribuidoras, uma vez que a sua identificação e quantificação eram difíceis. No entanto, no futuro, medidores eletrônicos serão capazes de, por um custo de benefício razoável, identificar e armazenar as ocorrências de afundamentos. Os consumidores serão capazes de identificar problemas associados aos afundamentos, as distribuidoras serão capazes de armazenar e monitorar afundamentos e as entidades reguladoras serão capazes de definir metas para indicadores

associados aos afundamentos. Este “futuro” que Brown prevê aproxima-se cada vez mais do “presente” dos sistemas de distribuição. As redes inteligentes (*smart grids*), o desenvolvimento de equipamentos de medição e monitoramento mais capazes, cargas cada vez mais sensíveis e a contínua integração de fontes de geração distribuída, demandam maior atenção para a qualidade de energia. Então, o conceito de confiabilidade precisa ser revisitado para que possa não só avaliar a robustez das redes do ponto de vista da continuidade, mas também do ponto de vista da qualidade da energia fornecida.

Por estes motivos, o desenvolvimento de novas metodologias que sejam capazes de simular e avaliar o impacto das interrupções, não só nos índices de continuidade, mas também na qualidade de energia torna-se cada vez mais relevante, o que demanda o estudo e aprofundamento dos fenômenos que causam interrupções, assim como a simulação da perturbação, neste caso o curto-circuito, que distorce o sinal de tensão. Somente desta forma será possível avaliar fenômenos associados à qualidade de energia (como os afundamentos ou elevações de tensão) em um ambiente de simulação da confiabilidade de sistemas de distribuição.

## 2.4 SUMÁRIO E DISCUSSÃO

No capítulo introdutório foi apresentada a motivação para o estudo a ser realizado e definidos os principais objetivos deste trabalho. Este capítulo teve como propósito estabelecer o contexto e compor o escopo do trabalho. Avaliar a interferência do vento, esquemas de proteção e variações de tensão, implica considerar aspectos que não são tradicionais nas avaliações de confiabilidade. Assim, cada uma das sessões pretendeu dar a conhecer os fundamentos e contexto necessário para entendimento dos vários tópicos abrangidos neste trabalho.

Inicialmente, foi realizado um levantamento das estruturas típicas em redes de distribuição, onde ficou evidente que o tipo de estrutura deve ter em conta fatores de instalação, como o perfil do terreno e tipos de consumidores, porém, a escolha do tipo de estrutura também terá impacto na operação da rede, uma vez que a disposição dos condutores em cada estrutura é diferente e o seu desempenho, do ponto de vista dos modelos elétricos, pode influenciar a qualidade de energia transportada pelos condutores. Assim, a escolha da geometria da rede deve estar refletida nos estudos de planejamento, de forma a avaliar que tipo de estrutura mitiga ou piora o desempenho em termos de qualidade.

As diferentes causas de interrupção utilizadas para catalogar os motivos ou fatores que originam faltas no sistema foram também



apresentadas. O vento, apesar de incluído nas condições climáticas, está intrinsicamente relacionado com algumas das causas, sendo um fator não só associável às condições climáticas como a outras, como é o caso dos contatos por vegetação. A interferência do vento foi, assim, investigada e desse levantamento resultou a identificação dos esforços e fenômenos em condutores e também a estreita relação entre a velocidade do vento e o contato de galhos ou árvores com a rede. As estatísticas recolhidas revelam que a velocidade do vento e a relação com os contatos por vegetação apresentam características estocásticas que, se devidamente modeladas, podem ser integradas em uma avaliação probabilística.

Os tipos de equipamentos de proteção foram apresentados em seguida, descrevendo as diferentes características e modo de operação de cada tipo. A interação entre os equipamentos de proteção é também essencial para uma eficiente operação do sistema. Seletividade e coordenação são aspectos importantes para a definição de esquemas de proteção adequados. Enquanto os religadores mitigam o efeito das interrupções temporárias, os fusíveis permitem maior seletividade e diminuição do impacto da interrupção sustentada, em termos sistêmicos, pelo que coordenação e seletividade é uma relação de *trade-off*, de forma que a escolha da filosofia de proteção é vital para a operação e deve ser uma preocupação também no planejamento.

Os vários tipos de problemas de qualidade de energia foram descritos, com especial atenção para as variações de tensão, como são o caso dos afundamentos e elevações. Este tipo de variação, frequente em sistemas de distribuição e registrado por equipamentos de medição, é caracterizado essencialmente por dois parâmetros: profundidade e duração. Assim, estimar a frequência e impacto destes fenômenos no planejamento, requer que estes parâmetros e as variáveis essenciais à sua determinação, sejam consideradas e modeladas na avaliação.

Atualmente, as entidades reguladoras estabelecem níveis de continuidade que as distribuidoras, sob pena de pesadas multas, procuram atender e, para isso, buscam alternativas e realizam investimentos que promovam a melhoria dos indicadores de continuidade. As mesmas entidades reguladoras demandam que a qualidade de energia seja verificada por meio de monitoramento, estabelecendo critérios para cada tipo de problema de qualidade de energia, porém através de padrões simples e por meio de campanhas de medição que, muitas vezes, são realizadas em apenas algumas semanas do ano. Além disso, as entidades reguladoras não penalizam as distribuidoras em termos da qualidade de energia. Assim, os departamentos de planejamento dedicam maior atenção ao estudo da continuidade, avaliando topologias e alternativas de

rede que permitem melhorar os níveis de confiabilidade, enquanto a qualidade é desconsiderada e encarada como uma preocupação da operação que, na eventualidade de um algum problema se manifestar no sistema, agirá localmente para a sua mitigação. No entanto, com o advento das redes inteligentes e crescente demanda por melhores níveis uma qualidade de energia, este tipo de problemas poderá vir a ser, à semelhança da continuidade, penalizado pelas entidades reguladoras, pelo que o planejamento precisa considerar os aspectos da qualidade de energia em seus estudos.

As funções do operador e planejador são diferentes, porém os objetivos deveriam se complementar. O planejamento precisa ampliar o alcance dos seus estudos, para integrar mais preocupações da operação, de forma que as decisões do planejamento se traduzam, efetivamente, na melhoria do desempenho do sistema, impactando em decisões da operação. Por outro lado, cabe à operação subsidiar com mais apreço, os departamentos de planejamento, disponibilizando as variáveis de interesse com maior nível de detalhe, em formato adequado, para que os estudos do planejamento sejam mais representativos da rede que avaliam. O levantamento realizado evidenciou que os departamentos de planejamento estão limitados em termos da quantidade e também qualidade da informação disponibilizada para a realização dos seus estudos.

O levantamento bibliográfico do estado da arte evidenciou que a integração das causas de interrupção no ambiente do planejamento é ainda escassa, no entanto as características estocásticas associadas a algumas causas evidenciam a possibilidade de integrar causas de interrupção no ambiente probabilístico da SSMC. Também a integração do curto-circuito e resposta dos equipamentos de proteção nos estudos de confiabilidade é um tópico relevante, porém ainda pouco consolidada, o que enaltece a necessidade de uma representação mais completa da resposta da proteção. Só assim, será possível considerar a estimação das consequências das faltas em termos das variações de tensão, respondendo à crescente necessidade das distribuidoras para avaliar, antecipadamente, o desempenho do seu sistema em termos da qualidade de serviço.

A proposta deste trabalho estabelece, naturalmente, novos desafios do ponto de vista da modelagem e análise dos sistemas elétricos de energia. Para incluir aspectos da variação de tensão, a resolução temporal dos estudos de confiabilidade, precisar ser adaptada para avaliar eventos com duração de poucos ciclos (resolução temporal das variações de tensão) até algumas horas (resolução temporal das interrupções). Avaliar fenômenos como afundamentos e elevações requer que se estabeleçam

hipóteses plausíveis para os fenômenos originadores desses eventos, como são os curtos-circuitos. Por outro lado, a qualidade de energia está intrinsicamente relacionada à resposta dos equipamentos de proteção que, na maioria dos estudos de confiabilidade, são modelados de forma simples, com funções apenas seccionadoras. Então, as hipóteses tradicionais que amparam as avaliações de confiabilidade precisam ser revisitadas e novas hipóteses precisam ser estabelecidas para modelar adequadamente todas as variáveis que permitam alcançar o objetivo desta proposta. Os próximos capítulos apresentam e propõe os modelos para o alcance do objetivo estabelecido para este trabalho.



### 3 REPRESENTAÇÃO DO VENTO NA AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Uma hipótese tradicional ao modelar interrupções para fins de confiabilidade preditiva, é assumir taxas médias de falhas, expressas em falhas por ano-calendário, sem distinção de causa e constantes ao longo do tempo (BILLINTON, R., ALLAN, 1984). Essa suposição é comumente aceita pelas distribuidoras, já que informações detalhadas sobre as causas de falhas são difíceis de relatar pelas equipes de manutenção. Ao assumir uma taxa de falha média, o problema torna-se mais simples do ponto de vista da simulação, embora haja perda de representação em termos de causas. No entanto, a taxa de falha de um componente exposto ao meio ambiente, deve depender de todos os fenômenos aos quais é sujeito. Se a integridade do sistema é mais ameaçada numa situação de vento adverso do que em condições de vento calmo, a taxa de falha deve considerar estas condições. Também os perfis de velocidade do vento diferem entre as regiões e as falhas relacionadas com o vento podem variar dependendo do local ou região. Estes aspectos são importantes para as concessionárias, no entanto, uma taxa média de falhas não permite a consideração desses aspectos.

Neste trabalho propõe-se estimar taxas de falha variáveis com a velocidade do vento, para reprodução de interrupções em linhas aéreas associadas ao vento, dissociando este tipo de faltas da tradicional taxa de falha média e associando a frequência das interrupções por vento, à severidade de um conjunto de séries anuais de velocidade do vento. Para isso, propõe-se, inicialmente, uma classificação da velocidade do vento, baseada na magnitude da velocidade, definindo níveis de severidade e identificando as consequências de cada nível para as redes de energia elétrica. Posteriormente, utilizando um banco de dados de séries temporais de vento e dados de confiabilidade normalmente disponíveis nas concessionárias, um modelo probabilístico é proposto para estimar as taxas de falhas relacionadas com o vento, de acordo com a classificação de vento estabelecida. Por fim, combinando a SSMC, para simular o comportamento dos componentes, e uma série anual de vento, para emular a variabilidade do vento e reproduzir o ciclo de falhas e reparos das linhas aéreas, os índices de confiabilidade são estimados.

Este capítulo está organizado da seguinte forma: Na seção 3.1 é proposta a tabela para classificação da severidade do vento. O modelo de interrupção de linhas aéreas considerando a velocidade do vento é apresentado na seção 3.2. Os resultados das simulações são apresentados e discutidos na seção 3.3 e as principais conclusões na seção 3.4.

### 3.1 ESCALA DE SEVERIDADE DO VENTO

Estimar o efeito do vento em linhas aéreas é uma tarefa complexa, especialmente porque é difícil obter uma distribuição probabilística que descreva os fenômenos associados ao vento, como a dispersão do estresse do vento em um poste de distribuição. No entanto, é plausível e provável que o impacto do vento esteja associado à velocidade do vento que atua em postes e condutores aéreos, assim como a sua interferência com o meio circundante, nomeadamente sobre a vegetação próxima à rede. Em sistemas particulares, expostos a temperaturas mais baixas, a combinação de vento com gelo pode também ter impacto na integridade das linhas aéreas. O peso do gelo depositado em um condutor pode provocar um desbalanço das forças de tensão longitudinal do condutor, o que pode danificar a cadeia de isoladores. Contudo, uma vez que a formação de gelo nos condutores é um evento com baixa probabilidade para a maioria dos sistemas de distribuição, as falhas associadas ao vento apenas se referem às falhas decorrente da ação direta do vento sobre os condutores e também da ação indireta sobre a vegetação circundante às linhas.

A classificação do vento proposta na Tabela 4, adapta a escala de Beaufort para redes de distribuição, estabelecendo níveis de vento, categorizando-os com termos familiares e associando-os com aqueles que seriam os fenômenos e danos esperados e observados nas redes.

Tabela 4 – Escala para classificação da severidade do vento em sistemas de distribuição de energia

#	Termo	Velocidade (m/s)	Descrição
1	Vento calmo	< 11	Vibrações eólicas nos condutores.
2	Vento forte	11 – 16	Galope do condutor; Oscilação de sub-vão; Exposição mínima da rede ao contato com vegetação.
3	Vendaval	16 – 22	Oscilação de sub-vão; Aumento exponencial da possibilidade de contato com vegetação; O esforço mecânico do vento representa aproximadamente 25% do momento total aplicado ao poste.
4	Tempestade	22 – 28	As turbinas eólicas são desligadas por questões de segurança (TONG, 2010); O esforço mecânico do vento representa aproximadamente 40% do momento total aplicado ao poste (próximo ao momento máximo).
5	Furacão	≥ 28	Danos estruturais nos postes e condutores; Probabilidade muito elevada de contato com vegetação; Interrupções podem durar várias horas ou dias.

Fonte: do autor.

Quando a velocidade do vento é inferior a 11 m/s, a interferência na rede é mínima. Ainda assim, é possível que o vento passando sobre o

condutor cause vibrações, denominadas de *vibrações eólicas*, que podem eventualmente danificar os condutores. O nível de vibração eólica é influenciado por uma combinação de fatores (velocidade do vento, tensão mecânica do condutor e condições do terreno) e a sua manifestação não é necessariamente um problema, pelo que esta condição de vento é categorizada como “vento calmo” no sentido de que falhas associadas à causa vento não são esperadas. Contudo, outras falhas, desencadeadas por outras causas para além do vento (embora não identificadas especificamente) podem ocorrer.

Os demais níveis de vento podem ser categorizados como instâncias de vento adverso, em ordem crescente de severidade. Quando a velocidade do vento atinge valores entre 11 e 16 m/s, as rajadas de vento são classificadas como “vento forte” e fenômenos mais adversos podem se manifestar na rede. O *galope do condutor* é um movimento vertical, que ocorre quando um condutor apresenta um perfil assimétrico em relação a um fluxo de vento moderado a alto, que pode resultar no contato entre fases, danificando os acoplamentos do condutor ou das suspensões (LINE, 2016). Outro fenômeno similar são as *oscilações de sub-vão* (ou oscilação de esteiramento).

À medida que o nível de vento aumenta na tabela, também a severidade do vento e as probabilidades de falha aumentam significativamente. Quando o vento alcança patamares entre 16 a 22 m/s, categorizado como “*vendaval*”, o momento aplicado pelo vento nos postes de distribuição aumenta (para cerca de 25% do momento total), aumentando também o esforço sobre eles. A possibilidade de vegetação em redor da rede interferir também aumenta (GUGGENMOOS, 2009).

Os dois últimos níveis são caracterizados por condições extremas de vento, (“*tempestade*” e “*furacão*”) capazes de causar danos generalizados por toda a extensão da rede, devido à forte intensidade do vento. No entanto, é importante salientar que tempestades e furacões, que resultam de ciclones tropicais, não são o foco deste trabalho. Alguns trabalhos que abordam eventos climáticos extremos podem ser encontrados em (PANTELI; MANCARELLA, 2015). Para o contexto deste trabalho, os termos “*tempestade*” e “*furacão*” são utilizados para fins de classificação da magnitude da velocidade do vento. É possível encontrar em bancos de dados históricos de séries temporais de vento, rajadas de vento superiores a 28 m/s, sem que estes tenham sido registrados na sequência de eventos catastróficos como ciclones ou temporais.

A literatura é vasta na identificação de consequências de ventos extremos, tipicamente incluídos na condição de clima adverso. No

entanto, o efeito do vento nas linhas aéreas manifesta-se em todo o espectro de magnitude da velocidade do vento. A Tabela 4 é uma proposta para categorizar os efeitos do vento em um espectro mais amplo, estabelecendo uma relação entre falhas permanentes em linhas aéreas e a velocidade do vento registrada. Esta tabela foi construída tendo por base o levantamento efetuado na seção 2.1.3, opinião de especialistas e amparado por hipóteses verossímeis.

A motivação para a criação desta tabela parte da necessidade de uma melhor descrição dos efeitos do vento sobre as redes de distribuição, não apenas para identificar as suas consequências em termos de falha, mas também para uma melhor percepção daqueles que são os efeitos perceptíveis (causas de interrupção) e imperceptíveis (esforços mecânicos) do vento em função da sua velocidade. Esta é uma iniciativa recente para categorizar falhas relacionadas com vento em uma escala de severidade, sendo que esta não se encontra fechada, permitindo melhorias e acréscimos à tabela em trabalhos futuros.

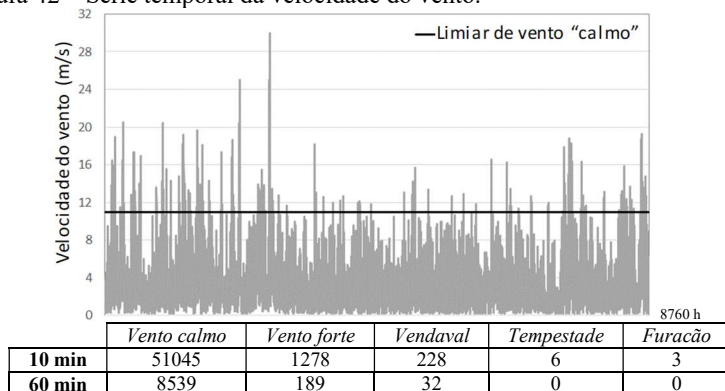
### 3.2 MODELO PROBABILÍSTICO PARA REPRESENTAÇÃO DAS FALHAS POR AÇÃO DO VENTO

Segundo a Organização Meteorológica Mundial (*World Meteorological Organization*) (WMO, 2003), as estações de medição de velocidade do vento devem estar localizadas em terrenos abertos e livre de obstáculos. A altura ideal acima do solo deve ser de 10 metros e os períodos de medição de 10 minutos a 1 hora. Estas especificações são as mais adequadas para estudos de engenharia, pois a maioria das linhas aéreas são erguidas 10 metros acima do solo. Quanto à variação temporal da velocidade do vento, a variabilidade da velocidade do vento é melhor capturada utilizando resoluções de tempo inferiores a 1 hora.

Considere-se a série temporal anual da velocidade do vento exibida na Figura 42, para o ano de 2002 medido a uma altura de 10 metros, e as duas resoluções de tempo para contabilização das instâncias de vento adverso registradas durante este período. A resolução temporal horária é amplamente utilizada em estudos de confiabilidade, para representar o comportamento estocástico do vento. No entanto, a variabilidade da velocidade do vento em uma hora pode ser significativa, como ilustra a figura.



Figura 42 – Série temporal da velocidade do vento.



Fonte: (JAGER; ANDREAS, 1996).

Fica explícito na Figura 42 que, quando considerada uma série temporal em uma resolução de 10 minutos, todos os níveis de vento são contabilizados, enquanto a resolução horária reduz drasticamente os períodos adversos do vento e dissipa as categorias mais severas (tempestade e furacão), devido à necessidade de calcular um valor médio, para obter o valor da velocidade do vento em um intervalo de 60 minutos. Considerando a classificação de vento proposta na Tabela 4, durante a maior parte do ano, o vento é “calmo”, no entanto, períodos adversos são visíveis. A Tabela 5 decompõe os períodos de vento adversos, associados à Figura 42, para a resolução de 10 min, em intervalos de tempo.

Tabela 5 – Períodos de vento adverso para a série temporal de 2002

Duração(h)	Nº de períodos	Tempo total (h)
0 – 1	253	96,7
1 – 2	29	42,7
2 – 3	11	27,7
3 – 4	8	28,3
4 – 5	3	14,0
5 – 6	3	16,3
6 – 7	0	0
7 – 8	2	15,7
8 – 9	0	0
9 – 10	0	0
10 – 11	1	10,5

Fonte: do autor.

O número de ocorrências de vento adverso representa cerca de 252 horas do ano (menos de 3% do ano). A duração média mais frequente de períodos de vento adverso é de 1 hora ou menos (40% do tempo total de vento adverso), enquanto períodos longos são menos frequentes. Como mencionado anteriormente, trabalhos anteriores tendem a amostrar períodos de vento adverso que duram por várias horas. De fato, a maioria dos períodos de vento adverso são curtos, com manifestação de rajadas de vento em períodos de apenas 10 ou 20 minutos, no entanto, capazes de causar danos severos na rede. Assim, uma metodologia que procure representar de forma adequada o vento e a sua severidade, beneficia da utilização de séries temporais com intervalos menores que uma hora.

### **3.2.1 Taxa de falha relacionada ao vento para linhas aéreas**

Em um ambiente probabilístico, o tempo para falha é geralmente modelado utilizando uma distribuição de probabilidade. A taxa de falha de componente,  $\lambda(t)$ , traduz a frequência com que as falhas ocorrem ao longo do tempo (BILLINTON; ALLAN, 1992). Tipicamente, a taxa de falha de um componente ao longo do tempo é conhecida como “curva da banheira”. A zona inicial da curva (curva descendente) é conhecida como zona da mortalidade infantil, onde as falhas ocorrem sobretudo devido a erros de fabricação ou instalação deficiente. Uma taxa de falha constante caracteriza o período de vida útil do componente, em que as falhas são aleatórias, porém limitadas devido a ações de manutenção regular. Finalmente, a curva ascendente, representa o período final de vida do componente, onde o número de falhas aumenta significativamente, principalmente pelo desgaste e ineficiência do componente para desempenhar adequadamente a sua função.

Para fins de modelagem, geralmente, é considerado que o componente está operando em seu período de vida normal. Dessa forma, assume-se que a taxa de falha é constante e as falhas podem ser amostradas utilizando uma distribuição de probabilidade, como por exemplo a distribuição exponencial (BILLINTON, R., LI, 1994). Para a maioria dos estudos de confiabilidade, essa suposição é suficiente para modelar a ocorrência de falhas de um componente ao longo do tempo. Contudo, neste trabalho, durante o período de vida usual das linhas aéreas, a taxa de falha constante é substituída por uma taxa de falha variável, para incluir os efeitos do vento ao longo do tempo.

Assim, considere-se uma taxa de falha, variável no tempo, em função da velocidade do vento,  $v$ , registrada no instante  $t$ , tal como

$$\lambda(t) = \lambda(v(t)) \quad (3.1)$$

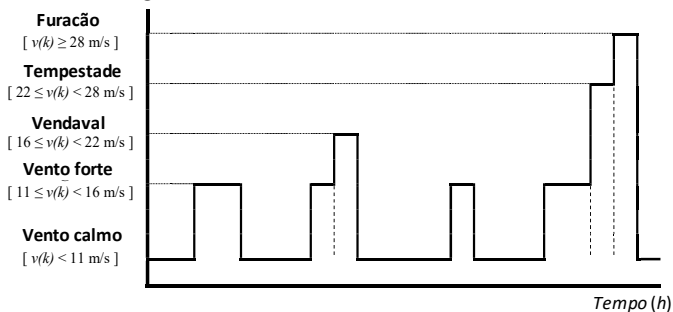
Assumir que a taxa de falha é uma função contínua no tempo torna o problema praticamente impossível do ponto de vista computacional e em termos de tempo de simulação. No entanto, se uma série temporal da velocidade do vento, for disponibilizada com elevada resolução temporal (em intervalos de minutos), então é possível aproximar (3.1) por uma função discreta, sem perda de representatividade, tal como

$$\lambda(t) \approx \lambda(v(k)) \quad , \quad k = 1, \dots, M \quad (3.2)$$

onde  $k$  é o instante de tempo em que uma medição da velocidade do vento,  $v$ , está disponível e  $M$  o número total de medições disponíveis. Por exemplo, se a série anual de vento é composta por medições horárias, então  $M = 8\,760$ . Se as medições são registradas a cada 10 minutos, então  $M = 52\,560$ . Isto significa que quanto maior for a resolução temporal da série de vento, melhor será a aproximação da função discreta (3.2) à função contínua (3.1).

Tirando partido da característica cronológica de uma série temporal e considerando a classificação de vento proposta na Tabela 4, a variabilidade da velocidade do vento ao longo do tempo é exemplificada na Figura 43.

Figura 43 – Cronologia da velocidade do vento.



Fonte: do autor

Os fundamentos que sustentam a metodologia proposta foram inicialmente introduzidos em (BILLINTON, R., ALLAN, 1984), onde o clima era classificado em dois estados, normal e adverso. Para a

metodologia proposta, este conceito é adaptado para considerar e integrar os cinco níveis de vento propostos na Tabela 4.

A taxa de falha de um linha aérea, variável em função de um perfil de velocidade do vento,  $\lambda(v(k))$ , pode ser escrita da seguinte forma

$$\lambda(v(k)) = \lambda_1(v(k)) + \lambda_2(v(k)) + \lambda_3(v(k)) + \lambda_4(v(k)) + \lambda_5(v(k)) \quad (3.3)$$

onde  $v(k)$  é velocidade do vento no instante  $k$ ,  $\lambda_1$  a taxa de falha para uma condição de vento calmo, onde as falhas não são relacionadas com o vento; e  $\lambda_2, \lambda_3, \lambda_4$  e  $\lambda_5$  são as taxas de falha associadas à condição de vento forte (nível 2), vendaval (nível 3), tempestade (nível 4) e furacão (nível 5), respectivamente.

Considere-se  $T_{tot}$  como o período total de análise, onde séries de vento e os parâmetros estocásticos dos componentes são conhecidos. O valor esperado de  $\lambda(v(k))$ , no final do período de análise, pode ser calculado como

$$E[\lambda(v(k))] = \lambda = \frac{T_1}{T_{tot}} \lambda_1 + \frac{T_2}{T_{tot}} E[\lambda_2(v(k))] + \frac{T_3}{T_{tot}} E[\lambda_3(v(k))] + \frac{T_4}{T_{tot}} E[\lambda_4(v(k))] + \frac{T_5}{T_{tot}} E[\lambda_5(v(k))] \quad (3.4)$$

onde  $T_1, T_2, T_3, T_4$  e  $T_5$ , são a duração total de cada tipo de vento, respectivamente ( $T_{tot}$  é a soma de  $T_1$  a  $T_5$ ). Observe-se que a taxa de falha associada ao nível 1 (vento calmo) não depende da velocidade do vento, uma vez que as causas da falha não são imputadas ao vento, sendo, por esse motivo, constante. Isto significa que outras causas de interrupção, ainda que não explicitamente definidas, são consideradas na simulação, mantendo, para este nível de vento, a hipótese tradicional de uma taxa de falha média constante, para reprodução aleatória das falhas do componente.

Uma vez que  $T_1 \gg T_2 + T_3 + T_4 + T_5$ , a maioria das distribuidoras reconhece apenas a necessidade de uma taxa  $\lambda$  genérica, onde as causas da falha não são relevantes. Contudo, as distribuidoras normalmente possuem em suas bases de dados, nos seus departamentos de manutenção, registros de todas as falhas, por ano, possivelmente armazenando informação quanto à causa. No entanto, se esses registros forem vagos quanto à classificação das causas, uma metodologia de identificação de causas de interrupção, como em (TRONCHONI et al., 2007), pode ser utilizada. As condições do vento no momento da falha são também conhecidas, uma vez que as distribuidoras possuem estações meteorológicas nas subestações ou ao longo das linhas (KIESSLING, F.,

NEFZGER, P., NOLASCOS, J. F., KAINZYK, 2002), pelo que a proporção de falhas,  $PF_w$ , para cada nível de vento,  $w$ , pode ser extraída dessas estatísticas, utilizando

$$PF_w = \frac{\text{Nº de falha associadas ao nível de vento } w}{\text{Total falhas associadas ao vento}} , \quad w = 1,2,3,4,5 \quad (3.5)$$

A duração de tempo de cada condição de vento pode ser recuperada a partir de dados meteorológicos. Assim, a taxa de falha para os níveis de vento,  $\lambda_w$ , pode ser estimada a partir da taxa de falha média tal como

$$E[\lambda_w(v(k))] = \lambda_w = \lambda \frac{T_{tot}}{T_w} PF_w , \quad w = 1,2,3,4,5 \quad (3.6)$$

Neste trabalho, os efeitos das rajadas de vento em linhas aéreas são simulados combinando a SSMC com uma representação do espaço de estados (BILLINTON, R., ALLAN, 1984). Sempre que a série temporal da velocidade de vento registra um valor classificado como uma das categorias adversas, o relógio de simulação (*clock*) é ajustado para transições de 10 min (a resolução temporal da série de vento utilizada) e para cada medição de vento (a partir de agora designadas de “rajada”) um teste de sobrevivência é imposto às linhas aéreas, utilizando a taxa de falha de acordo com o nível de vento adverso registrado. É importante referir que se as taxas de falha calculadas em (3.6) têm base horária ( $h^{-1}$ ), o teste de sobrevivência deve ser adaptado para a resolução temporal da série de vento utilizada, mediante a equação

$$\lambda_w^{raj} = \frac{\lambda_w}{T_{res}} , \quad w = 2,3,4,5 \quad (3.7)$$

onde  $\lambda_w^{raj}$  é a taxa de falha, na resolução da série temporal, associada à rajada de vento de nível  $w$ ,  $\lambda_w$  é a taxa de falha (em  $h^{-1}$ ) para a rajada de vento do nível  $w$  e  $T_{res}$  a resolução de tempo da série temporal de velocidade do vento (para uma série onde a velocidade do vento é registrada a cada 10 min,  $T_{res} = 6$ ). Observe-se que  $\lambda_w^{raj}$  é calculado apenas para os níveis de vento 2 a 5, pois a taxa de falha associada ao nível 1 (condição de vento calmo) não depende da velocidade do vento.

A combinação da SSMC com a função de sobrevivência (3.7) é abordada na seção 3.2.3, onde o algoritmo e a abordagem de simulação são apresentados.

### 3.2.2 Taxa de reparo para falhas associadas ao vento

O tempo de reparo de uma linha aérea de distribuição depende de vários fatores, como causa, disponibilidade e eficiência das equipes de campo, peças disponíveis para substituição, a localização da falha e as condições atmosféricas durante o reparo. O tempo médio de reparo (*MTTR*) define o tempo médio para restauro de um componente, para que este transite de novo para o estado operacional, excluindo os tempos associados à logística do reparo (IEEE, 2007). As questões de logística estão associadas ao tempo de mobilização das equipes, tempo para encontrar e chegar ao local da falta, disponibilidade de peças e demais fatores associados à atividade do reparo.

Para fins de projeto e estudos de confiabilidade do sistema, o *MTTR* é mais adequado, uma vez que a logística do reparo difere de distribuidora para distribuidora. Este indicador fornece uma métrica que não é afetada pelas características do sistema nem pelas práticas de manutenção adotadas por cada distribuidora. A partir deste parâmetro é possível calcular a taxa de reparo,  $\mu$ , como (BILLINTON; ALLAN, 1992)

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \quad (3.8)$$

A taxa de reparo calculada com (3.8) é amplamente utilizada em estudos de confiabilidade. No entanto, uma vez que se pretende representar uma falha que varia com a velocidade do vento, é razoável assumir que o tempo de reparo refletirá a gravidade do dano causado pelo nível de vento registrado no momento da falha. É provável que ventos catalogados como tempestade ou furacão provoquem múltiplas falhas, pelo que o tempo para restauração da integridade da rede nesses cenários seja superior a uma falha ocorrida em condições de vento mais favoráveis, devido à gravidade dos danos e à provável falta de trabalhadores para responder a todas as interrupções. Assim, o tempo associado à logística deve ser considerado, para avaliar a confiabilidade de um sistema afetado pelo vento.

O tempo médio para reparar o sistema (*MTTRS*) é o tempo médio necessário para transitar de um estado de falha para um estado operacional, considerando os tempos associados à logística (IEEE, 2007). O *MTTRS* fornece um desempenho de restauro "mais realista" do sistema. Conhecendo estas estatísticas, o *MTTRS*, sem manutenção programada, pode ser calculado como

$$MTTRS = \frac{T_R + T_L}{N_f} \quad (3.9)$$

onde  $T_R$  é o tempo total em falha, excluindo tempos de logística,  $T_L$  é o tempo total associado à logística e  $N_f$  é o total de falhas no período.

A taxa de reparo para interrupções associadas ao vento,  $\mu_w$ , é calculada por meio de

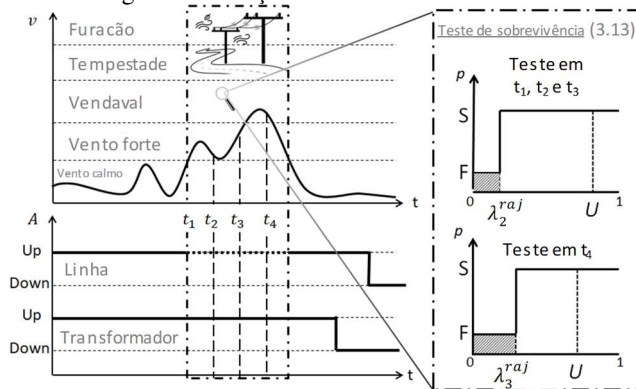
$$\mu_w = \frac{1}{MTTRS_1}, \quad w = ,2,3,4,5 \quad (3.10)$$

Dependendo das políticas e práticas de manutenção da distribuidora, o valor  $MTTRS_w$  pode ser ajustado, para atender ou corresponder aos requisitos da distribuidora.

### 3.2.3 Algoritmo computacional

Um algoritmo genérico, partindo do algoritmo “padrão” apresentado na seção 2.3.2.3, é apresentado no Quadro 9. O algoritmo proposto amplia o ambiente de simulação tradicional da SSMC para criar um ambiente de simulação que combina modelos discretos e contínuos, onde estados do sistema são avaliados à medida que são obtidos. Neste ambiente, o ciclo de falha e reparo dos componentes é combinado com um teste de sobrevivência atrelado à cronologia da série de vento, para criar um ciclo operacional sintético, tal como ilustrado na Figura 44.

Figura 44 – Cronologia da simulação e interferência do vento.



Legenda:  $A$  – Disponibilidade do componente       $v$  – velocidade do vento       $p$  – probabilidade  
 Fonte: do autor.

Quadro 9 – Algoritmo para avaliação da confiabilidade considerando a interferência do vento em linhas aéreas.

```

1: Definir  $PF_w$  e  $T_{res}$ ;
2: Contar todas as instâncias de vento adverso ( $T_1, \dots, T_5$ ) // para todas as séries disponíveis;
3: for para todas as linhas aéreas, calcular as taxas de falha utilizando
 $E[\lambda_w(v(k))] = \lambda_w = \lambda \frac{T_{tot}}{T_w} PF_w, w = 1,2,3,4,5$  (3.6)    $\lambda_w^{raj} = \frac{\lambda_w}{T_{res}}, w = 2,3,4,5$  (3.7)
4: end for
5: Atribuir  $ano = 0$  e definir critério de convergência ( $\beta$ );
6: for para todos os componentes do sistema, estimar o tempo de residência, utilizando
 $T^{up} = -\frac{1}{\lambda_1} \ln U \rightarrow linhas$  (3.11)    $T^{up} = -\frac{1}{\lambda} \ln U \rightarrow outros$  (3.12)
// Note que (3.11) é o tempo de permanência para uma condição de vento calmo.
//  $U$  é um número aleatório uniformemente distribuído entre  $[0,1]$ , amostrado toda a vez
// que é chamado no algoritmo.
7: end for
8: while enquanto  $\beta \geq$  tolerância do
 $ano = ano + 1$  ;  $t_{clock} = 0$ ; amostrar uma série anual de velocidade do vento;
9: while enquanto  $t_{clock} < 8760$  h do
10: Avançar para a próxima transição de tempo;
11: if se a transição for do estado do vento, amostrar  $U$  e realizar o teste de sobrevivência

$$Estado_{linha} = \begin{cases} Falha (F) & \text{se } U < \lambda_w^{raj} \\ Sobrevive (S) & \text{em contrário} \end{cases} \quad (3.13)$$

12: if se a linha falha, guardar o tempo restante para falha, marcar a linha com  $\dagger$  ( $\dagger$ );
Then amostrar o tempo de reparo utilizando

$$T^{down} = -\frac{1}{\mu_w} \ln U \quad (3.14)$$

13: else o estado de vento não produziu falhas;
14: else se for uma transição de um componente (por falha não relacionada com o vento)
15: if se for uma transição para o estado de falha ( $Down$ )
Then amostrar o tempo de reparo

$$T^{down} = -\frac{1}{\mu} \ln U \quad (3.15)$$

16: else é uma transição para o estado operacional ( $Up$ )
17: if se a linha está marcada com ( $\dagger$ ), atribuir tempo para falha guardado no passo 12
18: else Amostrar um novo tempo de residência no estado, utilizando (3.11) ou (3.12)
19: end while
20: Estimar os índices de confiabilidade e calcule  $\beta$  utilizando as equações (2.27)-(2-30)
21: end while

```

Fonte: do Autor.

O relógio da simulação (*clock*) é monitorado utilizando o mecanismo de avaliação por transição (de componente ou do vento). A componente contínua da simulação é representada pelo ciclo de falha e reparo dos componentes associado a falhas não relacionadas ao vento, que utiliza a taxa de falha não dependente do vento para amostrar os tempos de residência no estado de operação. Por outras palavras, as falhas originadas por qualquer outra causa que não o vento, seguem a amostragem tradicional do tempo de residência utilizada na SSMC. Ao



mesmo tempo, o relógio (*clock*) monitora a variabilidade da velocidade do vento ao longo do tempo, utilizando a série anual de velocidade de vento amostrada no início de cada ano. Neste caso, a interferência do vento é considerada a componente discreta da simulação, no sentido em que a transição entre níveis de vento pode causar uma falha relacionada ao vento, interrompendo abruptamente o ciclo de falhas e reparos estabelecido anteriormente.

Considere-se a cronologia de operação exibida na Figura 44, onde o ciclo de operação de uma linha aérea e transformador genérico (no canto inferior esquerdo) estão representados juntamente com a cronologia da velocidade do vento ditada por uma série temporal (no canto superior esquerdo). No início da simulação, a residência no estado de operação de ambos os componentes é amostrada utilizando (3.11) e (3.12), respetivamente. Observe-se que as taxas de falha diferem entre as equações. Os transformadores não são afetados pelo vento, pelo que se utiliza a taxa de falha média do componente ( $\lambda$ ). No entanto, para as linhas aéreas, o tempo de residência no estado *Up* é amostrado utilizando a taxa de falha que considera o nível de vento calmo ( $\lambda_1$ ), onde as falhas não são dependentes da condição do vento. No início da simulação é também amostrada uma série anual de vento, para representar o comportamento do vento ao longo do ano.

À medida que a simulação avança, uma transição de vento é encontrada em  $t_1$  (a velocidade ultrapassa o limite de vento calmo). A partir deste instante, até que um novo patamar de vento calmo seja verificado na série, o relógio da simulação é ajustado para transições de 10 minutos (em acordo com a resolução da série temporal) e para cada transição de vento, até que um estado de vento calmo seja novamente registrado, o teste de sobrevivência (3.13) é imposto às linhas aéreas, utilizando as taxas de falha calculadas com (3.7), como demonstra a lupa no lado direito da Figura 44. Em seguida, um número aleatório uniformemente distribuído entre  $[0,1]$ ,  $U$ , é amostrado e comparado com a taxa  $\lambda_w^{raj}$  correspondente ao patamar de vento  $w$  registrado e o resultado dessa comparação resultará em Falha ( $F$ ) – se  $U$  for menor que  $\lambda_w^{raj}$  – ou Sobrevivência ( $S$ ) – se  $U$  for maior que  $\lambda_w^{raj}$ . Se ocorrer uma falha devido ao vento, o estado da linha aérea é atualizado para o estado de falha e um tempo de reparo é amostrado utilizando (3.14).

Uma vez que são quatro as instâncias de vento adverso registradas na Figura 44, em  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $t_3$  e  $t_4$ , a linha aérea vai estar sujeita a quatro testes de sobrevivência. Em  $t_1$ ,  $t_2$  e  $t_3$  (vento forte), a taxa  $\lambda_2^{raj}$  e três números aleatórios são aplicados para realizar o teste de sobrevivência (3.13) e

para  $t_4$  (vendaval),  $\lambda_3^{raj}$  e um único número aleatório é aplicado para a realização do teste.

Como última observação, o tempo de residência no estado de funcionamento amostrado no início da simulação é definido para a condição de vento calmo, pelo que, até que a falha ocorra em uma condição de vento calmo, este tempo é atualizado toda vez que um período de vento adverso é registrado (avança no tempo).

### 3.3 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

O modelo proposto é inicialmente aplicado a uma parte do sistema RBTS (ALLAN et al., 1991). Por simplicidade e considerando o carácter experimental deste estudo, apenas os resultados para o Alimentador 1 (*Feeder 1 – F1*) do Barramento 2 (*BUS 2*) são apresentados. A configuração do RBTS-BUS2-F1 é composta por 4 barramentos, 11 linhas de distribuição e 7 transformadores. Um total de 652 consumidores estão conectados, representando uma carga total de 3 645 kW, distribuída pelos 7 pontos de carga. Em (ALLAN et al., 1991) são apresentados seis casos de estudos, considerando diferentes escolhas de proteção. Para também abordar os benefícios dos esquemas de proteção, dois dos seis casos de estudos propostos em (ALLAN et al., 1991) são escolhidos. O primeiro, chamado “*case B*”, considera somente a existência de um disjuntor na saída do alimentador na subestação. O segundo é chamado de “*case C*” e adiciona fusíveis a cada lateral. Posteriormente, a metodologia é aplicada a um sistema radial de maior proporção, o sistema IEEE 34 (IEEE, 1992), para explorar o resultado da simulação de diferentes perfis de vento que perturbam simultaneamente o sistema. Com uma extensão de 58,35 milhas, o sistema IEEE34 é composto de 32 linhas aéreas (17 ao longo do tronco principal e 15 laterais), 2 reguladores de tensão, 2 capacitores e 1 transformador. Considerando as cargas pontuais e distribuídas, a carga total do sistema é de 1,769 MW. Detalhes adicionais, sobre cada um dos sistemas, podem ser encontrados no Anexo F e Anexo H.

Quatro conjuntos de resultados são apresentados. O primeiro (Simulação A) apresenta um conjunto de resultados que compara os índices de confiabilidade obtidos apenas com o SSMC, sem o modelo de vento, e os de (ALLAN et al., 1991), para o RBTS-BUS2-F1, para fins de validação da confiabilidade. O segundo conjunto de resultados (Simulação B) explora o modelo de vento proposto, aplicado a uma única linha aérea, permitindo uma análise mais detalhada da interferência da série de vento no ciclo de reparo de falha do componente. O terceiro

conjunto (Simulação C), apresenta os resultados da simulação de confiabilidade para o RBTS-BUS2-F1, considerando o modelo de vento proposto. Finalmente, no quarto conjunto de resultados (Simulação D), a metodologia é aplicada ao sistema IEEE 34, para explorar o resultado de diferentes perfis de vento afetando simultaneamente o sistema.

O algoritmo e as simulações foram realizados no ambiente JAVA, utilizando um processador Intel i7-6700 de 2,60 GHz, com tempos de simulação inferiores a 10 minutos para todas as simulações.

### 3.3.1 Simulação A – Validação da SSMC

O primeiro conjunto de resultados pretende validar o algoritmo padrão da SSMC, avaliando o desempenho do sistema RBTS-BUS2-F1. Para isso, os índices de confiabilidade SAIFI, em falhas por ano ( $f/a$ ), SAIDI, em horas por ano ( $h/a$ ) e ENS, em kWh por ano ( $kWh/a$ ) são estimados e comparados com (ALLAN et al., 1991). Os resultados são apresentados na Tabela 6. Todos os indicadores foram estimados para coeficientes de variação menor ou igual a 1%.

Tabela 6 – Validação da SSMC: RBTS-BUS-F1 case B e C.

	case B			case C		
	(ALLAN et al., 1991)	Algoritmo	$\delta$	(ALLAN et al., 1991)	Algoritmo	$\delta$
SAIFI( $f/a$ )	0,626	0,623	0,48 %	0,248	0,248	-
SAIDI( $h/a$ )	23,61	23,38	0,98 %	4,17	4,13	0,96 %
ENS( $kWh/a$ )	86040	85212	0,97 %	15194	15091	0,68 %

Fonte: do autor.

Os resultados obtidos pelo algoritmo são semelhantes a (ALLAN et al., 1991), com um erro máximo relativo ( $\delta$ ) de 0,98% para o SAIDI na simulação do case B e 0,96 % para o SAIDI do case C, validando o algoritmo padrão do SSMC, sem interferência do vento. Também fica evidente, que o esquema de proteção adotado no case C é mais confiável do que em B. Uma análise mais detalhada sobre o impacto do esquema de proteção é abordada nas seções seguintes. A validação do sistema IEEE 34 é apresentada e discutida mais adiante, pois considerações adicionais ao sistema original são necessárias para permitir uma adequada análise de confiabilidade.

### 3.3.2 Simulação B – Modelo do vento aplicado a uma linha

Para uma melhor compreensão da metodologia proposta, nesta seção são apresentados os resultados de simulação para um único

componente (uma linha aérea genérica), sujeita a ação do vento. Dois casos de estudo são propostos:

- B-1) utilizando uma única série anual de velocidade de vento;
- B-2) utilizando todas as séries anuais de vento disponíveis.

As séries de vento foram extraídas de (JAGER; ANDREAS, 1996) e são compostas por medições de velocidade de vento registradas a cada 10 min, perfazendo um total de 52 560 medições por ano de observações da velocidade do vento, durante um período de 15 anos (2002-2016), na mesma localização geográfica. Ainda que quinze anos de histórico de vento seja curto para representar plenamente o comportamento do vento, estes são suficientes para atingir o objetivo deste estudo, auxiliando a validação do método e permitindo identificar os avanços da metodologia proposta para representar a interferência do vento no funcionamento das redes de distribuição.

Um panorama geral das séries anuais da velocidade do vento disponíveis, composto pela porcentagem de medidas registradas por nível do vento, é apresentado na Tabela 7.

Tabela 7 – Medições da velocidade do vento por tipo de vento (%).

Ano	Vento calmo	Vento forte	Vendaval	Tempestade	Furacão
2002	97,118	2,432	0,434	0,011	0,006
2003	96,260	2,890	0,786	0,065	0
2004	96,982	2,527	0,439	0,049	0,002
2005	97,022	2,344	0,565	0,068	0
2006	95,478	3,621	0,805	0,097	0
2007	96,440	2,553	0,890	0,116	0
2008	95,358	3,716	0,860	0,067	0
2009	96,349	2,778	0,854	0,019	0
2010	97,350	2,158	0,481	0,011	0
2011	95,748	3,381	0,723	0,148	0
2012	96,385	2,742	0,822	0,051	0
2013	97,146	2,310	0,519	0,025	0
2014	96,455	2,848	0,664	0,032	0
2015	97,827	1,811	0,341	0,013	0,008
2016	97,334	2,239	0,356	0,070	0
Média.	96,617	2,690	0,636	0,056	0,001

Fonte: adaptado de (JAGER; ANDREAS, 1996).

Os perfis individuais de cada série de vento são semelhantes, o que seria expectável para medições registradas no mesmo local. Esta similaridade é perceptível analisando os valores médios de cada tipo de vento, bastante semelhantes aos perfis individuais de todos os anos. Em média, o vento é calmo na maioria do ano, com velocidades de vento

inferiores a 11 m/s em cerca de 95-97% do ano. Entre os níveis de vento mais severos, ventos fortes são os mais frequentes, no entanto destaca-se a presença, em todos os anos, de ocorrências de vendaval e tempestade, o que significa que a velocidade do vento varia até aos 28 m/s durante todos os anos, o que demonstra a contínua exposição das redes a velocidades de vento elevadas. Já a ocorrência de ventos classificados como furacão é bem menos frequente, registrando-se medições em apenas 3 dos 15 anos.

Para melhor definir o âmbito das simulações nesta seção, considere-se a série temporal da velocidade do vento de 2002 (apresentada na Figura 42) e os dados do componente na Tabela 8.

Tabela 8 – Parâmetros estocásticos do componente.

$\lambda$	<i>MTTR</i>	$PF_1$	$PF_2$	$PF_3$	$PF_4$	$PF_5$
5 <i>fla</i>	4 h	50%	39%	8,5%	1,5%	1%

Fonte: do autor.

Observando estes parâmetros, conclui-se que o componente falha, em média, cinco vezes por ano, com tempo médio de reparo de quatro horas. Verifica-se ainda que metade das falhas ocorrem em situação de vento calmo, ou seja, por causas que não o vento e, a restante metade é distribuída pelos quatro níveis de vento adverso.

Para facilitar a compreensão de como as taxas de falhas para cada nível de vento são calculadas, um exemplo numérico é proporcionado. A duração de cada nível de vento ao longo de um ano é conhecida:  $T_1 = 8\ 507,5$  h,  $T_2 = 213$  h,  $T_3 = 38$  h,  $T_4 = 1$  h,  $T_5 = 0,5$  h e  $T_{tot} = 8\ 760$  h. As proporções de falha estão definidas na Tabela 8.

As taxas de falha, calculadas utilizando a equação (3.6) são apresentadas na Tabela 9.

Tabela 9 – Taxas de falha por nível de vento para o exemplo.

#	Tipo	T (h)	PF	$\lambda$ ( $h^{-1}$ )
1	Vento calmo	8507,5	0,5	0,000294
2	Vento forte	213	0,39	0,009155
3	Vendaval	38	0,085	0,011184
4	Tempestade	1	0,015	0,075000
5	Furacão	0,5	0,01	0,100000

Fonte: do autor.

As taxas de falha associadas às condições de vento mais severas são, como esperado, mais altas do que no estado de vento mais calmo. Apesar das durações mais curtas, a ocorrência de ventos mais severos resulta em maiores probabilidades de falha.

Para avaliar o desempenho do componente, três índices básicos de confiabilidade são estimados: Taxa Média de Falha (*AFR* – *Average Failure Rate*), em falhas por ano (*f/a*), Tempo Médio de Desligamento (*AOT* – *Average Outage Time*), em horas por falha (*h/f*) e Tempo Médio de Interrupção Anual (*AAOT* – *Average Annual Outage Time*), em horas por ano (*h/a*) (BILLINTON, R., ALLAN, 1984). Estes índices foram estimados após amostragem de 10 mil anos de operação. Uma vez que esta simulação é uma demonstração para um componente, a taxa de reparo é considerada igual para todas as falhas. O impacto do vento em termos do tempo de reparação será avaliado e discutido nas seções posteriores. Os resultados para os casos B-1 e B-2 são apresentados na Tabela 10. Rotulados como “estatísticas de vento” na tabela, as taxas de falhas relacionadas ao vento foram inicialmente calculadas utilizando (3.6) e (3.7) e utilizadas em “avaliação de confiabilidade” para simular a efeito do vento no componente.

Tabela 10 – Índices de confiabilidade para um componente.

Casos de Estudo	B-1			B-2				
	Estatísticas de Vento							
Séries de Vento	2002			2002-2016				
	(raj)	(h)	(λ)	(λ <sup>raj</sup> )	(raj)	(h)	(λ)	(λ <sup>raj</sup> )
Vento calmo	-	8507,5	0,00029	-	-	126854,5	0,00030	-
Vento forte	1278	213,0	0,00915	0,00153	21207	3534,5	0,00828	0,00138
Vendaval	228	38,0	0,01118	0,00186	5014	835,7	0,00763	0,00127
Tempestade	6	1,0	0,07500	0,01250	444	74,0	0,01520	0,00253
Furacão	3	0,5	0,10000	0,01667	8	1,3	0,56250	0,09375
	Avaliação da Confiabilidade							
AFR ( <i>f/a</i> )				5,00150				5,00780
	(#)	(%)	( <i>f/a</i> )	(#)	(%)	( <i>f/a</i> )	(#)	(%)
Vento calmo	25598	51,2	2,560	25830	51,6	2,583		
Vento forte	19093	38,2	1,909	18983	37,9	1,898		
Vendaval	4146	8,3	0,415	4101	8,2	0,410		
Tempestade	714	1,4	0,071	742	1,5	0,074		
Furacão	464	0,9	0,045	422	0,8	0,042		
AOT ( <i>h/f</i> )				4,02414				4,00988
AAOT ( <i>h/a</i> )				20,08151				20,17645
	(raj_sim)	(raj_fal)	(prob.)	(raj_sim)	(raj_fal)	(prob.)		
Vento calmo		-	-		-	-		
Vento forte	12524382	19093	0,00152	13835777	18983	0,00137		
Vendaval	2197987	4146	0,00189	3209163	4101	0,00128		
Tempestade	56009	714	0,01275	279355	742	0,00266		
Furacão	26893	464	0,01723	4226	422	0,09986		

Legenda:

(raj) – número de rajadas na(s) série(s)

(h) – número de horas na(a) série(s)

(λ) – taxa de falha em h<sup>-1</sup>

(λ<sup>raj</sup>) – taxa de falha na resolução da série (10 min)

(#) – número de falhas durante a simulação

(%) – número de falhas em percentual

(raj\_sim) – número de rajadas simuladas

(raj\_fal) – número de rajadas que resultaram em falha

(prob.) – probabilidade da falha por rajada

Fonte: do autor.

Em relação ao caso de estudo B-1, o ano de 2002 é caracterizado principalmente por ventos calmos, com apenas 252,5 horas de ventos adversos. Os resultados da simulação estimaram que o componente

experimental, em média, 5,00150 falhas por ano com uma duração média de 4,02414 horas por falha, o que está de acordo com os parâmetros de confiabilidade da Tabela 8, validando, assim, a metodologia do ponto de vista da confiabilidade. A duração total de interrupção por ano é estimada em 20,08151 horas médias por ano.

Como a simulação considera a variabilidade da velocidade do vento ao longo do ano, é possível decompor AFR por níveis de vento. Assim, em média, o componente sofre 2,560 falhas por ano atribuídas a causas não relacionadas com vento, representando 51,2% da AFR. Em relação às falhas associadas ao vento, as interrupções por consequência de ventos fortes são mais frequentes, estimadas em 1,909 falhas por ano (representando 38,2% do total de falhas). As falhas por vendaval são menores, estimadas em 0,415 falhas por ano (8,3%). Já as interrupções por condições mais severas, tempestade e furacão, são menos frequentes, representando apenas 1,4% e 0,9% do total de falhas, respectivamente, estimadas em 0,071 e 0,045 falhas por ano, respectivamente. Comprando estas porcentagens com as proporções de falhas definidas na Tabela 8, os resultados alcançados por simulação estão de acordo.

Uma vez que a variabilidade da velocidade do vento foi representada em rajadas com duração de 10 minutos, o algoritmo permite também extrair informações adicionais sobre a interferência do vento. Durante os 10 000 anos de amostras, foram simuladas 14 805 271 rajadas de vento. Destas, 12 524 382 corresponderam a ventos fortes, das quais 19 093 resultaram em falha do componente, o que significa que a probabilidade de falha foi de 0,00152 para este nível de vento. Comparando este número com a taxa de falha calculada para este nível de vento e também apresentada na tabela ( $\lambda^{raj} = 0,00153$ ), estes são muito semelhantes, o que significa que a simulação alcançou os valores teóricos para este tipo de falhas. Conclusões semelhantes podem ser retiradas das falhas decorrentes dos demais níveis de vento adverso.

No caso de estudo B-2, as taxas de falha são calculadas utilizando todas as séries de vento disponíveis (15 anos). Recorrendo a um histórico de dados maior, os parâmetros tornam-se mais representativos. Durante a avaliação da confiabilidade, a cada ano amostrado, uma série de vento foi selecionada aleatoriamente. Como todas as séries de vento apresentam perfis semelhantes, as taxas de falhas por nível de vento não diferem significativamente daquelas obtidas em B1, com exceção das categorias mais severas de vento (tempestade e furacão). Estas diferenças são atribuídas ao tempo total de cada um destes níveis de vento e também às proporções de falha atribuídas a cada um deles.

Quanto aos resultados de confiabilidade, a AVR é estimada em 5,00780 falhas por ano com duração média de 4,00988 horas por falha, resultando em um total de 20,17645 horas médias de interrupção anual. Estes resultados estão novamente de acordo com os parâmetros do componente apresentado na Tabela 8. Em relação à decomposição da AVR por nível do vento, em média, o componente experimenta 2,583 falhas por ano em vento calmo, representando 51,6% do total de falhas. Novamente, as falhas por vento forte são as mais recorrentes de entre as falhas por vento adverso, estimadas em 1,898 falhas por ano (37,9%), enquanto falhas por vendaval são estimadas em 0,410 falhas por ano (8,2%). Por fim, as falhas devido às condições mais adversas de vento, tempestade e furacão, são estimadas em 0,074 (1,5%) e 0,042 (0,8%) falhas por ano, respectivamente.

### **3.3.3 Simulação C – Modelo do vento aplicado à rede RBTS**

Nesta seção, o modelo proposto é utilizado para avaliar a confiabilidade do sistema RBTS-BUS2-F1. Quatro casos de estudo são apresentados:

- C-1) utilização das 15 séries de vento, assumindo reparo idêntico para todos os tipos de falha;
- C-2) Repetir C-1, porém considerando o modelo de reparo proposto na seção 3.2.2;
- C-3) Repetir C-2, porém a simulação do desempenho da rede é sujeita apenas a uma série específica de vento;
- C-4) Repetir C-3, considerando uma série de vento mais severa (manipulando uma das séries temporais).

Enquanto os casos de estudo C-1 e C-2 são mais adequados para validação da metodologia, os casos C-3 e C-4 pretendem explorar os benefícios da metodologia para avaliar o desempenho do sistema, para um perfil específico de vento. A proporção de falhas e os tempos médios para reparação do sistema são definidos na Tabela 9. Falhas durante vento calmo produzem tempos médios de reparo, seguindo o MTTR original do componente afetado.

A avaliação da confiabilidade é realizada estimando os índices sistêmicos SAIFI, SAIDI e ENS. Para cada um dos casos de estudo, foram simuladas as duas alternativas de proteção (case B e C). Os resultados para a alternativa case B são apresentados na Tabela 11 e para a



alternativa case C na Tabela 12. Todas as estimativas foram obtidas considerando um coeficiente de variação menor ou igual a 5%.

Tabela 11 – Índices confiabilidade para RBTS-BUS2-F1 – Case B.

Caso de estudo	C-1	C-2	C-3		C-4
	2002-2016 ( <i>MTRR</i> )	2002-2016 ( <i>MTRS</i> )	2010 ( <i>ano calmo</i> )	2008 ( <i>ano adverso</i> )	2002 (50% mais adverso)
<b>SAIFI</b> ( <i>f/a</i> )	0,625	0,648	0,554	0,735	1,597
<i>Vento calmo</i>	0,260	0,274	0,253	0,268	0,208
<i>Vento forte</i>	0,205	0,209	0,160	0,290	0,511
<i>Vendaval</i>	0,041	0,041	0,039	0,054	0,166
<i>Tempestade</i>	0,008	0,007	0,002	0,012	0,105
<i>Furacão</i>	0,006	0,005	0	0	0,489
<i>Outro</i>	0,105	0,112	0,101	0,112	0,118
<b>SAIDI</b> ( <i>h/a</i> )	24,59	31,88	25,11	31,28	157,03
<b>ENS</b> ( <i>kWh/a</i> )	89618	116220	91513	114030	572378
<i>Vento calmo</i>	5775	5806	4662	4999	4839
<i>Vento forte</i>	4570	9325	6950	13855	31525
<i>Vendaval</i>	852	9630	7486	12020	38318
<i>Tempestade</i>	294	2698	740	4237	53652
<i>Furacão</i>	60	2944	0	0	347955
<i>Outro</i>	78066	85817	71675	78920	96090

Fonte: do autor.

Tabela 12 – Índices confiabilidade para RBTS-BUS2-F1 – Case C.

Caso de estudo	C-1	C-2	C-3		C-4
	2002-2016 ( <i>MTRR</i> )	2002-2016 ( <i>MTRS</i> )	2010 ( <i>ano calmo</i> )	2008 ( <i>ano adverso</i> )	2002 (50% mais adverso)
<b>SAIFI</b> ( <i>f/a</i> )	0,249	0,249	0,219	0,292	0,718
<i>Vento calmo</i>	0,116	0,114	0,115	0,119	0,108
<i>Vento forte</i>	0,092	0,095	0,070	0,128	0,244
<i>Vendaval</i>	0,020	0,018	0,018	0,023	0,072
<i>Tempestade</i>	0,004	0,004	0,001	0,004	0,050
<i>Furacão</i>	0,003	0,002	0	0	0,229
<i>Outro</i>	0,015	0,015	0,014	0,018	0,015
<b>SAIDI</b> ( <i>h/a</i> )	4,02	6,22	5,21	6,79	61,51
<b>ENS</b> ( <i>kWh/a</i> )	15788	23202	19331	24481	225241
<i>Vento calmo</i>	2296	2193	2046	2227	2506
<i>Vento forte</i>	1877	3596	2754	5139	13323
<i>Vendaval</i>	356	4041	3664	4406	13354
<i>Tempestade</i>	92	1386	479	1291	21251
<i>Furacão</i>	43	829	0	0	162281
<i>Outro</i>	11124	11157	10388	11417	12526

Fonte: do autor.

O primeiro caso de estudo (C-1) avalia o desempenho da rede utilizando todas as séries de vento disponíveis, considerando que o reparo é amostrado utilizando o *MTRR* disponibilizado nos dados originais do sistema (ALLAN et al., 1991). Isto significa que as falhas devido ao vento produzem tempos médios de reparo sem distinção das demais falhas. Então, espera-se que os resultados obtidos sejam semelhantes aos produzidos utilizando o algoritmo “padrão” da SSMC. Em relação ao

caso B, o SAIFI é estimado em 0,625 falhas por ano. Os resultados são muito semelhantes aos da Tabela 6, o que significa que as falhas causadas por vento podem ser dissociadas da taxa de falha genérica,  $\lambda$ , e associadas à estocasticidade de séries de vento, sem perda de representatividade, uma vez que os resultados obtidos são semelhantes à abordagem convencional. Esta é uma conclusão importante, uma vez que as distribuidoras podem utilizar a metodologia proposta sem necessidade de um esforço adicional (uma vez que a informação já se encontra disponível para a distribuidora), estimado resultados semelhantes, porém, com detalhes adicionais quanto ao impacto do vento na confiabilidade do sistema.

Em relação à influência do vento para cálculo do SAIFI, a maior contribuição é, naturalmente, associada a uma condição de vento calmo, mais frequente durante todo o ano, com 0,260 falhas médias por ano, o que representa 50,02% do índice. De entre as falhas relacionadas com o vento, as interrupções devido a vento forte são as mais frequentes, com falhas médias de 0,205 por ano, representando 39,29% do total das falhas causadas por vento. Falhas devido a vendaval, tempestade e furacão são menos recorrentes, com valores médios de falha por ano de 0,041 (7,93%), 0,008 (1,57%) e 0,006 (1,19%), respetivamente. Observe-se que essas porcentagens se referem apenas a falhas relacionadas com o vento. As falhas de componentes que não estão sujeitos a vento (como transformadores) são contabilizadas na porção “outros” do SAIFI. Além disso, é importante notar que este índice não varia substancialmente nas restantes simulações, uma vez que o vento não interfere diretamente nesses componentes. A segmentação do índice SAIFI permite a correspondência direta com as proporções teóricas de falhas definidas anteriormente. Assim se percebe que os resultados alcançados são semelhantes, validando o modelo. Quanto ao tempo médio da falha, o SAIDI é estimado em 24,59 horas. Como nenhuma restrição de reparo foi assumida, os tempos de reparo são amostrados utilizando a mesma taxa de reparo dos dados originais. Assim, não se esperavam desvios significativos para os índices de duração estimados, sendo este muito próximo daquele alcançado na Tabela 6. Em termos de energia não fornecida, a ENS é estimada em 89 618 kWh/ano.

Em relação ao caso C, os resultados demonstram claramente o impacto de um esquema de proteção mais robusto. Ao adicionar fusíveis aos circuitos laterais, o SAIFI diminui para 0,249 falhas por ano. O efeito deste esquema de proteção é visível no índice SAIDI, com a redução para 4,02 horas. Em termos de energia não fornecida, o índice ENS é estimado em 15 788 kWh por ano. Também estes resultados são muito próximos daqueles obtidos na Tabela 6.

Para avaliar a severidade causada por condições de vento mais adversas, a simulação C-2 assume tempos de reparo maiores para falhas causadas pelo vento. Em termos da frequência de interrupção, no case B, o SAIFI é um pouco mais elevado do que em C-1, ao contrário do case C, onde o SAIFI permanece idêntico. A nova hipótese assumida para o reparo é também refletida diretamente no índice SAIDI. Para o case B, o SAIDI é de 31,88 h (um aumento de sete horas para o caso C-1) e 6,22 h para o caso C (mais duas horas do que em C-1). Este aumento está intrinsecamente relacionado com a gravidade do dano das categorias de vento mais adversas. Apesar da ocorrência de tempestade e furacão ser menos frequente, os tempos de reparo que resultam das falhas nestas condições são substancialmente mais elevados, o que degrada o SAIDI. É interessante notar que as duas últimas categorias de vento adverso contribuem em cerca de 2,4% para a estimativa do SAIFI (em ambos os casos), porém, em termos de energia não fornecida contribuem com cerca de 4,7% (caso B) e 9,5% (caso C) para o indicador ENS. Isto se deve à severidade destes tipos de falha que, apesar de menos frequentes, causam danos que resultam em maiores períodos de reparo e, conseqüentemente, aumento do número de horas de interrupção.

O objetivo do caso de estudo C-3 é tirar partido de todo o histórico de vento para calcular as taxas de falha e, posteriormente, explorar o desempenho do sistema para perfis de vento específicos. Este caso de estudo é composto por dois experimentos: um ano mais favorável (2010) e um ano mais adverso (2008). Em termos do indicador SAIFI, todos os resultados estão dentro do esperado, no entanto, algumas notas interessantes merecem ser destacadas. Quando uma série de vento mais favorável é utilizada, como a de 2010, o índice SAIFI cai para 0,554 e 0,219 falhas por ano, para os casos B e C, respectivamente. Isso pode ser explicado pela menor frequência de condições adversas de vento. Ao contrário, quanto uma série temporal mais severa é utilizada, como a de 2008, o SAIFI aumenta para 0,735 falhas por ano para o case B e 0,292 falhas por ano para o case C, em especial devido à maior frequência de vento forte e vendaval. Note-se que não existe qualquer contribuição de furacão para o SAIFI, uma vez que tal tipo de vento não é manifestado em 2008. No entanto, devido a uma intensidade mais frequente das demais categorias de vento adversas, o número de falhas causadas pelo vento aumenta a estimativa do SAIFI. Em termos de SAIDI, tal como esperado, a utilização do perfil de 2008 interferindo com a rede, resulta em durações de reparo mais longas, em conseqüência de um ano com vento mais severo, causando mais falhas deste tipo. O ano de 2008 produz maior SAIDI para ambos os casos. Em relação ao índice ENS, enquanto

2010 produz valores inferiores a C-2, devido ao menor número de períodos adversos de vento ao longo do ano, a energia não fornecida utilizando a série de 2008 é semelhante à obtida para C-2. Apesar de ser um ano mais severo, 2008 não tem ocorrência de furacões, explicando esses resultados. Os resultados obtidos com este caso de estudo revelam que a rede pode ser avaliada simulando diferentes perfis de vento afetando o sistema, de acordo com a necessidade da distribuidora, em especial para avaliar contingências e cenários de condições de vento mais adversas.

Finalmente, no caso de estudo C-4, para estressar a rede do ponto de vista da confiabilidade, os valores da velocidade de vento da série do ano de 2002 são agravados em 50%. Em comparação com os valores originais da série (ver Tabela 5), esta modificação reduz o número de horas de vento calmo para 7 846 horas e o número de ocorrências adversas de vento aumenta significativamente: 625 horas de vento forte, 222 horas de vendaval, 59 horas de tempestade e 9 horas de furacão.

Como esperado, todos os índices são agravados devido à maior exposição ao vento. Em relação ao case B, o SAIFI é estimado em 1,597 falhas por ano, com um SAIDI estimado de 157,03 horas por ano. Este aumento é imposto pelo maior número de ocorrências associadas a furacão, com estas a contribuir com 30,6% do total de falhas, representando uma média de 0,489 falhas por ano. Esta influência é ainda mais visível quando se analisa a energia não fornecida. A severidade dos danos causada por furacão e os tempos de reparo associados a estas falhas conduzem a um aumento do índice ENS associado a esses eventos, totalizando 347 955 kWh por ano. Estas estimativas mostram claramente que um esquema simples de proteção, como aquele utilizado no case B, é catastrófico face a condições de vento muito adversas, resultando em um insatisfatório desempenho da rede. A influência de um esquema de proteção mais seletivo é novamente demonstrada pelos resultados obtidos para o case C. A colocação de fusíveis nas laterais conduz a uma melhoria significativa em termos de confiabilidade. O indicador SAIFI diminui para 0,718 falhas por ano com um SAIDI de 61,51 horas enquanto o ENS é estimado em 22 5241 kWh por ano.

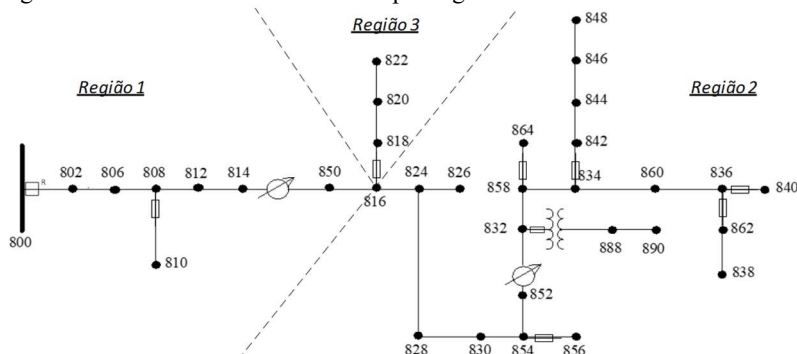
### **3.3.4 Simulação D – Modelo do vento Aplicado ao IEEE-34**

Os resultados das simulações são concluídos nesta seção, aplicando o modelo para avaliar o desempenho de um sistema de maior proporção. O sistema IEEE 34 é baseado em um alimentador real, localizado no Arizona (EUA), com uma tensão nominal de 24,9 kV. Este sistema é tipicamente utilizado para estudos de fluxo de potências,

contudo é possível avalia-lo do ponto de vista da confiabilidade, desde as informações necessárias estejam disponíveis. Assim, considerações adicionais precisam ser feitas, nomeadamente em relação aos dados de confiabilidade e informações sobre os consumidores. Estas hipóteses e restantes detalhes do sistema podem ser consultados no Anexo H.

Para representar o impacto da proteção, vários dispositivos de proteção foram adicionados ao sistema, nomeadamente, um religador no alimentador da subestação e fusíveis em todas os circuitos laterais. Supõe-se também que os dispositivos de proteção não falhem em operação. O diagrama unifilar, exibindo a alocação dos dispositivos de proteção no sistema é fornecido na Figura 45. Para explorar o impacto regional do vento, o sistema é ainda dividido em três regiões. A região 1 refere-se à parte inicial do tronco, onde se localiza o alimentador. A maior percentagem dos consumidores está conectada na região 2 e o ramal mais longo do sistema é considerada a região 3.

Figura 45 – Sistema IEEE 34 dividido por regiões.



Fonte: adaptado de (BROWN, 2009)

A SSMC convencional, sem considerar o modelo de vento, é inicialmente validada e comparada com os resultados obtidos utilizando o método analítico e com outros publicados na literatura (DA ROSA et al., 2016), apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 – IEEE 34 – Validação SSMC.

	Analítico	(DA ROSA et al., 2016)	Algoritmo
SAIFI( $f/a$ )	0,8389	0,8137	0,8394
SAIDI( $h/a$ )	3,7176	3,4795	3,7029
ENS( $kWh/a$ )	6566,74	6150,12	6480,18

Fonte: do autor.

Observando os resultados obtidos, não considerando o modelo de vento, verifica-se que a SSMC estima indicadores semelhantes ao método analítico e em (DA ROSA et al., 2016), validando, uma vez mais, o algoritmo convencional da SSMC. Considerando o modelo de vento, são apresentados resultados para dois casos de estudo:

D-1) assumindo um único perfil de vento, afetando todo o sistema;

D-2) assumindo diferentes perfis de vento para cada região.

Os resultados da simulação D-1 permitem a avaliação da interferência do vento como um todo, na confiabilidade do sistema, enquanto o efeito regional do vento é explorado em D-2, avaliando a confiabilidade do sistema para diferentes perfis de vento, simultaneamente afetando o sistema. Note-se que as taxas de falha são calculadas considerando todo o histórico de séries temporais de vento (como em C-2, C-3 e C-4) e o MTTRS associado a falhas de vento são idênticos às simulações realizadas na seção 3.3.3, tanto para o tronco como para os ramais laterais. Os resultados das simulações, para ambos os casos, foram obtidos considerando um coeficiente de variação menor ou igual a 5% para todas as estimativas.

Os resultados da simulação D-1 são apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 – Índices de confiabilidade para o sistema IEEE 34 – D-1.

	SAIFI ( <i>f/a</i> )					Outro	Global	SAIDI ( <i>h/a</i> )	ENS ( <i>kWh/a</i> )					Outro	Global
	Nível de vento								Nível de Vento						
	1	2	3	4	5				1	2	3	4	5		
R1	0,364	0,272	0,056	0,011	0,007	0,034	0,744	9,9	104	190	216	89	94	10	705
R2	0,391	0,294	0,060	0,012	0,007	0,035	0,800	10,6	2524	4386	4947	1936	2065	242	16102
R3	0,566	0,418	0,088	0,015	0,011	0,034	1,132	15,7	510	696	823	260	374	25	2690
S	0,407	0,306	0,062	0,012	0,008	0,035	0,830	11,1	3139	5273	5987	2285	2533	278	19498

Legenda:

R1 – Região 1

R2 – Região 2

R3 – Região 3

S - Sistema

Fonte: do autor.

Analisando os resultados do caso de estudo D-1, verifica-se que o SAIFI do sistema é estimado em 0,830 falhas por ano. Este resultado é muito semelhante ao algoritmo convencional da SSMC (ver Tabela 13), o que reforça a hipótese de atribuição de falhas por vento em função da característica estocástica da série temporal de velocidade do vento. Em termos de duração de falhas, o SAIDI é estimado em 11,1 horas por ano. Com relação às diferentes regiões do sistema, a região 3 é a que apresenta o pior desempenho em termos de SAIFI e SAIDI. Uma vez que esta região é composta pelo maior ramal do sistema, para além das piores taxas de falha e reparos pelo fato de ser um ramal, todas as falhas no tronco

resultam na interrupção do serviço para esta região, o que leva ao aumento destes índices. Esta explicação também é válida para explicar porque a região 2 apresenta pior desempenho que a região 1. Em termos de energia, a ENS é estimada em 19 498 kWh por ano, com a principal parcela associada à região 2, onde se localiza a maior porcentagem dos consumidores. Por fim, em termos dos tipos de falha registrados, uma vez que todo o sistema é afetado pelo mesmo perfil de vento, amostrado no início de cada ano de simulação, todos os tipos de falha foram registrados.

O fato dos índices sistêmicos estimados na simulação D-1 serem semelhantes aos obtidos utilizando uma SSMC tradicional, sem o modelo de vento proposto, pode induzir à conclusão de que uma taxa de falha constante é suficiente para representar todo o tipo de falhas, incluindo as falhas causadas pelo vento. Contudo, embora os resultados sistêmicos alcançados sejam idênticos, uma avaliação que considere as condições de vento durante a operação pode trazer informações adicionais para a avaliação. Por exemplo, considere-se a estimativa do SAIFI na Tabela 14. Observe-se que o SAIFI estimado para os níveis de vento calmo (nível 1), vento forte (nível 2) e vendaval (nível 3), aumenta progressivamente da região 1 para a região 3. O mesmo comportamento verifica-se observando as estimativas do SAIFI “global”, aumentando da região 1 para a região 3, da mesma forma que aumenta no SAIFI sistêmico. No entanto, para os níveis de vento mais severos, tempestade (nível 4) e furacão (nível 5), o SAIFI estimado é semelhante (às vezes idêntico) entre as várias regiões. Isto significa que as categorias de vento mais severas impactam o sistema como um todo, enquanto níveis mais moderados de vento impactam no sistema de forma regional. Este tipo de análise pode ser valioso para as distribuidoras e não seria possível extrair este nível de detalhes utilizando uma taxa média de falha na avaliação.

Na simulação D-2, o impacto regional do vento é o principal foco da avaliação. Nesta simulação, cada região é afetada por perfis de vento distintos, à semelhança do que acontece em sistemas reais, principalmente aqueles que se estendem por várias regiões e tipos de terreno. Para isso, é necessário dividir as séries de vento em grupos, classificados em termos de severidade, e, posteriormente, atribuídos a regiões específicas da rede. Os perfis de vento são agrupados e classificados como:

- Amena (*Ame*): 2002, 2004, 2005, 2010, 2013, 2015, 2016;
- Regular (*Reg*): 2003, 2006, 2007, 2009, 2011, 2012, 2014;
- Severa (*Sev*): 2008.

Considerando a divisão do sistema em três regiões e a definição de três grupos de perfis de vento, por análise combinatória existem seis combinações possíveis. A descrição e resultado de cada um dos cenários está organizado e compilado na Tabela 15.

Tabela 15 – Índices de confiabilidade para o sistema IEEE 34 – D-2.

	SAIFI(f/a)						SAIDI (h/a)	ENS(kWh/a)							
	Nível de vento							Nível de vento							
	1	2	3	4	5	Outro		global	1	2	3	4	5	Outro	global
<i>caso a) R1(Ame) – R2(Reg) – R3(Sev)</i>															
R1	0,358	0,256	0,051	0,009	0,007	0,034	0,716	9,3	107	185	180	62	119	10	666
R2	0,388	0,281	0,058	0,010	0,007	0,035	0,780	10,3	2637	4270	4366	1591	2533	229	15628
R3	0,539	0,450	0,096	0,016	0,007	0,034	1,142	15,5	527	777	817	230	285	24	2664
S	0,402	0,296	0,062	0,011	0,008	0,035	0,813	10,8	3272	5234	5365	1883	2938	264	18959
<i>caso b) R1(Reg) – R2(Ame) – R3(Sev)</i>															
R1	0,364	0,276	0,056	0,008	0,006	0,036	0,746	9,1	101	205	217	42	72	10	650
R2	0,396	0,294	0,059	0,008	0,007	0,038	0,802	9,8	2500	4613	4926	914	1665	223	14846
R3	0,553	0,456	0,101	0,014	0,006	0,036	1,167	15,2	496	804	869	240	175	24	2610
S	0,410	0,307	0,063	0,008	0,007	0,038	0,835	10,3	3098	5623	6013	1197	1913	258	18104
<i>caso c) R1(Ame) – R2(Sev) – R3(Reg)</i>															
R1	0,345	0,296	0,061	0,010	0,006	0,032	0,749	10,2	99	215	229	100	72	8	726
R2	0,372	0,326	0,066	0,012	0,006	0,033	0,815	11,1	2416	4990	5275	2364	1515	197	16760
R3	0,528	0,457	0,096	0,017	0,006	0,032	1,136	15,6	489	783	849	353	171	20	2667
S	0,386	0,338	0,069	0,012	0,006	0,033	0,844	11,5	2006	5989	6354	2819	1758	227	20154
<i>caso d) R1(Reg) – R2(Sev) – R3(Ame)</i>															
R1	0,329	0,342	0,074	0,013	0	0,321	0,790	10,5	99	252	259	127	0	10	749
R2	0,359	0,372	0,081	0,014	0	0,333	0,859	11,5	2412	5841	6085	2886	0	228	17454
R3	0,519	0,465	0,092	0,016	0,007	0,032	1,131	16,0	503	802	764	352	296	25	2745
S	0,373	0,380	0,082	0,015	0,001	0,033	0,883	11,9	3015	6896	7109	3366	296	263	20949
<i>caso e) R1(Sev) – R2(Ame) – R3(Reg)</i>															
R1	0,337	0,306	0,070	0,009	0,005	0,033	0,761	9,7	96	219	259	79	35	6	696
R2	0,367	0,323	0,074	0,010	0,006	0,035	0,814	10,8	2368	4912	5753	1832	1257	161	16286
R3	0,526	0,454	0,110	0,017	0,005	0,033	1,145	15,6	483	791	1004	288	86	15	2670
S	0,382	0,335	0,077	0,010	0,006	0,035	0,844	11,2	2948	5924	7017	2201	1379	183	19654
<i>caso f) R1(Sev) – R2(Reg) – R3(Ame)</i>															
R1	0,357	0,334	0,077	0,016	0	0,035	0,819	10,7	107	238	273	132	0	11	763
R2	0,382	0,356	0,082	0,018	0	0,036	0,874	11,4	2606	5386	6108	2942	0	258	17302
R3	0,544	0,472	0,098	0,018	0,011	0,035	1,178	17,1	513	807	856	345	380	28	2933
S	0,395	0,367	0,083	0,017	0,001	0,036	0,902	12,0	3227	6432	7238	3420	380	299	20999

Legenda:

R1 – Região 1

R3 – Região 3

R2 – Região 2

S - Sistema

Fonte: do autor.

Quando o perfil de vento mais severo interfere apenas em um ramal e não com o tronco, como acontece nos *casos a) e b)*, é expectável uma melhoria em termos da confiabilidade, uma vez que um número significativo de falhas relacionadas com vento não ocorrerá no circuito principal. Observando os resultados para estes dois casos, pode-se observar que o *caso a)* é o mais favorável em termos de frequência de falhas, com um SAIFI de 0,813 f/a, um valor inferior, quando comparado com a simulação D-1, onde o SAIFI foi estimado em 0,830 f/a. Como esperado, a redução de falhas no tronco, especialmente na região 1 (0,716 em vez das anteriores 0,744 falhas por ano), melhora a confiabilidade do sistema, uma vez que as séries de vento mais favoráveis afetam esta parcela do sistema. Em relação aos restantes índices, comparados com a simulação D-1, estes também apresentam estimativas mais reduzidas,



com um SAIDI e ENS de 10,8 h/a e 18 959 kWh/ano, respectivamente. O *caso b)* apresenta um pior SAIFI do que o *caso a)*, 0,835 f/ano, uma vez que a região 1 passa, neste caso, a sofrer a influência de séries mais adversas do que a região 2. Com mais falhas e reparos mais longos, fica evidente que a região 3 deteriora o seu desempenho face à persistência de um perfil de vento mais severo. Apesar de um SAIDI sistêmico relativamente próximo, 10,8 h/a (para o caso a) e 10,3 h/ano (para o caso b), as cargas da região 3 experimentam durações médias de interrupção de aproximadamente 15 horas por ano em ambos os casos. Em termos de energia não fornecida, uma vez que a região 2 possui o maior número de cargas, esta região contribui com a maior percentagem da ENS em ambos os casos, no entanto, quando os perfis de vento mais amenos são atribuídos a esta região (*caso b)*) verifica-se uma melhoria no índice, com uma redução de 15 628 kWh/a para 14 846 kWh/a, comparando o *caso a)* com o *caso b)*. O melhor resultado do *caso b)*, em termos de SAIDI e ENS, está relacionado com o melhor desempenho da região 2, com perfis de vento mais amenos e, conseqüentemente, menos falhas.

O próximo par de resultados, *caso c)* e *caso d)*, avalia o cenário do principal centro consumidor (região 2) sob influência do perfil de vento mais severo. Conseqüentemente, a confiabilidade da região 2 é deteriorada em ambos os casos, aumentando o SAIFI do sistema para 0,844 f/a no *caso c)* e 0,883 f/a no *caso d)*. Em ambos os casos, a parcela do tronco localizada na região 2 está também sujeita ao perfil de vento mais severo, o que, conseqüentemente, aumenta o número de falhas por ação do vento para todos os consumidores conectados nesta região. Este cenário é ainda mais agravado quando a região 1 é exposta ao conjunto de séries regulares de vento (*caso d)*). A confiabilidade da região 2 melhora ligeiramente, especialmente no *caso d)*, onde o sistema está sob a influência dos perfis de vento mais amenos (verifica-se uma melhoria do SAIFI de 1,167 f/a no *caso b)* para 1,131 f/a no *caso d)*). Em termos de duração da falha, as estimativas do SAIDI são mais elevadas do que nos casos anteriores, estimando-se em 11,5 horas e 12,0 horas por ano para o *caso c)* e *caso d)*, respectivamente. A maioria dos ramais estão localizados na região 2. Com taxas de falha mais elevadas e reparos mais longos, quando esta região é afetada pelo perfil de vento mais adverso, as falhas são mais frequentes e os reparos mais longos, o que explica estes resultados. Este aumento é ainda mais visível em termos de energia não fornecida. O ENS é estimado em 20 154 kWh por ano para o *caso c)* e em 20 949 kWh por ano para o *caso d)*. A região 2 é quem mais contribui para este aumento de ENS, uma vez que o perfil de vento mais severo está agora concentrado na área com maior número de consumidores.

Para completar as simulações D-2, o *caso e)* e *caso f)* avaliam a confiabilidade do sistema quando o perfil de vento mais severo afeta a região 1. O alimentador, ou seja, o circuito que sai da subestação, está localizado nesta região. Assim, qualquer falha no circuito principal resultará na interrupção de serviço para todos os consumidores. Uma vez que o perfil de vento mais severo interfere com esta parcela da rede, o número de falhas relacionadas ao vento aumenta nesta região e, conseqüentemente, também o SAIFI para as demais regiões e no sistema como um todo. O SAIFI para o *caso e)* e *caso f)* é estimado em 0,844 e 0,902 falhas por ano, respectivamente. Assim, o pior cenário em termos de confiabilidade é encontrado no *caso f)*, isto porque para além do perfil mais severo afetar o tronco principal, também os perfis regulares interferem com o restante tronco na região 2. Em termos da duração das falhas, ambos os casos apresentam valores mais elevados de SAIDI, com pior desempenho no *caso f)*, estimado em 12,0 horas por ano. No *caso e)*, onde a região com mais consumidores (região 2) é afetada pelos perfis de ventos mais amenos, a ENS é estimada em 19 654 kWh por ano. Um valor inferior quando comparado com o *caso f)*, estimado em 20 999 kWh por ano, o que significa que a manifestação de um perfil de vento um pouco mais adverso, é suficiente para produzir um aumento de 1 345 kWh por ano de energia média não fornecida no sistema.

Como última observação, salienta-se que os índices SAIFI e ENS estimados na Tabela 15 são também decompostos por nível de vento, permitindo uma análise mais pormenorizada em termos do efeito do vento, em função da severidade da condição do vento. Neste aspecto, é interessante notar que o pior caso em termos de frequência de falha por furacão, que é o *caso a)*, com um SAIFI para este tipo de vento estimado em 0,007 falhas por ano para todas as regiões, é também o caso com o menor SAIFI sistêmico estimado de entre todas as simulações (0,813 falhas por ano). Por outro lado, o *caso f)* é quem apresenta a pior estimativa sistêmica do SAIFI (0,902 falhas por ano), no entanto sem qualquer registro de evento de furacão nas regiões 1 e 2, onde uma grande parcela da carga está conectada. A explicação para estas diferentes estimativas está intrinsecamente relacionada com os outros níveis de vento, em especial dos ventos fortes (nível 2) e vendaval (nível 3), cuja ocorrência na série de vento é mais frequente do que furacão. Estas conclusões, confirmam a afirmação anterior, de que muitas metodologias, que associam falhas relacionadas com o vento a cenários atmosféricos extremos, podem não representar adequadamente a severidade do vento em todo o espectro de velocidade do vento.

### 3.4 CONCLUSÕES

Na realização de estudos de planejamento, as distribuidoras geralmente se abstêm de representar explicitamente as falhas relacionadas com o vento, se satisfazendo com hipóteses mais tradicionais, que consideram taxas médias de falhas, sem representação de causas e, se necessário, avaliam o impacto de cenários climáticos extremos através de cenários de contingência. Neste trabalho, propõe-se uma melhoria na hipótese da representação das falhas, por meio de um modelo probabilístico que explora a variabilidade de séries anuais de velocidade do vento e dados de confiabilidade, para reproduzir falhas relacionadas com vento, em linhas aéreas, independentemente de uma classificação de clima. Para isso, uma escala de classificação de ventos é proposta e as taxas de falha associadas a cada nível de vento são extraídas da taxa média de falha. Os resultados demonstram que, não só é possível associar a frequência das falhas por ação do vento às características estocásticas das séries de vento, como também a avaliação da confiabilidade é ampliada para estimar o impacto do vento nas redes de distribuição.

Uma condição de vento adverso é tipicamente analisada no contexto dos estudos de contingência para eventos climáticos extremos. Contudo, uma velocidade de vento elevada é registrada, com alguma regularidade, ainda que de curta duração, em séries de vento, sem necessariamente estarem associadas à ocorrência de um evento climático extremo. Então, utilizando a metodologia proposta e uma série de vento em uma resolução de tempo adequada, a variabilidade e severidade do vento podem ser incluídas na simulação sem necessidade de uma análise separada para cenários extremos de vento. Desta forma, a análise é ampliada e melhorada, permitindo, por exemplo, uma percepção e avaliação detalhada do impacto do vento, nos seus diferentes níveis de severidade, na confiabilidade do sistema. De fato, os resultados estimaram que perfis de vento que registram longos períodos de vento forte e vendaval podem, muitas vezes, superar o impacto de perfis de vento com períodos curtos de tempestade ou furacão. O efeito regional do vento também foi explorado na avaliação. Verificou-se que o desempenho do sistema varia, dependendo do tipo de perfil de vento que se registra nas imediações do alimentador, principais centros consumidores ou ramais extensos. Por fim, os resultados da simulação evidenciam que uma taxa média de falha não representa adequadamente as falhas relacionadas com o vento. Assim, as distribuidoras podem beneficiar da metodologia proposta para explorar topologias de rede em termos de resiliência a diferentes perfis de vento.



## **4 REPRESENTAÇÃO DO CURTO-CIRCUITO E RESPOSTA DA PROTEÇÃO NA AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Ampliar o alcance dos estudos de confiabilidade, para integrar a representação do curto-circuito e resposta dos sistemas de proteção, precisa que variáveis, normalmente prescindíveis, sejam consideradas na avaliação. Além disso, essas variáveis requerem, não só uma correta representação do ponto de vista do seu modelo elétrico, como também precisam estar em um formato adequado para integração plena na SSMC.

Um modelo que reproduza a resposta da proteção requer que variáveis, como o tempo de atuação da proteção e a magnitude de corrente nos circuitos onde a proteção se localiza, sejam mapeados para que, na eventualidade de uma corrente ultrapassar um valor pré-estabelecido para aquela determinada proteção, esta atue, abrindo os seus contatos e interrompendo o circuito, na tentativa de extinguir a falta. Então, para que a resposta da proteção seja integrada na avaliação, as correntes que circulam nos circuitos, assim como a corrente de falta que surge no sistema após uma falta, precisam, também, ser consideradas na avaliação. Deste modo, é necessário caracterizar, de forma elétrica e estocástica, os curtos-circuitos que ocorrem na rede. O curto-circuito é um fenômeno aleatório, pelo que as variáveis que caracterizam a sua interferência com os sistemas elétricos, como tipo de falta, fases afetadas, local e resistência de falta precisam ser representados adequadamente na avaliação probabilística. Para além disso, as correntes que fluem no sistema, em regime permanente, precisam ser conhecidas e calculadas sempre que necessário. Então, os modelos elétricos de todos os componentes do sistema e um método eficiente para cálculo do fluxo de potência precisam também ser considerados na avaliação.

Neste capítulo propõem-se os modelos e metodologias necessárias para a representação probabilística do curto-circuito e resposta dos equipamentos de proteção, visando melhorar a hipótese da interrupção habitualmente assumida na SSMC e, conseqüentemente, ampliar o alcance da avaliação de confiabilidade de sistemas de distribuição. A representação probabilística do curto-circuito é proposta na seção 4.1, modelando as características estocásticas deste fenômeno e calculando as condições elétricas da sua ocorrência. Na seção 4.2 são apresentados os modelos de resposta de cada tipo de proteção, assim como a proposta para representação probabilística da sua atuação. Finalmente, na seção 4.3 são apresentados e discutidos os resultados da simulações e as principais conclusões são estabelecidas na seção 4.4.

## 4.1 MODELO DE CURTO-CIRCUITO PROBABILÍSTICO

A consequência mais comum de uma falta, como salientado na seção 2.1.2, é o aparecimento de uma corrente de curto-circuito do sistema. A correta modelagem do curto-circuito em um ambiente probabilístico depende da representação adequada de um conjunto de variáveis que o caracterizam e do estabelecimento de hipóteses plausíveis para a sua reprodução. Frequentemente, os estudos de curto-circuito se restringem apenas ao cálculo de correntes de falta máxima e mínima. Este tipo de análise é importante para estudos de contingências, escolha de condutores ou configuração dos equipamentos de proteção, resultando em escolhas de proteção apropriadas para os cenários mais extremos. Contudo, no âmbito da avaliação da confiabilidade, não é suficiente para representar o impacto do curto-circuito no sistema. A SSMC avalia o desempenho do sistema, recriando de forma sintética o ciclo de falha e reparo dos seus componentes. Consequentemente, a cronologia da operação dos componentes do sistema depende da ocorrência aleatória de faltas ao longo de cada ano de operação. Faltas que originam as correntes de curto circuito máxima e mínima, cruciais para outros tipos de estudo, têm uma probabilidade reduzida de ocorrência, pelo que a representação do curto circuito, em termos de frequência, duração e impacto em termos de confiabilidade requer um modelo mais aprimorado.

A magnitude da corrente de curto-circuito está profundamente relacionada às propriedades elétricas da rede e condição da falta. Então, aspectos como local da falta, fases envolvidas, resistência da falta e duração do curto circuito precisam ser considerados na avaliação, para adicionar representatividade a estes fenômenos nos estudos de confiabilidade. Assim, as magnitudes de corrente simuladas e calculadas neste trabalho incluem, não só o valor máximo e mínimo da corrente de curto-circuito, como todo o espectro de valores dentro deste intervalo.

### 4.1.1 Representação nodal rede de distribuição

A concretização da integração do curto-circuito na avaliação e, posteriormente, a resposta dos equipamentos de proteção, requer uma representação da rede adequada. Neste trabalho, o cálculo das correntes de curto-circuito é realizado utilizando a representação nodal trifásica da rede, tal como descrito em (DUGAN, 2003). Esta forma de representação permite incorporar determinadas características da rede, como o desbalanceamento de cargas, linhas não transpostas, entre outras, e o fato

de tal representação ser realizada na forma matricial, facilita a sua integração no algoritmo da SSMS, sem prejuízo da sua eficiência.

A representação nodal da rede é conseguida construindo a matriz  $[Y_{Barra}]$  do sistema, a partir da transformação matricial dos componentes do sistema, como

$$[Y_{Barra}] = [A][Y_{prim}][A]^T \quad (4.1)$$

onde  $[Y_{prim}]$  é uma matriz bloco diagonal que contém a matriz de admitâncias primitivas de todos os elementos do sistema e  $[A]$  é a matriz de incidência nó-ramo, norteadada por um configurador de rede, que relaciona todos os componentes do sistema.

A determinação de  $[Y_{Barra}]$  requer que as matrizes de admitância primitiva de todos os componentes do sistema sejam conhecidas, o que demanda que cada componente seja representado por um modelo elétrico adequado para obtenção das mesmas. Esses modelos são conhecidos da literatura, pelo que não são o foco e principal contribuição desta metodologia. Assim, a descrição dos modelos elétricos de cada componente e as metodologias que permitem calcular as matrizes de admitância de cada um, para posterior combinação e composição da matriz de admitâncias nodal do sistema, pode ser consultada no Anexo B.

Para além da representação da rede, a avaliação do curto-circuito e integração da resposta da proteção, requer que as tensões e correntes do sistema sejam conhecidas e calculadas sempre que necessário. As correntes pré-falta, a circular no sistema, são habitualmente desconsideradas na análise, pois assume-se que o sistema está em regime permanente antes da ocorrência da falta e o seu valor é significativamente inferior à corrente de falta. Contudo, para atender os objetivos do trabalho, estas correntes precisam ser consideradas. Então, um método de cálculo de fluxo de potências eficiente e compatível com a SSMC precisa ser integrado na avaliação. O Método da Soma das Correntes (MSC) é um método rápido e eficiente para sistemas radiais, que permite a obter as tensões e correntes por meio de um método de varredura. Os detalhes, algoritmo e validação para um sistema teste, utilizando o MSC, podem ser consultados no Anexo C.

#### 4.1.2 Hipótese probabilística do curto-circuito

A ocorrência de uma falta em sistemas de distribuição é um evento aleatório e as suas características indeterminadas. Então, a frequência e

características da falta são estocásticas por definição. Esta característica permite que o curto-circuito seja integrado no ambiente probabilístico da SSMC, desde que cada variável que caracteriza a amostragem de uma falta e as suas incertezas sejam modeladas adequadamente. Com base no levantamento realizado no capítulo 2, estabelece-se a hipótese de que todas as faltas no sistema, resultam da ocorrência de um curto-circuito. As variáveis proposta neste trabalho para caracterização o evento do curto-circuito são: o tipo de falta, fases afetadas, local da falta, a resistência da falta e a duração do evento. A forma como cada uma destas variáveis é modelada no problema são apresentadas nas seções seguintes.

#### 4.1.2.1 Tipos de curto circuito

As faltas em sistemas de distribuição podem ocorrer em uma, duas ou três fases. A maioria das faltas envolve apenas uma fase, por contato com o neutro ou terra. As restantes faltas, envolvendo duas ou três fases, podem ou não envolver a terra. Então, o curto-circuito resultante de uma falta pode ser classificado em cinco tipos: trifásico-terra, trifásico, bifásico-terra, bifásico ou monofásico.

Nos estudos tradicionais de curto-circuito, o tipo de falta é uma variável determinística. Realizam-se cálculos de curto-circuito para todos os tipos de falta e, considerando esses resultados, definem-se critérios de proteção com base nos valores máximos de corrente determinados. Neste trabalho, o tipo de falta é transformado como uma variável estocástica, cuja ocorrência depende da sua amostragem. As probabilidades de ocorrência de cada tipo de curto-circuito, estabelecidas neste trabalho, para os diferentes tipos de circuito, são apresentadas na Tabela 16.

Tabela 16 – Probabilidade para cada tipo de falta, por circuito.

Tipo de falta	Circuitos trifásicos	Circuitos bifásicos	Circuitos monofásicos
Trifásica-terra (3 $\emptyset$ -terra)	1,5 %	0 %	0 %
Trifásica (3 $\emptyset$ )	1,5 %	0 %	0 %
Bifásica-terra (2 $\emptyset$ -terra)	6 %	6,19 %	0 %
Bifásica (2 $\emptyset$ )	10 %	10,31 %	0 %
Monofásica ( $\emptyset$ -terra)	81 %	83,51 %	100 %

Fonte: adaptado de (BORDALO; RODRIGUES; DASILVA, 2006).

As faltas monofásicas são significativamente mais frequentes em sistemas de distribuição do que qualquer outro tipo de falta. Esta diferença



é explicada pela probabilidade da condição ou evento que leve à falta. Por exemplo, o contato acidental de um galho com a rede, por ação do vento, é mais provável que ocorra do contato com apenas uma fase (aquela mais próxima à vegetação) do que com as três fases simultaneamente. Consequentemente, as faltas bifásicas e trifásicas, envolvendo ou não a terra, são menos frequentes que as faltas monofásicas. As faltas trifásicas são o defeito com menor probabilidade de ocorrência.

As estatísticas para circuitos trifásicos, apresentadas na Tabela 16, foram obtidos de (BORDALO; RODRIGUES; DASILVA, 2006). As probabilidades para circuitos bifásicos foram extrapoladas a partir destes, diluindo as probabilidades dos curtos-circuitos trifásico e trifásico-terra (3%) pelos demais tipos de curto-circuito, utilizando

$$P_f^{circ\_2\emptyset} = P_f^{circ\_3\emptyset} + (P_{3\emptyset}^{circ\_3\emptyset} + P_{3\emptyset-terra}^{circ\_3\emptyset}) \left[ \frac{P_f^{circ\_3\emptyset}}{1 - (P_{3\emptyset}^{circ\_3\emptyset} + P_{3\emptyset-terra}^{circ\_3\emptyset})} \right] \quad (4.2)$$

onde

$f$  se refere ao tipo de falta possível (2 $\emptyset$ -terra, 2 $\emptyset$  ou  $\emptyset$ )

$P_f^{circ\_2\emptyset}$  é a nova probabilidade de falta para um circuito bifásico para a falta do tipo  $f$

$P_f^{circ\_3\emptyset}$  a probabilidade de falta do tipo  $f$  em circuitos trifásicos

$P_{3\emptyset}^{circ\_3\emptyset}$  é a probabilidade, em circuitos trifásicos, de falta trifásica

$P_{3\emptyset-terra}^{circ\_3\emptyset}$  é a probabilidade, em circuitos trifásicos, de falta trifásica e trifásica-terra.

Em circuitos monofásicos, evidentemente todas as faltas são do tipo monofásico.

No ambiente da SSMC a amostragem de cada tipo de falta é regido por uma distribuição uniforme, respeitando as proporções da Tabela 16.

#### 4.1.2.2 Fases envolvidas na falta

O curto-circuito pode envolver uma, duas ou três fases, dependendo do circuito e causa da falta. À semelhança dos tipos de falta, nos estudos clássicos do sistema, as fases envolvidas são variáveis determinísticas. Muitas vezes, o cálculo é realizado apenas para uma das fases, como representativo de todas. Contudo, neste trabalho pretende-se representar explicitamente todas as fases do sistema e a interferência da falta com cada uma delas. Assim, as fases envolvidas precisam ser consideradas como variáveis estocásticas, às quais está associado um nível de incerteza.

A Tabela 17 apresenta as probabilidades de cada fase estar envolvida numa falta, por tipo de defeito e tipo de circuito.

Tabela 17 – Probabilidade para cada tipo de falta, por fase.

Tipo de falta	Fase(s)	Circuitos trifásicos	Circuitos bifásicos	Circuitos monofásicos
Monofásica	a	33 %	50 %	100 %
	b	33 %	50 %	-
	c	33 %	-	-
Bifásica	ab	33 %	100 %	0%
	ac	33 %	-	0%
Bifásica-terra	bc	33 %	-	0%
	abc	100 %	0 %	0%
Trifásica				
Trifásica-terra				

Fonte: do autor.

A experiência das equipes de campo diz que a fase mais próxima da vegetação ou de uma rodovia é mais susceptível a faltas que as restantes. No caso de faltas que envolvem duas fases, é também expectável um maior número de ocorrências envolvendo fases adjacentes. No entanto, na ausência de dados estatísticos na literatura, assume-se a hipótese teórica que todas as fases e pares de fases têm igual probabilidade de experimentarem uma falta. Contudo, quer as probabilidades da Tabela 16 e Tabela 17 podem ser alteradas sem perda de generalidade, se o utilizador dispor de estatísticas de interrupções. Na seção dos resultados serão exploradas diferentes estatísticas para os tipos de falta e fases afetadas.

Por fim, no ambiente da SSMC a amostragem das fases envolvidas na falta é estabelecida por uma distribuição uniforme, com base nas probabilidades da Tabela 17.

#### 4.1.2.3 Localização da falta

A importância do local, na análise do curto-circuito, depende do escopo e objetivo da avaliação que é realizada. Em muitos estudos, os curtos-circuitos são simulados em locais específicos, para avaliar condições especiais de operação, como terminais de um gerador, transformador ou barramento. Neste trabalho, assume-se que a falta pode ocorrer em um qualquer ponto do sistema, ou seja:

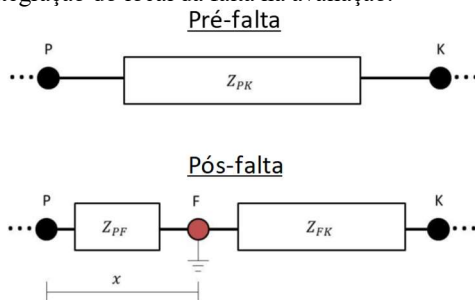
- Em linhas, o curto-circuito pode ocorrer em um qualquer ponto do ramo, de forma aleatória.

- Em transformadores/reguladores de tensão, o curto-circuito não ocorre nos enrolamentos internos, mas pode ocorrer no lado primário e secundário do transformador.

A consideração do local da falta é importante, pois as características do curto-circuito serão diferentes, dependendo do local onde ocorre o curto-circuito. A localização da falta tem influência direta no modelo elétrico das linhas e, conseqüentemente, na  $[Y_{Barras}]$  do sistema e no equivalente de Thevenin no local da falta.

O local da falta é considerado na avaliação, adicionando um novo nó (fictício), que é adicionado à matriz  $[Y_{Barras}]$ , tal como proposto em (BORDALO; RODRIGUES; DASILVA, 2006). Abordagens similares são encontradas em (BRACALE et al., 2012) e (CARPINELLI et al., 2004). Quanto à integração do local da falta na avaliação, considere-se o ramo da Figura 46, entre os nós P e K, com impedância  $Z_{PK}$ .

Figura 46 – Integração do local da falta na avaliação.



Fonte: adaptado de (VENTURINI, 2018).

Para o sorteio do local da falta (nó fictício F), considera-se que o ramo tem comprimento unitário e um número uniformemente distribuído entre 0 e 1 é sorteado, estabelecendo a distância  $x$  do nó a montante da falta. Em seguida, a impedância  $Z_{PK}$  é dividida em duas novas impedâncias  $Z_{PF}$  e  $Z_{FK}$ , entre os nós P-F (ramo a montante da falta) e F-K (ramo a jusante da falta), respectivamente. A criação de um novo nó, torna necessária a implementação deste nó na matriz  $[Y_{Barras}]$  já existente. Para isso, as impedâncias próprias e mútuas do ramo onde ocorre a falta e dos nós envolvidos na falta são alteradas, em função do local do novo nó.

As novas matrizes de admitância dos ramos P-F ( $[Y_{PF}^*]$ ) e F-K ( $[Y_{FK}^*]$ ) são calculados a partir da matriz  $[Y_{PK}]$  a ser extinta e da localização  $x$  da falta, pelas equações

$$[Y_{PF}^*] = \frac{[Y_{PK}]}{x} \quad (4.3)$$

$$[Y_{FK}^*] = \frac{[Y_{PK}]}{(1-x)} \quad (4.4)$$

A nova matriz de admitância do nó F,  $[Y_{FF}^*]$ , precisa ser calculada a partir das admitâncias  $Y_{PF}^*$  e  $Y_{FK}^*$ , enquanto as novas matrizes de admitância dos nós P,  $[Y_{PP}^*]$  e K  $[Y_{KK}^*]$  precisam ser adaptadas para que a influência do ramo P-F seja retirada e as novas admitâncias  $Y_{PF}^*$  e  $Y_{FK}^*$ , sejam consideradas. Assim,

$$[Y_{FF}^*] = [Y_{PF}^*] + [Y_{FK}^*] \quad (4.5)$$

$$[Y_{PP}^*] = [Y_{PP}] - [Y_{PK}] + [Y_{PF}^*] \quad (4.6)$$

$$[Y_{KK}^*] = [Y_{KK}] - [Y_{PK}] + [Y_{FK}^*] \quad (4.7)$$

onde  $[Y_{PP}]$  é a matriz de admitância do nó P anterior à falta e  $[Y_{PK}]$  a matriz de admitância do ramo P-K.

O local da falta ao longo da linha, na ausência de informações sobre os locais mais prováveis de falta em cada linha, é amostrado utilizando uma distribuição uniforme, como em (BALOUKTSIS; TSANAJAS; VACHTSEVANOS, 1986). No entanto, se informações sobre o terreno e trajeto da linha forem conhecidas, a amostragem do local pode ser adaptada para outro tipo de distribuição.

Para faltas em transformadores ou reguladores de tensão, o sorteio do terminal onde ocorre a falta é baseado em uma distribuição uniforme, onde terminais primários e secundários têm iguais probabilidades de serem sorteados. Neste caso, a matriz  $[Y_{Barra}]$  não é alterada.

#### 4.1.2.4 Resistência de falta

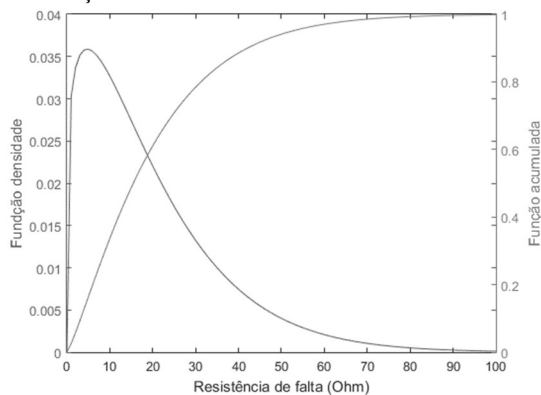
O curto-circuito pode ser franco ou ter uma resistência associada, dependendo da causa da falta. Habitualmente, em estudos de curto-circuito apenas são calculados os curto-circuito francos. Assim, se a falta é franca, apenas o arco elétrico contribui para a resistência da falta e o seu valor é desprezado. Contudo, os sistemas de distribuição estão expostos ao meio ambiente, e as faltas têm, muitas vezes, origem em causas ao qual pode estar associada uma resistência. Por exemplo, foi levantado na seção 2.1.3.3 que, não só o contato por vegetação é uma das causas mais frequentes, como foi comentado que existe uma resistência associada a

cada tipo de árvore. Assim, neste trabalho assume-se que a resistência de falta é também uma variável estocástica.

A resistência da falta pode variar dependendo do tipo de curto-circuito, característica do elemento/objeto que desencadeia a falta, característica do condutor, presença ou não de arco elétrico, entre outros. Modelar cada uma destas variáveis tornaria a modelagem da resistência de falta uma tarefa impraticável. No entanto, o valor da resistência da falta pode ser constante ou amostrado a partir de uma distribuição probabilística, desde que esta represente, de forma adequada, todo o espectro de valores possíveis para a resistência de falta. Baseado em um estudo que recolheu dados correspondentes à resistência de falta para linhas de 220 kV e 138 kV, a resistência de falta é modelada neste trabalho através de uma distribuição de Weibull, como sugerido em (DOS SANTOS; BARROS, 2015). Contudo, os parâmetros que definem a distribuição de Weibull são considerados como em (CALADO, 2015), onde foi conduzido um estudo para aproximar esta distribuição dos valores de resistência de falta típicos em sistemas de baixa tensão. Em (SHORT, 2014), é referido que o valor da resistência de falta para sistemas de baixa tensão se situa entre o intervalo de  $[0, 40] \Omega$ .

Então, neste trabalho, a resistência de falta, amostrada por uma distribuição de Weibull, é parametrizada por meio de um parâmetro de escala ( $\alpha = 21$ ) e um parâmetro de forma ( $\theta = 1,2$ ), assumindo que a resistência de falta pode variar entre 0 e 40 Ohm. Esta distribuição de Weibull tem a forma da Figura 47.

Figura 47 – Distribuição de Weibull da resistência de falta.



Fonte: do autor.

A função densidade de probabilidade que caracteriza a resistência de falta,  $f(R_f)$ , tem a forma

$$f(R_f) = \begin{cases} \frac{\theta}{\alpha} \left(\frac{R_f}{\alpha}\right)^{\theta-1} \exp\left[-\left(\frac{R_f}{\alpha}\right)^\theta\right], & t \geq 0 \\ 0, & t < 0 \end{cases} \quad (4.8)$$

onde  $R_f$  é a resistência de falta,  $\alpha$  o parâmetro de escala e  $\theta$  o parâmetro de forma.

A resistência de falta é amostrada utilizando o método da transformada inversa, amostrando um número uniformemente distribuído entre 0 e 1 e encontrando o valor correspondente na função de distribuição acumulada. A função distribuição acumulada de Weibull é

$$F(R_f) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{R_f}{\alpha}\right)^\theta\right] \quad (4.9)$$

A função inversa da distribuição acumulativa, utilizada para amostragem da resistência de falta é

$$Q(R_f) = \alpha[-\ln(1 - U)]^{\frac{1}{\theta}} \quad (4.10)$$

onde  $U$  é um número uniformemente distribuído entre 0 e 1.

Amostrado  $U$ , o quantil da distribuição de Weibull  $Q(R_f)$  estabelece o valor da resistência de falta.

Evidentemente, a resistência de falta só é relevante para faltas que envolvam a terra. Assim, a resistência de falta apenas é amostrada para as faltas monofásicas, bifásicas-terra e trifásicas-terra.

#### 4.1.2.5 Duração do curto circuito

A duração de um curto-circuito é variável, dependendo da causa, meio ambiente e característica da rede. A duração do curto-circuito é normalmente associada ao tempo para abertura da proteção, que elimina o defeito da rede, porém, dependendo da causa, o curto-circuito pode se auto extinguir antes mesmo da detecção da corrente de falta pelos equipamentos com religamento. Por exemplo, um curto-circuito pode ser causado por humidade e, em consequência da temperatura que se desenvolve na sequência do defeito, ocorre a secagem e eliminação do

defeito, sem necessidade da abertura da proteção. Falhas com durações inferiores a 30 ciclos são em muitos casos consideradas auto extinguíveis.

Apesar dos curto-circuito auto extinguíveis ocorrerem nas redes, a sua detecção pelo operador só seria possível presenciando a ocorrência do defeito, uma vez que, na ausência da abertura de uma proteção, não é possível ao operador, em um centro de operação, detectar e contabilizar a ocorrência. Assim, modelar a duração da falta, da perspectiva do curto-circuito é uma tarefa complicada, uma vez que seria necessário relacionar a duração com causas internas e externas ao sistema e também as estatísticas, entendidas desta perspectiva, são escassas.

Então, neste trabalho, a duração do curto-circuito é avaliada do ponto de vista do operador, ou seja, a duração do curto-circuito é definida pelo tempo de atuação dos equipamentos de proteção. Assim, assume-se a hipótese que a probabilidade do curto-circuito se auto extinguir é nula e que qualquer falta apenas é eliminada do sistema após a abertura dos equipamentos de proteção, independentemente de a falta ser temporária ou permanente. Por outras palavras, a ocorrência (início) do curto-circuito é amostrada com base nas taxas de falha e o término é determinado pelo tempo de abertura da primeira proteção que detecta, a montante, o fluxo anormal de corrente.

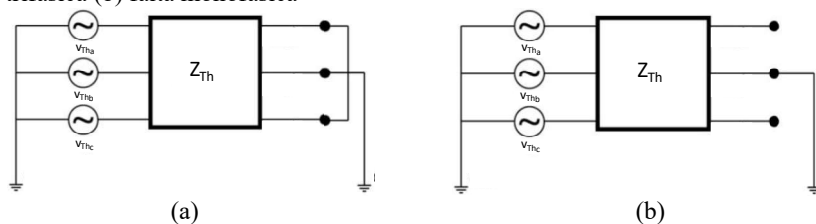
Os tempos de atuação de cada tipo de proteção, necessário para a estimação da duração dos curtos-circuitos, serão discutidos e modelados na seção 4.2.

### 4.1.3 Cálculo das condições de curto-circuito

O uso da matriz de impedância do sistema,  $[Z_{Barra}]$ , é um meio adequado para o cálculo das correntes de curto-circuito. A principal vantagem é que, uma vez formada a matriz, seus elementos podem ser utilizados diretamente no cálculo de correntes e tensões para qualquer tipo de falta em qualquer parte da rede (STAGG; EL-ABIAD, 1968).

A representação do sistema, quando uma falta ocorre em um qualquer ponto da rede, pode ser derivada por meio do teorema de Thévenin ou Norton. Atendendo ao tipo de estudo e representação de rede considerada neste trabalho, o teorema de Thévenin simplifica o modelo da rede ao circuito apresentado na Figura 48, representado apenas por uma fonte de tensão  $V_{Th}$  (tensão nos terminais em circuito aberto), em série com uma impedância  $Z_{Th}$  (ALEXANDER; SADIKU, 2016).

Figura 48 – Equivalente trifásico de Thevenin no ponto da falta: (a) falta trifásica (b) falta monofásica



Fonte: do autor.

Uma vez que o circuito equivalente de Thévenin é aplicado para o estudo da condição de curto-circuito, o terminal a partir do qual é estabelecido o equivalente, é o ponto do sistema onde ocorre a falta. Assim, a impedância equivalente de Thévenin ( $Z_{Th}$ ) é denominada impedância de curto-circuito ( $Z_{SC}$ ).

A representação da rede escolhida neste trabalho, foi através da matriz de admitância nodal trifásica,  $[Y_{Barra}]$ . Assim, o cálculo da matriz de impedância da rede  $[Z_{Barra}]$  pode ser calculada diretamente a partir da inversão de  $[Y_{Barra}]$ , ou seja

$$[Z_{Barra}] = [Y_{Barra}]^{-1} \quad (4.11)$$

Contudo, a topologia radial da maioria dos sistemas de distribuição resulta em uma matriz  $[Y_{Barra}]$  com baixa densidade de elementos não-nulos, o que pode condicionar a solução do problema. Assim, para contornar a esparsidade que caracteriza  $[Y_{Barra}]$ , a matriz  $[Z_{Barra}]$  é calculada com base no Teorema da superposição (ALEXANDER; SADIKU, 2016) e na análise do sistema em curto-circuito. Considera-se que uma fonte de corrente é conectada aos terminais de saída do circuito, com uma corrente de 1 A. Em seguida calcula-se as tensões nos seus terminais. O resultado da divisão da corrente de 1 A pela tensão nos terminais corresponde à impedância  $Z_{Barra}$ .

Obtida a matriz  $[Z_{Barra}]$ , os elementos da diagonal desta matriz compõem a matriz de impedância de Thévenin de cada nó do sistema, ou seja, a matriz de impedância de curto-circuito,  $[Z_{SC}]$ , é agora conhecida para todos os nós.

Na avaliação das condições de curto-circuito, uma vez conhecidas as tensões pré-falta, as correntes de curto-circuito são calculadas a partir da matriz de admitâncias de curto-circuito,  $[Y_{SC}]$ , invertendo  $[Z_{SC}]$



$$[Y_{SC}] = [Z_{SC}]^{-1} \quad (4.12)$$

Finalmente, as correntes de curto-circuito são calculadas pela solução direta da equação

$$[I_{SC}] = [Y_{SC}][V_{pre\_falta}] \quad (4.13)$$

onde  $V_{pre\_falta}$  são as tensões de Thevenin ( $V_{Th}$ ) anteriores à falta.

Dependendo do tipo de curto-circuito, a forma de cálculo da corrente de curto-circuito e a equação (4.13) pode ser manipulada, para considerar a resistência da falta ou facilitar o cálculo específico de algum tipo de curto-circuito. As formulações gerais para cálculo de cada tipo de curto-circuito e o resultado da validação para um sistema teste, são apresentados no Anexo D.

#### 4.1.4 Integração do curto-circuito na SSMC

A integração do curto-circuito na análise de confiabilidade assume que, para todas as faltas, está associada uma corrente de curto-circuito. No ambiente da SSMC, isto significa que imediatamente após uma qualquer transição de componente do estado *Up* para o estado *Down* (seguindo o modelo de Markov a dois estados), um curto-circuito é amostrado considerando as hipóteses estabelecidas em 4.1.2.

Do ponto de vista do algoritmo da SSMC, considerando o algoritmo “padrão” apresentado na seção 2.3.2.3 (Quadro 8), em cada transição do estado *Up* para o estado *Down*, antes da avaliação do estado (passo 9 no algoritmo do Quadro 8), o curto-circuito é caracterizado com base nas hipóteses e modelos propostos nas seções anteriores. A sequência de etapas para a caracterização e cálculo do curto-circuito, obedecem à ordem exposta no Quadro 10. A integração do curto-circuito adiciona um “módulo” à avaliação do estado. Aqui, o curto-circuito é caracterizado em termos do tipo de falta, fases afetadas, local e resistência de fase, além do cálculo da condição de curto-circuito resultante da amostragem das características da falta.

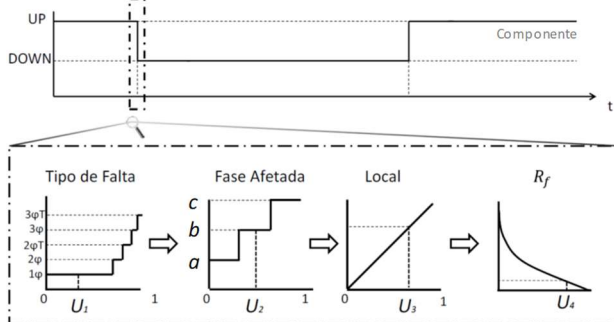
Para ilustrar como a amostragem das características do curto-circuito decorre a cada transição de componente durante SSMC, a Figura 49 apresenta a cronologia de operação de um componente genérico e a sequência de sorteios após a transição deste do estado *Up* para o estado *Down*.

Quadro 10 – Algoritmo para integração do curto-circuito na SSMC.

<i>Avaliação do estado</i>	
Para cada transição de componente do estado <i>Up</i> para o estado <i>Down</i> :	
<b>1: Amostrar o tipo de curto-circuito e as fases envolvidas</b>	
1.1:	Sortear um número aleatório uniformemente distribuído entre 0 e 1 para obter o tipo de falta correspondente, com base nas probabilidades definidas na Tabela 16.
1.2:	Sortear um número aleatório uniformemente distribuído entre 0 e 1 para obter as fases envolvidas, com base no tipo de curto-circuito obtido em 1.2 e as probabilidades definidas na Tabela 17.
<b>2: Amostrar o local da falta ao longo do elemento</b>	
Sortear um número aleatório uniformemente distribuído entre 0 e 1:	
2.1:	Se for uma linha, o valor $x$ obtido corresponde ao ponto ao longo da linha;
2.2:	Se for um transformador ou regulador, o valor $x$ corresponderá ao lado primário ou secundário do componente.
<b>3: Amostrar a resistência de falta</b>	
Sortear um número aleatório uniformemente distribuído entre 0 e 1 e utilizar a equação (4.10) para obter a resistência de falta.	
<b>4: Calcular as correntes de curto-circuito</b> , utilizando o método de avaliação exposto na seção 4.1.3, para o tipo de curto-circuito amostrado no passo 1.	

Fonte: do Autor.

Figura 49 – Amostragem do curto-circuito na SSMC.



Fonte: adaptado de (VENTURINI, 2018).

Após a ocorrência da falta, o componente transita para *Down*, e o procedimento descrito no Quadro 10 é realizado. A amostragem do número aleatório  $U_1$  ditará o tipo de curto-circuito, enquanto um segundo número aleatório,  $U_2$ , definirá as fases envolvidas. O número aleatório  $U_3$ , vai determinar o local da falta ao longo do ramo (ou terminal do transformador). Por fim, a resistência de falta ( $R_f$ ) é obtida por meio da *cdf* inversa da distribuição de Weibull e pela variável aleatória  $U_4$ . Para o caso apresentado na Figura 49, o resultado da amostragem dita a ocorrência de um curto-circuito monofásico, envolvendo a fase  $b$ , em um local ao longo do elemento, com resistência de falta relativamente baixa.

## 4.2 MODELO PARA REPRESENTAÇÃO DA RESPOSTA DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO

Com as características estocásticas de curto circuito devidamente consolidadas dentro do algoritmo, a modelagem dos equipamentos de proteção da rede é essencial para estimar a resposta dos equipamentos de proteção contra sobrecorrentes, decorrente de faltas no sistema. Os modelos de proteção tradicionalmente utilizados em estudos de sistemas de distribuição, consideram, apenas, as características de seccionamento dos equipamentos, com aberturas instantâneas, permitindo que estes atuem como elementos seccionadores. Diferente desta abordagem convencional, neste trabalho, a representação da resposta dos sistemas de proteção no ambiente da SSMC é proposta modelando adequadamente as características da curva de *tempo x corrente*, como critério para atuação das proteções em função da ocorrência de curtos-circuitos no sistema. Uma vez que se assume que a cada interrupção está associada um curto-circuito, cujas características são determinadas pelo modelo proposto em 4.1 é importante modelar os equipamentos de proteção contra sobrecorrentes. Os modelos de resposta dos equipamentos de proteção, por tipo de elemento, são apresentados nesta seção e é apresentado um resultado da validação desses modelos para um sistema teste.

### 4.2.1 Modelo do relé para religador e disjuntor

A identificação e mapeamento do tipo de curto-circuito em um sistema de distribuição é de suma importância para os operadores de sistema e departamentos de planejamento. Os tipos de curto-circuito foram definidos na seção 4.1.2.1, classificando os tipos de defeito em função do número de fases envolvidas. Uma vez que a ocorrência de um curto-circuito é um fenômeno rápido, aleatório e com probabilidade de ocorrência em toda a extensão da rede, a identificação do tipo de curto-circuito só é possível, analisando as evidências na rede (por inspeção da rede), mas também como consequência da resposta dos equipamentos de proteção, com capacidade para o fazer.

Para além do tipo de curto-circuito, estes podem se manifestar de forma temporária ou permanente. As faltas temporárias são aquelas que após a interrupção da corrente, por atuação de um equipamento de proteção, se extinguem e, assim que o circuito é reenergizado, as condições de operação do sistema são restauradas, em um instante reduzido de tempo. As faltas permanentes são aquelas em que é necessária a intervenção humana, em uma primeira instância para eliminar a causa

da interrupção, antes da reenergização dos circuitos. Uma vez que o religador possui capacidade de religamento, é a análise das suas manobras de operação que permite diferenciar as faltas temporárias e permanentes.

Em sistemas de distribuição, as faltas temporárias são mais frequentes do que faltas permanentes, ainda que a proporção dependa de sistema para sistema. A Tabela 18 compila algumas estatísticas quanto à natureza do curto-circuito para faltas em sistemas de distribuição.

Tabela 18 – Decomposição da natureza das faltas.

Referências	Permanente	Temporária
(BROWN, 2009)	20 % ~ 50 %	50 % ~ 80 %
(SHORT, 2014)	20 % ~ 50 %	50 % ~ 80 %
(DUGAN et al., 1996)	20 %	80 %
(CPFL, 2016)	20 %	80 %
(BISHOP; MCCARTHY; JOSKEN, 2000)	30 %	70 %

Fonte: do autor.

Com base neste levantamento, fica evidente que a natureza da falta varia, dependendo do sistema e década da recolha dos dados. No entanto, de forma geral, aproximadamente 80% das faltas que ocorrem em sistemas de distribuição são classificadas como temporárias.

Uma vez que a modelagem da resposta dos sistemas de proteção, em especial do religador, permite classificar a natureza da falta, é também necessário estabelecer as hipóteses associadas ao tempo de reparo para cada falta. É importante lembrar que a proposta de modelagem se baseia no modelo de Markov a dois estados descrito na seção 2.3.2.2. Contudo, pretende-se que este modelo de interrupção seja melhorado, acrescentando a representação da causa que motiva a transição do estado *Up* para o estado *Down* (a ocorrência de um curto-circuito) e a resposta dos sistemas de proteção.

No modelo de Markov a dois estados, a transição entre estados é regida pela taxa de falha e reparo. No modelo tradicional, todas as transições para o estado *Down* são resultado de faltas permanentes e o tempo para falha é amostrado tendo por base uma taxa de falha, amparada em dados estatísticos de interrupções permanentes (*MTTF*). Para que a resposta dos equipamentos de proteção permita identificar não só as faltas permanentes como também as faltas transitórias, é necessário que a frequência de interrupções e, por consequente a taxa de falha, reflita esses dois tipos de falta. O número de faltas temporárias é significativamente maior que as faltas permanentes. Então, a taxa de falha precisa refletir

esse aumento de transições para o estado *Down*. Por outro lado, também no modelo tradicional de Markov, o tempo em reparo, e correspondente transição para o estado *Up*, é amostrado tendo por base uma taxa de reparo amparada em tempos médios de restauro de interrupções permanentes (*MTTR*). Assim, fazendo-se distinção entre faltas temporárias e permanentes, também os tempos de reparo associados a cada tipo devem ser estabelecidos.

Para a hipótese do tempo de reparo em resultado de uma falta permanente, assume-se que o tempo médio de reparo ( $MTTR_P$ ) é baseado em tempos médio de restauro das equipas de manutenção de campo, ou seja, adota-se a hipótese tradicionalmente estabelecida para o modelo de Markov a dois estados. Já para as falhas temporárias, o tempo de reparo ( $MTTR_T$ ) é amparado no tempo de atuação médio de um religador. Assim,  $MTTR_T$  depende da corrente de curto-circuito e é idêntico ao tempo de atuação  $t$  destes equipamentos, regidos pela equação (IEC, 2009)

$$MTTR_T = t = \left( \frac{k_1}{\left( \frac{I_{SC}}{I_{PickUP}} \right)^{k_2} - k_3} + k_4 \right) MT \quad (4.14)$$

onde

$I_{SC}$  é a corrente de curto-circuito

$I_{PickUP}$  é o menor valor de corrente que aciona o relé

$MT$  é uma constante de tempo (tipicamente entre 0,1 e 1,0)

$k_1, k_2, k_3$  e  $k_4$  são constantes que caracterizam as curvas de atuação

As variáveis  $k_1, k_2, k_3$  e  $k_4$  são as constantes que caracterizam e definem as diferentes curvas de atuação, cujos valores são definidos pela norma (IEC, 2009), apresentados na Tabela 19.

Tabela 19 – Constantes que caracterizam as curvas do relé.

Curva	$k_1$	$k_2$	$k_3$	$k_4$
A	0,14	0,02	1	0
B	13,50	1	1	0
C	80	2	1	0
D	0,0515	0,02	1	0,1140
E	19,61	2	1	0,4910
F	28,2	2	1	0,1217

Fonte: do autor.

O valor da corrente  $I_{PickUp}$  é uma escolha da distribuidora, dependendo da localização no sistema ou tipo de consumidores protegidos. Neste trabalho, assume-se uma tolerância de 50 % sobre o valor da corrente no ramo (de entre todas as fases) calculada após a convergência do fluxo de potência, ou seja

$$I_{PickUp} = 1.5 \times I_{ramo} \quad (4.15)$$

Esta hipótese estabelece, por exemplo, que um religador instalado na saída da subestação terá uma corrente  $I_{PickUp}$ , 1,5 vezes maior que a corrente total do alimentador. Para alimentadores residenciais, esta hipótese é admissível, contudo, este fator pode ser alterado de acordo com as características do sistema. Para alimentadores predominantemente industriais, com acionamento de motores, que demandam correntes de arranque elevadas, a hipótese estabelecida por (4.15) pode não se adequar.

Note-se que o tempo de reparo associado às falhas temporárias, definido pela equação (4.14), estabelece o tempo que o equipamento de proteção precisa para identificar e eliminar a falta, em função da corrente da falta registrada. Assim, como definido na seção 4.1.2.5, a duração do curto-circuito está associada à resposta da proteção.

A configuração dos religadores é um aspecto importante do planejamento das proteções. O planejador pode escolher o número de aberturas rápidas até à abertura permanente do equipamento e escolher entre as várias curvas disponibilizadas (Tabela 19). Neste trabalho, considera-se a atuação padrão do religador, com duas aberturas rápidas e uma lenta. Isto significa que após a ocorrência de uma falta, o religador fará duas tentativas de abertura e fechamento do circuito para eliminação de faltas temporárias. Caso a falta persista após as duas tentativas rápidas de religamento, a proteção permanente mais próxima da falta fará uma abertura permanente. Esta proteção poderá ser um fusível ou a curva lenta do relé (abertura do disjuntor ou religador). Este esquema de atuação configura uma filosofia de proteção onde é garantida coordenação (tentativa de eliminar faltas temporárias) e seletividade (a interrupção permanente é minimizada). No entanto, outras configurações de atuação do religador são possíveis (os fabricantes permitem, tipicamente, até 4 aberturas rápidas).

Também o “tempo morto”, que correspondente ao tempo entre a abertura rápida e consequente fechamento, precisa ser definido. Como identificado no estado da arte (seção 2.3.3.2), estes tempos são geralmente

curtos, pelo que se assume que, para as duas aberturas rápidas do religador, este tempo é da ordem de segundos.

Uma vez que o religador é programado para duas aberturas rápidas e uma lenta, do ponto de vista da modelagem da resposta da proteção, isto significa que é necessário estabelecer a probabilidade de a falta ser extinta em cada abertura do religador. Na Tabela 18 são estabelecidas as probabilidades de falta temporárias e permanentes. Considerando, por exemplo, os valores de (DUGAN et al., 1996), estabelece-se que a probabilidade de ocorrências de faltas temporárias ( $P_T$ ) é quatro vezes maior do que faltas permanentes ( $P_P$ ). Esta relação é, conseqüentemente, transferida para a taxa de falha, ou seja, a taxa de falha do componente para falhas temporárias ( $\lambda_T$ ) é quatro vezes superior à taxa de falhas permanentes ( $\lambda_P$ )

No entanto, a taxa de falha temporária apenas define a frequência de faltas temporárias. Para a modelagem da operação do religador ser completa, é necessário definir a taxa de falha individual de cada religamento, ou seja, é necessário estabelecer a probabilidade das faltas temporárias serem extintas após a 1ª abertura do religador ( $\lambda_{T1}$ ) e após a 2ª tentativa de religamento ( $\lambda_{T2}$ ).

As probabilidades de falhas temporárias e permanentes, como disponíveis na Tabela 18, estabelecem uma relação entre a taxa de falha temporária e permanente do componente, nomeadamente:

$$P_T = \frac{\lambda_T}{\lambda_T + \lambda_P} \quad (4.16)$$

$$P_P = \frac{\lambda_P}{\lambda_T + \lambda_P} \quad (4.17)$$

$$P_T + P_P = \frac{\lambda_T}{\lambda_T + \lambda_P} + \frac{\lambda_P}{\lambda_T + \lambda_P} = 1 \quad (4.18)$$

A disponibilidade das taxas de falha  $\lambda_{T1}$  e  $\lambda_{T2}$  não está, pelo menos do conhecimento do autor, disponível na literatura. No entanto, essas taxas de falhas podem ser estabelecidas utilizando as estatísticas de operação dos religadores ou algum tipo de informação privilegiada, como o conhecimento de um especialista ou suposição aceitável. As distribuidoras tipicamente possuem detalhes das operações dos religadores, pelo que o número de religamentos, em cada curva de operação, podem ser determinados dessas estatísticas. Esta informação permite estabelecer a proporção de operações solitárias da 1ª abertura ( $F_1$ ), ou seja, o número de vezes que o religador operou apenas na

primeira curva após ocorrência de uma falta; o número de operações da 2ª abertura ( $F_2$ ), ou seja, o número de vezes que o religador operou nas duas curvas rápidas; e o número de operações após a 3ª abertura ( $F_3$ ), ou seja, o número de vezes que o religador operou na curva lenta (abertura permanente). Então, as proporções de aberturas na 1ª, 2ª e 3ª aberturas do religador podem ser calculadas a partir destas estatísticas como:

$$F_1 = \frac{N_1^{rel}}{N_{Tot}^{rel}} \quad (4.19)$$

$$F_2 = \frac{N_2^{rel}}{N_{Tot}^{rel}} \quad (4.20)$$

$$F_3 = \frac{N_3^{rel}}{N_{Tot}^{rel}} \quad (4.21)$$

onde:

$N_1^{rel}$  é o número de eventos com extinção da falta após 1ª abertura

$N_2^{rel}$  é o número de eventos com extinção da falta após 2ª abertura

$N_3^{rel}$  é o número de eventos com extinção da falta após 3ª abertura

$N_{Tot}^{rel}$  é o número total de eventos com religamentos

Relacionado as equações (4.16)-(4.21) e as informações da Tabela 18, podem-se estabelecer as seguintes relações:

$$N_1^{rel} + N_2^{rel} + N_3^{rel} = N_{Tot}^{rel} \quad (4.22)$$

$$F_1 + F_2 + F_3 = 1 \quad (4.23)$$

$$\begin{cases} F_1 + F_2 = P_T \\ F_3 = P_P \end{cases} \quad (4.24)$$

Calculadas as proporções  $F_1$  e  $F_2$ , estas traduzem a probabilidade de a falta temporária ser extinta após a 1ª e 2ª abertura do religador, respetivamente. Já  $F_3$  representa a probabilidade de faltas permanentes.

Em seguida, é necessário calcular  $\lambda_{T1}$  e  $\lambda_{T2}$ , que definem, a cada transição de estado, se a falta foi eliminada ou não na abertura correspondente. Então, após a ocorrência de uma falta, a taxa de falha temporária para a 1ª abertura é idêntica à probabilidade da falta ser temporária na mesma abertura, ou seja



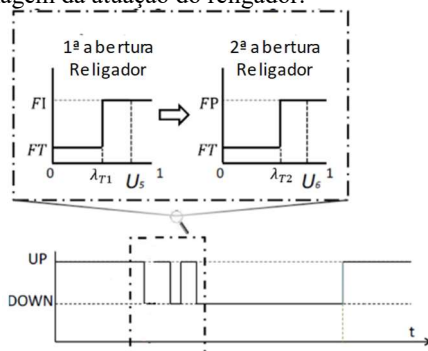
$$\lambda_{T1} = F_1 \quad (4.25)$$

Se a falta temporária não for eliminada na 1ª abertura e permanecer indefinida, a taxa de falha temporária para a 2ª abertura depende da probabilidade da falta ser extinguida na 2ª abertura e do fato de não ter sido eliminada na 1ª abertura, ou seja:

$$\lambda_{T2} = \frac{F_2}{1-F_1} \quad (4.26)$$

Para auxiliar o entendimento da modelagem proposta, apresenta-se um exemplo didático. Considere o diagrama da Figura 50, onde é apresentado o ciclo cronológico de operação de um componente genérico e as operações de religamento do religador.

Figura 50 – Modelagem da atuação do religador.



Fonte: adaptado de (VENTURINI, 2018).

Assume-se que a taxa de falha permanente do componente,  $\lambda_P$ , é de 0,1 falhas/ano. Considerando as probabilidades de faltas temporárias e permanentes como em (DUGAN et al., 1996) –  $P_T = 80\%$  e  $P_P = 20\%$  – a taxa de falha temporária mantém a mesma proporção, ou seja

$$\left\{ \begin{array}{l} \lambda_P = 0,1 \\ \lambda_T = \frac{P_T}{P_P} \lambda_P = \frac{0,8}{0,2} 0,1 = 0,4 \end{array} \right. \quad (4.27)$$

Com base nas estatísticas de operação do religador, estabelece-se que 75% das faltas são extintas após a 1ª abertura do religador, 5% após a 2ª tentativa de religamento e as demais faltas são permanentes (20%). Esta informação estabelece que  $F_1 = 0,75$ ,  $F_2 = 0,05$  e  $F_3 = 0,20$ .

Do ponto de vista da simulação, observando a Figura 50, após a ocorrência de uma falta, o religador vai realizar a 1ª tentativa de religamento. Neste instante, é necessário avaliar se a falta vai ser classificada como temporária (e desta forma eliminada) ou se permanece indefinida (e prossegue para a 2ª tentativa de religamento). Com base na equação (4.25), a taxa de falha para a 1ª abertura é calculada

$$\lambda_{T1} = 0,75 \quad (4.28)$$

Assim, quando a falta ocorre, uma primeira tentativa de abertura e religamento é realizada por meio de um teste, para avaliar se a falha é extinta ou permanece. Um número aleatório,  $U_n$ , uniformemente distribuído entre  $[0,1]$  é amostrado e um teste é realizado utilizando a taxa de falha para a 1ª tentativa de religamento. Deste teste resulta:

$$\begin{cases} \text{se } U_n < \lambda_{T1} & \text{a falta é temporária} \\ \text{se } U_n > \lambda_{T1} & \text{a falta permanece indefinida} \end{cases} \quad (4.29)$$

Supondo que o teste (4.29) resultou em falta indefinida, uma nova tentativa de religamento é realizada. Para isso, é necessário calcular a taxa de falha para a 2ª abertura. Aplicando a equação (4.26), obtém-se:

$$\lambda_{T2} = \frac{0,05}{1-0,75} = 0,20 \quad (4.30)$$

A 2ª tentativa de abertura e religamento é realizada também por um teste, para avaliar se a falha é extinta ou permanece e, conseqüentemente, é classificada como permanente. Um novo número aleatório,  $U_{n+1}$ , uniformemente distribuído entre  $[0,1]$  é amostrado e um segundo teste é realizado, utilizando a taxa de falha para a 2ª tentativa de religamento. Deste teste resulta:

$$\begin{cases} \text{se } U_{n+1} < \lambda_{T2} & \text{a falha é temporária} \\ \text{se } U_{n+1} > \lambda_{T2} & \text{a falha é permanente} \end{cases} \quad (4.31)$$

O resultado do teste ditará a classificação final da falta para a interrupção que ocorreu naquele componente do sistema. Do exemplo ilustrado na Figura 50, o resultado do teste (4.31) resultou na classificação como falta o permanente.

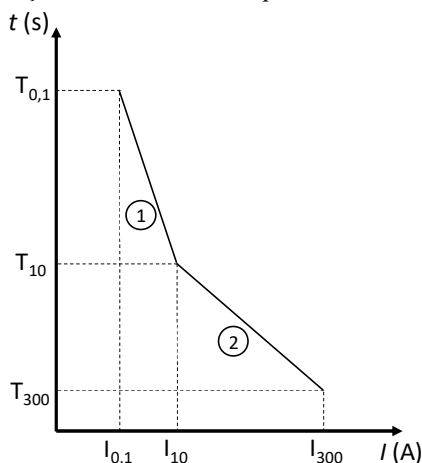
### 4.2.2 Modelo do fusível

A modelagem dos fusíveis tem por base os fusíveis do tipo K e T apresentados na seção 2.1.4.2 e é realizada com base nas características que definem a sua atuação, nomeadamente a corrente nominal e tempo de atuação definidos pelo fabricante. Com base nestas informações definem-se as curvas características *tempo x corrente* de cada tipo de fusível.

Para isso, utilizam-se as correntes mínimas e máximas e os tempos de abertura tabelados na norma (IEEE, 2009a), para ambos os tipos de fusíveis. Estas tabelas podem ser consultadas no Anexo E. Para cada classe de fusível (capacidade nominal), as curvas de atuação são determinadas com base nos valores de corrente de fusão mínima para 300 segundos, 10 segundos e 0,1 segundos.

Considere-se a Figura 51, onde estão representadas as correntes de fusão para 300 segundos ( $I_{300}$ ), 10 segundos ( $I_{10}$ ) e 0,1 segundos ( $I_{0,1}$ ) e os tempos de abertura correspondentes  $T_{300}$ ,  $T_{10}$  e  $T_{0,1}$ . A interseção destes pontos resulta em duas retas com declives diferentes.

Figura 51 – Aproximação da curvas de fusão por duas retas.



Fonte: do autor.

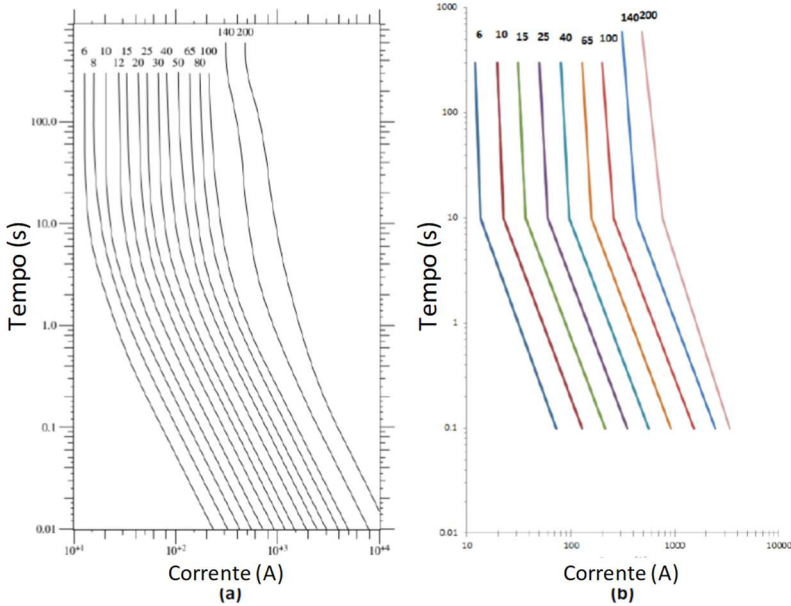
Para determinar o tempo de atuação, em todo o espectro de correntes, as equações correspondente às duas retas precisam ser determinadas. Com base na equação geral de uma reta e os pontos definidos, o tempo de atuação do fusível é dado por

$$\begin{cases} t = \frac{T_{0,1}-T_{10}}{I_{0,1}-I_{10}} \left( I_{SC} + \frac{T_{10}I_{0,1}-T_{0,1}I_{10}}{T_{0,1}-T_{10}} \right) & I_{0,1} \leq I_{SC} \leq I_{10} \\ t = \frac{T_{10}-T_{300}}{I_{10}-I_{300}} \left( I_{SC} + \frac{T_{300}I_{10}-T_{10}I_{300}}{T_{10}-T_{300}} \right) & I_{10} < I_{SC} \leq I_{300} \end{cases} \quad (4.32)$$

onde  $I_{SC}$  é a corrente de curto-circuito resultante da falta.

A utilização de apenas três pontos da curva, resulta na aproximação do tempo de atuação por duas retas, com declives diferentes. Apesar da simplificação da escolha, a aproximação para a curva real do fusível é suficiente para representar o tempo de atuação, como demonstra a comparação da Figura 52, para algumas classes de fusíveis do tipo K.

Figura 52 – Curvas do fusível K. (a) (SHORT, 2014) (b) modelo.



Fonte: do autor.

Quanto à escolha da classe de fusível a ser instalada no sistema ( $I_{PickUp}$ ), o parâmetro escolhido para essa seleção tem por base a maior corrente no ramo (de entre todas as fases) calculada após a convergência do fluxo de potência ( $I_{ramo}$ ). Esta hipótese é estabelecida pela restrição

$$I_{PickUp} = 1.5 \times I_{ramo} \quad (4.33)$$

Assim, a classe do fusível estabelece uma margem de intensidade de corrente até 50 % superior do valor nominal do ramo. Com o valor resultante de  $I_{fusível}$ , o fusível escolhido será aquele com capacidade igual ou imediatamente acima de  $I_{fusível}$ . Como exemplo, se a corrente no ramo é de 5 A, então  $I_{fusível} = 7,5$  A. Para um elo preferencial do tipo K, o fusível escolhido seria o de 10 A, mas para o caso de um elo intermediário, seria escolhido o de 8 A (ver Tabela 43 do Anexo E).

### 4.2.3 Integração da resposta da proteção na SSMC

Os modelos do religador e fusível propostos nas seções 4.2.1 e 4.2.2 permitem definir o coordenograma que regula a atuação das proteções (como na Figura 31). A sobreposição das curvas características, com os tempos de atuação em função da corrente de falta, vai definir qual a proteção que deve atuar para cada falta, dependendo, obviamente do local da rede e tipos de equipamentos de proteção instalados.

A integração da resposta dos equipamentos na análise de confiabilidade exige que as aberturas e religamentos dos equipamentos de proteção sejam consideradas na avaliação. No ambiente da SSMC, isto significa que após a transição de componente do estado *Up* para o estado *Down* e determinação da corrente de curto-circuito correspondente, é necessário simular a operação dos equipamentos de proteção. Isto requer que o equipamento de proteção a atuar seja identificado e, em função da corrente de falta, determinado o tempo de atuação. Se o equipamento de proteção for um religador, a permanência da falta a cada religamento precisa ser avaliada. A sequência de etapas para a representação da resposta da proteção é estabelecida no Quadro 10. Tal como a integração do curto-circuito, a resposta da proteção adiciona um “módulo” à avaliação do estado.

A resposta da proteção é avaliada na forma do indicador MAIFI, apresentado na seção 2.2.1, equação (2.16), cuja a função teste utilizada na SSMC foi introduzida na seção 2.3.2.3, equação (2.34). Para além do MAIFI propõe-se estimar o indicador  $MAIFI_e$ . A diferença entre  $MAIFI_e$  e MAIFI está relacionada com a forma de contabilização dos religamentos no sistema. Enquanto o MAIFI contabiliza todas as operações de religamento, o  $MAIFI_e$  é mais criterioso, contabilizando todo o ciclo de operação do religador como um todo, ou seja, um só evento. Assim,

$$MAIFI_e = \frac{\Sigma \text{Eventos de Interrupções Momentâneas}}{\text{Total de Consumidores}} \left[ \frac{\text{ocorrências}}{\text{ano}} \right] \quad (2.34)$$

**Quadro 11 – Algoritmo integração da resposta da proteção (SSMC).**

<i>Avaliação do estado</i>	
<p>Para cada transição de componente do estado <i>Up</i> para o estado <i>Down</i> e após amostragem da corrente de curto-circuito, identificar o equipamento de proteção que deve atuar com base no coordenograma vigente no ponto da falta. Em seguida realizar:</p>	
<b>1: Se for um religador</b>	
1.1: Contabilizar o tempo para abertura utilizando	
$MTTR_T = t = \left( \frac{k_1}{\left( \frac{I_{SC}}{I_{pickUP}} \right)^{k_2} - k_3} + k_4 \right) MT \quad (4.14)$	
1.2: Proceder à 1ª tentativa de religamento, realizando o teste	
$\begin{cases} \text{se } U_1 < \lambda_{T1} & \text{a falta é temporária} \\ \text{se } U_1 > \lambda_{T1} & \text{a falta permanece indefinida} \end{cases} \quad (4.29)$	
// <i>U</i> é um número aleatório uniformemente distribuído entre [0,1], amostrado toda a vez que é chamado no algoritmo.	
1.3: Se o resultado do teste (4.29) foi falta temporária, avançar para o passo 1.5. Se a falta permanente indefinida, contabilizar o religamento, contabilizar o tempo morto e proceder à 2ª tentativa de religamento, realizando o teste	
$\begin{cases} \text{se } U_2 < \lambda_{T2} & \text{a falta é temporária} \\ \text{se } U_2 > \lambda_{T2} & \text{a falta é permanente} \end{cases} \quad (4.31)$	
1.4: Se o resultado do teste (4.31) foi falta temporária, avançar para o passo 1.5. Se a falta é classificada de permanente, contabilizar o religamento, contabilizar o tempo morto, identificar a proteção imediatamente a montante (fusível ou religador através da curva lenta) e contabilizar o tempo para a abertura permanente. Avançar para o passo 3.	
1.5: Contabilizar o religamento e o tempo morto. Avançar para o passo 4.	
<b>2: Se for um fusível</b>	
Contabilizar o tempo para abertura utilizando	
$\begin{cases} t = \frac{T_{0,1} - T_{10}}{I_{0,1} - I_{10}} \left( I_{SC} + \frac{T_{10} I_{0,1} - T_{0,1} I_{10}}{T_{0,1} - T_{10}} \right) & I_{0,1} \leq I_{SC} \leq I_{10} \\ t = \frac{T_{10} - T_{300}}{I_{10} - I_{300}} \left( I_{SC} + \frac{T_{300} I_{10} - T_{10} I_{300}}{T_{10} - T_{300}} \right) & I_{10} < I_{SC} \leq I_{300} \end{cases} \quad (4.32)$	
Avançar para o passo 3.	
<b>3: Amostrar o tempo de residência no estado <i>Down</i></b>	
$t^{down} = -\frac{1}{\mu} \ln U \quad (2.26)$	
Avançar para a próxima transição de componente.	
<b>4: Alterar o estado do componente para <i>Up</i> e contabilizar os índices relevantes</b>	

Fonte: do autor.

Como exemplo, se um religador, após a ocorrência de uma falta, realizar as duas aberturas rápidas e, em seguida, a abertura permanente para eliminar a falta, o indicador MAIFI contabilizará dois religamentos. Contudo, o indicador  $MAIFI_e$  contabilizará apenas um. Assim, o  $MAIFI_e$  é mais significativo da ótica do consumidor (BROWN, 2009).

A função teste, para o cálculo do  $MAIFI_e$  na SSMC, tem a forma

$$MAIFI_e(y_n) = \frac{n^{\circ} \text{ de eventos momentâneas em } y_n}{n^{\circ} \text{ total de consumidores}} \quad (4.35)$$

Por fim, é importante definir o tipo de abertura das proteções. Os fusíveis podem atuar com abertura monopolar ou tripolar. A abertura monopolar proporciona que os consumidores das fases não envolvidas na falta continuem a ser atendidos após rompimento do fusível na fase faltosa. No entanto, a atuação monopolar pode danificar os equipamentos trifásicos conectados no sistema, uma vez que cargas trifásicas poderão perder características elétricas e mecânicas operando em apenas uma ou duas das fases. Assim, considera-se que todas as aberturas são tripolares.

#### 4.2.4 Validação do modelo da resposta da proteção

A proposta de representação do curto-circuito e resposta da proteção apresentada nesta seção, tem por objetivo melhorar a representação da interrupção no ambiente probabilístico da SSMC. Nesta perspectiva, pretende-se que a simulação de confiabilidade conserve as suas características probabilísticas, porém, tirando maior proveito dos resultados dessa avaliação. Isto significa que o resultado da avaliação de um sistema de distribuição utilizando a metodologia proposta não deve diferir de outros na literatura que utilizem técnicas semelhantes. Pelo menos no que diz respeito aos índices tradicionais da confiabilidade.

A novidade da metodologia proposta está na ampliação dos resultados e detalhe que a simulação probabilística permite extrair. Esta seção pretende validar a metodologia proposta, do ponto de vista da avaliação da confiabilidade, avaliando o sistema RBTS (BILLINTON et al., 1989) e comparando os resultados obtidos com outros na literatura. Dado o propósito de validação definido para a seção, serão apenas apresentados os resultados do BUS 2 considerando as duas alternativas conhecidas de proteção: *case B* e *case C*. A descrição do RBTS e detalhe sobre as alternativas de proteção podem ser consultadas no Anexo F.

A Tabela 20 apresenta o resultado da avaliação da confiabilidade para ambos os casos, compostos pelos resultados de cada alimentador individualmente, assim como para o sistema completo. Os resultados obtidos são comparados com os de (ALLAN et al., 1991) e os erros relativos são apresentados para comparação e análise. Os indicadores foram estimados para uma convergência igual ou inferior a 2 %.

Tabela 20 – Índices de confiabilidade para o sistema RBTS-BUS2.

		(ALLAN et al., 1991)		Algoritmo Proposto		Erro relativo (%)	
		SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
Case B	F1	0,626	23,61	0,618	23,70	1,27	0,38
	F2	0,192	0,96	0,191	0,96	0,52	0,0
	F3	0,559	20,35	0,550	20,08	1,61	1,33
	F4	0,626	23,61	0,622	23,60	0,64	0,04
	Sistema	0,602	22,50	0,603	23,17	0,17	2,98
Case C	F1	0,248	4,17	0,247	4,14	0,40	0,72
	F2	0,140	0,70	0,138	0,68	1,43	2,86
	F3	0,250	4,18	0,248	4,11	0,80	1,68
	F4	0,247	4,16	0,248	4,10	0,40	1,44
	Sistema	0,248	4,16	0,248	4,10	0,00	1,44

Fonte: do autor.

Observando os resultados obtidos e analisando especificamente os erros relativos para os indicadores obtidos, fica evidente que os resultados obtidos validam o algoritmo proposto. O maior erro relativo obtido no case B, foi para o indicador SAIDI, de 2,98 %, e para o case C, foi também para o indicador SAIDI, de 2,86 %. Ainda assim, todos os erros são inferiores a 3%. É importante salientar que os resultados em (ALLAN et al., 1991) foram obtidos através do método analítico, pelo que um método que utiliza simulação, não seria capaz de reproduzir resultados idênticos. Além disso, a metodologia proposta introduz a representação da resposta da proteção, o que insere na simulação, não só um maior número de amostragens, como contabiliza tempos de atuação da proteção, que habitualmente não são considerados, pelo que os resultados apresentariam sempre pequenas distorções, por conta destes fatos. Ainda assim, os resultados apresentados permitem concluir que a metodologia proposta é adequada para avaliar a confiabilidade de sistemas de distribuição, uma vez que a margem de erro adicionada às estimativas dos índices é baixa.

#### 4.3 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

O modelo de curto-circuito e resposta da proteção proposto é, nesta seção, aplicado ao sistema IEEE 34 (IEEE, 1992) e a sua validade e utilidade são avaliadas por um conjunto de resultados, que procuram explorar a representatividade, flexibilidade e benefícios da metodologia proposta. Para mais detalhes sobre o sistema IEEE 34 deve ser consultado o Anexo H. O diagrama do sistema com a disposição e tipos de equipamentos de proteção é idêntico ao apresentado na Figura 45, porém as hipóteses para a proteção são agora distintas.

A integração do curto-circuito e resposta da proteção, propostas na seção 4.1 e 4.2, estabelece um conjunto novo de variáveis e hipóteses que



precisam ser definidas. O Quadro 12 resume as variáveis essenciais, descritas e caracterizadas ao longo das seções 4.1 e 4.2, descrevendo-as e apresentando as hipóteses “padrão” que serão o suporte para as simulações realizadas. Com relação ao modelo elétrico das cargas, todas as simulações realizadas consideram o modelo de impedância constante.

Quadro 12 – Variáveis, descrição e hipóteses “Padrão” para simulação do curto-circuito e resposta da proteção.

Variável	Descrição	Hipótese “Padrão”
Tipo	Probabilidade de cada tipo de falta em circuitos de distribuição	Tabela 16
Fases	Probabilidade da falta envolver cada uma das fases	Tabela 17
Natureza	Decomposição das faltas em permanente e temporária	Da Tabela 18 extrai-se: Permanente: 80 % Temporária: 20%
Religamentos	Probabilidade da extinção da falta temporária nas aberturas rápidas do religador	Eliminação após 1ª abertura: $F_1 = 40\%$ Eliminação após 2ª abertura: $F_2 = 40\%$
Resistência	Resistência da falta	Distribuição de Weibull entre 0 e 40 $\Omega$ .
Local	Local onde ocorre a falta no sistema de distribuição	Qualquer local ao longo das linhas; Qualquer terminal do transformador
Geometria	Disposição dos condutores em postes aéreos de distribuição	Geometria 1 (Figura 6)
Abertura	Opções de abertura da proteção (monopolar ou tripolar)	Tripolar
Religadores	Configuração dos religadores	2 aberturas rápidas e 1 lenta; Opera com a curva B (Tabela 19); Corrente $I_{PickUp}$ definida por (4.15); Tempo de atuação definido por (4.14); MT = 0,1 (aberturas rápidas) MT = 1,0 (abertura lenta) Tempo morto entre religamentos: 0,5 s
Fusíveis	Configuração dos fusíveis	Corrente $I_{PickUp}$ calculada por (4.33) Elos da classe K que atendem $I_{PickUp}$ Tempo de atuação definido por (4.32);
Filosofia	Escolhas dos parâmetro que definem a coordenação ou seletividade dos equipamentos de proteção, seja através de um coordenograma ou programação dos equipamentos	<i>Fuse saving</i> (as aberturas rápidas do religador são coordenadas para atuar antes do rompimento do elo fusível)
Posição	Escolha e posicionamento das proteções no sistema	1 religador na saída da subestação; Fusíveis em todos os ramais.

Fonte: do autor.

A definição ou escolhas para cada variável apresentadas no Quadro 12 estão sustentadas no levantamento das práticas mais comuns realizado

na seção 2.1 e critérios ou valores típicos apresentados e discutidos ao longo das seções 4.1 e 4.2. É importante referir que a definição das hipóteses assumidas, referenciadas a partir de agora como “padrão”, não devem ser entendidas como procedimentos “mais corretos” ou traduzidas como “boas práticas” para configuração dos esquemas de proteção. Devem antes, ser interpretadas como escolhas convencionais e mais frequentes em sistemas de distribuição. De qualquer forma, nesta seção serão apresentados vários casos de estudo, explorando diferentes alternativas às hipóteses “padrão”, para explorar não só a versatilidade da metodologia para se adaptar a diferentes estatísticas e características do sistema, como também para avaliar o impacto da escolha de alternativas em termos das decisões dos esquemas de proteção no desempenho do sistema de distribuição. Assim, um conjunto de casos de estudo foi composto e é sumarizado no Quadro 13.

Os casos de estudo são agrupados em 4 conjuntos. O grupo de simulações A (3 casos) apresenta o caso base, para as hipóteses padrão, e duas alternativas associadas às estatísticas de religamento e filosofia de proteção. O conjunto de simulações B (2 casos) analisa a influência da resistência de falta na condição da corrente de curto-circuito e o seu impacto em termos de performance do sistema. As simulações C (3 casos) estimam impacto da geometria de rede no desempenho do sistema e, por fim, as simulações D (4 casos), avaliam o resultado de diferentes decisões em termos de configuração dos equipamentos de proteção.

Os 4 conjuntos de simulações enunciados são apresentados nas seções seguintes, onde cada um dos casos de estudo é caracterizado e analisado de forma mais detalhada. Contudo, o leitor pode sempre consultar o Quadro 13 para uma visão geral das escolhas realizadas. Os resultados são apresentados na forma de histogramas e dos indicadores sistêmicos: SAIFI ( $f/a$ ), SAIDI ( $h/a$ ), ENS ( $kWh/a$ ), MAIFI ( $oc/a$ ) e MAIFI<sub>c</sub> ( $oc/a$ ). O critério de parada utilizado foi o número de amostras (5000 para todas as simulações) sendo que foi garantido que todos os índices convergiram para um coeficiente de variação ( $\beta$ ) inferior a 2 %. O algoritmo e simulações foram executados no ambiente JAVA, utilizando um processador i7-6700 (2.60 GHz), com tempos de simulações inferiores a 5 minutos para todas as simulações.

Quadro 13 – Casos de estudo.

Caso	Tipo	Fases	Natureza	Religamentos	Resistência	Local	Geometria	Abertura	Religadores	Fusíveis	Filosofias	Posição
A-1	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão
A-2	Padrão	Padrão	Padrão	<b>Alternativa</b>	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão
A-3	Padrão	Padrão	Padrão	Alternativa	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	<b>Coordenograma</b>	Padrão
B-1	Padrão	Padrão	Padrão	Alternativa	<b>0-30 Ohm</b>	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Coordenograma	Padrão
B-2	Padrão	Padrão	Padrão	Alternativa	<b>0-50 Ohm</b>	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Coordenograma	Padrão
C-1	Padrão	Padrão	Padrão	Alternativa	Padrão	Padrão	<b>Geometria 2</b>	Padrão	Padrão	Padrão	Coordenograma	Padrão
C-2	Padrão	Padrão	Padrão	Alternativa	Padrão	Padrão	<b>Geometria 3</b>	Padrão	Padrão	Padrão	Coordenograma	Padrão
C-3	Padrão	Padrão	Padrão	Alternativa	Padrão	Padrão	<b>Misto</b>	Padrão	Padrão	Padrão	Coordenograma	Padrão
D-1	Padrão	Padrão	Padrão	Alternativa	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	<b>Alternativa</b>	Padrão	Coordenograma	Padrão
D-2	Padrão	Padrão	Padrão	Alternativa	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	<b>Tipo T</b>	Coordenograma	Padrão
D-3	Padrão	Padrão	Padrão	Alternativa	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Tipo T	<b>Coordenograma (A)</b>	Padrão
D-4	Padrão	Padrão	Padrão	Alternativa	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Tipo T	Coordenograma (A)	<b>Religador (A)</b>

Fonte: do autor.

### 4.3.1 Simulação A – Caso base

O primeiro conjunto de simulações é composto por 3 casos de estudo. Uma descrição sumária de cada caso, assim como a alternativa que se propõe avaliar são apresentadas no Quadro 14.

Quadro 14 – Casos de estudo referentes às simulações do grupo A.

Caso de estudo	Descrição	Hipótese(s) Assumida(s)
A-1	Avalia a confiabilidade do sistema, sustentando todas as hipóteses em dados estatísticos, levantamento bibliográfico e práticas do setor.	Consideram todas as hipóteses “padrão” estabelecidas no Quadro 12
A-2	Avalia a confiabilidade do sistema, assumindo uma estatística de religamentos distinta do caso A-1. A variável “Religamentos” é ajustada.	<b>Alternativa:</b> Eliminação após 1ª abertura: $F_1 = 75\%$ Eliminação após 2ª abertura: $F_2 = 5\%$
A-3	Avalia a confiabilidade do sistema, assumindo uma “Filosofia” definida pelo coordenograma definido por uma escolha da proteção com base apenas na corrente $I_{pickUp}$ .	<b>Coordenograma:</b> As curvas do religador e elos fusíveis definidas pela corrente $I_{pickUp}$ .

Fonte: do autor.

O resultado da avaliação da confiabilidade, para os três casos enumerados no Quadro 14, são apresentados na Tabela 21.

Tabela 21 – Índices de confiabilidade para as simulações A.

	A-1		A-2		A-3	
SAIFI ( $f/a$ )	0,842	( $\beta = 1,48$ )	0,829	( $\beta = 1,48$ )	1,210	( $\beta = 1,07$ )
SAIDI ( $h/a$ )	3,75	( $\beta = 1,93$ )	3,73	( $\beta = 1,93$ )	6,68	( $\beta = 1,23$ )
ENS ( $kWh/a$ )	6560,5	( $\beta = 1,93$ )	6523,9	( $\beta = 1,95$ )	11527,8	( $\beta = 1,24$ )
MAIFI ( $oc/a$ )	9,96	( $\beta = 0,57$ )	8,16	( $\beta = 0,56$ )	3,09	( $\beta = 0,86$ )
MAIFI <sub>c</sub> ( $oc/a$ )	6,92	( $\beta = 0,53$ )	7,01	( $\beta = 0,53$ )	2,91	( $\beta = 0,84$ )

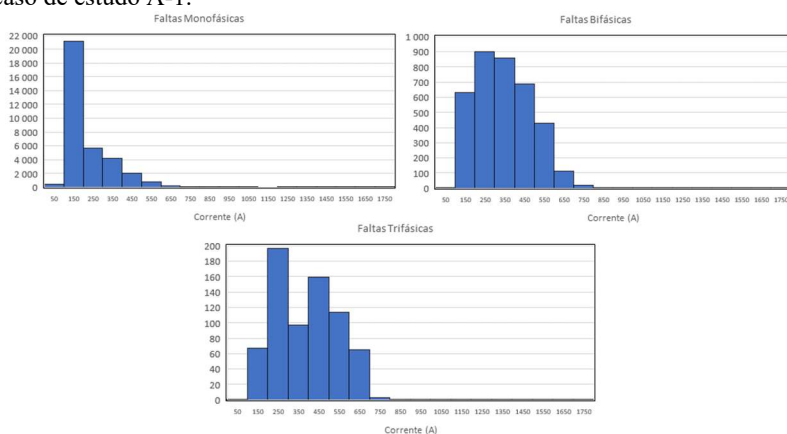
Fonte: do autor.

Em relação ao caso A-1 a avaliação da confiabilidade estimou um SAIFI de 0,842 falhas por ano, um SAIDI de 3,75 horas por ano e o ENS em 6560,5 kWh por ano. Comparando estes resultados com aqueles obtidos pelo método analítico e em (DA ROSA et al., 2016), utilizados para validar o algoritmo da SSMC na seção 3.3.4 (Tabela 13), verifica-se que os indicadores são semelhantes. Assim, não só os modelos propostos são válidos do ponto de vista da simulação da confiabilidade, como se demonstra que modelos mais complexos e representativos permitem ampliar o alcance da avaliação, sem prejuízo para a estimação dos indicadores convencionais.

A modelagem do curto-circuito e da resposta dos equipamentos de proteção permite estimar mais indicadores e mais informação sobre o desempenho do sistema. Desde logo, a representação explícita das operações do religador permite aferir o impacto das interrupções temporárias, nomeadamente, por meio da estimação e análise dos indicadores MAIFI e MAIFI<sub>e</sub>. Em média, o consumidor experimentou 9,96 interrupções temporárias, equivalente ao número de religamentos rápidos tentados pelo religador, representados pelo indicador MAIFI. Quando as sucessivas operações de religamento são aglomeradas em eventos e não operações individuais, como o MAIFI<sub>e</sub> define, o número de interrupções diminui para 6,92 ocorrências por ano.

Ainda sobre o caso A-1, os resultados permitem aferir estatísticas adicionais, relacionadas com a natureza da falta. Nos 5 000 anos simulados foram contabilizadas 38 829 faltas, das quais 30 809 foram temporárias e as restantes 8 020 permanentes. Isto significa que a simulação registrou 79,3 % das falhas como temporárias e 20,7 % como permanentes, o que são percentagens muito próximas dos valores teóricos esperados (80% e 20% respetivamente). Em relação aos tipos de curto-circuito, as distribuições das correntes de falta, obtidas no final da simulação, por tipo de curto-circuito, são apresentadas na Figura 53. As faltas bifásicas e trifásicas, envolvendo ou não a terra, são apresentadas de forma agregada, uma vez que o número de ocorrências individual é significativamente inferior ao número de faltas monofásicas.

Figura 53 – Distribuições da corrente de falta, por tipo de curto-circuito, para o caso de estudo A-1.



Fonte: do autor.

Como esperado, a maioria das faltas são monofásicas. Observando a distribuição das correntes monofásicas apresentada na Figura 53, verifica-se uma concentração dos valores da corrente de falta em torno de um valor central. Apesar da aleatoriedade do curto-circuito, as características elétricas da rede e a função de probabilidade adotada para representar a resistência de falta, estimam magnitudes de corrente de falta em torno de 150 A. Já para faltas bifásicas e trifásicas, a amostragem da corrente de falta resultou em uma maior dispersão na distribuição das correntes, sendo mais frequentes entre o intervalo 250 a 550 A. Estes tipos de falta são mais severos, pelo que é expectável que a sua frequência seja menor, porém com magnitudes de correntes maior.

As estatísticas associadas às operações dos religamentos são informações muitas vezes disponíveis na memória e dados de registro destes equipamentos. Contudo, frequentemente, este tipo de informação não é devidamente processado e utilizado pelos departamentos de planejamento para subsidiar estudos de planejamento. Por este motivo, este tipo de informações é escasso na literatura. Assim, a hipótese assumida para as operações de religamento no caso A-1, onde se estabelece as probabilidades de extinção das faltas a cada religamento, tem por base a suposição aceitável de que 50% das faltas temporárias (40% do total) são eliminadas na 1ª abertura do religador e as restantes na 2ª abertura. Contudo, considerando a natureza das faltas temporárias, cujas causas são, quase sempre fortuitas, assumir que 50 % destas faltas permanecem no sistema até à 2ª abertura do religador parece desajustada. Assim, o propósito do caso A-2 é avaliar o sistema considerando uma proporção de extinção de faltas por religamento diferente do caso A-1, para avaliar o peso desta estatística no modelo do religador.

A alternativa proposta no caso de estudo A-2 para a variável “religamento”, estabelece que 75% das faltas totais são eliminadas na 1ª abertura do religador e 5% na 2ª abertura, compondo os 80 % de faltas temporárias. Esta alternativa não produz alterações significativas nos indicadores tradicionais da confiabilidade SAIFI, SAIDI e ENS. Apesar do menor valor de SAIFI apresentado na Tabela 21 (0,829 f/a), o intervalo de confiança não permite atribuir significado a esta diferença, pelo que o resultado pode ser considerado semelhante ao caso A-1. Isto mesmo é comprovado pelos dois outros indicadores SAIFI (3,73 h/a) e ENS (6539,9 kWh/a), praticamente idênticos ao caso A.1

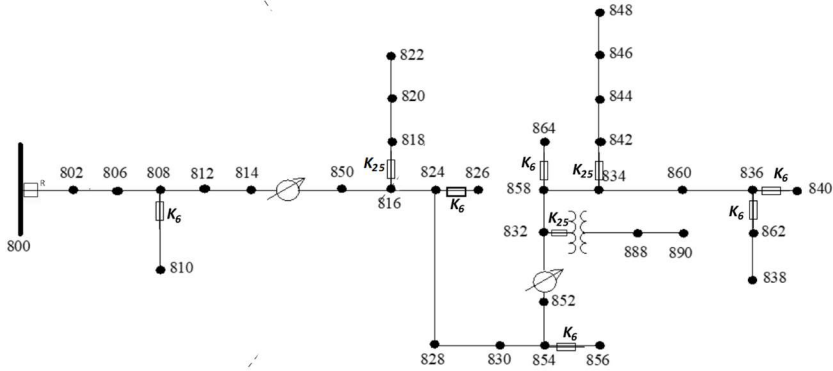
Por outro lado, a consequência da hipótese assumida em A-2 é notória no indicador MAIFI, registrando-se uma diminuição deste para 8,16 oc/a, comparando com o caso A-1. De fato, a diminuição deste indicador está associada à redução do número de operações de

religamento, em especial da 2ª abertura do religador, cuja valor percentual foi reduzido para 5%. Assim, os consumidores experimentam um menor número individual de religamentos. Esta redução não afetou o indicador MAIFI<sub>e</sub>, uma vez que este é estimado considerando os procedimentos do religador como um evento único. Uma vez que a frequência de faltas temporárias não é reduzida pela hipótese assumida (apenas a distribuição entre aberturas do religador), este indicador, tal como o SAIFI, permanece semelhante ao obtido no caso A-1. Em termos das distribuições de correntes de falta, em frequência e magnitude, a hipótese assumida para o caso A-2 não produz alterações significativas nas distribuições.

Os resultados obtidos nos casos de estudo A-1 e A-2, apesar das diferenças já identificadas, partilham a mesma hipótese associada à “filosofia” de proteção. Uma vez que a preferência passa por evitar a abertura permanente do fusível em resultado de falhas temporárias (e consequente custo de substituição do fusível), a classe de fusíveis é definida de forma que as curvas rápidas do religador atuem sempre primeiro que a abertura permanente (do fusível ou religador). Este tipo de filosofia permite “economizar” o fusível, uma vez que uma falta temporária a jusante deste não resultará no rompimento do elo fusível e consequente falha permanente, sendo antes eliminada na abertura rápida do religador, sofrendo os consumidores apenas uma interrupção temporária. Apesar do ganho em termos da redução das interrupções permanentes (valor reduzido de SAIFI), o número de interrupções temporárias experimentadas pelo consumidor é relativamente elevado (valor alto de MAIFI), uma vez que qualquer falta resultará sempre em, pelo menos, uma abertura rápida do religador para tentar extinguir a falta. O caso A-3 estabelece uma “filosofia” de proteção diferente, para avaliar o impacto de um outro esquema de proteção no desempenho do sistema.

No caso de estudo A-3, os equipamentos de proteção são ajustados em função de um coordenograma, onde as curvas do religador e fusíveis são combinadas para definir ordens de atuação, em função da corrente de falta, tempo de abertura e localização da falta no sistema. O critério para a escolha da classe dos equipamentos de proteção foram as equações (4.15) e (4.33), do qual resultou a escolha de apenas duas classes de fusíveis: 6 A e 25 A, devidamente identificados na Figura 54.

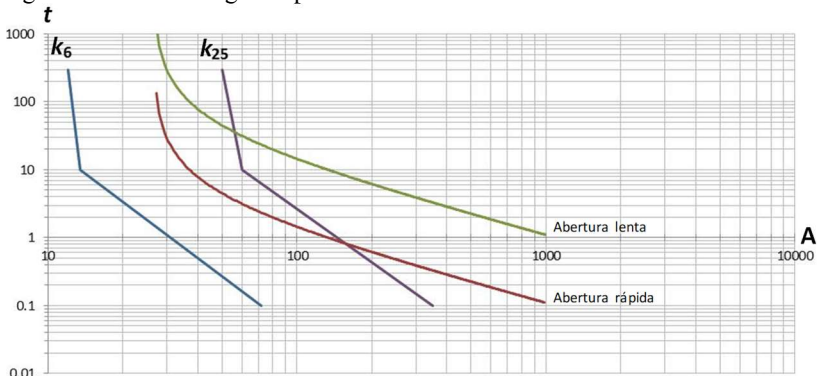
Figura 54 – Sistema IEEE 34 e classe dos fusíveis.



Fonte: adaptado de (IEEE, 1992).

As curvas destes dois tipos de fusível e do religador colocado na subestação são apresentadas na Figura 55, definidas a partir dos modelos propostos na seção 4.2.1 e 4.2.2. A diferenciação das curvas do religador (rápida e lenta) é ditada pela variável MT, cujo valor para a curva rápida é de 0,1 e para a curva lenta de 1,0.

Figura 55 – Coordenograma para o caso de estudo A-3.



Fonte: do autor.

Da observação do coordenograma, percebe-se que o fusível de classe 6 A não está coordenado com o religador da subestação e vai sempre atuar antes da abertura rápida do religador (independente da falta ser temporária ou permanente), enquanto o fusível de classe 25 A é “protegido” pela curva rápida do religador até correntes de falta próximas de 160 A, a partir da qual também este fusível atuará antes da curva rápida



do religador. Assim, este coordenograma define que a proteção do tronco é coordenada (pelas curvas do religador), a proteção dos ramais protegidos pelo fusível de classe 6 A é sempre seletiva e a proteção dos ramais protegidos pelo fusível de classe 25 A é coordenada até correntes de 160 A (pela curva rápida do religador), e seletiva para correntes de falta superior a este valor.

Em termos da confiabilidade do sistema, a alteração de “filosofia” tem um impacto visível em todos os indicadores. O SAIFI aumentou para 1,210 f/a, assim como a duração média de interrupção anual e energia não fornecida, com valores de 6,68 h/a e 11527,8 kWh/a, praticamente o dobro dos indicadores na simulação A-1 e A-2. Este pior desempenho em termos de confiabilidade está claramente associado ao coordenograma definido para este caso. A proteção no tronco é coordenada, pela que as faltas temporárias são extintas sem necessidade de uma abertura permanente indesejada. Contudo, nos ramais, a proteção é seletiva, tendo em conta os valores prováveis da corrente de falta. Considerando a distribuição de correntes apresentada na Figura 53, o valor da corrente de falta é, para a maioria das faltas, superior a 150 A. Isto significa que, para além do fusível de classe 6 A já ser seletivo por definição, também o fusível de classe 25 A, será quase sempre seletivo, uma vez que o número de faltas com corrente inferior a 160 A (valor máximo para coordenação com o religador), é extremamente reduzido. Assim, um grande número de faltas temporárias por natureza, serão interpretadas pelos equipamentos de proteção como permanentes, causando um maior número de interrupções permanentes nos consumidores, o que explica o aumento na frequência e duração das interrupções por ano.

Em termos dos nós que mais contribuem para um pior desempenho em termos de confiabilidade do sistema, a Tabela 22 apresenta os indicadores SAIFI, SAIDI e ENS por nós, para os casos A-1, A-2 e A-3.

Comparando os indicadores por nó, em cada caso de estudo, percebe-se que os nós 818, 820, 822, 888, 856 e 890 são os nós mais prejudicados no caso de estudo A-3, verificando-se um aumento significativo em todos os indicadores. Estes nós estão localizados em ramais protegidos por fusíveis. Além disso, estes ramais estão entre os mais longos e com maior taxa de falha do sistema, pelo que estão mais sujeitos a faltas. A conjugação destes fatores, e em especial a descoordenação dos fusíveis nestes ramais com o religador da subestação, resulta no aumento de faltas permanentes de natureza temporária, que em um esquema efetivamente coordenado de proteções, poderiam ser extintas pelo religador, sem necessidade da atuação destes fusíveis.

Tabela 22 – Índices de confiabilidade por nó para as simulações A.

Nó	A-1			A-2			A-3		
	SAIFI (f/a)	SAIDI (h/a)	ENS (kWh/a)	SAIFI (f/a)	SAIDI (h/a)	ENS (kWh/a)	SAIFI (f/a)	SAIDI (h/a)	ENS (kWh/a)
100	0	0	0	0	0	0	0	0	0
800	0,003	0,01	0	0,004	0,02	0	0,005	0,02	0
802	0,749	2,99	82,2	0,736	3,01	82,8	0,754	3,06	84,1
806	0,749	2,99	82,2	0,736	3,01	82,8	0,754	3,06	84,1
808	0,749	2,99	24,6	0,736	3,01	24,8	0,754	3,06	25,2
810	0,786	3,27	26,9	0,766	3,25	26,8	0,926	4,39	36,1
812	0,749	2,99	0	0,736	3,01	0	0,754	3,06	0
814	0,749	2,99	0	0,736	3,01	0	0,754	3,06	0
814,1	0,749	2,99	0	0,736	3,01	0	0,754	3,06	0
850	0,749	2,99	0	0,736	3,01	0	0,754	3,06	0
<b>818</b>	<b>1,155</b>	<b>6,33</b>	<b>110,3</b>	<b>1,136</b>	<b>6,13</b>	<b>106,7</b>	<b>2,698</b>	<b>18,48</b>	<b>322,0</b>
824	0,749	2,99	74,1	0,736	3,01	74,6	0,754	3,06	75,8
<b>820</b>	<b>1,155</b>	<b>6,33</b>	<b>532,4</b>	<b>1,136</b>	<b>6,13</b>	<b>515,4</b>	<b>2,698</b>	<b>18,48</b>	<b>1554,6</b>
<b>822</b>	<b>1,155</b>	<b>6,33</b>	<b>427,3</b>	<b>1,136</b>	<b>6,13</b>	<b>413,6</b>	<b>2,698</b>	<b>18,48</b>	<b>1247,7</b>
826	0,763	3,11	63,1	0,756	3,16	64,0	0,844	3,76	76,2
828	0,749	2,99	16,4	0,736	3,01	16,6	0,754	3,06	16,8
830	0,749	2,99	142,2	0,736	3,01	143,2	0,754	3,06	145,4
854	0,749	2,99	6,0	0,736	3,01	6,0	0,754	3,06	6,1
858	0,749	2,99	74,6	0,736	3,01	75,2	0,754	3,06	76,3
<b>888</b>	<b>0,912</b>	<b>4,30</b>	<b>0</b>	<b>0,907</b>	<b>4,34</b>	<b>0</b>	<b>1,571</b>	<b>9,57</b>	<b>0</b>
860	0,749	2,99	530,9	0,736	3,01	534,5	0,754	3,06	542,8
842	0,786	3,29	14,8	0,767	3,23	14,6	0,928	4,42	19,9
840	0,753	3,03	146,4	0,740	3,04	146,9	0,783	3,30	159,3
862	0,781	3,25	45,5	0,767	3,30	46,2	0,906	4,25	59,5
844	0,786	3,29	1493,6	0,767	3,23	1467,8	0,928	4,42	2004,6
846	0,786	3,29	111,9	0,767	3,23	110,0	0,928	4,42	150,2
848	0,786	3,29	235,3	0,767	3,23	231,3	0,928	4,42	315,9
816	0,749	2,99	7,6	0,736	3,01	7,7	0,754	3,06	7,8
852,1	0,749	2,99	0	0,736	3,01	0	0,754	3,06	0
832	0,749	2,99	23,9	0,736	3,01	24,1	0,754	3,06	24,5
<b>856</b>	<b>0,896</b>	<b>4,18</b>	<b>8,4</b>	<b>0,879</b>	<b>4,07</b>	<b>8,1</b>	<b>1,448</b>	<b>8,48</b>	<b>17,0</b>
852	0,749	2,99	0	0,736	3,01	0	0,754	3,06	0
864	0,759	3,06	3,1	0,744	3,09	3,1	0,801	3,41	3,4
834	0,749	2,99	276,9	0,736	3,01	278,8	0,754	3,06	283,1
836	0,749	2,99	184,1	0,736	3,01	185,3	0,754	3,06	188,2
838	0,781	3,25	45,5	0,767	3,30	46,2	0,906	4,25	59,5
<b>890</b>	<b>0,912</b>	<b>4,30</b>	<b>1770,4</b>	<b>0,907</b>	<b>4,34</b>	<b>1786,9</b>	<b>1,571</b>	<b>9,57</b>	<b>3942,0</b>

Fonte: do autor.

A reduzida faixa de coordenação entre proteções e maior seletividade imposta pelo coordenograma, resulta também na diminuição dos indicadores MAIFI e MAIFI<sub>e</sub>. Uma vez que a proteção primária dos ramais é agora, quase sempre, seletiva, o número de religamentos diminui. Ambos os indicadores diminuem, com o MAIFI estimado em 3,09 oc/a e o MAIFI<sub>e</sub> em 2.91 oc/a. Em termos das distribuições de correntes de falta, em frequência e magnitude, não se registrou alterações significativas em comparação aos casos A-1 e A-2.

Para fins de comparação e análise, as hipóteses assumidas para o caso A-3 são mantidas para os casos de estudo seguintes.

### 4.3.2 Simulação B – Resistência de falta

O segundo conjunto de simulações é composto por 2 casos de estudo. Uma descrição sumária de cada caso, assim como a alternativa que se propõe avaliar são apresentadas no Quadro 15.

Quadro 15 – Casos de estudo referentes às simulações do grupo B.

Caso de estudo	Descrição	Hipótese(s) Assumida(s)
B-1	Avalia a confiabilidade do sistema, considerando uma distribuição de valores da resistência de falta inferiores à hipótese “padrão”.	<b>0 – 30 Ohm:</b> Parâmetros Weibull ( $\alpha = 15$ ; $\theta = 1,5$ )
B-2	Avalia a confiabilidade do sistema, considerando uma distribuição de valores da resistência de falta superiores à hipótese “padrão”.	<b>0 – 50 Ohm:</b> Parâmetros Weibull ( $\alpha = 30$ ; $\theta = 1,4$ )

Fonte: do autor.

O resultado da avaliação da confiabilidade, para os dois casos enumerados no Quadro 15, juntamente com os resultados do caso A-3 para comparação, são apresentados na Tabela 23.

Tabela 23 – Índices de confiabilidade para as simulações B.

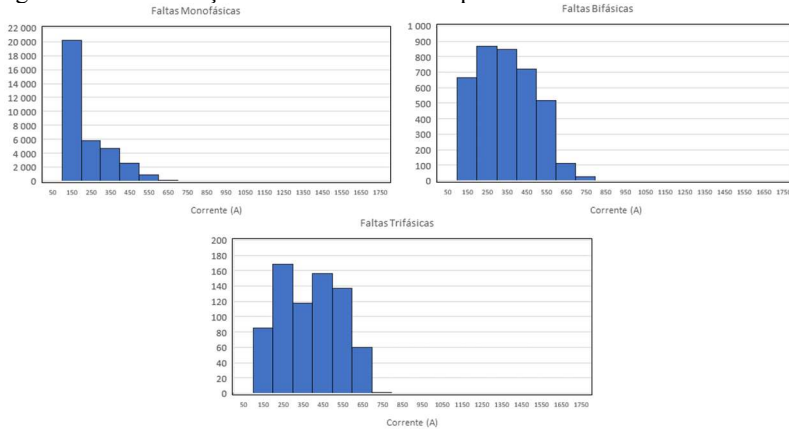
	A-3		B-1		B-2	
SAIFI ( <i>f/a</i> )	1,210	( $\beta = 1,07$ )	1,188	( $\beta = 1,08$ )	1,211	( $\beta = 1,07$ )
SAIDI ( <i>h/a</i> )	6,68	( $\beta = 1,23$ )	6,65	( $\beta = 1,27$ )	6,75	( $\beta = 1,27$ )
ENS ( <i>kWh/a</i> )	11527,8	( $\beta = 1,24$ )	11480,8	( $\beta = 1,27$ )	11656,6	( $\beta = 1,28$ )
MAIFI ( <i>oc/a</i> )	3,09	( $\beta = 0,86$ )	3,11	( $\beta = 0,84$ )	3,07	( $\beta = 0,85$ )
MAIFI <sub>e</sub> ( <i>oc/a</i> )	2,91	( $\beta = 0,84$ )	2,93	( $\beta = 0,82$ )	2,89	( $\beta = 0,83$ )

Fonte: do autor.

Quando comparados os resultados, percebe-se que a resistência da falta não impacta diretamente nos índices de confiabilidade. Apesar da

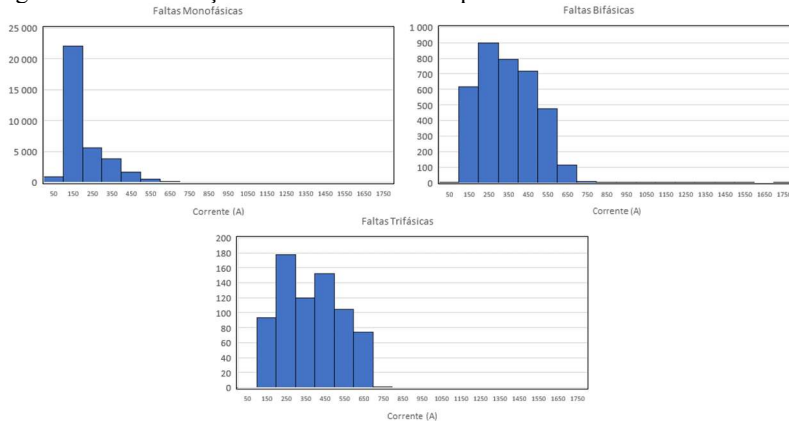
aparentemente diminuição do SAIFI no caso B-1, os resultados estimados nos três casos estão dentro do intervalo de confiança, pelo que os resultados são semelhantes. De fato, a resistência de falta não interfere na frequência e duração das faltas. Por outro lado, a resistência de falta tem uma influência direta no valor da corrente de falta, uma vez que resistência e magnitude da corrente relacionam-se de forma inversa. A distribuição das correntes de falta obtidas para os casos de estudo B-1 e B-2 são apresentadas na Figura 56 e Figura 57, respectivamente.

Figura 56 – Distribuições da corrente de falta para o caso B-1.



Fonte: do autor.

Figura 57 – Distribuições da corrente de falta para o caso B-2.



Fonte: do autor.

Comparando as distribuições da Figura 56 e Figura 57 com as distribuições da Figura 53, respeitantes ao caso de estudo A-1, fica evidente a relação entre a resistência de falta e a magnitude das correntes de falta. Quanto menor for a resistência de falta, maior será o valor da corrente de falta e vice-versa. Assim, quando a resistência de falta tem por base uma distribuição de Weibull, em torno dos valores 0 e 30 Ohm (B-1), as correntes de falta amostradas serão concentradas em torno de valores maiores do que no caso A-1, onde o intervalo da resistência de falta era de 0 a 40 Ohm. Isto é visível, comparando as distribuições da Figura 56 com as distribuições da Figura 53.

O contrário acontece quando a resistência de falta é amostrada por uma distribuição de Weibull, em torno dos valores 0 e 50 Ohm, como acontece no caso B-2. Nesta condição, as correntes de falta amostradas são concentradas em torno de valores menores do que em B-1 e A-1. Considere-se, por exemplo, o número de curtos-circuitos monofásicos amostrados em torno do valor de 150 A. Para o caso A-1, o número registrado foi de 21 920. No caso B-1 este número é reduzido para 20 889, uma vez que a resistência de falta é menor fazendo aumentar o número de ocorrências em torno de valores de corrente maior. Como esperado, para B-2 o número de correntes em torno de 150 A aumenta, em comparação para os outros dois casos, para 22 749, uma vez que correntes menores são amostradas com mais frequência, por conta do maior valor de resistência.

Em termos da resposta da proteção, uma vez que a resistência de falta influencia diretamente na magnitude da corrente de falta, também vai ter influência no tempo de atuação da proteção, uma vez que, por exemplo, correntes de falta mais altas têm como consequência tempos de atuação mais rápidos, para minimizar os danos da rede. No entanto, os indicadores MAIFI e MAIFI<sub>c</sub> não sofreram alterações, o que parece contrariar a observação anterior. De fato, a resistência de falta pode interferir em termos da coordenação dos equipamentos de proteção, contudo, o coordenograma utilizado nesta simulação é seletivo em quase todo o intervalo de corrente, pelo que a variação da corrente de falta, para este sistema e coordenograma em especial, não produz efeitos em termos de resposta da proteção.

### 4.3.3 Simulação C – Geometria de rede

O terceiro conjunto de simulações é composto por 3 casos de estudo. Uma descrição sumária de cada caso, assim como a alternativa que se propõe avaliar são apresentadas no Quadro 16.

Quadro 16 – Casos de estudo referentes às simulações do grupo C.

Caso de estudo	Descrição	Hipótese(s) Assumida(s)
C-1	Avalia a confiabilidade do sistema, considerando uma geometria de rede alternativa.	<b>Geometria 2</b> (Figura 7): Tronco e Ramais: ID-525, ID-530 e ID 535
C-2	Avalia a confiabilidade do sistema, considerando uma geometria de rede diferente.	<b>Geometria 3</b> (Figura 8): Tronco e Ramais: ID-540 ID-545 ID 550
C-3	Avalia a confiabilidade do sistema, considerando uma geometria de rede mista.	<b>Misto:</b> Tronco: Geometria 1 Ramal 816-822: Geometria 3 Restantes ramais: Geometria 2

Fonte: do autor.

O resultado da avaliação da confiabilidade, para os três casos enumerados no Quadro 16, juntamente com os resultados do caso A-3 para comparação, são apresentados na Tabela 24.

Tabela 24 – Índices de confiabilidade para as simulações C.

	A-3		C-1		C-2		C-3	
SAIFI	1,210	( $\beta=1,07$ )	1,202	( $\beta=1,07$ )	1,215	( $\beta=1,07$ )	1,210	( $\beta=1,07$ )
SAIDI	6,68	( $\beta=1,23$ )	6,60	( $\beta=1,24$ )	6,73	( $\beta=1,24$ )	6,68	( $\beta=1,23$ )
ENS	11527,8	( $\beta=1,24$ )	11393,7	( $\beta=1,24$ )	11640,5	( $\beta=1,25$ )	11527,5	( $\beta=1,24$ )
MAIFI	3,09	( $\beta=0,86$ )	3,13	( $\beta=0,85$ )	3,11	( $\beta=0,85$ )	3,09	( $\beta=0,86$ )
MAIFI <sub>c</sub>	2,91	( $\beta=0,84$ )	2,94	( $\beta=0,83$ )	2,93	( $\beta=0,82$ )	2,91	( $\beta=0,84$ )

Fonte: do autor.

Comparando o resultado das três alternativas de geometria propostas neste grupo de simulações, verifica-se que a variação da geometria não produz alterações no desempenho do sistema, pelo menos do ponto de vista dos indicadores de confiabilidade. De fato, a escolha da geometria de rede está, sobretudo, relacionada com a disposição e distância entre os condutores no poste de distribuição.

A consequência maior da disposição de condutores, em termos de frequência e duração de interrupções, está relacionada com a maior exposição de algumas fases. Quando os condutores estão dispostos na horizontal, como na geometria 1 (Figura 6), a fase que circula no meio da cruzeta (tipicamente a fase *b*) está menos exposta a faltas, uma vez que as fases na extremidade estão mais expostas a contatos com elementos estranhos à rede. Já na geometria 3 (Figura 8), os condutores estão dispostos verticalmente, do mesmo lado da estrutura, pelo que as fases estão igualmente expostas à interferência de elementos estranhos. Estas particularidades associadas à geometria podem influenciar o desempenho em termos de confiabilidade, no entanto, é necessário que as estatísticas

de interrupções associadas a cada tipo de geometria sejam conhecidas. Uma vez que este tipo de informação não é frequente na literatura, assumiu-se neste trabalho que a probabilidade de falhas entre todas as fases é equiprovável. Assim, a geometria e disposição das fases no poste de distribuição não terá impacto nos indicadores, uma vez que do ponto de vista desta variável, as características estocásticas mantêm-se entre alternativas. No futuro, se este tipo de estatísticas estiver disponível, a geometria pode ganhar relevo como uma variável que influencia o desempenho dos sistemas de distribuição. Para isso, não só as falhas em função da geometria precisam ser contabilizadas, como a disposição das fases no poste precisam ser explicitamente consideradas, uma vez que a disposição das fases *a*, *b* e *c* nem sempre é como representado na Figura 6, podendo as fases estarem trocadas entre si.

Em termos da resposta da proteção, pelos mesmos motivos discutidos anteriormente, não se verificam alterações significativas nos indicadores MAIFI e MAIFI<sub>e</sub>, assim como nas distribuições das correntes de curto-circuito.

#### 4.3.4 Simulação D – Configuração da proteção

O quarto conjunto de simulações é composto por 4 casos de estudo. Uma descrição sumária de cada caso, assim como a alternativa que se propõe avaliar são apresentadas no Quadro 17.

Quadro 17 – Casos de estudo referentes às simulações do grupo D.

Caso de estudo	Descrição	Hipótese(s) Assumida(s)
D-1	Avalia a confiabilidade do sistema, considerando uma configuração diferente para os tempos de religamento.	<b>Alternativa:</b> Tempo morto para o 1º religamento: 0,5 s Tempo morto para o 2º religamento : 1,0 s
D-2	Avalia a confiabilidade do sistema, considerando um tipo de elo fusível alternativo.	<b>Tipo T:</b> Elos da classe T que atendem $I_{PickUp}$
D-3	Avalia a confiabilidade do sistema, considerando uma filosofia de proteção mais coordenada, ajustando o coordenograma.	<b>Coordenograma (A):</b> Curvas do religador definidas pela corrente $I_{PickUp}$ e todos os fusíveis são do tipo T e classe de 25 A
D-4	Avalia a confiabilidade do sistema, considerando equipamentos de proteção adicionais na rede.	<b>Religador (A):</b> Acrescenta um religador ao sistema, colocado no ramal 824-828.

Fonte: do autor.

O resultado da avaliação da confiabilidade, para os quatro casos enumerados no Quadro 17, juntamente com os resultados do caso A-3 para comparação, são apresentados na Tabela 25.

Tabela 25 – Índices de confiabilidade para as simulações D.

	A-3	D-1	D-2	D-3	D-4
SAIFI	1,210	1,205 ( $\beta=1,08$ )	1,205 ( $\beta=1,08$ )	0,851 ( $\beta=1,44$ )	0,799 ( $\beta=1,46$ )
SAIDI	6,68	6,66 ( $\beta=1,24$ )	6,67 ( $\beta=1,25$ )	3,78 ( $\beta=1,88$ )	3,58 ( $\beta=1,91$ )
ENS	11527,8	11504,4 ( $\beta=1,25$ )	11518,6 ( $\beta=1,26$ )	6614,2 ( $\beta=1,89$ )	6254,8 ( $\beta=1,91$ )
MAIFI	3,09	3,13 ( $\beta=0,86$ )	3,10 ( $\beta=0,84$ )	7,97 ( $\beta=0,56$ )	7,37 ( $\beta=0,57$ )
MAIFL	2,91	2,94 ( $\beta=0,83$ )	2,91 ( $\beta=0,82$ )	6,85 ( $\beta=0,54$ )	6,34 ( $\beta=0,54$ )

Fonte: do autor.

As simulações do grupo D têm um propósito mais amplo do que as simulações anteriores. Este conjunto de simulações pretende não só perceber o impacto de algumas variáveis, como as suas escolhas e alternativas buscam um melhor desempenho do sistema em termos dos indicadores de confiabilidade.

A simulação D-1 tem como propósito, explorar a consequência do ajustamento do tempo morto entre religamentos. O tempo morto é o intervalo de tempo, entre a abertura rápida dos contatos do religador e o instante em que os contatos são novamente fechados, na tentativa de religamento do circuito. Então, uma vez que o religador está configurado para duas aberturas rápidas e uma lenta, dois intervalos de tempo precisam ser definidos: para a primeira e segunda abertura rápida do religador. Nas simulações anteriores, ambos os intervalos foram definidos em 0,5 s. Neste caso de estudo, o intervalo da primeira abertura é mantido em 0,5 s, enquanto o da segunda abertura é ajustado para 1,0 s. Este tipo de decisão está normalmente relacionado com a tentativa de proporcionar mais tempo para a extinção de faltas que poderão ser temporárias, uma vez que o tempo morto permite a recuperação do meio dielétrico e, possivelmente, a extinção do arco elétrico.

Em termos do impacto das decisões tomadas para o caso de estudo D-1, analisando os indicadores de confiabilidade obtidos e comparando com os indicadores do caso A-2, percebe-se que o impacto, do ponto de vista da continuidade, é irrelevante, produzindo resultados semelhantes. De fato, esta variável só teria impacto na avaliação, se a duração do fenômeno do curto-circuito fosse efetivamente amostrada e não associando a duração do curto-circuito ao tempo de abertura dos equipamentos de proteção.

A simulação D-2 pretende avaliar o impacto do tipo de fusível utilizado para proteger os ramais. Nos casos de estudo anteriores, todos os fusíveis são do tipo K. Neste caso de estudo, o mesmo critério de

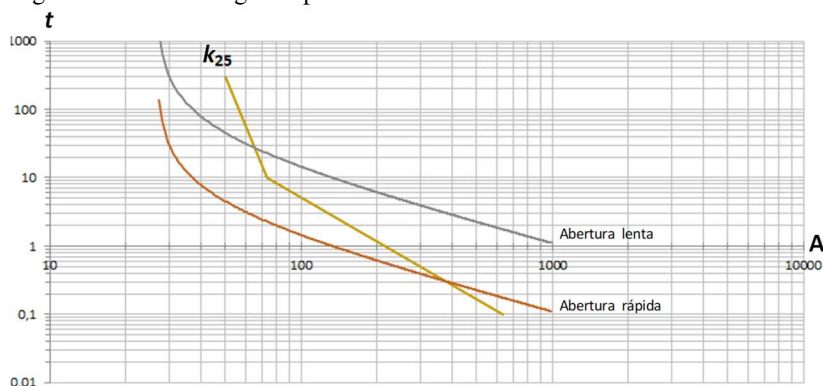


escolha da classe é mantido, porém os fusíveis são do tipo T. Como referido na seção 4.2.2, a diferença entre os fusíveis K e T está relacionada com a razão de abertura. Os fusíveis do tipo T são fusíveis de abertura mais lenta. Contudo, os resultados da avaliação da confiabilidade demonstram que a escolha do tipo de fusível não impacta diretamente nos indicadores. Apesar das diferenças (reduzidas) entre os tempos de abertura de cada tipo de fusível, a escolha da classe obedeceu ao mesmo critério, pelo que, pelo menos numa visão sistêmica, a escolha do tipo de fusíveis não impacta no desempenho do sistema.

Em termos de “filosofia” de proteção, as proteções, para todos os casos de estudo posteriores a A-3, obedecem ao coordenograma da Figura 55. A análise deste coordenograma evidenciou que a escolha dos fusíveis, obedecendo a equação (4.33), tem como consequência uma maior seletividade destes equipamentos, uma vez que a faixa de coordenação é reduzida. Em qualquer um dos ramais protegidos por um fusível da classe 6 A, a ocorrência de qualquer falta, temporária ou permanente, resultará sempre na abertura permanente destes equipamentos.

Assim, o caso de estudo D-3 procura uma escolha de equipamentos de proteção com maior intervalo de coordenação. Para isso, nos ramais protegidos por fusíveis de classe 6 A, estes fusíveis são substituídos por fusíveis da classe 25 A. Então, neste caso de estudo, todos os ramais são agora protegidos por fusíveis de classe 25 A. Evidentemente, esta decisão impacta diretamente no coordenograma dos equipamentos de proteção. As curvas do religador e fusíveis, para o caso de estudo D-3, são apresentadas na Figura 58.

Figura 58 – Coordenograma para o caso de estudo D-3.



Fonte: do autor.

Observando o novo coordenograma, constata-se que a faixa de coordenação é agora estabelecida para correntes com valor até cerca de 400 A. Esta alteração de “filosofia” torna possível a coordenação dos fusíveis nos ramais com o religador na subestação, para correntes de falta até 400 A. Isto significa que um número significativo de faltas temporárias pode ser extinto sem necessidade da abertura inadequada e permanente do fusível. Tendo em conta que o número de faltas com correntes de falta inferiores a 400 A é significativo (ver distribuições de correntes da Figura 53), esta filosofia terá impacto no desempenho do sistema.

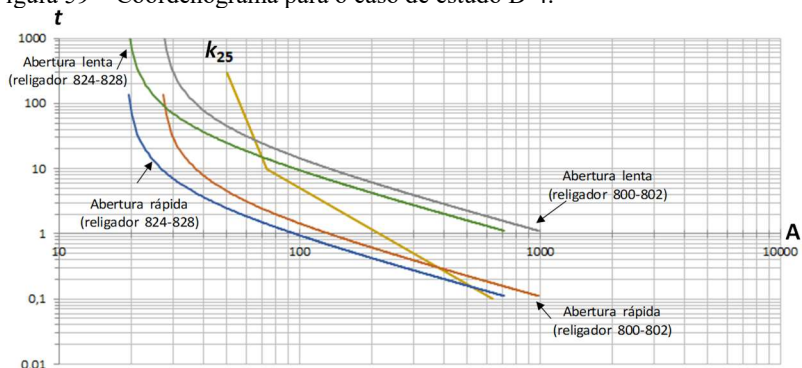
De fato, o resultado da avaliação de confiabilidade para este caso de estudo assim o demonstra, apresentando uma melhoria em todos os indicadores convencionais de continuidade. Comparando os resultados do caso de estudo D-3 com A-3, estima-se uma redução no indicador SAIFI para 0,851 f/a e no indicador SAIDI para 3,78 h/a. Esta diminuição está diretamente relacionada com a diminuição do número de interrupções permanentes. O esquema de proteção definido para este caso de estudo permite uma melhor diferenciação e atuação perante faltas temporárias. A melhoria deste esquema é também visível em termos da energia não suprida. O indicador ENS é reduzido para cerca de metade, comparado com o caso A-3, estimado em 6 614,2 kWh/a.

Uma maior coordenação impacta, contudo, em um maior número de operações do religador. Uma vez que os fusíveis estão coordenados com o religador da subestação até correntes de falta de 400 A, todas estas faltas resultarão, sempre, na atuação das aberturas rápidas do religador e, conseqüentemente, na ocorrência de interrupções momentâneas para todos os consumidores. Assim, registra-se um aumento nos indicadores MAIFI e MAIFI<sub>c</sub>.

Por fim, no caso de estudo D-4 um novo religador é adicionado à rede, no ramal 824-828, ficando localizado no meio do tronco que define o circuito principal. Neste caso de estudo pretende-se avaliar até que ponto um elemento de proteção adicional, com capacidade para distinguir faltas temporárias das permanentes, melhora o desempenho do sistema, em termos dos indicadores de confiabilidade. Naturalmente, a introdução de um religador altera, por adição, o coordenograma das proteções.

As curvas dos dois religadores e fusível são apresentadas na Figura 59. A curva do religador adicional é estabelecida utilizando o mesmo critério do religador já existente na rede, ou seja, a escolha obedece a equação (4.14) e a corrente  $I_{PickUp}$  atribuída para o ramo onde é instalado.

Figura 59 – Coordenograma para o caso de estudo D-4.



Fonte: do autor.

Uma vez que o novo religador é instalado em um local mais distante da subestação, as correntes nominais são menores no ramo instalado e, conseqüentemente, as curvas rápidas e lentas do religador são posicionadas no coordenograma para atuar antes do religador da subestação, ou seja, o religador no meio do sistema é coordenado com o religador da subestação e os fusíveis são também coordenados com o religador até correntes de 400 A.

Em termos do desempenho do sistema, a maior coordenação dos equipamentos de proteção, alcançada pela adição de um novo religador, traduz-se na melhoria de alguns dos indicadores de confiabilidade, porém com expressão reduzida. O indicador SAIFI é estimado em 0,799 f/a e o ENS em 6 254,8 kWh/a. Comparando com os resultados de D-3, estes indicadores se beneficiam da presença do religador adicional, uma vez que as faltas temporárias que ocorrem no segmento do tronco, agora protegido pelo novo religador, não resultam em interrupções para os nós e cargas a montante desse religador. Evidentemente, a frequência de interrupções é reduzida para esta porção do sistema e, conseqüentemente, o desempenho de todo o sistema melhora. Apesar do benefício em termos de SAIFI e ENS, a duração média das interrupções por ano não sofre alterações, estimando-se um SAIDI de 3,58 h/a, bastante próximo da simulação anterior. Este resultado significa que apesar da frequência de interrupções diminuir, a duração associada a estas permanece idêntica.

O benefício da introdução do religador no meio do sistema é também visível analisando os resultados por nó. A Tabela 26 apresenta os indicadores SAIFI, SAIDI e ENS por nós, para os casos A-3 e D-4.

Tabela 26 – Índices de confiabilidade por nó para o caso D-4.

Nó	A-3			D-4		
	SAIFI (f/a)	SAIDI (h/a)	ENS (kWh/a)	SAIFI (f/a)	SAIDI (h/a)	ENS (kWh/a)
100	0	0	0	0	0	0
800	0,005	0,02	0	0,004	0,02	0
<b>802</b>	<b>0,754</b>	<b>3,06</b>	<b>84,1</b>	<b>0,450</b>	<b>1,82</b>	<b>50,0</b>
<b>806</b>	<b>0,754</b>	<b>3,06</b>	<b>84,1</b>	<b>0,450</b>	<b>1,82</b>	<b>50,0</b>
<b>808</b>	<b>0,754</b>	<b>3,06</b>	<b>25,2</b>	<b>0,450</b>	<b>1,82</b>	<b>15,0</b>
<b>810</b>	<b>0,926</b>	<b>4,39</b>	<b>36,1</b>	<b>0,582</b>	<b>2,84</b>	<b>23,4</b>
<b>812</b>	<b>0,754</b>	<b>3,06</b>	<b>0</b>	<b>0,450</b>	<b>1,82</b>	<b>0</b>
<b>814</b>	<b>0,754</b>	<b>3,06</b>	<b>0</b>	<b>0,450</b>	<b>1,82</b>	<b>0</b>
<b>814,1</b>	<b>0,754</b>	<b>3,06</b>	<b>0</b>	<b>0,450</b>	<b>1,82</b>	<b>0</b>
<b>850</b>	<b>0,754</b>	<b>3,06</b>	<b>0</b>	<b>0,450</b>	<b>1,82</b>	<b>0</b>
<b>818</b>	<b>2,698</b>	<b>18,48</b>	<b>322,0</b>	<b>0,837</b>	<b>4,86</b>	<b>84,6</b>
<b>824</b>	<b>0,754</b>	<b>3,06</b>	<b>75,8</b>	<b>0,450</b>	<b>1,82</b>	<b>45,0</b>
<b>820</b>	<b>2,698</b>	<b>18,48</b>	<b>1554,6</b>	<b>0,837</b>	<b>4,86</b>	<b>408,6</b>
<b>822</b>	<b>2,698</b>	<b>18,48</b>	<b>1247,7</b>	<b>0,837</b>	<b>4,86</b>	<b>327,9</b>
<b>826</b>	<b>0,844</b>	<b>3,76</b>	<b>76,2</b>	<b>0,470</b>	<b>1,97</b>	<b>40,0</b>
828	0,754	3,06	16,8	0,753	3,03	16,7
830	0,754	3,06	145,4	0,753	3,03	144,0
854	0,754	3,06	6,1	0,753	3,03	6,1
858	0,754	3,06	76,3	0,753	3,03	75,6
888	1,571	9,57	0	0,931	4,41	0
860	0,754	3,06	542,8	0,753	3,03	537,7
842	0,928	4,42	19,9	0,788	3,31	14,9
840	0,783	3,30	159,3	0,759	3,07	148,2
862	0,906	4,25	59,5	0,785	3,28	45,9
844	0,928	4,42	2004,6	0,788	3,31	1502,0
846	0,928	4,42	150,2	0,788	3,31	112,5
848	0,928	4,42	315,9	0,788	3,31	236,7
<b>816</b>	<b>0,754</b>	<b>3,06</b>	<b>7,8</b>	<b>0,450</b>	<b>1,82</b>	<b>4,6</b>
852,1	0,754	3,06	0	0,753	3,03	0
832	0,754	3,06	24,5	0,753	3,03	24,2
856	1,448	8,48	17,0	0,897	4,23	8,5
852	0,754	3,06	0	0,753	3,03	0
864	0,801	3,41	3,4	0,764	3,11	3,1
834	0,754	3,06	283,1	0,753	3,03	280,4
836	0,754	3,06	188,2	0,753	3,03	186,4
838	0,906	4,25	59,5	0,785	3,28	45,9
890	1,571	9,57	3942,0	0,931	4,41	1817,2

Fonte: do autor.

Observando os indicadores por nós, fica evidente que a colocação do religador no meio do sistema resultou na melhoria dos indicadores para todos os barramentos a montante deste (assinalados a negrito na tabela). A colocação de um religador adicional não só aumenta a coordenação do sistema, como protege os barramentos a montante das faltas que ocorrem a jusante do religador.

Em termos da contabilização das operações dos religadores, em termos sistêmicos, a presença de dois religadores na rede traduziu-se num menor valor dos indicadores MAIFI e MAIFI<sub>e</sub>, porém com diferenças pouco significativas. No entanto, pode-se concluir que a colocação de dois religadores, desde que coordenados entre si, diminui também o impacto das operações rápidas dos religadores.

#### 4.4 CONCLUSÕES

Nos estudos tradicionais de confiabilidade, a atuação dos equipamentos de proteção é amparada em hipóteses otimistas, pois se assume que estes equipamentos não falham em operação, a abertura e fechamento dos contatos é instantânea e todos os equipamentos atuam de forma coordenada. Ainda que do ponto de vista da avaliação da continuidade, tais simplificações sejam amplamente aceites e o seu efeito na avaliação desprezado, a verdade é que estas hipóteses prejudicam e adulteram, ainda que minimamente, o resultado da estimação dos indicadores de confiabilidade.

A atuação dos equipamentos de proteção está fortemente relacionada com escolhas de configuração (tipos construtivos, classes, curvas de atuação, número de religamentos, multiplicadores de tempo, etc.) e com a magnitude da corrente de falta. Por sua vez, a corrente de falta depende de um outro conjunto de fatores, como o local da falta, número de fases envolvidas ou resistência de falta. As hipóteses tradicionais omitem estes aspectos que, se devidamente modelados, não só acrescentam representatividade à avaliação como permitem ao distribuidor o acesso a um número maior de variáveis de decisão, para subsidiar os seus estudos de planeamento. Este trabalho propõe melhorar a representação da resposta dos equipamentos de proteção, integrando na avaliação o curto-circuito e a sua relação com os tempos de abertura dos equipamentos de proteção.

A condição de curto-circuito é também influenciada pelas características do sistema, como a geometria, impedância e comprimento das linhas e topologia da rede no momento da falta, para além do local e tipo de falta. Modelos convencionais que avaliam a condição de falta

considerando o pior cenário podem orientar à tomada de decisões conservadoras, resultando em investimentos desajustados. Então, para representar o curto-circuito na avaliação foi necessário revisitar e definir os modelos elétricos de cada componente, para compor um modelo de representação da rede compatível com a avaliação da condição de curto-circuito e, também, caracterizar estocasticamente algumas variáveis habitualmente desprezadas ou consideradas determinísticas, como a frequência de cada tipo de curto-circuito, fases envolvidas, local da falta e resistência de falta. Só assim, as avaliações baseadas em correntes de curto-circuito máximas e mínimas podem ser descartadas em detrimento de uma representação mais completa, que considera a magnitude da corrente como um fator dependente das condições do sistema e cujo valor pode variar em todo o espectro de valores.

A representação do curto-circuito alcançada e a utilização de um método eficiente de cálculo do fluxo de potências, permitiu, posteriormente, adotar modelos de equipamentos de proteção baseados em curvas características, *tempo x corrente*, e fazer depender o tempo de atuação das proteções, da magnitude da corrente de curto-circuito e das especificações de cada tipo de equipamento de proteção, ao invés da hipótese da atuação instantânea dos mesmos.

Em termos da simulação do desempenho do sistema de distribuição, a metodologia proposta possibilita a escolha e parametrização de um conjunto mais vasto de variáveis de decisão. As estatísticas de falta de cada sistema permitem definir aspectos como as probabilidades de cada tipo e natureza do curto-circuito. Aspectos construtivos como o tipo de geometria de rede e disposição das proteções no sistema podem ser considerados. O modelo do religador é sensível a decisões como o número de aberturas, tempo morto e a coordenação entre fusíveis. Desta forma, a metodologia proposta permite ao planejador a manipulação de um conjunto mais amplo de variáveis de decisão, para o auxiliar nas tomadas de decisão. Os resultados apresentados tiram partido desta versatilidade para analisar diferentes cenários de rede.

Os casos de estudo apresentados exploraram, por um lado, a maior ou menor influência de determinadas variáveis estocásticas no desempenho do sistema e, por outro, o impacto de decisões relacionadas com diferentes geometrias de rede e esquemas de proteção. Os resultados demonstraram que variáveis como resistência da falta e geometria de rede não impactam significativamente nos indicadores de confiabilidade. No entanto, o local onde são instalados os equipamentos de proteção, o número de equipamentos com capacidade de religamento automático e a escolha das curvas características para compor o coordenograma de

atuação das proteções são variáveis decisivas no desempenho do sistema em termos de continuidade. Particularmente os resultados dos casos de estudo que exploraram os coordenograma e filosofias de proteção, demonstraram que, ao contrário dos modelos de atuação instantânea que proporcionam uma coordenação perfeita, a consideração de curvas e filosofias conectadas a tempos de atuação, nem sempre torna possível a coordenação dos equipamentos de proteção.

O desenvolvimento e escolhas para compor a metodologia proposta evidenciaram também que existe uma lacuna para tratar os históricos de interrupção, quanto a uma efetiva caracterização das faltas que ocorrem em redes de distribuição. Um aperfeiçoamento na forma de catalogar e avaliar as faltas durante a operação do sistema de distribuição permitiria melhorar algumas das hipóteses estabelecidas, como as fases envolvidas e número de operações de religamento. No entanto, o nível de detalhe, número de novas variáveis e características estocásticas integradas na avaliação, amparados pelos resultados obtidos, permitem aferir que a metodologia proposta amplia o alcance das avaliações de confiabilidade e aproxima as simulações do longo prazo dos problemas que impactam a operação dos sistemas de distribuição.

Os departamentos de planejamento podem beneficiar desta metodologia para avaliar o impacto das escolhas de topologia de rede e escolhas de proteção para o desempenho de continuidade, porém analisando um conjunto mais amplo de resultados, em termos da frequência, não só de faltas permanentes, como das faltas temporárias. Ademais, a possibilidade de extrair distribuições de probabilidade para cada tipo de falta, nos vários nós do sistema, pode auxiliar o dimensionamento dos equipamentos de proteção, em alternativa a critérios determinísticos amparados em valores padronizados, sem ponderação das especificidades de cada região do sistema de distribuição.

A representação do curto-circuito possibilita incluir, no estágio de avaliação de cada estado, a resposta dos sistemas de proteção, onde equipamentos como fusíveis, religadores e disjuntores acrescentam aspectos funcionais ligados a performance dos sistemas de distribuição. A inclusão dos efeitos relacionados a coordenação e seletividade afetam diretamente o desempenho, tanto da perspectiva da disponibilidade, quanto da perspectiva da qualidade de energia. Assim, o Capítulo 5, tirando partido dos modelos apresentados nesta seção, propõe uma metodologia para avaliação da tensão pós-falta, o que permite aferir as consequências de uma falta em termos da variação de tensão (na forma de afundamentos e elevações), compondo o escopo final do trabalho.





## **5 REPRESENTAÇÃO DA VARIAÇÃO DE TENSÃO NA AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

A avaliação da qualidade de energia, em especial das variações de tensão, pode ser realizada através de duas perspectivas distintas, como discutido nas seções 2.3.3.3: medição (por monitoramento) ou estimação (por técnicas de predição). A estimação do desempenho de um sistema de distribuição requer modelos matemáticos e uma caracterização probabilística que represente adequadamente as variáveis e objetivos da avaliação. Devido à complexidade da caracterização de fenômenos dinâmicos, variação da tensão ou simulação de curtos-circuitos, a maioria das técnicas de predição utilizadas no planejamento descartam da avaliação os aspectos da qualidade de energia e variações de tensão, realizando avaliações somente da perspectiva da continuidade. Contudo, se a consequência em termos de tensão, durante o curto-circuito for considerado na avaliação, aspectos relacionados com a variação da tensão podem ser integrados na avaliação.

Este capítulo é dedicado à proposta de uma metodologia para representação da variação de tensão, decorrente de eventos de falta no sistema, no ambiente probabilístico da SSMC, integrando aspectos da qualidade de energia, ampliando assim o alcance das avaliações de confiabilidade. No capítulo 2 as variações de tensão foram caracterizadas em termos da profundidade e duração. A representação do curto-circuito e resposta da proteção como proposto no capítulo 4 permite estimar a magnitude da corrente de falta e o tempo de duração do defeito no sistema até atuação da proteção. Assim, beneficiando da representação proposta no capítulo anterior, propõe-se uma metodologia para aferir as consequências do curto-circuito em termos da variação da tensão no ponto da falta e demais barramentos do sistema, caracterizando estes eventos em termos de profundidade e duração.

A consideração da variação de tensão na avaliação da confiabilidade requer que a representação do sinal de tensão seja estendida para além da simples consideração da ausência ou presença do sinal de tensão que classifica as interrupções como sustentadas. A seção 5.1 discute e redefine a avaliação da confiabilidade da perspectiva do sinal de tensão. A metodologia para avaliação da variação de tensão é proposta na seção 5.2. Por fim, os resultados da simulação são apresentados e discutidos na seção 5.3 e as conclusões na seção 5.4.

## 5.1 REPRESENTAÇÃO E MAPEAMENTO DO SINAL DE TENSÃO NA AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE

A avaliação tradicional de confiabilidade está relacionada com a continuidade de serviço e, como referido em seções anteriores, depende apenas da disponibilidade do sinal de tensão e não da forma de onda da tensão. Assim, uma vez que a avaliação depende apenas da contabilização de interrupções sustentadas, o desempenho do sistema é estimado avaliando estados ao qual estão apenas associados a disponibilidade dos componentes, sem representação explícita da tensão. Contudo, como exposto na seção 2.3.3, a confiabilidade é um subconjunto da qualidade de energia, na medida em que o sinal de tensão é considerado, ainda que apenas quanto à sua disponibilidade ou indisponibilidade. Então, para que seja possível avaliar variações de tensão, no âmbito da avaliação da confiabilidade, o mapeamento do sinal de tensão precisa ser redefinido, para que aspectos relacionados com a variação de tensão sejam modelados.

Um sinal de tensão alternada,  $v(t)$ , pode ser descrito matematicamente pela função

$$v(t) = V_{max} \text{sen}(\omega \cdot t + \varphi) \quad (5.1)$$

onde  $V_{max}$  é a amplitude do sinal,  $\omega$  a frequência angular e  $\varphi$  a fase.

Considerar as variações de tensão na avaliação de confiabilidade significa, ainda que de forma simplificada, considerar que a tensão varia no tempo, obedecendo à equação (5.1). Contudo, representar um sinal de tensão variante no tempo exige um esforço computacional significativo e uma modelagem complexa. No entanto, neste trabalho propõe-se estabelecer as bases para representar com maior detalhe o comportamento da tensão durante uma falta no sistema.

A variação da tensão está associada às características da rede e à circulação da corrente na rede. Então, mapear a corrente que circula nos circuitos é uma alternativa para mapear indiretamente o sinal de tensão. No capítulo 4 foi proposta uma metodologia para estimar a corrente de curto-circuito, que circula no sistema após uma falta. Esta corrente de falta que é estimada em cada falta pode, se devidamente tratada, ser avaliada em termos do impacto na tensão e, desta forma, avaliar a consequência dos curtos-circuitos em termos da variação da tensão.

No modelo tradicional de interrupção, a tensão no elemento faltoso é conhecida em três momentos: (i) antes da falta é idêntica à tensão de referência; (ii) durante a falta a tensão é nula e (iii) após a falta a tensão

regressa ao valor de referência. Uma vez que o curto-circuito e a resposta da proteção são, agora, considerados na simulação, a tensão no elemento faltoso pode ser representada em mais instantes, nomeadamente: (i) antes da falta (idêntico à tensão de referência), (ii) após início da condição de falta e antes da atuação dos equipamentos de proteção (a tensão varia), (iii) após a atuação do equipamento de proteção (tensão nula) e (iv) após restabelecimento do serviço (tensão idêntica à tensão nominal).

Apesar dos poucos instantes de tempo em que a tensão do sistema é avaliada, os progressos para a representação da tensão variando no tempo, são relevantes. A representação explícita do curto-circuito e da resposta da proteção adiciona à simulação uma janela de tempo entre a ocorrência da falta e o tempo para a proteção atuar. Nesta janela de tempo, até aqui desconsiderada na avaliação, se as variáveis relevantes forem devidamente modeladas, é possível determinar a variação de tensão.

Para a metodologia proposta, considera-se que os sinais de tensão e corrente, em regime permanente, antes da falta, são sinusoidais perfeitas, com amplitude e frequência constantes. Assume-se também que, apesar da qualidade de energia englobar um conjunto de fenômenos (discutidos na seção 2.1.5), a integração de aspectos de qualidade de energia na avaliação da confiabilidade é alcançada pela avaliação de eventos de variação de tensão, nomeadamente afundamentos e elevações.

## 5.2 CARACTERIZAÇÃO DE UM EVENTO DE VARIAÇÃO DE TENSÃO

Segundo (BOLLEN, 2003), as perturbações da qualidade de energia podem ser classificadas em dois grupos, baseados nas características perceptíveis no sinal da tensão:

- 1) **Variações:** Pequenos desvios, na forma de onda da tensão, do seu valor nominal (*rms* ou frequência), que ocorrem de forma recorrente, sem prejuízo significativo da qualidade de serviço. A distorção harmônica é um exemplo de uma variação;
- 2) **Eventos:** Desvios significativos na forma de onda da tensão, que ocorrem de forma ocasional, com prejuízo significativo da qualidade de serviço. São perturbações com início e fim definidos por limiares (*threshold*). Afundamento ou elevações são exemplos de eventos.

A diferença entre *variação* e *evento* nem sempre é óbvia e depende da forma como a perturbação é observada/registrada. Neste trabalho, partindo do princípio que a transmissão de um sinal sinusoidal perfeito da

tensão é inconcebível em todos os instantes de tempo, o mesmo critério de (BOLLEN, 2003) é utilizado para justificar a distinção entre ambos: *variações* são pequenas distorções do sinal, medidas em qualquer momento (instante), enquanto *eventos* são distorções que requerem um tempo de espera (intervalo de tempo) para que a característica da tensão exceda um limiar estabelecido.

Assim, uma vez que este trabalho tem como propósito avaliar a qualidade de energia de um sistema de distribuição, caracterizando e aferindo desvios no sinal de tensão que configurem afundamento ou elevação, apenas serão avaliados distúrbios classificados como evento. A própria definição e caracterização de afundamentos e elevações, em termos de duração e magnitude, apresentada nas seções 2.1.5.1 e 2.1.5.2, respetivamente, colocam estas duas perturbações no grupo dos *eventos*.

Os parâmetros mais comuns para caracterizar um afundamento ou elevação de tensão são a profundidade  $\Delta V$  e a duração  $\Delta t$ . Assim, a partir da modelagem probabilística do curto-circuito e resposta dos equipamentos de proteção apresentadas no capítulo 4, as seções seguintes descrevem as hipóteses e proposta para analisar eventos de variação de tensão na análise preditiva de sistemas de distribuição. A profundidade do afundamento ou elevação é estimada avaliando a tensão após o curto-circuito e a duração é estimada pelos tempos de abertura do equipamento de proteção designado para eliminar o curto-circuito do sistema. Ademais, um conjunto de índices para aferir a frequência de eventos de variação de tensão é proposta.

### 5.2.1 Avaliação da tensão pós-falta

A corrente de falta que resulta de um curto-circuito, inevitavelmente cria um desbalanço nas tensões no sistema. Esta diferença de tensão  $\Delta V$ , depois de calculada, permite determinar as tensões após a falta e avaliar os eventos de afundamento ou elevação.

O teorema da superposição (ALEXANDER; SADIKU, 2016) estabelece que em um dado circuito, com duas ou mais fontes de corrente (ou tensão) independentes, um dado valor de uma grandeza é resultado das contribuições independentes de cada fonte separadamente. Assim, este teorema pode ser aplicado para calcular as tensões pós-falta.

A corrente de falta ( $I_{SC}$ ) vai produzir um determinado desvio na tensão ( $\Delta V$ ). Esta relação é estabelecida pela equação:

$$[I_{SC}] = [Y_{Barra}][\Delta V] \quad (5.2)$$

Então, a diferença de tensão  $\Delta V$  pode ser calculada utilizando (5.2) e, por aplicação do teorema da superposição, utilizada para calcular as tensões pré-falta ( $V_{Pós-falta}$ ), tal como

$$[V_{Pós-falta}] = [V_{Pré-fal}] + [\Delta V] \quad (5.3)$$

onde  $V_{Pré-falta}$  são as tensões resultantes do fluxo de potência, calculado antes da falta ocorrer no sistema.

A diferença de tensão  $\Delta V$  pode ter sinal positivo ou negativo, dependendo se o curto-circuito produziu uma elevação (sinal positivo) ou afundamento (sinal negativo). Uma vez que as indutâncias próprias e mútuas dos condutores são consideradas, a propagação das faltas no sistema vai se estender às demais fases, mesmo em ramos monofásicos e bifásicos e em fases afastadas do ponto onde ocorreu o curto-circuito.

### 5.2.2 Avaliação da duração da variação de tensão

A duração da variação de tensão é dada pelo intervalo de tempo entre o instante em que ocorre o curto-circuito e o tempo de atuação da proteção. Do ponto de vista da simulação, a duração do evento inicia-se no instante de tempo em que se dá a transição do componente do estado *Up* para o estado *Down* e são amostradas as características do curto-circuito. Já o término do evento corresponde ao instante de tempo em que a tensão regressa ao seu valor nominal, após eliminação do defeito.

Uma vez que se assume uma avaliação em regime permanente, considera-se que as tensões antes da falta, estabelecidas pelo fluxo de potência, se encontram no intervalo adequado, próximo ao seu valor nominal. Após ocorrência da falta, com base nas características da rede e da corrente de falta, a variação da tensão para todos os barramentos é calculada utilizando (5.3) e o tempo de falta começa a ser contabilizado. Este tempo é contabilizado até que uma das proteções atue, abrindo o circuito e eliminando (mesmo que provisoriamente) o defeito. Após o religamento do circuito e confirmação da extinção da falta, assume-se que as tensões retornam aos seus valores nominais e o evento de afundamento ou elevação não é mais perceptível na rede.

Então, a duração de um evento de variação de tensão, seja afundamento ou elevação, é dada pelo tempo de abertura da proteção que atua para eliminar a falta, equivalente às equações (4.14) e (4.32) dos modelos do religador e fusível, ou seja:

### Religador

$$\Delta t = t = \left( \frac{k_1}{\left( \frac{I_{SC}}{I_{PickUP}} \right)^{k_2} + k_4} \right) MT \quad (5.4)$$

### Fusível

$$\Delta t = \begin{cases} t = \frac{T_{0,1} - T_{10}}{I_{0,1} - I_{10}} \left( I_{SC} + \frac{T_{10} I_{0,1} - T_{0,1} I_{10}}{T_{0,1} - T_{10}} \right) & I_{0,1} \leq I_{SC} \leq I_{10} \\ t = \frac{T_{10} - T_{300}}{I_{10} - I_{300}} \left( I_{SC} + \frac{T_{300} I_{10} - T_{10} I_{300}}{T_{10} - T_{300}} \right) & I_{10} < I_{SC} \leq I_{300} \end{cases} \quad (5.5)$$

### 5.2.3 Índices para caracterização da variação de tensão

A caracterização individual de um afundamento ou elevação em resultado de uma falta, foi estabelecida nas seções anteriores, em termos da sua profundidade e duração. Contudo, é importante para a distribuidora analisar, não só o padrão de variação de tensão de cada falta, mas também avaliar e compreender o efeito das variações de tensão em uma perspectiva sistêmica, estimando um conjunto de indicadores que permitam aferir a frequência destes eventos e avaliar o impacto das decisões do planejamento na preservação da qualidade de energia.

Na seção 2.3.3.3 foi apresentado o indicador  $SARFI_x$ , que estima a frequência média da variação  $rms$  da tensão acima (ou abaixo) de um limiar  $x$ . O valor de  $x$  define a fronteira a partir da qual é contabilizado o evento em que a tensão viola um limiar inferior (ou superior) do valor  $rms$ . Com base nos critérios estabelecidos para classificar afundamentos e elevações, abordados na seção 2.2.2, o avaliador pode definir o indicador  $SARFI_x$  de forma a que este possa ser utilizado para caracterizar a frequência de afundamentos e elevações em seus sistemas, compatível com a avaliação da confiabilidade. Assim, definem-se os seguintes indicadores para aferir a variação de tensão:

- **$SARFI_{90\%}$** : para contabilizar o número médio de ocorrências da variação da tensão  $rms$  para um valor inferior a 90% do valor nominal, experimentadas pelos consumidores, em um período específico de tempo. Por outras palavras, contabiliza o número médio de afundamentos experimentados pelos consumidores.

$$SARFI_{90\%} = \frac{N^{\circ} \text{ total de afundamentos (sags)}}{N^{\circ} \text{ total de consumidores}} \left[ \frac{\text{ocorrências}}{\text{ano}} \right] \quad (5.6)$$

- **SARFI<sub>110%</sub>**: contabiliza o número médio de ocorrências da variação da tensão *rms* para um valor superior a 110% do valor nominal, experimentadas pelos consumidores, em um período específico de tempo. Por outras palavras, contabiliza o número médio de elevações experimentados pelos consumidores.

$$SARFI_{110\%} = \frac{N^{\circ} \text{ total de elevações (swells)}}{N^{\circ} \text{ total de consumidores}} \left[ \frac{\text{ocorrências}}{\text{ano}} \right] \quad (5.7)$$

A definição do *SARFI* como em (5.6) e (5.7) permite avaliar o sistema do ponto de vista dos afundamentos e elevações que atendem os critérios das normas que regulam o setor. Contudo, a distribuidora pode, sem prejuízo para a avaliação, estratificar o indicador *SARFI*, para extrair informações adicionais quanto à severidade dos afundamentos/elevações.

Após a ocorrência de um evento deste tipo no sistema, dependendo do local, resistência de falta e sensibilidade da carga, o sistema pode apresentar diferentes respostas em termos de variação de tensão, podendo-se registrar afundamentos para um valor a rondar os 90% do valor nominal da tensão até 10 ou 5 % do valor nominal. Ambas as ocorrências são contabilizadas para o indicador *SARFI<sub>90%</sub>*, contudo a severidade do afundamento é distinta e significativa entre as ocorrências. Assim, propõe-se a estratificação do *SARFI*, em termos de severidade do afundamento (os afundamentos são mais frequentes e com amplitudes de desvio maiores que as elevações), considerando o índice adicional:

- **SARFI<sub>50%</sub>**: para contabilizar o número médio de ocorrências da variação da tensão *rms* para um valor inferior a 50% do valor nominal, experimentadas pelos consumidores, em um período específico de tempo.

$$SARFI_{50\%} = \frac{N^{\circ} \text{ total de sags com rms} < 50\% \text{ tensão nominal}}{N^{\circ} \text{ total de consumidores}} \left[ \frac{\text{ocorrências}}{\text{ano}} \right] \quad (5.8)$$

Desta forma, a distribuidora não só registra o número de afundamentos que atendem o critério dos regulamentos, como também estima a frequência de afundamentos mais severos no sistema.

O indicador *SARFI* e a estratificação proposta estabelece uma relação entre a frequência e profundidade das variações de tensão. Contudo, como discutido na seção anterior, a cada afundamento ou

elevação está associada uma duração. Então, o indicador *SARFI*, como caracterizado em (5.6), (5.7) e (5.8), não representa de forma completa as características destes eventos. Assim, e uma vez que o modelo da resposta dos sistemas de proteção proposto simula e estima os tempos de atuação da proteção face a uma corrente de falta, os eventos de afundamento e elevação devem (e podem) ser avaliados do ponto de vista da sua duração.

Deste modo, adota-se a abordagem descrita em (BROWN, 2009), onde se propõe a decomposição do *SARFI*, em indicadores instantâneo, momentâneo e temporário, com base na duração dos eventos, ditados pelos tempos de atuação da proteção e em conformidade com os padrões da norma IEEE 1159-2999 (Quadro 3). Estes índices são definidos como:

- **System Instantaneous Average RMS Variation Frequency Index (*SIARFI<sub>x</sub>*):** para contabilizar o número médio de ocorrências da variação da tensão *rms* para um valor inferior (*sags*)/superior (*swells*) a *x*% do valor nominal, experimentadas pelos consumidores, com duração de 0,5 ciclos a 30 ciclos.

$$SIARFI_x = \frac{N^\circ \text{ total de sags/swells instantâneos}}{N^\circ \text{ total de consumidores}} \left[ \frac{\text{ocorrências}}{\text{ano}} \right] \quad (5.9)$$

- **System Momentary Average RMS Variation Frequency Index (*SMARFI<sub>x</sub>*):** para contabilizar o número médio de ocorrências da variação da tensão *rms* para um valor inferior (*sags*)/superior (*swell*) a *x*% do valor nominal, experimentadas pelos consumidores, com duração de 30 ciclos a 3 segundos.

$$SMARFI_x = \frac{N^\circ \text{ total de sags/swells momentâneos}}{N^\circ \text{ total de consumidores}} \left[ \frac{\text{ocorrências}}{\text{ano}} \right] \quad (5.10)$$

- **System Temporary Average RMS Variation Frequency Index (*STARFI<sub>x</sub>*):** para contabilizar o número médio de ocorrências da variação da tensão *rms* para um valor inferior (*sags*)/superior (*swell*) a *x*% do valor nominal, experimentadas pelos consumidores, com duração de 3 segundos a 1 minuto.

$$STARFI_x = \frac{N^\circ \text{ total de sags/swells temporários}}{N^\circ \text{ total de consumidores}} \left[ \frac{\text{ocorrências}}{\text{ano}} \right] \quad (5.11)$$

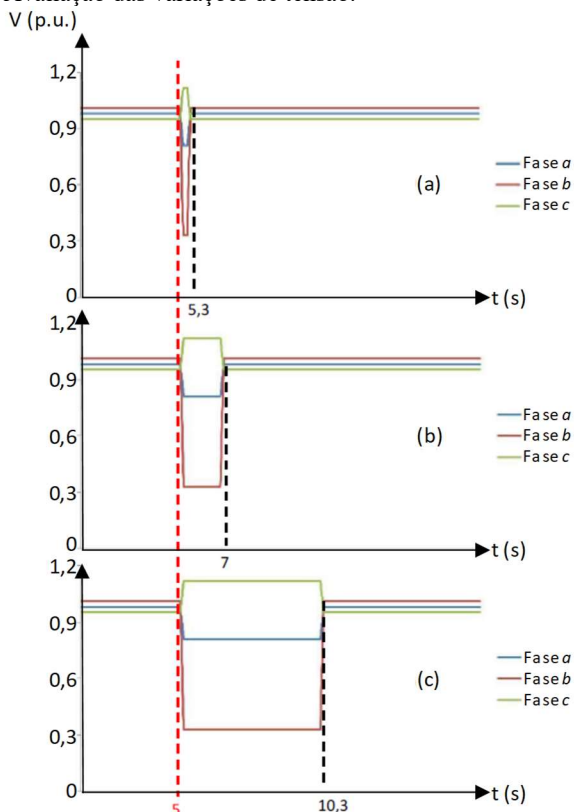
Definidos os indicadores (5.9), (5.10) e (5.11), a caracterização das variações de tensão torna-se mais completa, pois eventos de afundamento



e elevação são agora estimados e avaliados da perspectiva da sua frequência, profundidade e duração.

Para exemplificar como os indicadores definidos nesta seção caracterizam as variações de tensão em termos de profundidade e duração, considere-se os três eventos apresentados na Figura 60, resultantes de uma falta monofásica na fase *b*, para três situações distintas.

Figura 60 – Avaliação das variações de tensão.



Fonte: do autor.

Para os três exemplos da Figura 60, os consumidores conectados às fases *a* e *b* sofreram um afundamento, enquanto os consumidores na fase *c* sofreram uma elevação. Contudo, a profundidade das variações de tensão difere entre as fases assim como as durações entre eventos. Para a falta na Figura 60(a), os consumidores da fase *a* e *b* são contabilizados para o índice SARFI<sub>90%</sub>, enquanto os consumidores da fase *c* são

contabilizados para o índice SARFI<sub>110%</sub>. No entanto, o consumidor da fase *b* sofre um afundamento mais severo, que o contabiliza também para o índice SARFI<sub>50%</sub>. Em termos de duração, este evento é contabilizado para o índice SIARFI, uma vez que o afundamento teve uma duração de 0,3 s (cerca de 18 ciclos), ou seja, menor que 30 ciclos. Para a falta da Figura 60(b) e da Figura 60(c) as contabilizações são idênticas em termos dos índices que avaliam a profundidade das variações, porém as durações de cada evento são contabilizadas em indicadores diferentes. Então, a variação da Figura 60(b) é contabilizada como SMARFI (duração entre 30 ciclos e 3 segundos) e a variação da Figura 60(b) é contabilizada para o índice STARFI (variação entre 3 segundos e 1 minuto).

#### 5.2.4 Integração da avaliação da tensão na SSMC

A integração da avaliação da tensão pós-falta adiciona um novo “módulo” à avaliação do estado, que decorre depois do cálculo do curto-circuito e em resultado da reposta da proteção. Os indicadores associados às variações de tensão são contabilizados após a atuação da proteção, aferindo a sua profundidade e duração. A sequência de etapas obedece à ordem exposta no Quadro 18. As funções teste, para cálculo dos indicadores de qualidade de energia, são apresentadas no Quadro 19.

Quadro 18 – Algoritmo para avaliação da variação de tensão.

<i>Avaliação do estado</i>	
Para cada transição de componente do estado <i>Up</i> para o estado <i>Down</i> e após amostragem da corrente de curto-circuito, realizar:	
1: <b>Determinar a tensão pós-falta</b>	
Utilizando as equações (5.2) e (5.3).	
2: <b>Apurar o tempo de atuação do equipamento de proteção e contabilizar os índices:</b>	
Profundidade: SARFI <sub>110%</sub> , SARFI <sub>90%</sub> e SARFI <sub>50%</sub> ;	
Duração: SIARFI, SMARFI e STARFI	

Fonte: do Autor.

Quadro 19 – Funções teste para avaliação da qualidade de energia.

Índice	Função Teste
SARFI	$SARFI_x(y_n) = \frac{N^\circ \text{ cons. com desvio de tensão de } x\% \text{ em } y_n}{N^\circ \text{ total de consumidores}}$ (5.13)
SIARFI	$SIARFI_x(y_n) = \frac{N^\circ \text{ cons. com desvio de tensão } x\% \text{ instantâneo em } y_n}{N^\circ \text{ total de consumidores}}$ (5.14)
SMARFI	$SMARFI_x(y_n) = \frac{N^\circ \text{ cons. com desvio de tensão } x\% \text{ momentâneo em } y_n}{N^\circ \text{ total de consumidores}}$ (5.15)
STARFI	$STARFI_x(y_n) = \frac{N^\circ \text{ cons. com desvio de tensão } x\% \text{ temporário em } y_n}{N^\circ \text{ total de consumidores}}$ (5.16)

Fonte: do autor.

### 5.3 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

O procedimento para avaliação da qualidade de energia proposto neste capítulo utiliza o modelo de curto-circuito e resposta da proteção apresentado no capítulo 4, para caracterizar as condições de falta, e aplica a metodologia proposta na seção 5.2 para estimar o impacto da falta em termos de afundamentos e elevações de tensão. Desta forma, o alcance das avaliações de confiabilidade é ampliado para estimar aspectos de variação de tensão. Esta seção apresenta os resultados da aplicação da metodologia proposta para avaliar o desempenho do sistema IEEE 34, cujos detalhes podem ser consultados no Anexo H.

Para tirar partido da análise conduzida na seção 4.3 para o mesmo sistema, os mesmos casos de estudo são considerados e explorados nesta seção, contudo, avaliando e alargando a discussão em termos das variações de tensão. Considera-se, por isso, a mesma disposição e tipos de equipamentos da Figura 54, as variáveis e hipótese do Quadro 12 e o mesmo conjunto de casos de estudo apresentados no Quadro 13.

As simulações são apresentadas na mesma sequência da seção 4.3, agrupando os casos de estudo em 4 conjuntos: simulações A, B, C e D. Os resultados são apresentados na forma dos indicadores de qualidade propostos na seção 5.2.3. Para fins de discussão e análise, alguns resultados respeitantes aos indicadores tradicionais de confiabilidade são apresentados em conjunto com os indicadores de qualidade. Tal como na seção 4.3, as simulações foram replicadas considerando o critério de parada de número de amostras (5 000 para todas as simulações) e as simulações foram executados no ambiente JAVA, utilizando um processador i7-6700 (2.60 GHz), com tempos de simulações inferiores a 5 minutos para todas as simulações.

#### 5.3.1 Simulação A – Caso base

O primeiro conjunto de simulações, é composto por 3 casos de estudo, que visam perceber o impacto de algumas variáveis probabilísticas e esquemas de proteção (ver Quadro 14). O resultado da avaliação da confiabilidade e qualidade de energia, para os três casos enumerados no Quadro 14, são apresentados na Tabela 27.

Em relação ao caso A-1 a avaliação da qualidade de energia estimou um SARFI<sub>110%</sub> de 2,458 oc/a, o que significa que, em média, o consumidor experimenta 2,458 elevações por ano. Em termos da duração das elevações, as elevações momentâneas (SMARFI<sub>110%</sub>) são as mais

Tabela 27 – Índices de confiabilidade e qualidade de simulações A.

	A-1		A-2		A-3	
SAIFI ( <i>f/a</i> )	0,842	( $\beta = 1,48$ )	0,829	( $\beta = 1,48$ )	1,210	( $\beta = 1,07$ )
SAIDI ( <i>h/a</i> )	3,75	( $\beta = 1,93$ )	3,73	( $\beta = 1,93$ )	6,68	( $\beta = 1,23$ )
ENS ( <i>kWh/a</i> )	6560,5	( $\beta = 1,93$ )	6523,9	( $\beta = 1,95$ )	11527,8	( $\beta = 1,24$ )
MAIFI ( <i>oc/a</i> )	9,96	( $\beta = 0,57$ )	8,16	( $\beta = 0,56$ )	3,09	( $\beta = 0,86$ )
MAIFI <sub>c</sub> ( <i>oc/a</i> )	6,92	( $\beta = 0,53$ )	7,01	( $\beta = 0,53$ )	2,91	( $\beta = 0,84$ )
SARFI <sub>10%</sub> ( <i>oc/a</i> )	2,458	( $\beta = 0,70$ )	2,045	( $\beta = 0,67$ )	1,575	( $\beta = 0,67$ )
SIARFI <sub>10%</sub> ( <i>oc/a</i> )	0,459	( $\beta = 1,79$ )	0,388	( $\beta = 1,17$ )	0,520	( $\beta = 1,17$ )
SMARFI <sub>10%</sub> ( <i>oc/a</i> )	1,617	( $\beta = 0,80$ )	1,280	( $\beta = 1,34$ )	0,474	( $\beta = 1,34$ )
STARFI <sub>10%</sub> ( <i>oc/a</i> )	0,382	( $\beta = 2,01$ )	0,377	( $\beta = 0,97$ )	0,581	( $\beta = 0,97$ )
SARFI <sub>90%</sub> ( <i>oc/a</i> )	3,895	( $\beta = 1,11$ )	3,217	( $\beta = 1,06$ )	2,408	( $\beta = 1,06$ )
SIARFI <sub>90%</sub> ( <i>oc/a</i> )	1,110	( $\beta = 2,30$ )	0,910	( $\beta = 1,97$ )	1,014	( $\beta = 1,97$ )
SMARFI <sub>90%</sub> ( <i>oc/a</i> )	2,189	( $\beta = 1,47$ )	1,725	( $\beta = 2,31$ )	0,624	( $\beta = 2,31$ )
STARFI <sub>90%</sub> ( <i>oc/a</i> )	0,597	( $\beta = 2,38$ )	0,582	( $\beta = 1,47$ )	0,770	( $\beta = 1,47$ )
SARFI <sub>50%</sub> ( <i>oc/a</i> )	3,015	( $\beta = 0,64$ )	2,478	( $\beta = 0,66$ )	1,835	( $\beta = 0,66$ )
SIARFI <sub>50%</sub> ( <i>oc/a</i> )	0,896	( $\beta = 1,34$ )	0,740	( $\beta = 1,05$ )	0,835	( $\beta = 1,05$ )
SMARFI <sub>50%</sub> ( <i>oc/a</i> )	1,776	( $\beta = 0,77$ )	1,403	( $\beta = 1,29$ )	0,505	( $\beta = 1,29$ )
STARFI <sub>50%</sub> ( <i>oc/a</i> )	0,344	( $\beta = 1,95$ )	0,335	( $\beta = 0,99$ )	0,494	( $\beta = 0,99$ )

Fonte: do autor.

frequentes, estimadas em 1,617 oc/a., seguido das elevações instantâneas (SIARFI<sub>10%</sub> = 0,459 oc/a) e, por fim, das elevações temporárias (STARFI<sub>10%</sub> = 0,382 oc/a). No entanto, os afundamentos são mais frequentes do que elevações. Quando o afundamento é caracterizado como qualquer diminuição da tensão inferior a 0,90 p.u. (SARFI<sub>90%</sub>), estima-se que cada consumidor experiente, em média, 3,895 afundamentos por ano, dos quais 1,110 são classificados como instantâneos (SIARFI<sub>90%</sub>), 2,189 como momentâneos (SMARFI<sub>90%</sub>) e 0,597 como temporários (STARFI<sub>90%</sub>).

Analisando apenas os afundamentos mais severos, cujo afundamento foi inferior a 50% do valor referência de tensão, definido pelo indicador SARFI<sub>50%</sub>, percebe-se que não só os afundamentos são mais frequentes que elevações, como a maioria dos afundamentos são profundos, com queda de tensão inferior a 50%. Uma vez que o indicador SARFI<sub>50%</sub> é estimado em 3,015 oc/a, isto significa que cerca de 77% dos afundamentos simulados registraram uma profundidade igual ou inferior a 50% do valor referência de tensão. Em termos de duração, mantém-se a tendência, sendo os afundamentos momentâneos os mais frequentes (SMARFI<sub>50%</sub> = 1,776 oc/a), seguido dos afundamentos instantâneos (SIARFI<sub>50%</sub> = 0,896 oc/a) e, finalmente, os afundamentos temporários (STARFI<sub>50%</sub> = 0,344 oc/a).

Observando a generalidade dos resultados para o caso de estudo A-1, a justificativa para a severidade dos afundamentos não pode ser atribuída a um só aspecto ou variável. As correntes e tensão nominal da

rede, queda de tensão ao longo do sistema, topologia de rede, intensidade das correntes de curto-circuito e os equipamentos e classes de proteção escolhidos, são todos fatores decisivos que influenciam estes resultados. Também a explicação para uma maior probabilidade de variações de tensão com durações entre 3 s e 1 min (afundamentos ou elevações momentâneas), está associada às características da rede, amostragem das correntes de falta e tipos de proteção. Contudo, as distribuições de correntes de curto-circuito, estimadas na seção 4.3.1 para o mesmo caso de estudo (Figura 53), evidenciam que as correntes de falta no sistema são elevadas. Então, como consequência, não só os equipamentos de proteção são induzidos a atuar de forma mais rápida, como os afundamentos são mais severos, explicando estes resultados.

No caso de estudo A-2, as estatísticas de operação do religador estabelecem que a maioria das faltas temporárias é eliminada na 1ª abertura do religador. Como analisado na seção 4.3.1, esta alternativa não produz alterações significativas nos indicadores de continuidade, com exceção dos indicadores MAIFI e MAIFI<sub>e</sub>, em razão da redução do número de operações de religamento. Em termos da qualidade de energia, o menor número de religamentos significa a redução de falhas temporárias experimentadas pelos consumidores e, conseqüentemente, um menor número de eventos de variação de tensão.

De forma geral, os resultados obtidos em A-2, registram uma diminuição em todos os indicadores de qualidade. Em termos de elevações, o SARFI<sub>110%</sub> é estimado em 2,045 oc/a, enquanto em relação aos afundamentos, o SARFI<sub>90%</sub> é estimado em 3,218 oc/a. Com relação aos elementos (linha ou transformador) que mais contribuem para o desempenho em termos de qualidade de energia, a Tabela 28 apresenta os indicadores de qualidade, para cada elemento do sistema.

Com exceção do regulador de tensão, colocado entre os nós 852 e 832, todos os elementos do sistema experimentaram elevações e afundamentos. A linha 818-820, a mais extensa do sistema e mais exposta a falhas, é o elemento mais prejudicado por afundamentos e elevações. Com um SARFI<sub>110%</sub> estimado de 0,616 oc/a e um SARFI<sub>90%</sub> de 0,6267 oc/a, este elemento contribui para cerca de 30% e 19% dos respectivos indicadores sistêmicos. Outros ramais se destacam, como a linha 854-856 e 888-890, especialmente em termos de afundamentos.

No caso de estudo A-3, a coordenação dos equipamentos de proteção em função de um coordenograma (Figura 55), produziu um impacto significativo no desempenho do sistema em termos de qualidade. Os indicadores associados às interrupções permanentes (SAIFI, SAIDI e

Tabela 28 – Índices de qualidade por nó para o caso de estudo A-2.

De	Para	SARFI <sub>110%</sub> (oc./a)	SARFI <sub>90%</sub> (oc./a)	SARFI <sub>50%</sub> (oc./a)
100	800	0,0007	0,0015	0,0002
800	802	0,0097	0,0058	0
802	806	0,0073	0,0038	0
806	808	0,1426	0,0796	0,0057
808	810	0,0522	0,0313	0,0079
808	812	0,1965	0,1613	0,1062
812	814	0,1631	0,16	0,1254
814	814	0,0041	0,0053	0,0043
814	850	0,0002	0,0002	0,0002
816	818	0,0202	0,0229	0,022
816	824	0,0601	0,0596	0,0501
<b>818</b>	<b>820</b>	<b>0,6161</b>	<b>0,6267</b>	<b>0,5728</b>
820	822	0,1503	0,1571	0,1221
824	826	0,0374	0,0477	0,043
824	828	0,0064	0,006	0,005
828	830	0,1177	0,1169	0,0986
830	854	0,0023	0,0022	0,0019
832	858	0,0276	0,0299	0,0262
832	888	0,0058	0,0089	0,0068
834	860	0,0093	0,0103	0,0086
834	842	0,0034	0,0031	0,0026
836	840	0,0112	0,0127	0,0111
836	862	0,0036	0,0042	0,0037
842	844	0,0176	0,0182	0,0158
844	846	0,0485	0,049	0,0385
846	848	0,0082	0,0072	0,0062
850	816	0,0026	0,0017	0,0015
852	852	0,0056	0,0054	0,0046
852	832	0	0,0001	0
<b>854</b>	<b>856</b>	<b>0,2941</b>	<b>0,3591</b>	<b>0,3219</b>
854	852	0,2186	0,2187	0,1871
858	864	0,0199	0,0281	0,026
858	834	0,0318	0,0337	0,0284
860	836	0,0163	0,0172	0,0142
862	838	0,0585	0,0719	0,0654
<b>888</b>	<b>890</b>	<b>0,1087</b>	<b>0,4169</b>	<b>0,1113</b>
100	800	0,0007	0,0015	0,0002

Fonte: do autor.

ENS) aumentaram, porém, o número de religamentos e interrupções temporárias diminuí (MAIFI e MAIFI<sub>e</sub>). Este impacto é também visível nos indicadores de qualidade. Com exceção dos indicadores STARFI, o esquema de proteção coordenado implementado neste caso de estudo, estima uma redução do número de afundamentos e elevações, sobretudo pela redução do número de falhas temporárias, uma vez que o sistema é mais seletivo.

O benefício deste esquema de proteção, em termos da melhoria da qualidade do sistema, é também visível nos índices por elemento, apresentados na Tabela 29, juntamente com os indicadores estimados para o caso A-2.

Tabela 29 – Índices de qualidade por nó para os casos A-2 e A-3.

De	Para	A-2			A-3		
		SARFI <sub>10%</sub> (oc./a)	SARFI <sub>90%</sub> (oc./a)	SARFI <sub>50%</sub> (oc./a)	SARFI <sub>10%</sub> (oc./a)	SARFI <sub>90%</sub> (oc./a)	SARFI <sub>50%</sub> (oc./a)
100	800	0,0007	0,0015	0,0002	0,0007	0,0011	0,0001
800	802	0,0097	0,0058	0	0,01	0,0065	0
802	806	0,0073	0,0038	0	0,0073	0,005	0
806	808	0,1426	0,0796	0,0057	0,1432	0,0701	0,0069
808	810	0,0522	0,0313	0,0079	0,0383	0,023	0,0062
808	812	0,1965	0,1613	0,1062	0,189	0,1585	0,1041
812	814	0,1631	0,16	0,1254	0,1615	0,1639	0,1278
814	814	0,0041	0,0053	0,0043	0,0054	0,0044	0,0036
814	850	0,0002	0,0002	0,0002	0,0001	0,0001	0,0001
816	818	0,0202	0,0229	0,022	0,0131	0,0187	0,0182
816	824	0,0601	0,0596	0,0501	0,0616	0,0585	0,0495
<b>818</b>	<b>820</b>	<b>0,6161</b>	<b>0,6267</b>	<b>0,5728</b>	<b>0,3363</b>	<b>0,4176</b>	<b>0,3857</b>
820	822	0,1503	0,1571	0,1221	0,0797	0,1073	0,0835
824	826	0,0374	0,0477	0,043	0,0247	0,0324	0,0291
824	828	0,0064	0,006	0,005	0,0042	0,0049	0,0044
828	830	0,1177	0,1169	0,0986	0,1171	0,116	0,0991
830	854	0,0023	0,0022	0,0019	0,0039	0,0036	0,0032
832	858	0,0276	0,0299	0,0262	0,0293	0,0312	0,0267
832	888	0,0058	0,0089	0,0068	0,0026	0,004	0,003
834	860	0,0093	0,0103	0,0086	0,0135	0,0146	0,0125
834	842	0,0034	0,0031	0,0026	0,0018	0,0017	0,0014
836	840	0,0112	0,0127	0,0111	0,0094	0,0097	0,0077
836	862	0,0036	0,0042	0,0037	0,0026	0,0025	0,0021
842	844	0,0176	0,0182	0,0158	0,009	0,0079	0,006
844	846	0,0485	0,049	0,0385	0,0255	0,0223	0,0168
846	848	0,0082	0,0072	0,0062	0,0034	0,0034	0,0023
850	816	0,0026	0,0017	0,0015	0,0016	0,0016	0,0013
852	852	0,0056	0,0054	0,0046	0,0055	0,0065	0,0053
852	832	0	0,0001	0	0,0001	0	0
<b>854</b>	<b>856</b>	<b>0,2941</b>	<b>0,3591</b>	<b>0,3219</b>	<b>0,1988</b>	<b>0,242</b>	<b>0,2171</b>
854	852	0,2186	0,2187	0,1871	0,2107	0,2144	0,1802
858	864	0,0199	0,0281	0,026	0,0146	0,0213	0,0196
858	834	0,0318	0,0337	0,0284	0,0329	0,0333	0,0274
860	836	0,0163	0,0172	0,0142	0,0154	0,0165	0,014
862	838	0,0585	0,0719	0,0654	0,0393	0,0505	0,046
<b>888</b>	<b>890</b>	<b>0,1087</b>	<b>0,4169</b>	<b>0,1113</b>	<b>0,0229</b>	<b>0,2736</b>	<b>0,0643</b>
100	800	0,0007	0,0015	0,0002	0,0007	0,0011	0,0001

Fonte: do autor.

A redução nos índices de qualidade é visível em vários elementos do sistema, sobretudo nos ramais anteriormente identificados como aqueles com pior desempenho, no caso de estudo A-2. Nestes ramais, os indicadores de qualidade verificaram uma redução, em alguns casos, para metade do valor, como é o caso do SARFI<sub>10%</sub> na linha 818-820.

### 5.3.2 Simulação B – Resistência de falta

O segundo conjunto de simulações avalia a influência da resistência de falta nos modelos propostos e no desempenho do sistema em termos da confiabilidade e qualidade de energia. As mesmas hipóteses

estabelecidas na seção 4.3.2 são mantidas (ver Quadro 15) nesta seção. O resultado da avaliação da confiabilidade e qualidade de energia, para os dois casos enumerados no Quadro 15, juntamente com os resultados do caso A-3 para comparação, são apresentados na Tabela 30.

Tabela 30 – Índices de confiabilidade e qualidade de simulações B.

	A-3		B-1		B-2	
SAIFI ( <i>f/a</i> )	1,210	( $\beta = 1,07$ )	1,188	( $\beta = 1,08$ )	1,211	( $\beta = 1,07$ )
SAIDI ( <i>h/a</i> )	6,68	( $\beta = 1,23$ )	6,65	( $\beta = 1,27$ )	6,75	( $\beta = 1,27$ )
ENS ( <i>kWh/a</i> )	11527,8	( $\beta = 1,24$ )	11480,8	( $\beta = 1,27$ )	11656,6	( $\beta = 1,28$ )
MAIFI ( <i>oc/a</i> )	3,09	( $\beta = 0,86$ )	3,11	( $\beta = 0,84$ )	3,07	( $\beta = 0,85$ )
MAIFI <sub>c</sub> ( <i>oc/a</i> )	2,91	( $\beta = 0,84$ )	2,93	( $\beta = 0,82$ )	2,89	( $\beta = 0,83$ )
SARFI <sub>110%</sub> ( <i>oc/a</i> )	1,575	( $\beta = 0,67$ )	1,697	( $\beta = 0,64$ )	1,406	( $\beta = 0,65$ )
SIARFI <sub>110%</sub> ( <i>oc/a</i> )	0,520	( $\beta = 1,17$ )	0,594	( $\beta = 1,10$ )	0,438	( $\beta = 1,22$ )
SMARFI <sub>110%</sub> ( <i>oc/a</i> )	0,474	( $\beta = 1,34$ )	0,504	( $\beta = 1,32$ )	0,430	( $\beta = 1,30$ )
STARFI <sub>110%</sub> ( <i>oc/a</i> )	0,581	( $\beta = 0,97$ )	0,600	( $\beta = 0,97$ )	0,538	( $\beta = 0,94$ )
SARFI <sub>90%</sub> ( <i>oc/a</i> )	2,408	( $\beta = 1,06$ )	2,414	( $\beta = 1,24$ )	2,395	( $\beta = 0,94$ )
SIARFI <sub>90%</sub> ( <i>oc/a</i> )	1,014	( $\beta = 1,97$ )	1,081	( $\beta = 2,16$ )	0,968	( $\beta = 1,76$ )
SMARFI <sub>90%</sub> ( <i>oc/a</i> )	0,624	( $\beta = 2,31$ )	0,571	( $\beta = 3,05$ )	0,660	( $\beta = 1,94$ )
STARFI <sub>90%</sub> ( <i>oc/a</i> )	0,770	( $\beta = 1,47$ )	0,763	( $\beta = 1,69$ )	0,767	( $\beta = 1,33$ )
SARFI <sub>50%</sub> ( <i>oc/a</i> )	1,835	( $\beta = 0,66$ )	1,975	( $\beta = 0,61$ )	1,676	( $\beta = 0,68$ )
SIARFI <sub>50%</sub> ( <i>oc/a</i> )	0,835	( $\beta = 1,05$ )	0,934	( $\beta = 0,97$ )	0,743	( $\beta = 1,12$ )
SMARFI <sub>50%</sub> ( <i>oc/a</i> )	0,505	( $\beta = 1,29$ )	0,505	( $\beta = 1,27$ )	0,485	( $\beta = 1,30$ )
STARFI <sub>50%</sub> ( <i>oc/a</i> )	0,494	( $\beta = 0,99$ )	0,537	( $\beta = 0,96$ )	0,447	( $\beta = 1,03$ )

Fonte: do autor.

A análise dos resultados de confiabilidade realizada na seção 4.3.2, concluiu que, não obstante a influência sobre as distribuições de corrente de curto-circuito, a resistência de falta não impacta diretamente nos indicadores de confiabilidade. No entanto, a magnitude da corrente de curto-circuito é um fator decisivo em termos de qualidade de energia, pelo que a variação da resistência de falta terá efeitos em termos da severidade das elevações e afundamentos. Os resultados obtidos em ambos os casos assim o demonstram.

No caso de estudo B-1, onde a resistência de falta é amostrada por uma função Weibull em torno de 0 e 30  $\Omega$ , os indicadores de qualidade registraram um aumento da frequência de elevações e afundamentos. O indicador SARFI<sub>110%</sub> estimou um aumento de elevações para 1,697 oc/a, enquanto os indicadores associados aos afundamentos também aumentaram, com o SARFI<sub>90%</sub> estimado em 2,414 oc/a e o SARFI<sub>50%</sub> em 1,975 oc/a. É interessante notar o aumento mais significativo no indicador SARFI<sub>50%</sub> do que no indicador SAIFI<sub>90%</sub>. De fato, uma menor resistência de falta, resulta em correntes de curto-circuito mais elevadas e, conseqüentemente, afundamentos mais profundos, pelo que, o impacto da diminuição da resistência influencia sobretudo no indicador SARFI<sub>50%</sub>.



A conclusão oposta pode ser retirada do caso de estudo B-2. O aumento da resistência de falta e a maior oposição à corrente, traduz-se em menores valores de corrente de curto-circuito, pelo que não só o número de elevações e afundamentos é menor, como a severidade destes eventos é diminuída. Esta relação é sobretudo perceptível no indicador SARFI<sub>50%</sub>, que avalia os afundamentos mais severos, onde se registrou uma diminuição deste indicador para 1,676 oc/a, um valor significativamente menor do que na simulação A-3 ou B-1.

É também interessante notar que a resistência de falta influencia, ainda que em menor escala, a duração das elevações e afundamentos. Assim como a resistência de falta e magnitude de corrente se relacionam para influenciar a frequência e severidade destes fenômenos de variação de tensão, um maior ou menor valor da corrente de curto-circuito influencia o tempo de atuação das proteções. Então, para valores menores de resistência de falta (como no caso B-1), maior será a intensidade da corrente e, conseqüentemente, os equipamentos de proteção são induzidos a atuar mais rápido, o que reduz a duração das elevações e afundamentos. Comparando os indicadores que decompõe o SARFI<sub>110%</sub> em intervalos de tempo (SIARFI, SMARFI e STARFI) dos casos de estudo A-3 e B-1, percebe-se que o aumento foi mais significativo no indicador SIARFI<sub>110%</sub> estimado em 0,594 oc/a. Também em relação ao SARFI<sub>90%</sub> se percebe a influência da resistência de falta na duração dos afundamentos. A atuação mais rápida dos equipamentos de proteção produz uma diminuição nos afundamentos momentâneos (SMARFI<sub>90%</sub> = 0,571 oc/a), porém registrou-se um aumento nos afundamentos instantâneos, uma vez que as aberturas foram mais rápidas (SIARFI<sub>90%</sub> = 1,081 oc/a). Esta “compensação” resultou, contudo, no aumento dos afundamentos em geral. Conclusões semelhantes podem ser retiradas no caso B-2.

### 5.3.3 Simulação C – Geometria de rede

O conjunto de simulações C, composto por 3 casos de estudo, avalia a influência da geometria da rede no desempenho do sistema (ver Quadro 16). O resultado da avaliação de confiabilidade e qualidade, para os três casos de estudo, enumerados no Quadro 16, juntamente com os resultados do caso A-3 para comparação, são apresentados na Tabela 31.

A comparação dos resultados entre as três geometrias adotadas, geometria 1 (A-3), geometria 2 (C-1) e geometria 3 (C-2) revelaram que a escolha do tipo de estrutura de sustentação das linhas influencia pouco o desempenho da continuidade. Como referido em seções anteriores, a

Tabela 31 – Índices de confiabilidade e qualidade de simulações C.

	A-3	C-1	C-2	C-3
SAIFI	1,210 ( $\beta=1,07$ )	1,202 ( $\beta=1,07$ )	1,215 ( $\beta=1,07$ )	1,210 ( $\beta=1,07$ )
SAIDI	6,68 ( $\beta=1,23$ )	6,60 ( $\beta=1,24$ )	6,73 ( $\beta=1,24$ )	6,68 ( $\beta=1,23$ )
ENS	11527,8 ( $\beta=1,24$ )	11393,7 ( $\beta=1,24$ )	11640,5 ( $\beta=1,25$ )	11527,5 ( $\beta=1,24$ )
MAIFI	3,09 ( $\beta=0,86$ )	3,13 ( $\beta=0,85$ )	3,11 ( $\beta=0,85$ )	3,09 ( $\beta=0,86$ )
MAIFL	2,91 ( $\beta=0,84$ )	2,94 ( $\beta=0,83$ )	2,93 ( $\beta=0,82$ )	2,91 ( $\beta=0,84$ )
SARFI <sub>110%</sub>	1,575 ( $\beta=0,67$ )	1,610 ( $\beta=0,68$ )	1,729 ( $\beta=0,65$ )	1,574 ( $\beta=0,67$ )
SIARFI <sub>110%</sub>	0,520 ( $\beta=1,17$ )	0,559 ( $\beta=1,17$ )	0,588 ( $\beta=1,11$ )	0,520 ( $\beta=1,17$ )
SMARFI <sub>110%</sub>	0,474 ( $\beta=1,34$ )	0,478 ( $\beta=1,32$ )	0,529 ( $\beta=1,30$ )	0,474 ( $\beta=1,34$ )
STARFI <sub>110%</sub>	0,581 ( $\beta=0,97$ )	0,572 ( $\beta=1,01$ )	0,612 ( $\beta=0,94$ )	0,580 ( $\beta=0,97$ )
SARFI <sub>90%</sub>	2,408 ( $\beta=1,06$ )	2,433 ( $\beta=1,09$ )	2,418 ( $\beta=1,06$ )	2,408 ( $\beta=1,05$ )
SIARFI <sub>90%</sub>	1,014 ( $\beta=1,97$ )	1,027 ( $\beta=2,03$ )	1,029 ( $\beta=1,93$ )	1,015 ( $\beta=1,96$ )
SMARFI <sub>90%</sub>	0,624 ( $\beta=2,31$ )	0,640 ( $\beta=2,35$ )	0,616 ( $\beta=2,42$ )	0,624 ( $\beta=2,31$ )
STARFI <sub>90%</sub>	0,770 ( $\beta=1,47$ )	0,766 ( $\beta=1,47$ )	0,772 ( $\beta=1,46$ )	0,770 ( $\beta=1,46$ )
SARFI <sub>50%</sub>	1,835 ( $\beta=0,66$ )	1,848 ( $\beta=0,65$ )	1,838 ( $\beta=0,64$ )	1,836 ( $\beta=0,66$ )
SIARFI <sub>50%</sub>	0,835 ( $\beta=1,05$ )	0,843 ( $\beta=1,05$ )	0,848 ( $\beta=1,03$ )	0,837 ( $\beta=1,05$ )
SMARFI <sub>50%</sub>	0,505 ( $\beta=1,29$ )	0,512 ( $\beta=1,27$ )	0,498 ( $\beta=1,28$ )	0,505 ( $\beta=1,29$ )
STARFI <sub>50%</sub>	0,494 ( $\beta=0,99$ )	0,493 ( $\beta=0,99$ )	0,492 ( $\beta=0,98$ )	0,493 ( $\beta=0,99$ )

Fonte: do autor.

escolha da geometria de rede está, sobretudo, relacionada com a disposição e distância entre os condutores no poste de distribuição. Do ponto de vista da frequência e duração das interrupções, estas variáveis são pouco relevantes, o que explicam o resultado semelhante entre alternativas. Contudo, as distâncias entre condutores e também dos condutores ao solo, influencia diretamente nas matrizes impedância série e admitância *shunt* do modelo elétrico das linhas. Assim, as diferenças entre geometrias e, conseqüente modificação das distâncias entre condutores, resultam em alterações na impedância mútua e no coeficiente de potencial mútuo, como se pode verificar observando as equações (B.9) e (B.17) do Anexo A. Apesar de influenciar especificamente o modelo elétrico das linhas aéreas, inevitavelmente, estas modificações alteram a forma da matriz  $[Y_{Barra}]$  e, conseqüentemente, o valor da tensão pós-falta e desempenho em termos de qualidade de energia.

Comparando os resultados dos casos de estudo A-3, C-1 e C-2, observa-se o diferente desempenho da qualidade de energia, principalmente nos indicadores associados ao SARFI<sub>110%</sub>. A cada alteração de geometria, o número médio de elevações experimentadas pelos consumidores aumenta. O SARFI<sub>110%</sub> para a geometria 1 (A-3) é estimada em 1,575 oc/a, para a geometria 2 (C-1) este valor aumenta para 1,610 oc/a e, por fim, a geometria 3 (C-2) apresenta o pior desempenho, estimado em 1,729 oc/a. Em termos da duração das elevações, a geometria parece influenciar mais significativamente as elevações de curto-duração, porém, a proximidade dos valores estimados para o indicador SIARFI<sub>110%</sub> e o intervalo de convergência alcançado, não

permitem uma conclusão definitiva desta relação. No entanto, a duração do afundamento está diretamente relacionada com o tempo de atuação da proteção e a intensidade da corrente de falta. Assim, pela influência que tem nas impedâncias e admitâncias da linha, a geometria 3 (C-2) é mais susceptível a correntes de curto-circuito elevadas do que, por exemplo, a geometria 1(A-3).

Em relação ao caso de estudo C-3, onde se implementa uma configuração de rede mista, combinando os três tipos de geometria, os resultados estimados para a qualidade foram muito semelhantes ao caso A-3 (Geometria 1). O sistema IEEE 34 é, na maioria os circuitos, trifásico, e monofásico em alguns ramos. A configuração C-3, estabelece que o tronco do circuito, trifásico, é implementado com a geometria 1, enquanto os ramais (monofásicos) utilizam a geometria 2 ou 3, dependendo da sua localização (ver Quadro 6). Uma vez que os circuitos nos ramais são monofásicos, a escolha da geometria nestes circuitos não interfere significativamente nos resultados da qualidade, pois apenas um condutor está instalado no poste. Assim, os resultados são praticamente idênticos a uma configuração de geometria 1 para toda a rede.

Os resultados destes casos de estudo permitem concluir que a escolha da geometria não deve ser uma escolha aleatória ou baseada em critérios determinísticos, padrões ou custos. O seu impacto precisa ser avaliado da perspectiva da qualidade, para perceber em que pontos do sistema, a geometria de rede pode ser uma variável de decisão em termos do desempenho da rede.

### **5.3.4 Simulação D – Configuração da proteção**

O quarto e último conjunto de simulações é composto por 4 casos de estudo, que exploram diferentes alternativas de esquemas de proteção para alcançar uma melhor performance em termos de continuidade (ver Quadro 17). O resultado da avaliação da confiabilidade e qualidade, juntamente com os resultados do caso A-3 são apresentados na Tabela 32.

O caso de estudo D-1 explora a consequência do ajustamento do tempo morto entre religamentos, sendo que, neste caso de estudo, o intervalo de interrupção da segunda abertura do religador da subestação é ajustado e aumentado para 1,0 s. Em termos dos indicadores de continuidade, o impacto desta decisão foi mínimo, estimando resultados muito idênticos ao caso base A-3. Do ponto de vista dos indicadores de qualidade, apesar do aparente aumento das estimativas, a diferença entre os dois casos de estudo não é significativa ao ponto de permitir

Tabela 32 – Índices de confiabilidade e qualidade de simulações D.

	A-3	D-1	D-2	D-3	D-4
SAIFI	1,210	1,205 ( $\beta=1,08$ )	1,205 ( $\beta=1,08$ )	0,851 ( $\beta=1,44$ )	0,799 ( $\beta=1,46$ )
SAIDI	6,68	6,66 ( $\beta=1,24$ )	6,67 ( $\beta=1,25$ )	3,78 ( $\beta=1,88$ )	3,58 ( $\beta=1,91$ )
ENS	11527,8	11504,4 ( $\beta=1,25$ )	11518,6 ( $\beta=1,26$ )	6614,2 ( $\beta=1,89$ )	6254,8 ( $\beta=1,91$ )
MAIFI	3,09	3,13 ( $\beta=0,86$ )	3,10 ( $\beta=0,84$ )	7,97 ( $\beta=0,56$ )	7,37 ( $\beta=0,57$ )
MAIFI <sub>c</sub>	2,91	2,94 ( $\beta=0,83$ )	2,91 ( $\beta=0,82$ )	6,85 ( $\beta=0,54$ )	6,34 ( $\beta=0,54$ )
SARFI <sub>110%</sub>	1,575	1,585 ( $\beta=0,66$ )	1,579 ( $\beta=0,65$ )	2,034 ( $\beta=0,71$ )	2,045 ( $\beta=0,70$ )
SIARFI <sub>110%</sub>	0,520	0,529 ( $\beta=1,14$ )	0,516 ( $\beta=1,19$ )	0,195 ( $\beta=1,93$ )	0,361 ( $\beta=1,51$ )
SMARFI <sub>110%</sub>	0,474	0,470 ( $\beta=1,34$ )	0,485 ( $\beta=1,29$ )	1,258 ( $\beta=0,77$ )	1,111 ( $\beta=0,80$ )
STARFI <sub>110%</sub>	0,581	0,586 ( $\beta=0,96$ )	0,578 ( $\beta=0,95$ )	0,581 ( $\beta=1,72$ )	0,574 ( $\beta=1,72$ )
SARFI <sub>90%</sub>	2,408	2,431 ( $\beta=1,07$ )	2,420 ( $\beta=1,04$ )	3,184 ( $\beta=1,14$ )	3,240 ( $\beta=1,09$ )
SIARFI <sub>90%</sub>	1,014	1,033 ( $\beta=1,99$ )	1,018 ( $\beta=1,98$ )	0,652 ( $\beta=2,47$ )	0,869 ( $\beta=2,16$ )
SMARFI <sub>90%</sub>	0,624	0,624 ( $\beta=2,28$ )	0,637 ( $\beta=2,16$ )	1,707 ( $\beta=1,44$ )	1,578 ( $\beta=1,31$ )
STARFI <sub>90%</sub>	0,770	0,773 ( $\beta=1,49$ )	0,765 ( $\beta=1,47$ )	0,825 ( $\beta=2,22$ )	0,792 ( $\beta=2,54$ )
SARFI <sub>50%</sub>	1,835	1,852 ( $\beta=0,64$ )	1,833 ( $\beta=0,65$ )	2,449 ( $\beta=0,63$ )	2,474 ( $\beta=0,63$ )
SIARFI <sub>50%</sub>	0,835	0,849 ( $\beta=1,04$ )	0,839 ( $\beta=1,06$ )	0,512 ( $\beta=1,45$ )	0,700 ( $\beta=1,23$ )
SMARFI <sub>50%</sub>	0,505	0,501 ( $\beta=1,30$ )	0,506 ( $\beta=1,24$ )	1,384 ( $\beta=0,74$ )	1,217 ( $\beta=0,76$ )
STARFI <sub>50%</sub>	0,494	0,502 ( $\beta=0,98$ )	0,488 ( $\beta=0,99$ )	0,553 ( $\beta=1,61$ )	0,557 ( $\beta=1,60$ )

Fonte: do autor.

estabelecer uma relação de causa entre os tempos de religamento e a frequência, duração e profundidade das elevações e afundamentos. O aumento do tempo morto entre religamentos, tem como consequência direta, o aumento do tempo em interrupção (ainda que reduzido, de apenas 0,5 segundos), porém, o circuito encontra-se desenergizado, pelo que os consumidores experimentam interrupção e não variação da tensão.

O caso de estudo D-2 altera o tipo de fusível utilizado para proteger os ramais, para fusíveis do tipo T, cuja razão de abertura é mais lenta que os fusíveis K. Os resultados da avaliação da continuidade não identificaram benefícios da troca de fusíveis, uma vez que as diferenças no tempo de abertura não impactam diretamente na frequência das interrupções. Em termos das variações de tensão, os índices estimados também não evidenciam uma melhoria ou prejuízo em termos do tipo de fusível utilizado, desde que mantida a mesma classe. Apesar da razão de abertura ser diferente, a reflexão dessa razão nos tempos de abertura não produz alterações significativas nos indicadores da qualidade.

No caso D-3, o coordenograma da proteção é adaptado para aumentar o intervalo de coordenação entre equipamentos. Este objetivo é concretizado substituindo todos os fusíveis de classe 6 A por fusíveis da classe 25 A (ver Figura 58). Na análise dos indicadores de continuidade, realizada na seção 4.3.4, foi identificado que o aumento da coordenação dos fusíveis nos ramais com o religador na subestação (para correntes de falta até 400 A), reduz significativamente o número de faltas temporárias que resultam em falta permanente, o que se traduz, por um lado, em um maior número de religamentos (aumento do MAIFI), mas por outro, na melhora de todos os indicadores de continuidade, em especial do SAIFI.

No entanto, a melhoria que esta nova filosofia de proteção produziu em termos da continuidade não é espelhada em termos de qualidade de energia. O número médio de elevações e afundamentos experimentados pelos consumidores aumentou neste caso de estudo. A maior coordenação dos equipamentos de proteção, faz com que o religador seja solicitado a atuar mais vezes e uma vez que o sistema é menos seletivo (por conta do aumento da classe do fusível), o número de faltas temporárias no sistema aumenta, o que expõe o consumidor a um maior número de eventos de variação de tensão. Os resultados assim o demonstram. O indicador SARFI<sub>110%</sub> estima que, em média, os consumidores experimentam 2,034 elevações por ano, sendo que cerca de 62 % destas, são classificadas como elevações momentâneas (SMARFI<sub>110%</sub> = 1,258 oc/a).

Também o número de afundamentos aumenta no sistema. O indicador SARFI<sub>90%</sub> é estimado em 3,184 oc/a, sendo que em 77% das ocorrências, a tensão diminui para valores iguais ou inferiores a 50% da tensão de referência (SARFI<sub>50%</sub> = 2,449 oc/a). Também para os afundamentos, na maioria das vezes, a sua duração é classificada como momentânea. É interessante notar que o aumento das elevações e afundamentos é significativo, porém o número de elevações e afundamentos instantâneos (associados ao SIARFI) diminui, inclusive registrando o menor valor entre todos os casos de estudo. Contudo, a aparente redução deste indicador é resultado da “migração” deste tipo de elevações e afundamentos para o intervalo de duração seguinte, neste caso o SMARFI, ou seja, o aumento da coordenação e aumento do número de faltas temporárias torna o sistema mais exposto a afundamentos e elevações de maior duração.

Por fim, no caso D-4, o ensaio para melhorar a confiabilidade da rede consiste na introdução de um religador adicional, no ramal 824-828, alterando também o coordenograma das proteções. Este novo esquema de proteção, não só diminui o número de operações globais de religamento, como diminui a estimativa dos índices de confiabilidade. Do ponto de vista da continuidade, o esquema de proteção definido no caso D-4, incluindo número de equipamentos e filosofia, foi a configuração que alcançou melhores resultados de continuidade, apresentado o menor índice de SAIFI de tudo o conjunto de simulações. No entanto, o aumento do número de religadores, coordenados entre si, e a desvalorização das características seletivas que o fusível possibilita, acarreta no pior desempenho da qualidade de energia da rede, comprovada pelo aumento de todas os indicadores associados à qualidade.

## 5.4 CONCLUSÕES

Nos estudos tradicionais de confiabilidade, apenas o desempenho da rede em termos de continuidade é habitualmente estimado, sendo os problemas da qualidade de energia considerados uma consequência e problema da operação. Esta premissa tem-se estabelecido deste há várias décadas e tem sido suficiente para atender as necessidades das distribuidoras em termos dos objetivos do planejamento. Então porque incluir aspectos da qualidade de energia na avaliação do planejamento de longo prazo? A resposta requer que se observe as redes atuais e se perspetive as redes do futuro. Com o advento das redes elétricas inteligentes, o aumento da sensibilidade das novas cargas ao sinal de tensão, mas também a sua maior interferência para o sistema, a introdução de geração distribuída nas redes de distribuição e o aumento do monitoramento permanente, fica patente a percepção que a qualidade de energia será, muito em breve, um problema sensível para as distribuidoras, não só pela cobrança dos consumidores, como pela provável penalização das entidades reguladoras em um horizonte futuro.

Se esta premissa se concretizar, a qualidade de energia será uma preocupação recorrente das distribuidoras e os departamentos de planejamento terão que responder, no longo prazo, às mesmas necessidades de continuidade, ou seja, avaliar tipologias de rede com bons desempenhos em termos de qualidade de energia. No entanto, a avaliação e mitigação dos problemas de qualidade de energia é atualmente realizada através de campanhas de medição e monitoramento. Para os problemas de qualidade de energia serem avaliadas no longo prazo, é preciso estimar esses efeitos. Então, é necessário o desenvolvimento de metodologias que modelem as variáveis que permitam estimar as variações de tensão em um ambiente probabilístico como a SSMC.

Com base no modelo de curto-circuito e resposta dos equipamentos de proteção propostos na seção 4, as variações de tensão são estimadas calculando o valor da tensão pós-falta, a partir do desvio de tensão provocado pela corrente de curto-circuito que percorre o sistema após a falta. O desvio de tensão é comparado com o valor nominal e o evento é classificado como afundamento ou elevação de tensão. Para caracterizar cada variação de tensão, o desvio de tensão calculado representa a profundidade do afundamento/elevação e o tempo de atuação da proteção para extinguir a falta, corresponde ao intervalo em que a variação de tensão é sentida pelos consumidores, ou seja, a duração do afundamento/elevação é determinada pelo tempo de atuação da proteção.

O impacto das alternativas de proteção foi avaliado em um conjunto de simulações e o resultado avaliado por indicadores que estimam a frequência e duração de cada tipo de variação de tensão. Os resultados evidenciaram que os afundamentos de tensão são mais frequentes que as elevações, como esperado. Em termos das variáveis que influenciam o desempenho da qualidade do sistema, verificou-se que enquanto algumas variáveis influenciam mais a frequência das variações, outras interferem na duração destes fenômenos. Por exemplo, a resistência de falta influencia o valor da corrente de curto-circuito que, por sua vez, influencia o tempo de atuação da proteção. Um menor valor de corrente, significa que a falta persiste no sistema por mais tempo, do que uma falta para um valor de corrente maior. Assim, a resistência de falta tem influência na duração da variação de tensão.

A geometria da rede, ao contrário do que se havia verificado para os indicadores de continuidade, influencia diretamente no desempenho da rede em termos de qualidade de energia. Os resultados mostraram que algumas configurações de poste são mais prejudiciais em termos da severidade das variações de tensão. Este tipo de avaliação é um importante avanço, pois as escolhas de geometria eram variáveis já definidas nos estudos de planejamento, sem se avaliar o real impacto daquele tipo de estrutura. A metodologia proposta transforma a geometria de rede numa variável de decisão no problema de planejamento.

A atuação rápida dos equipamentos de proteção reduz as durações dos afundamentos e elevações de tensão durante as faltas. No entanto, a coordenação por meio de religamentos, impacta também no número e severidade de interrupções momentâneas, podendo ser prejudicial a cargas sensíveis a variações de tensão. De maneira geral, procura-se obter o máximo de coordenação dos equipamentos de proteção, por questões de economia. Contudo, se o número de cargas sensíveis a variações de tensão no sistema é significativo, estas vão sofrer maior impacto pelo maior nível de chaveamentos necessário à coordenação do sistema. Para sistemas com cargas de maior sensibilidade, filosofias e esquemas seletivos poderão ser mais vantajosos para a distribuidora e consumidores.

Uma filosofia de proteção direcionada às metas de continuidade, resulta, na maioria das vezes, na priorização e instalação de religadores ao longo do sistema, para permitir operações de religamento automático, na tentativa de eliminar o máximo de interrupções temporárias, sem necessidade da intervenção humana ou atuação de equipamentos sem capacidade de religamento. No entanto, esta forma de projetar esquemas de proteção não considera as consequências destas decisões em termos da qualidade de energia, uma vez que a maior coordenação alcançada pelos

religadores, resulta, por outro lado, num aumento de interrupções momentâneas experimentadas pelos consumidores que, dependendo do tipo de cargas, podem experimentar afundamentos ou elevações cuja severidade pode danificar equipamentos ou provocar o desligamento de outros. Os resultados assim o demonstram. Quando a estratégia foi melhorar os indicadores de continuidade, promovendo escolhas de proteção nesse sentido, como maior coordenação e, posteriormente, a inclusão de um religador adicional no sistema, verificou-se uma melhoria dos níveis de continuidade, no entanto, os consumidores ficaram mais expostos a variações de tensão, com uma degradação geral dos indicadores de qualidade de energia.

Grande parte dos afundamentos e elevações de tensão em sistemas de distribuição são o resultado da ocorrência de curtos-circuitos na rede. Este tipo de fenômeno decorre de faltas, cujas características elétricas e localização são aleatórias por natureza, pelo que a avaliação e preservação da qualidade de energia através de monitoramento requereria um número significativo de equipamentos de medição espalhados pela rede, para permitir um panorama global da qualidade da energia por todo o sistema. Assim, as técnicas de estimação, como aquela proposta neste capítulo, surgem como alternativa de menor custo que, se as variáveis de importância forem modeladas adequadamente, permitem uma avaliação da qualidade de energia em sistemas de distribuição. A metodologia proposta é uma iniciativa para estimar as variações de tensão na avaliação da confiabilidade, determinando o valor de pico do afundamento, como aproximação do valor *rms* da tensão. No futuro, em resultado de um maior aprofundamento e técnicas de processamento de sinais, o valor *rms* da tensão pode ser melhor caracterizado, aproximando os resultados da estimação das técnicas que avaliam os sinais monitoradas em tempo real (como no exemplo da Figura 35 da seção 2.1.5.1).



## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Motivado pela necessidade de corresponder às expectativas atuais das distribuidoras e procurar uma melhor representação da rede elétrica e dos fenômenos que com ela interagem, esta tese estabeleceu como objetivo ampliar a avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição para integrar a interferência do vento, esquemas de proteção e aspectos da variação de tensão no desempenho do sistema. Foi também estabelecido o produto tangível a alcançar com este trabalho, nomeadamente, o desenvolvimento de uma ferramenta computacional de simulação, onde a interferência do vento com a rede, a caracterização da falta em termos elétricos, a representação da atuação dos esquemas de proteção e avaliação de fenômenos de variação de tensão fossem consideradas em um só ambiente probabilístico.

É importante referir que este trabalho concretiza uma linha de pesquisa que conta com importantes contribuições de colegas, cujos trabalhos subsidiaram algumas das tarefas desenvolvidas neste trabalho. As primeiras abordagens para o estudo do curto-circuito foram realizadas por (LEAL, 2014), enquanto os processos de validação do curto-circuito, utilizando o software *OpenDSS* para extrair a matriz  $[Y_{Barra}]$  do sistema, foram realizadas por (CALADO, 2015). O levantamento das diferentes geometrias utilizadas em sistemas de distribuição e impacto destes no planejamento foi promovida em (BOLACELL, 2016). Por fim, a representação do impacto da proteção na confiabilidade foi iniciado em (VENTURINI, 2018).

A estrutura delineada para este trabalho, estabelecia que cada metodologia fosse apresentada individualmente, descrevendo os modelos matemáticos ou probabilísticos e como cada “módulo” pode ser integrado na avaliação da confiabilidade que utiliza simulação sequencial de Monte Carlo. Também, em cada capítulo, as principais conclusões foram apresentadas em resultado das simulações realizadas. Assim, este capítulo final não pretende substituir as conclusões individuais de cada capítulo, mas antes apurar o cumprimento dos objetivos e desafios estabelecidos no início do documento e apresentar as conclusões gerais do trabalho.

As conclusões gerais são apresentadas na seção 6.1, recapitulando e discutindo as conclusões individuais de cada capítulo. As principais contribuições são evidenciadas na seção 6.2 e uma lista de trabalhos futuros, descrevendo aquelas que seriam as linhas de pesquisa para a extensão do trabalho, é apresentada na seção 6.3.

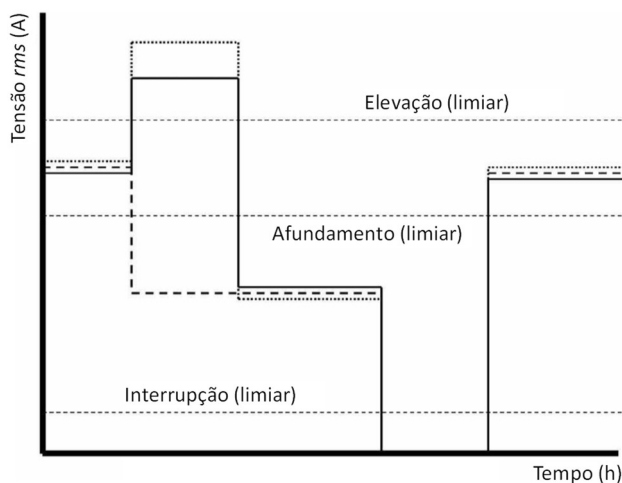
## 6.1 DISCUSSÃO E CONCLUSÕES

A interferência do vento na operação dos sistemas de distribuição foi o primeiro tópico de discussão deste trabalho. Modelar os efeitos do vento na integridade das redes de distribuição, em especial das linhas aéreas, requereu que os efeitos de correlação e causalidade entre a atuação do vento e a relação com as falhas na rede fossem devidamente representadas, no escopo do planejamento de longo prazo. Obviamente, a simples suposição de que a velocidade do vento varia na simulação não significa que o vento causará falhas no sistema. É preciso atrelar uma probabilidade ao evento da falha. Assim, a metodologia proposta surge como um método probabilístico adequado para estudos de confiabilidade, que assume uma taxa de falha distinta para linhas aéreas, que se altera de acordo com a variabilidade da velocidade do vento imposta por uma série temporal. Desta forma, a distribuidora pode avaliar, com propriedade e qualidade, o impacto do vento nos indicadores de continuidade dos seus sistemas. O nível de detalhamento permitiu também, avaliar o impacto de diferentes perfis de vento atuando na rede, aumentando a representação da interferência do vento na simulação de confiabilidade.

A avaliação das variações de tensão no planejamento de longo prazo foi outro importante tópico deste trabalho. A estimação de indicadores de qualidade de energia poderá ser complementar a uma rede de distribuição já dotada de equipamentos de medição para avaliar as variações da forma de onda do sinal de tensão na rede. No passado, a realização de investimentos pelas distribuidoras nas suas redes, para dotá-las de equipamentos capazes de realizar essas medições, era descartado, pelo elevado custo ou limitações tecnológicas. Contudo, face aos mais recentes avanços tecnológicos e um novo conceito de *smart grid*, que demanda uma rede elétrica mais capacitada, de sensores e equipamentos de monitoramento, esse obstáculo poderá ser gradualmente superado. Desse advento das redes elétricas inteligentes resultará também uma maior exigência dos consumidores, por melhores níveis de qualidade o que se traduzirá, inevitavelmente, em critérios de regulação mais rigorosos com prováveis penalizações financeiras por um desempenho deficiente em termos de qualidade de energia, o que até aqui não acontece. Assim, a análise probabilística de sistemas de distribuição, que apresenta as mesmas premissas que remetem à década de 80, necessita que as hipóteses simplistas sejam descartadas em detrimento de novos modelos, com maior proximidade aos problemas da operação da rede, para responder às necessidades atuais (e futuras) das distribuidoras.

Neste trabalho os problemas da qualidade de energia são integrados representando e avaliando variações de tensão no sistema, em resultado de faltas na rede. Para a representação da variação de tensão na avaliação da confiabilidade foi necessário, numa primeira fase, integrar a amostragem e cálculo do curto-circuito na avaliação. Com base em variáveis relevantes para o curto-circuito, um modelo de curto-circuito foi proposto, estabelecendo que, a cada falta no sistema, uma corrente de curto-circuito é amostrada. Numa segunda fase, os equipamentos de proteção foram modelados, representando a resposta destes equipamentos através de curvas *tempo x corrente*. Assim, uma vez amostrada a condição da falta, o tempo de atuação dos equipamentos de proteção é estimado. Por fim, visto que a janela de tempo entre a ocorrência da falta e a atuação da proteção ganha relevância na avaliação, a variação de tensão nesse intervalo pode ser estimada. Desta forma, a falta é caracterizada não só em termos da interrupção do sinal de tensão, como também as variações de tensão na rede, em termos de afundamentos ou elevações de tensão, podem ser integradas e avaliadas na simulação, como ilustra a Figura 61.

Figura 61 – Classificação de eventos de variação de tensão.



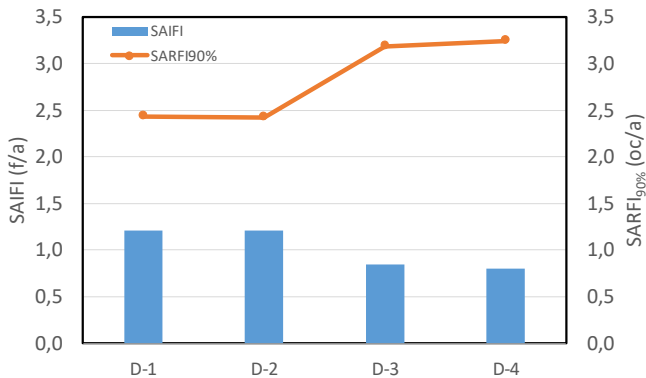
Fonte: (BOLLEN; GU, 2006).

A consideração das variações de tensão, ainda que como variações pico da tensão *rms*, aproxima a avaliação da confiabilidade da avaliação do sinal da tensão, variante no tempo. É importante referir também que, a busca por uma melhor representação da variação da tensão transformou algumas variáveis, habitualmente determinísticas nos estudos de

planejamento (tipo de curto-circuito, fases afetadas, local, etc.), em variáveis estocásticas, com representação probabilísticas na avaliação.

Os resultados das simulações permitiram aferir sobre a maior ou menor relevância de algumas variáveis, em termos de continuidade e da qualidade de energia. Os resultados mais interessantes, foram aqueles relacionados com as escolhas de proteção. Este conjunto de simulações avaliou o sistema considerando diferentes escolhas relacionadas com a proteção, buscando aumentar os níveis de confiabilidade. A evolução dos níveis de confiabilidade e qualidade de energia entre cada caso de estudo é sumarizado no gráfico da Figura 62.

Figura 62 – Continuidade vs Qualidade para as simulações D.



Fonte: do autor.

A inspeção do gráfico ilustra que os ganhos sucessivamente alcançados em termos de continuidade resultaram na deterioração dos indicadores da qualidade de energia. De fato, o incentivo dado às distribuidoras para instalar religadores e aumentar a coordenação dos seus esquemas de proteção pode trazer benefício para a continuidade, porém significativos prejuízos em termos da qualidade de energia, sobretudo se as cargas forem sensíveis a variações de tensão.

A ampliação da avaliação que a metodologia proposta permite, estima um conjunto de indicadores e distribuições que podem ser valiosas para as distribuidoras planejarem e ajustarem os esquemas de proteção. A consideração de um curto-circuito probabilístico na avaliação permite às distribuidoras adotar um critério de escolha das proteções, diferente do critério determinístico (baseado nos casos mais severos de curto-circuito.), baseado em distribuições de probabilidade de correntes de falta. Também o indicador MAIFI, que estima o número de religamentos e as

distribuições de corrente de curto-circuito, quando devidamente analisado, permite refinar os esquemas de proteção para correntes de falta mais prováveis. Os diferentes casos de estudo demonstraram que a instalação de religadores na rede só trará benefícios se o local de instalação for adequado.

Numa altura em que as distribuidoras se preparam para realizar fortes investimentos para modernizar as suas redes, a metodologia proposta permite aos departamentos de planeamento aferirem quais os melhores investimentos em termos de continuidade, mas também da qualidade de energia, avaliando variáveis importantes como perfis de vento, geometria dos condutores, coordenograma operativos e esquemas de proteção. Assim, as distribuidoras podem, no planeamento, tomar decisões que mitigam afundamentos e elevações.

## 6.2 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

As principais contribuições estão relacionadas com o cumprimento dos objetivos definidos no Capítulo 1. Assim, com base nos objetivos definidos, as lacunas identificadas no estado da arte e os resultados alcançados, as principais contribuições deste trabalho são:

- 1) **Caracterização do vento como causa primária de interrupção.** O modelo probabilístico de interferência do vento permite descartar a hipótese de taxas médias para representar fenômenos de vento mais adversos. A metodologia desenvolvida explora a variabilidade da velocidade do vento presente em séries temporais para reproduzir a interferência do vento na rede. Desta forma, não só a representação da interrupção é melhorada, como o planejador dispõe de uma ferramenta que lhe permite aferir o desempenho do seu sistema para diferentes perfis de vento.
- 2) **Integração do curto-circuito probabilístico.** Apesar do cálculo da condição de curto-circuito ser determinístico quando a condição da falta é conhecida, integrar a ocorrência do curto-circuito no ambiente probabilístico da avaliação de confiabilidade requer que variáveis estocásticas conectadas ao evento da falta sejam implementadas. Assim, uma das contribuições deste trabalho foi o desenvolvimento de uma metodologia que define e caracteriza estocasticamente um conjunto de variáveis que estabelece a condição de falta, para posterior determinação da corrente de curto-circuito.

- 3) **Representação da resposta dos equipamentos de proteção.** Os modelos propostos permitiram considerar hipóteses mais aprimoradas do que as hipóteses tradicionais, melhorando a representação dos equipamentos de proteção em sistemas de distribuição, ao integrar na simulação as relações *tempo x corrente* de cada tipo de equipamento de proteção, possibilitando que filosofias distintas de coordenação e seletividade ou diferentes esquemas de proteção sejam avaliados.
- 4) **Representação de fenômenos de variação de tensão.** Avaliar a variação da tensão durante uma interrupção não é o escopo habitual das avaliações de confiabilidade. A metodologia proposta para avaliar a tensão após uma falta e os modelos de resposta dos equipamentos de proteção permitem estimar indicadores que caracterizam a frequência de afundamentos e elevações no sistema. Este tipo de resultados, em uma avaliação de confiabilidade, é uma das principais contribuições deste trabalho.
- 5) **Aprimoramento da simulação sequencial de Monte Carlo.** A simulação sequencial de Monte Carlo para avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição é uma ferramenta computacional poderosa, pois permite representar fenômenos variantes no tempo, se devidamente modelados. Uma vez que o seu mecanismo de avaliação é cronológico, permite avaliar o sistema de distribuição em um qualquer instante de tempo, desde que as variáveis relevantes sejam modeladas adequadamente do ponto de vista elétrico e estocástico. Assim, a metodologia proposta adiciona representação à simulação, o que beneficia o utilizador.
- 6) **Avaliação combinada de continuidade e qualidade de energia.** Estimar, simultaneamente, o desempenho do sistema em termos de continuidade e qualidade, permite ao planejador aferir com mais propriedade o impacto dos investimentos da rede. Desta forma, cada decisão pode ser ponderada de ambas as perspectivas. Ainda que o desempenho em termos de continuidade seja o principal foco do planejamento, estimar os possíveis impactos em termos de qualidade de energia pode ser importante. Como os resultados evidenciaram, a escolha da geometria, por exemplo, não impacta significativamente na continuidade, porém pode expor a rede a um pior desempenho em termos de variação de tensão.

### 6.3 TRABALHOS FUTUROS

Esta tese estabelece as fundações para um conjunto de tópicos a serem desenvolvidos nos próximos anos. Os principais tópicos com potencial para trabalhos futuros são:

- 1) **Melhorar a escala de severidade do vento.** A tabela proposta, relacionando níveis de vento com efeitos visíveis na rede elétrica, é uma primeira proposta para caracterizar e catalogar os diferentes fenômenos que ocorrem nas redes elétricas em resultado da ação do vento. Outro tipo de fenômenos e maior discretização dos níveis de vento podem ser adicionados à tabela.
- 2) **Modelar outros tipos de causa de interrupção.** Investigar e caracterizar outros tipos de causa pode possibilitar a modelagem estocástica de outras causas. Chuva, descargas atmosféricas ou neve apresentam propriedades estocásticas que podem permitir modelos semelhantes ao vento.
- 3) **Melhorar o modelo de carga.** A carga é também origem de vários problemas de qualidade de energia. Neste trabalho considerou-se a carga como impedância constante e potência constante. No entanto, estes modelos de carga não são os mais adequados para representar e investigar outros problemas de qualidade, como por exemplo o ruído. Assim, outros tipos de modelo carga precisam ser estudados, considerando também a variação de demanda dos consumidores.
- 4) **Melhorar o modelo de aterramento.** O tipo de aterramento pode influenciar a corrente de falta, pelo que estes sistemas precisam ser investigados e a sua representação no modelo melhorada.
- 5) **Avaliar outras distribuições para a resistência de falta.** Realizar um estudo para aferir outras distribuições que representem a resistência de falta, ou diferentes parâmetros Weibull aderentes a alimentadores de média e baixa tensão.
- 6) **Incluir geração distribuída.** A conexão de geradores distribuídos nas redes de distribuição é cada vez mais frequente e, também eles, são causadores de perturbações de tensão, sobretudo, porque utilizam inversores e equipamentos que “poluem” a rede de harmônicos.

Assim, a modelagem e integração deste tipo de componente permitiria aferir o seu impacto em termos de variação de tensão.

- 7) **Métodos probabilísticos de fluxo de potência.** O método da soma das correntes é uma metodologia viável, porém simplista. Outros tipos de metodologia de fluxo de potência, mais compatíveis e aderentes com o propósito da avaliação devem ser considerados.
- 8) **Modelar o desgaste dos equipamentos de proteção.** Após cada abertura, o religador apenas retorna para a curva de atuação quando a temperatura deste diminui para os valores nominais. Este tempo e comportamento não foram considerados na avaliação. Também as sucessivas operações provocam desgaste e consequente perda de propriedades do religador, tornando-o mais seletivo. Assim, o desgaste precisa ser considerado nas avaliações, para melhorar a representação destes equipamentos nas simulações.
- 9) **Metodologia de otimização dos esquemas de proteção.** A metodologia proposta permite avaliar diferentes cenários de rede e disposição de proteções, em termos de continuidade e qualidade de energia. Porém, esses cenários precisam ser definidos à priori. Assim, uma metodologia de otimização permitiria alocar da forma mais eficiente os equipamentos de proteção na rede, de modo a estimar critérios e padrões de continuidade e qualidade do fornecimento.
- 10) **Indicadores com base em custos.** Uma análise do custo em termos de qualidade de energia permitiria ao planejador uma avaliação mais completa do impacto das suas decisões. Para isso, os custos dos problemas de qualidade precisam ser definidos e os indicadores estimados em termos do seu impacto para os equipamentos ou consumidores.
- 11) **Avaliar outros tipos de problemas de qualidade.** São vários os problemas de qualidade de energia, para além dos afundamentos e elevações de tensão, que podem ser incluídos na avaliação, se devidamente modelados.



## 6.4 LISTA DE PUBLICAÇÕES

Esta seção reúne os trabalhos publicados durante o período do doutorado e aqueles em preparação para futura submissão. Para cada trabalho é referenciado o capítulo da tese que origina a publicação. As publicações são apresentadas de forma cronológica, dividindo os trabalhos publicados em conferências e periódicos científicos.

### Conferências internacionais

- [1] (CAPÍTULO 5) M. A. da Rosa, G. Bolacell, **I. Costa**, D. Calado and D. Issicaba, "Impact evaluation of the network geometric model on power quality indices using probabilistic techniques," *2016 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Beijing, 2016, pp. 1-8. doi: 10.1109/PMAPS.2016.7764215.

### Jornais internacionais (peer review)

- [2] (CAPÍTULO 3) **Ivo C. Costa**, Lucas F. Venturini, Mauro A. da Rosa, Wind speed severity scale model applied to overhead line reliability simulation, *Electric Power Systems Research*, vol. 171, 2019, pp. 240-250. doi: 10.1016/j.epsr.2019.02.007.
- [3] (CAPÍTULO 4) **I. C. Costa**, M. A. da Rosa, "Distribution systems protection considering aspects of coordination, selectivity and time-dependent response for reliability evaluation," *IEEE Transactions on Power Systems*. 2019. (em preparação para submissão).
- [4] (CAPÍTULO 5) **I. C. Costa**, M. A. da Rosa, "Reliability evaluation of distribution power systems considering interruptions and voltage variation events," *IEEE Transactions on Power Systems*. 2019. (em preparação).



## 7 REFERÊNCIAS

ABBOT, A. V. **The Electrical Transmission of Energy**. London: Sampson Low, Marston & Company, 1895.

ALEXANDER, C. K.; SADIKU, M. N. O. **Fundamentals of Electric Circuits**. 6th Edition. New York. 2016.

ALLAN, R. N. et al. A reliability test system for educational purposes - basic distribution system data and results. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, n. 2, p. 813–820, 1991.

ALLAN, R. N. et al. Bibliography on the application of probability methods in power systems reliability evaluation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 1, p. 41–49, 1994.

ALLAN, R. N. et al. Bibliography on the application of probability methods in power systems reliability evaluation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, n. 1, p. 51–57, 1999.

ALMEIDA, S. A. B. DE; PESTANA, R.; BARBOSA, F. P. M. **The main causes of incidents in the Portuguese Transmission System - Their characterization and how they can be used for risk assessment**. 6th International Conference on the European Energy Market. Leuven. 2009.

ALVEHAG, K., SÖDER, L. A reliability model for distribution systems incorporating seasonal variations in severe weather. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 26, n. 2, p. 910–919, 2011.

ALVES, M. F.; RIBEIRO, T. N. Voltage Sag: An Overview of IEC and IEEE Standards and Application Criteria. **1999 IEEE Transmission and Distribution Conference**, p. 585–589 vol.2, 1999.

ANEEL. **PRODIST - Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição**. 2010.

ANEEL. Nota Técnica nº 0100/2012-SRD/ANEEL. 2012.

ANEEL. **PRODIST – Módulo 1 – Qualidade da Energia Elétrica**. 2016.

ANEEL. **PRODIST - Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**. 2018.

ARRITT, R. F.; DUGAN, R. C. Matching the IEEE Test Feeder short circuit results. **Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference**, p. 1–7, 2012.

BAGGINI, A. **Handbook of Power Quality**. Wiley, 2008.

BAILEY, D.; WRIGHT, E. **Practical SCADA for Industry**. Elsevier Science,

p. 304, 2003.

BALOUKTSIS, A.; TSANAJAS, D.; VACHTSEVANOS, G. Probabilistic short-circuito analysis by monte carlo simulation and analytical methods. **IEEE Transactions on Power systems**, v. PWRS-1, n. 3, p. 135–140, 1986.

BAPTISTA, J. E. R.; RODRIGUES, A. B.; SILVA, M. G. **Two Probabilistic Methods for Voltage Sag Estimation in Distribution Systems**. 2016 Power Systems Computation Conference (PSCC). 2016

BARROS, M. T. C. DE; SANTOS, A. **Probabilistic Approach to Voltage Sag Indices**. 2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP). 2016

BENNER, C. L.; RUSSELL, B. D.; SUNDARAM, A. Feeder interruptions caused by recurring faults on distribution feeders: Faults you don't know about. **2008 61st Annual Conference for Protective Relay Engineers**, p. 584–590, 2008.

BILLINTON, R., ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Power Systems**. Springer. 1984.

BILLINTON, R., LI, W. **Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods**. New York: Springer, 1994.

BILLINTON, R. et al. A reliability test system for educational purposes - basic data. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 4, n. 3, p. 1238–1244, 1989.

BILLINTON, R. **System and Equipment Performance Assessment**. 1995.

BILLINTON, R.; ABORESHAID, S. Security evaluation of composite power systems. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 142, n. 5, p. 511–516, 1995.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Engineering Systems**. 2nd Edition. New York: Springer Science, 1992.

BILLINTON, R.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; BERTLING, L. Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1996–1999. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 16, n. 4, p. 595–602, 2001.

BILLINTON, R.; LIAN, G. Consideration of dependent outages in security-constrained adequacy evaluation of composite systems. **IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.**, v. 141, n. 1, p. 47–52, 1994.

BILLINTON, R.; SINGH, G. Application of adverse and extreme adverse weather: modelling in transmission and distribution system reliability

evaluation. **IEEE Proceedings in Generation, Transmission & Distribution**, v. 153, n. 1, p. 115–120, 2006.

BISHOP, M. T.; MCCARTHY, C. A.; JOSKEN, J. Considering reliability in the selection of distribution system overcurrent protection devices. **Papers-Rural Electric Power Conference**, p. A3, 2000.

BOLACELL, G. A. **Avaliação do Impacto de Modelos eletrogeométricos de redes aéreas na qualidade de energia de sistemas de distribuição usando técnicas probabilísticas**. Universidade Federal de Santa Catarina, 2016.

BOLLEN, M. H. J. What is power quality? **Electric Power Systems Research**, v. 66, n. 1, p. 5–14, 2003.

BOLLEN, M. H. J.; GU, I. Y. H. **Signal processing of power quality disturbances**. Wiley, 2006.

BORDALO, U. A.; RODRIGUES, A. B.; DASILVA, M. G. A new methodology for probabilistic short-circuit evaluation with applications in power quality analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 2, p. 474–479, 2006.

BORDALO, U.; RODRIGUES, A. B.; SILVA, M. G. R. **Modelling of Faults on Overhead Lines in Distribution Systems Using the Admittance Summation Method**. 2004 International Conference on Power System Technology (PowerCon 2004). 2004.

BRACALE, A. et al. **Probabilistic Short Circuit Analysis in Electric Power Distribution Systems including Distributed Generation**. 8th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2012). 2012.

BROOKS, D. L., DUGAN, R. C., WACLAWIAK, M., SUNDARAM, A. Indices for Assessing Utility Distribution System rms Variation Performance. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 13, n. 1, p. 254–259, 1998.

BROWN, R. E. **Electric Power Distribution Reliability**. CRC Press, 2009.

CALADO, D. **Representação de curto-circuito probabilístico na avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição**. Universidade Federal de Santa Catarina, 2015.

CARPINELLI, G. et al. **Probabilistic Short-circuit Analysis In Unbalanced Three-phase Power Systems i : I**. 8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. Ames, Iowa, USA: 2004.

CARSON, J. R. Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return. **Bell System Technical Journal**, v. 5, n. 4, p. 539–554, 1926.

CEB. NTD - 1.04. **Cr terios de projeto e padr es de constru o de rede de distribu o subterr nea**. 2014.

CELESC. **Estruturas para redes a reas conv encionais de distribu o**. 2014.

CEMAR. **Redes de Distribu o A reas Urbanas de Energia El trica**. 2012.

CHOW, M.; TAYLOR, L. S. Analysis And Prevention Of Animal-Caused Faults In Power Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 10, n. 2, p. 995–1001, 1995.

CIGRE. **Power Quality Indices and Objectives** Joint Working Group Cigr  C4.07. 2004.

COPEL. NTC 850001 - Dimensionamento de Estruturas. **Companhia Paranaense De Energia - Copel**. 1995.

COSTA, I. C. et al. Composite reliability evaluation combining adequacy and security aspects. **2013 IEEE Grenoble Conference PowerTech (POWERTECH 2013)**. 2013.

CPFL. **Norma T cnica 2912 - Prote o de redes a reas de distribu o - sobrecorrente**, 2016.

DA ROSA, M. A. et al. Impact evaluation of the network geometric model on power quality indices using probabilistic techniques. **2016 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, PMAPS 2016 - Proceedings**, 2016.

DAVIDSON, R. A. et al. Electric power distribution system performance in Carolina hurricanes. **Natural Hazards Review**, v. 4, n. 1, p. 36–45, 2003.

DOS SANTOS, A.; BARROS, M. T. C. DE. Stochastic modeling of power system faults. **Electric Power Systems Research**, v. 126, p. 29–37, 2015.

DUGAN, R. C. et al. Fast tripping of utility breakers and industrial load interruptions. **IEEE Industry Applications Magazine**, v. 2, n. 3, p. 55–64, 1996.

DUGAN, R. C. **DSS Fault Current Calculation Procedures**. Electrotek Concepts, 2003.

DUGAN, R. C. et al. **Electrical Power Systems Quality**. Second Edition. McGraw-Hill, 2004.

- DUGAN, R. C. *The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*. **Electric Power Research Institute, Inc.**, 2018.
- DUGAN, R. C.; SANTOSO, S. An example of 3-phase transformer modeling for distribution system analysis. **2003 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (IEEE Cat. No.03CH37495)**, v. 3, p. 1028–1032, 2003.
- EATON. **Blackout Tracker - United States Annual Report 2013**. 2013.
- EL-KADY, M. A. Probabilistic Short-Circuit Analysis By Monte Carlo Simulations. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-102, n. 5, p. 1308–1316, 1983.
- ERSE. **Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço**. 2007.
- ERSE. **Regulamento da Qualidade de Serviço. Setor Elétrico e Setor do Gás Natural**. 2017.
- GAVER, D. P.; MONTMEAT, F. E.; PATTON, A. D. Power System Reliability I—Measures of Reliability and Methods of Calculation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 83, n. 7, p. 727–737, 1964.
- GOODFELLOW, J., APPELT, P. **How Trees Cause Outages**. 2013.
- GUGGENMOOS, S. Managing Tree-caused Electric Service Interruptions. *UAA Quarterly Special Ed.*, pp. 4-9, 2009.
- GUGGENMOOS, S. Effects of tree mortality on power line security. **Journal of Arboriculture**, v. 29, n. 4, p. 181–192, 2003.
- GUGGENMOOS, S. Tree-related electric outages due to wind loading. **Arboriculture and Urban Forestry**, v. 37, n. 4, p. 147–151, 2011.
- GUI, M.; PAHWA, A.; DAS, S. Bayesian network model with Monte Carlo simulations for analysis of animal-related outages in overhead distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 3, p. 1618–1624, 2011.
- GUIGER, S. **Proteção de Sistemas de Distribuição**. Porto Alegre: SAGRA, 1988.
- GUMBEL, E. J. **Statistics of Extremes**. New York: Columbia University Press, 1958.
- GUPTA, C. P.; MILANOVIC, J. V.; MEMBER, S. **Probabilistic Methods For Counting Equipment Trips Due To Voltage Sags**. 2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. 2006.

HATZIARGYRIOU, N. D.; HELIOPOULOS, J.; PAPADIAS, B. C. **Probabilistic assessment of short-circuit currents in large power systems.** Third International Conference on Probabilistic Methods Applied to Electric Power Systems. 1991.

IEC-61000-4-30. **Electromagnetic compatibility (EMC)**, 2003.

IEC-60255-151-2009. **Measuring relays and protection equipment - Part 151: Functional requirements for over/under current protection.** 2003.

IEEE, KERSTING, W. H. **Radial distribution test feeders. Distribution Systems Analysis Subcommittee. 2000 PES Summer Meeting.** 2001.

IEEE. Radial distribution test feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, n. 9, p. 975–985, 1991.

IEEE. IEEE 34 Node Test Feeder. 1992.

IEEE. **IEEE Std 446-1995 Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications**, 1995a.

IEEE. **IEEE Std 1366-2003 - IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices.** 1995.

IEEE. **IEEE Standard Requirements , Terminology , and Test Code for Step-Voltage Regulators.** 1999.

IEEE. **Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems.** 2007.

IEEE. **Std C37.42-1009 IEEE Standard Specifications for High-Voltage (> 1000 V), Expulsion-Type Distribution-Class Fuses, Fuse and Disconnecting Cutouts, Fuse Disconnecting Switches, and Fuse Links, and Accessories Used with These Devices.** 2009.

IEEE. **IEEE Std 1159 - IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.** 2009.

IEEE. **IEEE Guide for Collecting , Categorizing , and Utilizing Information Related to Electric Power Distribution Interruption Events** IEEE Power and Energy Society. 2014.

ISSICABA, D.; PECAS LOPES, J. A.; DA ROSA, M. A. Adequacy and security evaluation of distribution systems with distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 3, p. 1681–1689, 2012.

JABR, R. A.; DŽA, I. A Fortescue Approach for Real-Time Short Circuit Computation in Multiphase Distribution Networks. **IEEE Transactions on**



**Power Systems**, v. 30, n. 6, p. 1–10, 2014.

JAGER, D.; ANDREAS, A. **NREL National Wind Technology Center (NWTC): M2 Tower; Boulder, Colorado (Data)**. Disponível em: <<https://midcdmz.nrel.gov/apps/go2url.pl?site=NWTC>>. Acesso em: 23 jan. 2019.

JUNG, J.; BROADWATER, R. P. Current status and future advances for wind speed and power forecasting. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 31, p. 762–777, 2014.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. Third Edition. CTC Press, 2012.

KERSTING, W. H.; PHILLIPS, W. H. **Distribution system short circuit analysis**. Proceedings of the 25th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference. 1990

KERSTING, W. H.; SHIREK, G. Short circuit analysis of IEEE test feeders. **Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference**, n. 1, p. 1–9, 2012.

KIESSLING, F., NEFZGER, P., NOLASCOS, J. F., KAINZTYK, U. **Overhead Power Lines. Planning, Design, Construction**. Springer, 2002.

KIRANVISHNU, K.; SIREESHA, K.; RAMPRABHAKAR, J. **Comparative Study of Wind Speed Forecasting**. 2006 Biennial International Conference on Power and Energy Systems: Towards Sustainable Energy (PESTSE). 2016.

KJØLLE, G. H. **What do fault statistics tell us regarding causes resulting in power outages?**, 2011.

KOVAL, D. O.; HUGHES, M. B. Canadian National Power Quality Survey : Frequency of Industrial and Commercial Voltage Sags. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 33, n. 3, p. 622–627, 1997.

KRISHNASAMY, S. G.; RAMANI, N. Design wind loads for overhead power lines accounting for wind direction. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, v. 32, p. 63–72, 1989.

KROESE, D. P.; TAIMRE, T.; BOTEV, Z. I. **Handbook of Monte Carlo Methods**. New Jersey: Wiley, 2011.

KRON, G. Tensorial Analysis of Integrated Transmission Systems. Part I - The Six Basic Reference Frames. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**, v. 70, n. 2, p. 1239–1248, 1951.

LAKERVI, E.; HOLMES, E. J. **Electricity Distribution Network Design**

**Electricity Distribution Network Design.** 2nd edition. London: IET, 1995.

LEAL, S. **Integrating short-circuit analysis in distribution system adequacy evaluation using sequential monte carlo simulaton.** FEUP, 2014.

LEVI, V. A.; NAHMAN, J. M.; NEDIC, D. P. **Security modeling for power system reliability evaluation.** 2001.

LI, M.; XIANG, Y.; COBBEN, J. F. G. Voltage sag estimation based on probabilistic short circuit including the fault ride through effect of distributed generator. **POWERCON 2014 - 2014 International Conference on Power System Technology: Towards Green, Efficient and Smart Power System, Proceedings**, n. Powercon, p. 2972–2979, 2014.

LI, T.; ZHANG, Z. Study on earthquake resistance of electric power system based on system reliability. **Proceedings - 2010 International Conference on Intelligent System Design and Engineering Application, ISDEA 2010**, v. 2, p. 437–440, 2011.

LI, W.; XIONG, X.; ZHOU, J. Incorporating fuzzy weather-related outages in transmission system reliability assessment. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 3, n. 1, p. 26–37, 2008.

LIANG, X.; GOEL, L. Distribution system reliability evaluation using the Monte Carlo simulation method. **Electric Power Systems Research**, v. 40, p. 75–83, 1997.

LILIEN, J., SNEGOVSKI, D. **Wake-Induced Vibration in Power Transmission Line. Parametric study.** Flow Induced Vibration. 2004.

LINE, P. P. **Conductor Galloping Basics.** 2016.

MARTINEZ, J. A.; MARTIN-ARNEDO, J. Voltage Sag Stochastic Prediction Using an Electromagnetic Transients Program. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 19, n. 4, p. 1975–1982, 2004.

MATHUR, A.; PANT, V.; DAS, B. Electrical Power and Energy Systems Unsymmetrical short-circuit analysis for distribution system considering loads. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 70, p. 27–38, 2015.

MELL, J., C., O., PEREIRA, M., V., F., LEITE DA SILVA, A., M. Evaluation of Reliability Worth in an Composite Systems based on Pseudo-Sequential Monte Carlo Simulation. **IEEE Transactions on Power systems**, v. 9, n. 3, p. 1318–1326, 1994.

NBR5422. **Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica,**

1996.

NP-EN-501060. **Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems**, 1999.

ODEKON, M. **Encyclopedia of World Poverty**. 2006.

OPRISAN, M., FILIPPELLI, F., CLARK, I. M., BILLINTON, R. **A Reliability Data System for the Reporting of Forced Outages of Distribution Equipment**. WESCANEX '91. 1991.

PANTELI, M. et al. Power system resilience to extreme weather: Fragility modelling, probabilistic impact assessment, and adaptation measures. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 5, p. 3747–3757, 2017.

PANTELI, M.; MANCARELLA, P. Influence of extreme weather and climate change on the resilience of power systems: Impacts and possible mitigation strategies. **Electric Power Systems Research**, v. 127, p. 259–270, 2015.

PATRA, J.; REDDY, G. H.; GOSWAMI, A. K. **Voltage Sag Assessment of Distribution System Using Monte Carlo Simulation**. 2015 International Conference on Energy, Power and Environment: Towards Sustainable Growth (ICEPE). 2015.

PORRETA, B. et al. A comprehensive approach for adequacy and security evaluation of bulk power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, n. 2, p. 433–441, 1991.

PRÉVÉ, C. **Protection of Electrical Networks**. London: ISTE, 2006.

RAUSAND, M. **Risk assessment - Theory, Methods, and Applications**. Wiley. 2001.

RAWLINS, C. B. Analysis of conductor galloping field observations — Single conductors. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-100, n. 8, p. 3744–3753, 1981.

ROBIN E. MCDERMOTT; RAYMOND J. MIKULAK; MICHAEL R. BEAUREGARD. **The Basics of FMEA**. 2nd Edition. Taylor & Francis Groups. 2009.

RODRIGUES, A. B. et al. **Probabilistic Assessment of Voltage Sag in Radial Distribution Networks**. 2005 IEEE Russia Power Tech. 2005.

RUBINSTEIN, R., Y., KROESE, D. P. **Simulation and the Monte Carlo Method**. 2nd Edition. Wiley, 1991.

SALLAM, A. A.; MALIK, O. P. **Electric Distribution Systems**. IEEE, 2012.

SANTOS, A. S. DOS. Estudo De Vibrações Eólicas Em Linhas De Transmissão De Energia Elétrica De Alta Tensão. p. 147, 2008.

SCHILLING, M. et al. Bibliography on composite system reliability. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 4, n. 3, p. 1122–1132, 1989.

SHIRMOHAMMADI, D. et al. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 3, n. 2, p. 753–762, 1988.

SHORT, T. A. **Electric Power Distribution Handbook**. 2nd Edition. CRC Press, 2014.

SINGH, C.; LUO, X.; KIM, H. Power system adequacy and security calculations using Monte Carlo simulation incorporating intelligent system methodology. **2006 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, PMAPS**, 2006.

SNEGOVSKI, D. **Health Monitoring of Overhead Power Transmission Line: User Need**Vienna5th SAMCO Workshop, 2004.

SOLHEIM, O. R.; KJOLLE, G. Wind dependent failure rates for overhead transmission lines using reanalysis data and a Bayesian updating scheme. **2016 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, PMAPS 2016 - Proceedings**, 2016.

STAGG, G. W.; EL-ABIAD, A. H. **Computer Methods in Power System Analysis**. New York: McGraw-Hill, 1968.

STILLMAN, R. H. Probabilistic Derivation of Overstress for Overhead Distribution In-Line Structures. **IEEE Transactions on Reliability**, v. 43, n. 3, p. 366–374, 1994.

SULLIVAN, M. J.; VARDELL, T.; JOHNSON, M. **Power Interruption Costs to Industrial and Commercial Consumers of Electricity**. Proceedings of 1996 IAS Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference. 1996

TONG, W. **Wind power generation and wind turbine design**. WIT Press, 2010.

TRONCHONI, A. B. et al. Forced outage cause identification based on bayesian networks. **2007 IEEE Lausanne POWERTECH, Proceedings**, p. 1599–1604, 2007.

TRONCHONI, A. B. et al. Descoberta De Conhecimento Em Base De Dados De Eventos De Desligamentos De Empresas De Distribuição. **Revista Controle & Automação**, v. 21, n. 2, p. 185–200, 2010.

- VENTURINI, L. F. **Análise probabilística de sistemas de distribuição a partir da resposta de sistemas de proteção a curtos-circuitos**. Universidade Federal de Santa Catarina, 2018.
- VESELY, W. E. et al. **Fault Tree Handbook**. U.S. Government Printing Office, 1981.
- WANG, J. Overhead transmission line vibration and galloping. **2008 International Conference on High Voltage Engineering and Application, ICHVE 2008**, p. 120–123, 2008.
- WARWICK, W. M. et al. Electricity Distribution System Baseline Report. n. July, 2016.
- WHAPHAM, R. Aeolian Vibration of Conductors: Theory, Laboratory Simulation & Field Measurement. **Electrical Transmission and Substation Structures**, p. 262–274, 2012.
- WILLIS, H. L. **Power Distribution Planning Reference Book**. 2nd Edition. Marcel Deffer, Inc., 2004.
- WMO. **Manual on the Global Observing System**. Geneva. Disponível em: <<http://www.wmo.int/pages/prog/www/OSY/Manual/WMO544.pdf>>.
- ZHOU, Y.; PAHWA, A.; YANG, S. Modeling weather-related failures of overhead distribution lines. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 4, p. 1683–1690, 2006.

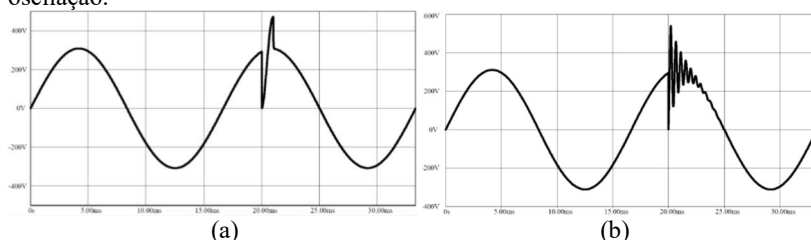


## ANEXO A – Caracterização da qualidade de energia

Os principais problemas de qualidade de energia podem ser descritos como (IEEE, 2009b)(SALLAM; MALIK, 2012):

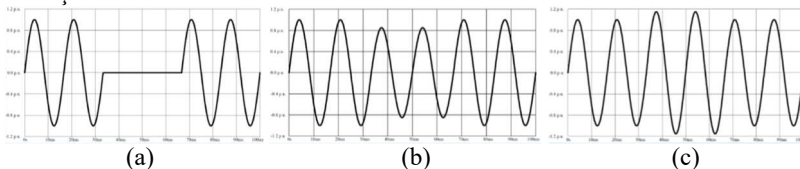
**Transitórios:** São variações abruptas das condições nominais de tensão de curta duração, comumente apelidados de surtos ou picos de tensão, estas variações de natureza momentânea e indesejável, manifestam-se por curtos períodos de tempo, quando comparados com a escala de tempo habitualmente utilizada para mapeamento da tensão. Um transitório pode ser um impulso transitório ou oscilação transitória. Um impulso transitório consiste em um desvio abrupto da corrente e/ou tensão do seu valor nominal, sendo unidirecional na sua polaridade (Figura 63(a)). Normalmente são causados por descargas atmosféricas na rede elétrica e caracterizados pelo seu tempo de aumento e decaimento, variando os seus eventos em nanossegundos, microssegundos ou milissegundos. Estes transitórios podem excitar as ressonâncias naturais do sistema e provocar outros tipos de transitórios, como os transitórios oscilatórios. A oscilação transitória é também ela uma variação súbita da tensão e/ou corrente em magnitude, cujo valor instantâneo varia rapidamente em sentido e polaridade (Figura 63(b)). Este tipo de transitórios são descritos pela sua magnitude, duração e conteúdo espectral, com frequências predominantemente altas, médias ou baixas. Transitórios com frequências altas ( $> 500$  kHz) são frequentemente associado ao chaveamento de circuitos indutivos ou em resposta a um transitório de impulso. Transitórios com frequência média (entre 5 kHz e 500 kHz) podem ser causados pelo chaveamento de disjuntores para eliminação de faltas ou resultado da resposta do sistema a um transitório de impulso. Já os transitórios de baixa frequência ( $< 5$  kHz) são tipicamente resultado da energização de capacitores.

Figura 63 – Variação da tensão durante um transitório: (a) impulso (b) oscilação.



**Variações de curta duração:** Engloba eventos de interrupções curtas, afundamentos e elevações de tensão. Cada um destes eventos pode ser classificado, em termos da sua duração, em instantâneos, momentâneos ou temporários. São quase sempre resultado de uma condição de falta na rede, da energização de uma carga que consome um valor elevado de corrente ou uma conexão deficiente em resultado de ligações defeituosas. Dependendo da localização da falta e condições do sistema, a falta pode causar a diminuição temporária da tensão (afundamento ou *sag*), um aumento temporário da tensão (elevação ou *swell*) ou o interregno provisório do sinal de tensão (interrupção). Uma interrupção de curta duração ocorre quando a tensão diminui para um valor menor que 0,1 p.u. por um período de tempo interior a 1 minuto, como ilustrado na Figura 64(a). Este tipo de interrupções pode resultar de uma falta no sistema, falha nos equipamentos ou defeito no controle da rede. As interrupções são avaliadas pela sua frequência e duração. A duração da interrupção é determinada pelo evento que a origina e o tempo de atuação da proteção. Um afundamento da tensão, apresentado na Figura 64(b) acontece quando o valor *rms* da tensão diminui para um valor entre 0,1 e 0,9 p.u. da tensão nominal. Estão habitualmente associados a faltas no sistema, mas também podem ser consequência de manobras de chaveamento de cargas pesadas ou arranque de motores. A eliminação deste fenômeno depende do tempo de extinção da falta no sistema, podendo variar de 3 até 30 ciclos, dependendo da magnitude da corrente de falta e o tipo de proteção disponível. Quando o valor *rms* da tensão aumenta para um valor superior a 1,1 p.u. da tensão nominal, registra-se uma elevação da tensão. À semelhança dos afundamentos, as elevações são o resultado de uma condição de falta no sistema, porém menos frequentes que os afundamentos. Outras causas de elevação incluem o desligamento de cargas pesadas ou manobras envolvendo bancos de capacitores. A Figura 64(c) registra o comportamento do sinal de tensão durante uma elevação. As elevações são também caracterizadas pela sua magnitude (valor *rms*) e duração.

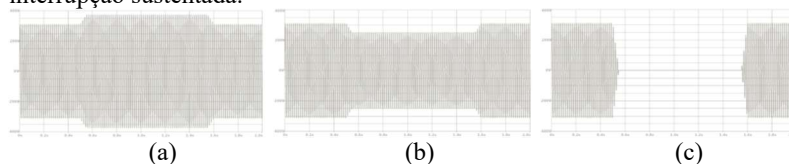
Figura 64 – Variações de curta duração: (a) interrupção (b) afundamento (c) elevação.





**Variações de longa duração:** Esta variante de problemas da qualidade de energia inclui os mesmos fenômenos associados às variações de curta duração, porém os desvios *rms* da tensão manifestam-se por períodos superiores a 1 minuto, sendo por isso, classificados com outros tipos de nomenclatura. As variações de longa duração podem ser classificadas como sobretensões ou subtensões, dependendo do tipo de variação. Geralmente, este tipo de variações não é o resultado de uma condição de falta no sistema, mas sim pela variação da carga do sistema e operações de chaveamento. Uma sobretensão consiste no aumento *rms* da tensão alternada, superior a 1,1 p.u. por um período superior a 1 min, como ilustrado na Figura 65(a). O corte de cargas pesadas, a variação na compensação de energia reativa, um ajuste deficiente do *tap* de transformadores ou da regulação de tensão do sistema podem originar este tipo de fenômenos. Já a manifestação de subtensões resulta de eventos considerados opostos a estes, nomeadamente, após a energização de uma carga ou o desligamento de um banco de capacitores pode causar uma diminuição da tensão até que um regulador de tensão reponha a tensão para o seu valor nominal. A sobrecarga dos circuitos pode também originar este tipo de variação. Uma subtensão é definida como a diminuição do valor *rms* da tensão para um valor inferior a 0,9 p.u. por um período superior a 1 minuto, como pode ser visualizado na Figura 65(b). Quando a tensão diminui para um valor inferior a 10% da tensão nominal, por um período superior a 1 minuto, este evento é designado por interrupção sustentada. Este tipo de interrupção é habitualmente permanente e o restabelecimento da tensão requer intervenção manual para restabelecer o sinal de tensão. É importante salientar que o termo interrupção utilizado no contexto da qualidade de energia difere do conceito de interrupção habitualmente utilizado em estudos de confiabilidade, conforme será discutido nas seções posteriores. Um exemplo de uma interrupção sustentada é apresentado na Figura 65(c).

Figura 65 – Variações de longa duração: (a) Sobretensão (b) Subtensão (c) interrupção sustentada.



**Desiquilíbrio:** Um sistema trifásico em desiquilíbrio (também designado de desbalanceado) é definido como a razão entre a magnitude de tensão da componente de sequência negativa e a magnitude de tensão da componente de sequência positiva e é matematicamente representado por

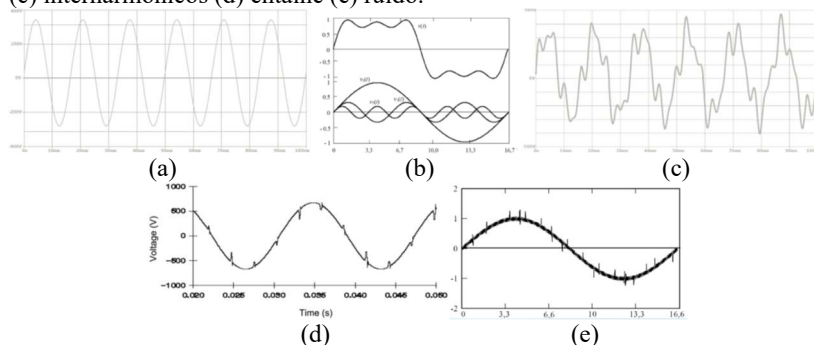
$$\% \text{ Desiquilíbrio} = \frac{|V_{neg}|}{|V_{pos}|} \times 100\% \quad (\text{A.1})$$

Esta definição e equação podem também ser aplicadas à corrente. O desiquilíbrio de um sistema trifásico, tipicamente, não excede 3 %. Uma condição de desiquilíbrio é mais frequente em um sistema trifásico composto por cargas monofásicas. Contudo, pode também ser o resultado de anomalias em bancos de capacitores ou uma abertura deficiente de um equipamento de proteção.

**Distorção da forma de onda:** Qualquer desvio na forma sinusoidal ideal da tensão, em regime estacionário, é definido como uma distorção da forma de onda de tensão. As principais distorções são o *offset* CC (ou polarização de corrente contínua), harmônicos, interharmônicos, entalhe (ou micro-cortes) e ruído elétrico, cada uma delas ilustradas na Figura 66. A presença de uma tensão CC em um sistema AC é definida como *offset* CC. Este fenômeno resulta de um distúrbio geomagnético ou como efeito da retificação de meia-onda. Os harmônicos são tensões ou correntes sinusoidais em frequências inteiras e múltiplas da frequência fundamental do sistema. A combinação destas ondas com a tensão ou corrente fundamental produz a distorção na onda. Os equipamentos eletrônicos são a principal causa de harmônicos e a sua manifestação existe devido à característica não-linear de alguns equipamentos e cargas dos sistemas elétricos. Os harmônicos podem ser quantificados pelo indicador THD (*total harmonic distortion*). As tensões ou correntes com frequências múltiplas, mas não inteiras, são denominadas de interharmônicos. A principal causa deste tipo de distorção são conversores estáticos de frequência ou fornos de indução. Entalhe é uma distorção periódica na forma de onda de tensão causada por equipamentos eletrônicos quando a corrente é comutada entre fases, originando um curto-circuito momentâneo entre as fases. Dada a sua periodicidade, mas também as frequências altas que pode registrar, o entalhe pode ser considerado um caso particular de um transitório ou distorção harmônica. O ruído é um sinal elétrico não desejado, tipicamente em uma frequência espectral menor que 200 kHz sobreposta sobre a tensão nominal do sistema. Este espectro de frequência indesejadas contém todas as distorções que não

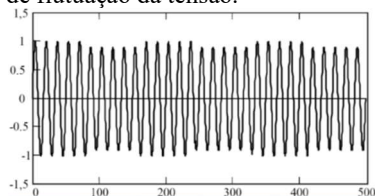
sejam classificadas como harmônicos ou transitórios. A presença de ruído elétrico pode ter origem em equipamentos eletrônicos, circuitos de controle ou cargas com retificadores. A gama de frequências poluídas por ruído e a sua magnitude depende da fonte que o produz e das características do sistema, porém, os níveis de ruído são tipicamente menores que 1% da magnitude da tensão do sistema. O ruído pode perturbar o funcionamento de alguns computadores e controladores programáveis, sendo tipicamente mitigado pelo uso de filtros.

Figura 66 – Distorções da forma de onda: (a) *offset CC* de 10% (b) harmônicos (c) interharmônicos (d) entalhe (e) ruído.



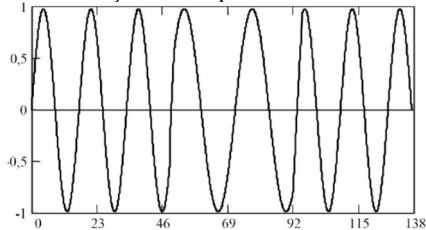
**Flutuação da tensão:** São variações sistemáticas ou aleatórias da tensão, cuja amplitude não excede a faixa de 0,95 e 1,05 da tensão nominal do sistema, como ilustrado na Figura 67. Qualquer carga com variações cíclicas significativas pode causar flutuações da tensão. Este tipo de flutuações é muitas vezes perceptível na mudança de intensidade de lâmpadas domésticas e, por isso, muitas vezes referido como tremulação (*flicker*). No entanto, o termo *flicker* se refere ao impacto da flutuação de tensão na intensidade da luz. A flutuação da tensão é o fenômeno eletromagnético, enquanto a tremulação é o resultado indesejado desse fenômeno. Os fornos de arco elétrico são a causa mais comum.

Figura 67 – Exemplo de flutuação da tensão.



**Variações de frequência:** Qualquer desvio da frequência fundamental do sistema constitui uma variação da frequência. A condição estacionária da frequência do sistema está intrinsicamente relacionada com a velocidade de rotação dos geradores do sistema. A frequência do sistema, em um qualquer instante de tempo, depende do balanço entre a carga e capacidade disponível de geradores. Quando a dinâmica do sistema se altera, a frequência do sistema sofre pequenas alterações. A dimensão desta alteração e a sua duração depende das características da carga e da resposta dos geradores do sistema a estas alterações de carga. As variações de frequência são frequentes, uma vez que a carga sofre transições contínuas e são frequentemente variações pequenas e, por isso, não comprometem o sistema. As variações de frequência que saem do limite aceitável para uma condição estática de operação são tipicamente causadas por faltas nos sistemas de transmissão, o deslastre de uma carga pesada ou a saída de serviço de um gerador importante. Sistemas isolados, com pouca inércia, são sistemas mais afetados por variações de frequência. Um exemplo de um sinal de tensão, onde é visível a variação da frequência ao longo do tempo, é apresentado na Figura 68.

Figura 68 – Exemplo de variação de frequência.



## ANEXO B – Modelos elétricos dos componentes

Para o cálculo do fluxo de potências ou cálculo das correntes de curto-circuito é necessária uma representação adequada do sistema e seus componentes. Modelos complexos ou mais simples podem ser utilizados para representar os elementos de um sistema de distribuição, dependendo do alcance e grau de precisão necessária para o objetivo do estudo. A proposta ou escolha destes modelos deve, sobretudo, satisfazer as condições necessárias à realização do estudo. Modelos demasiado complexos para o propósito do trabalho podem demandar um esforço matemático e computacional em muitos casos desnecessários. Assim, os modelos elétricos apresentados nesta seção são aqueles que melhor se adequam para uma representação adequada da rede que subsidie a metodologia para cálculo do fluxo de potências e análise das condições de curto-circuito nas seções subsequentes.

Neste trabalho, para possibilitar a integração do curto-circuito e resposta da proteção na avaliação, a rede elétrica e seus componentes são modelados através da representação nodal trifásica da rede. Assim, o principal objetivo desta seção é apresentar a metodologia que permite calcular, numa primeira fase, a matriz de admitâncias de cada tipo de componente – a partir deste ponto denominada de matriz de admitância primitiva  $[Y_{prim}]$  – e, numa segunda fase, a combinação das várias matrizes primitivas para compor a matriz de admitâncias nodal do sistema  $[Y_{Barra}]$ .

A abordagem para obtenção destas matrizes é próxima aos métodos utilizados em sistemas de transmissão. Contudo, a hipótese tradicional de considerar apenas as admitâncias de sequência positiva é descartada e todas as fases são representadas explicitamente, por meio das suas admitâncias próprias e mútuas. A análise matemática conduzida nesta seção encontra seus fundamentos nos trabalhos de (CARSON, 1926), (KRON, 1951), (DUGAN; SANTOSO, 2003) e (KERSTING, 2012). O propósito deste anexo é apresentar, de forma sintética, como obter a matriz de admitância primitivas e, posteriormente, a nodal. Então, para uma análise mais detalhada de como esses modelos são estabelecidos, recomenda-se a consulta destas referências, entre outras.

### B.1 Linhas aéreas

A condução da energia elétrica ao longo de um sistema de distribuição é realizada por meio de linhas aéreas (ou subterrâneas), monofásicas, bifásicas ou trifásicas, servindo cargas desbalanceadas. Neste trabalho, as linhas de distribuição são modeladas por um modelo

exato de linha, considerando a impedância série e admitância *shunt* das mesmas. Por fim, a matriz de admitâncias primitiva das linhas é calculada para posterior integração na matriz de admitâncias nodal do sistema. Esta seção é dedicada ao modelo da linha aérea. Os cabos subterrâneos serão abordados na seção B.2.

### B.1.1 Impedância série de cabos aéreos

A impedância série de uma linha consiste na combinação da resistência do condutor com a reatância indutiva própria e mútua que resulta do campo magnético em redor do condutor. Em termos da sua modelagem, considere-se inicialmente o modelo habitualmente utilizado para linhas de transmissão trifásicas, onde se assume que estas são transpostas, ou seja, cada fase ocupa a mesma posição física na estrutura, ocupando apenas um terço do comprimento da linha (KERSTING, 2012). Para além desta hipótese, também se assume nesse modelo que as fases são balanceadas. Então, amparando-se nestas duas hipóteses, é possível combinar em uma os termos da indutância própria e mútua em uma única impedância de fase ( $L$ ), como

$$L_i = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{D_{eq}}{GMR_i} \quad [H/mi] \quad (B.1)$$

com

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ca}} \quad (\text{em } ft)$$

onde

$D_{ab}$  é a distância entre a fase  $a$  e  $b$  (em  $ft$ )

$D_{bc}$  é a distância entre a fase  $b$  e  $c$  (em  $ft$ )

$D_{ca}$  é a distância entre a fase  $c$  e  $a$  (em  $ft$ )

$D_{ab}$  é a distância entre a fase  $a$  e  $b$  (em  $ft$ )

$GMR_i$  é a média geométrica do raio do condutor  $i$  (em  $ft$ )

Considerando a frequência ( $f$ ) igual a 60 Hz, a reatância indutiva de fase é calculada como

$$x_i = \omega \cdot L_i = 0,12134 \cdot \ln \frac{D_{eq}}{GMR_i} \quad [\Omega/mi] \quad (B.2)$$

onde  $\omega$  é a frequência angular do sistema ( $\omega = 2\pi f$  em  $rad/s$ )

Por fim, a impedância por fase de uma linha trifásica transposta, composta por apenas um condutor por fase, é dada por

$$z_i = r_i + jx_i = r_i + j0,12134 \cdot \ln \frac{D_{eq}}{GMR_i} \quad [\Omega/mi] \quad (B.3)$$

onde  $r_i$  é a resistência do condutor  $i$  (em  $\Omega$ ), normalmente disponibilizada pelo fabricante.

Contudo, uma vez que um sistema de distribuição atende cargas desbalanceadas entre as fases, o modelo transposto utilizado para linhas de transmissão não se aplica, sendo, por isso, necessário manter ambos os termos de impedância, mútua e própria, dos condutores. Ademais, é ainda necessário considerar o caminho de retorno pela terra das correntes (KERSTING, 2012).

Então, no que diz respeito aos termos da impedância, a resistência,  $r_i$  é retirada da tabela do fabricante, e as indutâncias própria ( $L_{ii}$ ) e mútua ( $L_{in}$ ) são calculadas pelas seguintes equações

$$L_{ii} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{1}{GMR_i} \quad [H/mi] \quad (B.4)$$

$$L_{in} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{1}{D_{ij}} \quad [H/mi] \quad (B.5)$$

onde  $GMR_i$  é a média geométrica do raio do condutor  $i$  (em  $ft$ ) e  $D_{ij}$  a distância do condutor  $i$  ao condutor  $j$  (em  $ft$ ).

Conhecendo resistência e indutâncias do condutor, as impedâncias própria ( $Z_{ii}$ ) e mútua ( $Z_{ij}$ ) do condutor podem ser especificadas. Assim,

$$z_{ii} = r_i + j0,12134 \cdot \ln \frac{1}{GMR_i} \quad [\Omega/mi] \quad (B.6)$$

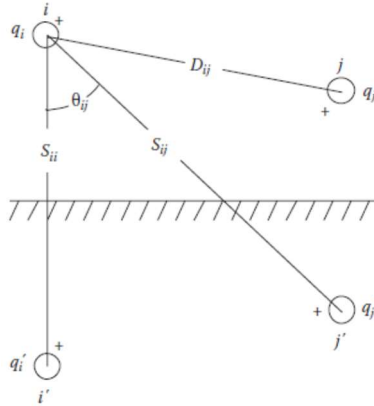
$$z_{ij} = j0,12134 \cdot \ln \frac{1}{D_{ij}} \quad [\Omega/mi] \quad (B.7)$$

Em relação à corrente de retorno pela terra, John Carson, em 1926, publicou um conjunto de equações que permite o cálculo, não só da impedância própria e mútua das linhas, como da corrente que circula pela terra (CARSON, 1926). Contudo, o equacionamento proposto, além de complexo, requer o conhecimento de variáveis que são muitas vezes desconhecidas, como a resistência do solo, a média geométrica do raio do solo e a distância dos condutores ao solo. Então, para facilitar a sua aplicação, o mesmo autor propôs mais tarde, uma simplificação do método, relaxando algumas das hipóteses e utiliza o método das imagens

dos condutores, para cálculo da impedância própria e mútua dos condutores (KERSTING, 2012).

O método das imagens dos condutores estabelece a hipótese de que cada condutor, a uma determinada distância do solo, tem uma imagem, à mesma distância, porém debaixo do solo. Esta representação é ilustrada pela Figura 69, onde um condutor genérico  $i$  e  $j$  são correspondidos por uma imagem  $i'$  e  $j'$ , respetivamente.

Figura 69 – Representação do condutor e sua imagem.



Fonte: (KERSTING, 2012).

Com base no método das imagens e simplificações que resultaram nas então denominadas “Equações Modificadas de Carson” (EMC) (KERSTING, 2012), o cálculo das impedâncias própria ( $\hat{z}_{ii}$ ) e mútua ( $\hat{z}_{ij}$ ) das linhas considerando o retorno da corrente pela terra, é realizado através das equações

$$\hat{z}_{ii} = r_i + 0,09530 + j0,12134 \left( \ln \frac{1}{GMR_i} + 7,93402 \right) \quad [\Omega/mi] \quad (B.8)$$

$$\hat{z}_{ij} = 0,09530 + j0,12134 \left( \ln \frac{1}{D_{ij}} + 7,93402 \right) \quad [\Omega/mi] \quad (B.9)$$

É importante referir que as modificações de Carson foram propostas para simplificar variáveis habitualmente desconhecidas, como a resistência e raio do solo, além da distância dos condutores ao solo, para além da simplificação de algumas parcelas das equações originais. Contudo, em (KERSTING, 2012) é evidenciado que a comparação dos



resultados obtidos utilizando a versão original e modificada das equações de Carson resultou em uma diferença com erro relativo menor que 1%, pelo que a utilização das EMC não prejudica o objetivo deste trabalho.

Assim, as equações (B.8) e (B.9) são utilizadas para calcular as impedâncias primitivas de condutores em linhas aéreas. A título de exemplo, considerando que a linha a ser modelada é trifásica com neutro, a matriz de impedâncias primitiva 4x4 correspondente, tem a forma

$$[\hat{z}_{prim}] = \begin{bmatrix} [\hat{z}_{ij}] & [\hat{z}_{in}] \\ [\hat{z}_{nj}] & [\hat{z}_{nn}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{z}_{aa} & \hat{z}_{ab} & \hat{z}_{ac} & \hat{z}_{an} \\ \hat{z}_{ba} & \hat{z}_{bb} & \hat{z}_{bc} & \hat{z}_{bn} \\ \hat{z}_{ca} & \hat{z}_{cb} & \hat{z}_{cc} & \hat{z}_{cn} \\ \hat{z}_{na} & \hat{z}_{nb} & \hat{z}_{nc} & \hat{z}_{nn} \end{bmatrix} \quad (\text{B.10})$$

A representação nodal da rede elétrica adotada para este trabalho, onde apenas as fases são representadas explicitamente, requer que a matriz de impedâncias primitivas calculada em (B.10), seja reduzida para uma matriz 3x3, onde apenas esteja representada a impedâncias das três fases. Assim, para linhas com neutro, é aplicada uma técnica, conhecida como “redução de Kron” (KRON, 1951), onde os elementos da matriz respeitantes ao neutro são eliminados através e operações numéricas. A transformação da matriz é alcançada realizando a operação

$$[\hat{z}_{abc}] = [\hat{z}_{ij}] - [\hat{z}_{in}] \cdot [\hat{z}_{nn}]^{-1} \cdot [\hat{z}_{nj}] \quad (\text{B.11})$$

Deste modo, a matriz de impedâncias primitivas, após redução de Kron, ganha a forma

$$[\hat{z}_{abc}] = \begin{bmatrix} \hat{z}_{aa} & \hat{z}_{ab} & \hat{z}_{ac} \\ \hat{z}_{ba} & \hat{z}_{bb} & \hat{z}_{bc} \\ \hat{z}_{ca} & \hat{z}_{cb} & \hat{z}_{cc} \end{bmatrix} [\Omega/mi] \quad (\text{B.12})$$

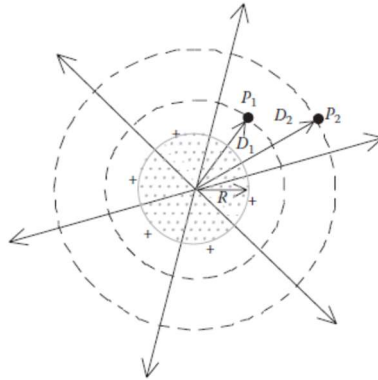
Para uma linha de distribuição não transposta, os termos da diagonal de (B.12) não são idênticos entre si, assim como os termos fora da diagonal. Contudo, a matriz é simétrica. Porém, se a linha for bifásica ou monofásica, as EMC produzem matrizes 3x3 e 2x2, respectivamente, e após redução de Kron, matrizes 2x2 e valores singulares, respectivamente, o que torna estas matrizes incompatíveis para combinação com a  $[Y_{Barra}]$ . No entanto, para este tipo de linhas, este procedimento pode ser aplicado, desde que, no final, as fases não existentes sejam adicionadas à matriz

final (como elementos nulos) para formar uma matriz de formato  $3 \times 3$  e, desta forma, tornar possível a sua adição à  $[Y_{Barra}]$ .

### B.1.2 Admitância *shunt* de cabos aéreos

A admitância *shunt* de uma linha é composta por uma condutância,  $G$ , e uma susceptância capacitiva,  $B$ . Uma vez que  $G \gg B$ , a condutância é desconsiderada e a susceptância traduz o efeito capacitivo das linhas. A capacitância da linha é o resultado da diferença de potencial entre condutores. Um condutor energizado cria um campo elétrico na direção contrária ao seu centro. Linhas equipotenciais, concêntricas em relação ao condutor energizado, são criadas, como ilustra a Figura 70.

Figura 70 – Campo elétrico de um condutor carregado.



Fonte: (KERSTING, 2012).

A diferença de potencial entre os pontos  $P_1$  e  $P_2$  resulta do campo elétrico do condutor energizado. Quando a diferença de potencial entre dois pontos é conhecida, a capacitância entre estes dois pontos pode ser calculada. Em relação a outros condutores energizados na vizinhança, a diferença entre os dois pontos é uma função da distância aos condutores e a carga em cada condutor.

O cálculo da admitância *shunt* para linhas aéreas é realizado utilizando o método das imagens, tal como para a computação da impedância série na seção B.1.1.

Considere-se novamente a Figura 69, onde os condutores  $i$  e  $j$  e respectivas imagens  $i'$  e  $j'$ , são também representados pelas cargas  $q$  e distâncias  $D$  e  $S$  que os separam entre si e suas imagens respectivamente.

A queda de tensão entre o condutor  $i$  e a terra ( $V_{it}$ ) é dada pela equação aproximada

$$V_{it} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \left( q_i \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} + q_j \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} \right) \quad (\text{B.13})$$

onde

$q_i$  é a densidade de carga no condutor  $i$  (em  $C/m$ )

$q_j$  é a densidade de carga no condutor  $j$  (em  $C/m$ )

$S_{ii}$  é a distância entre o condutor  $i$  à sua imagem  $i'$  (em  $ft$ )

$S_{ij}$  é a distância entre o condutor  $i$  e imagem do condutor  $j'$  (em  $ft$ )

$RD_i$  é o raio do condutor  $i$  (em  $ft$ )

$D_{ij}$  é a distância entre o condutor  $i$  e o condutor  $j$  (em  $ft$ )

$\epsilon = \epsilon_0 \epsilon_r$  é a permissividade do meio,  $\epsilon_0$  a permissividade do vácuo

( $\epsilon_0 = 8,85 \times 10^{-12} \mu F/m$ ) e  $\epsilon_r$  a permissividade relativa do meio

A equação (B.13) pode ser reescrita na forma

$$V_{it} = P_{ii} \cdot q_i + P_{ij} \cdot q_j \quad (\text{B.14})$$

onde  $P_{ii}$  e  $P_{ij}$  são os coeficientes potenciais próprio e mútuo, respetivamente.

Considerando a permissividade relativa do meio igual a 1,0, a permissividade do ar pode ser calculada como

$$\epsilon_{ar} = 1,0 \cdot 8,85 \times 10^{-12} [F/m] = 1,4240 \times 10^{-2} [\mu F/mi] \quad (\text{B.15})$$

Então, os valores dos coeficientes potenciais próprio e mútuo podem ser calculados como

$$\hat{P}_{ii} = 11,17689 \cdot \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} [mi/\mu F] \quad (\text{B.16})$$

$$\hat{P}_{ij} = 11,17689 \cdot \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} [mi/\mu F] \quad (\text{B.17})$$

Utilizando o mesmo exemplo utilizado para cálculo da impedância série, a matriz de coeficientes potenciais primitiva,  $[\hat{P}_{prim}]$  de uma linha trifásica com neutro, tem a forma

$$[\hat{P}_{prim}] = \begin{bmatrix} [\hat{P}_{ij}] & [\hat{P}_{in}] \\ [\hat{P}_{nj}] & [\hat{P}_{nn}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{P}_{aa} & \hat{P}_{ab} & \hat{P}_{ac} & \hat{P}_{an} \\ \hat{P}_{ba} & \hat{P}_{bb} & \hat{P}_{bc} & \hat{P}_{bn} \\ \hat{P}_{ca} & \hat{P}_{cb} & \hat{P}_{cc} & \hat{P}_{cn} \\ \hat{P}_{na} & \hat{P}_{nb} & \hat{P}_{nc} & \hat{P}_{nn} \end{bmatrix} \quad (\text{B.18})$$

De igual modo à matriz de impedâncias série primitiva, a matriz  $[\hat{P}_{prim}]$  é transformada em uma matriz  $3 \times 3$ , utilizando a redução de Kron, em uma operação semelhante a (B.11), nomeadamente

$$[\hat{P}_{abc}] = [\hat{P}_{ij}] - [\hat{P}_{in}] \cdot [\hat{P}_{nn}]^{-1} \cdot [\hat{P}_{nj}] \quad (\text{B.19})$$

A inversão da matriz de coeficientes potenciais, após redução de Kron, resulta na matriz de capacitâncias

$$[C_{abc}] = [\hat{P}_{abc}]^{-1} = \begin{bmatrix} C_{aa} & C_{ab} & C_{ac} \\ C_{ba} & C_{bb} & C_{bc} \\ C_{ca} & C_{cb} & C_{cc} \end{bmatrix} \quad [\mu / \text{mi}] \quad (\text{B.20})$$

Se a linha for composta apenas por dois ou um condutor, a matriz de capacitâncias vai ter uma forma  $3 \times 3$  ou  $2 \times 2$ , respetivamente, e, após redução de Kron,  $2 \times 2$  e valores singulares, respetivamente. Assim, tal como para a impedância de série, as fases não existentes devem ser adicionadas à matriz final (como elementos nulos) para formar uma matriz de formato  $3 \times 3$ .

Por fim, a matriz de admitância shunt de uma linha aérea, desprezando a condutância, é dada por

$$[y_{abc}] = 0 + j\omega[C_{abc}] \quad [\mu\text{S}/\text{mi}] \quad (\text{B.21})$$

onde

$$\omega = 2\pi f = 376,9911 \quad (\text{se } f = 60 \text{ Hz})$$

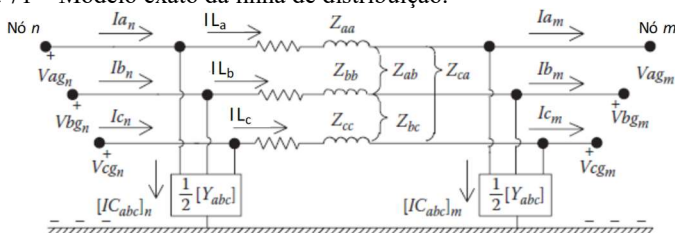
### B.1.3 Admitância primitiva de cabos aéreos

A admitância *shunt* é muitas vezes ignorada, uma vez que as linhas de distribuição são geralmente curtas. Contudo, alguns alimentadores rurais, possuem linhas mais longas e carregadas, pelo a admitância *shunt* ganha importância na matriz de admitâncias primitiva, sendo por isso

considerada, neste trabalho, em todas as linhas de distribuição, independentemente do seu comprimento.

Ao assumir a não transposição de linhas e considerar, ao mesmo tempo considerar a admitância *shunt* da linha, o modelo elétrico da linha desenvolvido nas seções anteriores, compõe o modelo exato de uma linha aérea de distribuição, apresentado na Figura 71, onde as principais variáveis do modelo estão incluídas.

Figura 71 – Modelo exato da linha de distribuição.



Fonte: (KERSTING, 2012).

Finalmente, após cálculo das matrizes de impedância série (B.12) e admitância *shunt* (B.20), a matriz de admitância primitiva  $[Y_{prim}]$  de uma linha aérea, sem assumir a transposição das linhas, é definido por

$$[Y_{prim}] = [\hat{Z}_{abc}]^{-1} + j\omega[C_{abc}] \quad (B.22)$$

Seguindo a metodologia descrita, a matriz  $[Y_{prim}]$  obtida encontra-se em um formato adequado para ser posteriormente integrada na  $[Y_{Barra}]$ .

## B.2 Linhas subterrâneas

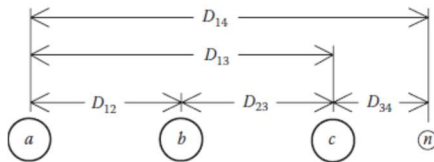
Semelhante às linhas aéreas, a matriz de admitância primitiva de linhas subterrâneas é composta por uma impedância série e uma admitância *shunt*. Do mesmo modo, as ECM podem também ser aplicadas a linhas subterrâneas. Assim, esta seção apresenta, de forma sequencial, a formulação para cálculo da impedância série, admitância shunt e admitância primitiva de dois tipos convencionais de linhas subterrâneas: o cabo com neutro concêntrico e o cabo blindado.

### B.2.1 Impedância série de cabos subterrâneos

A impedância série de cabos subterrâneos é determinada utilizando as EMC, tal como para linhas aéreas. Contudo, a configuração dos cabos

subterrâneos requer especial atenção na definição de algumas variáveis. Considere-se a configuração dos condutores na Figura 72, para três cabos subterrâneos (para as fases  $a$ ,  $b$  e  $c$ ) e um cabo de neutro adicional.

Figura 72 – Disposição de cabos subterrâneo trifásicos com neutro.



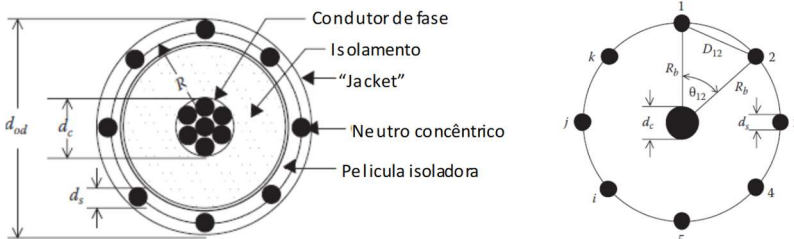
Fonte: (KERSTING, 2012).

A formulação para cálculo das impedâncias de série, considerando as duas configurações de cabo mais frequentes, cabo com neutro concêntrico e cabo blindado em fita é apresentada em seguida.

### Cabo com neutro concêntrico

A configuração típica de um cabo com neutro concêntrico, representada na Figura 73, consiste em um condutor de fase, revestido por uma fina película semicondutora não-metálica, no qual é fixado o material isolante. Este material, por sua vez, é revestido por uma película semicondutora isolante. Os fios que compõem o neutro concêntrico estão trançados nesta película, com um espaçamento uniforme entre fios. Alguns cabos podem ainda ser revestidos por uma última camada isoladora, denominada de capa externa (“*jacket*”) (KERSTING, 2012).

Figura 73 – Cabo com neutro concêntrico.



Fonte: (KERSTING, 2012).

A média geométrica do raio equivalente para um cabo com neutro concêntrica ( $GMR_{nc}$ ), para utilização nas EMC, é calculado utilizando

$$GMR_{nc} = \sqrt[k]{GMR_s \cdot k \cdot R^{k-1}} \quad (\text{B.23})$$

com

$$R = \frac{d_{od} - d_s}{24} \quad (\text{B.24})$$

onde

$GMR_s$  é a média geométrica do raio do fio do neutro (em *ft*)

$d_{od}$  é o diâmetro exterior do cabo com neutro concêntrico (em *in*)

$d_s$  é o diâmetro do fio de neutro concêntrico (em *in*)

$RD_i$  é o raio do condutor  $i$  (em *pés*)

$k$  é o número de fios de centro concêntrico no condutor

A resistência equivalente do cabo com neutro concêntrico,  $r_{nc}$ , é calculada pela razão

$$r_{nc} = \frac{r_s}{k} \quad (\text{B.25})$$

onde  $r_s$  é a resistência do fio de neutro concêntrico (em  $\Omega/\text{mi}$ ).

Com relação à distância entre condutores e neutro, uma vez que o espaçamento entre o neutro concêntrico e as fases do condutor e demais neutros concêntricos difere, os seguintes espaçamentos devem ser considerados:

1) Distância entre neutro concêntrico e seu próprio condutor de fase:

$$D_{ij} = R \quad (\text{equação B.24}) \quad (\text{B.26})$$

2) Distância entre neutro concêntrico e outro neutro concêntrico adjacente:

$$D_{ij} = \text{distância entre os centros dos respectivos condutores de fase} \quad (\text{B.27})$$

Esta distância corresponde, por exemplo, aos espaçamentos  $D_{12}$ ,  $D_{13}$ ,  $D_{14}$ ,  $D_{23}$  e  $D_{34}$  da Figura 72.

3) Distância entre neutro concêntrico e um condutor de fase adjacente:

$$D_{ij} = \sqrt[k]{D_{nm}^k - R^k} \quad (\text{B.28})$$

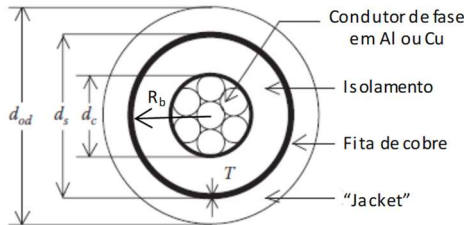
onde  $D_{nm}$  é a distância entre os centros dos condutores de fase associados.

Clarificadas as particularidades inerentes aos cabo subterrâneo com núcleo concêntrico, as EMC podem ser aplicadas, e a impedância série deste tipo de cabos é obtida reproduzindo o equacionamento (B.8)-(B.12), porém considerando as especificidades identificadas nesta seção.

### Cabo blindado

A configuração de um cabo blindado, representada na Figura 74, consiste em um condutor de fase revestido por uma fina película semicondutora não-metálica, no qual é fixado o material isolante. O isolante, por sua vez, é revestido por uma película isolador não-metálica. A blindagem é realizada por uma fita helicoidal de cobre nu, aplicada em torno da película isolante. Uma última camada isoladora, denominada de capa externa (“*jacket*”), reveste o cabo (KERSTING, 2012).

Figura 74 – Cabo blindado com fita.



Fonte: (KERSTING, 2012).

Para aplicação das EMC, tal como para o cabo com neutro concêntrico, algumas particularidades precisam ser consideradas, relacionadas com o espaçamento dos condutores (KERSTING, 2012).

A resistência da fita de cobre, que fornece blindagem ao cabo é

$$r_{fita} = 7,9385 \cdot 10^8 \cdot \frac{\rho}{d_s \cdot T} \quad (\text{B.29})$$

onde

$\rho$  é a resistividade da fita de blindagem (100  $\Omega\cdot m$  para uma temperatura de 50 °C)

$d_s$  é o diâmetro exterior do cabo de blindagem (em in)

$T$  é a espessura da blindagem de cobre (em mm)

A média geométrica do raio fita de blindagem ( $GMR_{fita}$ ) é dada por



$$GMR_{fita} = \frac{(d_s/2) - (T/2000)}{12} \quad (\text{B.30})$$

Com relação à distância entre a fita de blindagem, condutores e demais elementos, os espaçamentos (em *ft*) devem ser considerados:

1) Distância entre a fita de blindagem e o seu próprio condutor de fase:

$$D_{ij} = GMR_{blindagem} \quad (\text{equação B.30}) \quad (\text{B.31})$$

2) Distância entre a fita de blindagem e outra fita adjacente:

$$D_{ij} = \text{distância entre os centros dos respectivos condutores de fase} \quad (\text{B.32})$$

3) Distância entre a fita de blindagem e um condutor adjacente:

$$D_{ij} = D_{nm} \quad (\text{B.33})$$

onde  $D_{nm}$  é a distância entre os centros dos condutores de fase associados.

Definidas as particularidades associadas a este tipo particular de cabo, as EMC podem ser aplicadas, e a impedância é obtida reproduzindo o equacionamento (B.8)-(B.12), porém considerando as especificidades identificadas nesta seção.

### E.2.2 Admitância *shunt* de cabos subterrâneos

Tal como para linhas aéreas, a condutância em cabos subterrâneos é também ignorada, pelo seu valor ser substancialmente menor do que a susceptância capacitiva. Assim, a determinação da admitância *shunt* de cabos subterrâneos passa pelo cálculo da capacitância associada. Em seguida, são apresentadas as formulações para obtenção da admitância *shunt* dos dois tipos de cabo subterrâneo mais frequentes.

#### Cabo com neutro concêntrico

Neste tipo de cabos, os fios do neutro concêntrico são aterrados, de forma que possuem um potencial idêntico e, devido ao encordoamento, pode se assumir que o campo elétrico gerado pela carga no condutor de fase está limitado à fronteira dos fios de neutro concêntrico. Para calcular a capacitância entre o condutor de fase e a terra, aplica-se a queda de tensão entre o condutor  $p$  e um dos fios do neutro concêntrico  $f$  (uma vez que todos os fios estão ao mesmo potencial), dada por

$$V_{pf} = \frac{q_p}{2\pi\epsilon} \left[ \ln \frac{R_b}{RD_c} - \frac{1}{k} \left( \ln \frac{k \cdot RD_s}{R_b} \right) \right] \quad (\text{B.34})$$

onde

$q_p$  é a densidade de carga no condutor  $p$  (em  $cb/m$ )

$R_b$  é o raio de um círculo que atravessa o centro dos fios do núcleo concêntrico (em  $ft$ )

$RD_c$  é o raio do condutor (em  $ft$ )

$RD_s$  é o raio do fio do neutro concêntrico (em  $ft$ )

$k$  é o número total de fios de núcleo concêntrico

$\epsilon = \epsilon_0 \epsilon_r$  é a permissividade do meio,  $\epsilon_0$  a permissividade do ar ( $\epsilon_0 = 1,4240 \times 10^{-12} \mu F/m$ ) e  $\epsilon_r$  a permissividade relativa do meio

Uma vez que os fios do núcleo são todos aterrados, a equação (B.34) traduz a queda de tensão entre o condutor de fase e a terra. Então, a capacitância fase-terra ( $C_{pt}$ ) de um cabo com neutro concêntrico é

$$C_{pt} = \frac{q_p}{V_{pf}} = \frac{2\pi\epsilon}{\ln \frac{R_b}{RD_c} - \frac{1}{k} \left( \ln \frac{k \cdot RD_s}{R_b} \right)} \quad (\text{B.35})$$

Como foi referido, o campo elétrico do condutor é confinado pelo material isolador. Considerando um valor típico de permissividade relativa deste tipo de material,  $\epsilon_r = 2,3$ , a equação da admitância *shunt* de um cabo de neutro concêntrico é

$$Y_{ag} = 0 + j \frac{77,3619}{\ln \frac{R_b}{RD_c} - \frac{1}{k} \left( \ln \frac{k \cdot RD_s}{R_b} \right)} \quad [\mu S/milha] \quad (\text{B.36})$$

### Cabo blindado

Em relação a cabos blindados, tal como para cabos com neutro concêntrico, o campo elétrico está confinado ao material isolante, pelo que a mesma permissividade relativa se aplica a este tipo de cabos. Assim, a admitância *shunt* para um cabo blindado por fita é

$$Y_{ag} = 0 + j \frac{77,3619}{\ln \frac{R_b}{RD_c}} \quad [\mu S/milha] \quad (\text{B.37})$$

onde  $R_b$  é o raio de um círculo que atravessa o cabo blindado por fio (em  $ft$ ) e  $RD_c$  é o raio do condutor (em  $ft$ ),

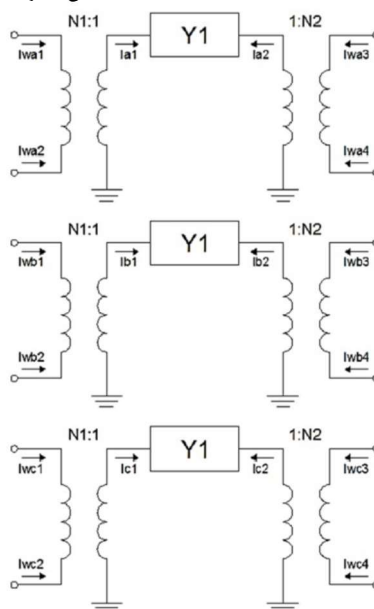
### B.2.3 Admitância primitiva de cabos subterrâneos

Finalmente, após cálculo das matrizes de impedância série e admitância *shunt*, a matriz de admitância primitiva  $[Y_{prim}]$  de uma linha subterrânea é definida da mesma forma que para linhas aéreas, anteriormente definido pela equação (B.22) da seção B.1.3, porém considerando as impedâncias série e admitância shunt calculadas em B.2.1 e B.2.2 respetivamente.

### B.3 Transformador

Uma representação genérica de um transformador trifásico, sem ligação especificada (estrela ou delta), é apresentada na Figura 75.

Figura 75 – Representação genérica de transformador trifásico.



Fonte: (KERSTING, 2012).

O método proposto em (DUGAN; SANTOSO, 2003) permite modelar, de forma genérica, um qualquer transformador com  $m$  enrolamentos, independentemente do tipo de conexão e impedâncias dos seus enrolamentos. Por este método, a matriz de admitância primitiva do transformador, seja este monofásico, bifásico ou trifásico, pode ser

calculada conhecendo apenas a impedância de curto-circuito entre os pares de enrolamentos e a relação das espiras ou tensões nominais.

Assim, a matriz de admitância primitiva é obtida pela combinação das matrizes de impedâncias de curto-circuito do transformador ( $Z_b$ ), matriz de incidência dos enrolamentos do transformador ( $B$ ), matriz de incidência das espiras dos enrolamentos ( $N$ ) e a matriz de incidências das correntes nos enrolamentos do transformador ( $A_t$ ), combinadas por

$$[Y_{prim}] = [A_t][N][B][Z_b]^{-1}[B]^T[N]^T[A_t]^T \quad (B.38)$$

As impedâncias de curto-circuito entre enrolamentos são normalmente disponibilizadas pelos fabricantes de transformadores, sendo os seus valores obtidos por testes ou fórmulas empíricas. A partir destes dados, a matriz de impedâncias de curto-circuito,  $[Z_B]$ , pode ser construída assumindo um dos enrolamentos como referência, em um processo idêntico à construção da matriz de curto-circuito de um sistema onde a referência é uma barra infinita.

Considere-se a impedância de curto-circuito,  $Z_{SCij}$ , entre os enrolamentos  $i$  e  $j$  do transformador. Seja  $Z_{base}$  o multiplicador de conversão para uma tensão conveniente. Considerando o primeiro enrolamento do transformador como referência (assume-se em curto, normalmente o primeiro),  $[Z_B]$ , de ordem  $m-1$ , é definida pelos elementos:

Elementos diagonais:

$$Z_{Bii} = Z_{SC_{1,i+1}} \times Z_{base} \quad , \quad \text{para } i = 1 \text{ até } m - 1 \quad (B.39)$$

Elementos não-diagonais:

$$Z_{Bij} = 0,5 \left[ Z_{Bii} + Z_{Bjj} - Z_{SC_{j+1,i+1}} \times Z_{base} \right] \quad , \quad i \neq j \quad (B.40)$$

A matriz  $[B]$  é uma matriz de incidência, de dimensão  $m \times m-1$ , que relacionada as correntes de curto-circuito com as correntes em cada terminal do transformador. Pode assumir os valores 1,  $-1$  ou 0. A matriz  $[N]$  é uma matriz, de dimensão  $m \times m$  ou  $2m \times m$  (se cada terminal de cada enrolamento é representado individualmente), onde os elementos não nulos são definidos pelo inverso do número de espiras dos enrolamentos ou tensão nominal do enrolamento, dependendo da base de  $[Z_B]$ .

Por fim, a matriz  $[A_t]$  relaciona as correntes nos enrolamentos com as correntes nos terminais. Os valores não nulos podem ser 1 ou  $-1$ . Dado

o caráter genérico do método, a matriz de admitância primitiva do transformador, pode resultar em uma matriz  $7 \times 7$  ou  $8 \times 8$ , o que dificulta a sua adição à  $[Y_{Barra}]$ . Assim, as colunas e linhas de  $[Y_{prim}]$  respeitantes ao neutro, são eliminadas, capturando apenas as linhas e colunas das fases, o que resultará em uma matriz  $6 \times 6$ , para posterior integração na  $[Y_{Barra}]$ .

## B.4 Cargas

As cargas conectadas no sistema precisam ser consideradas na matriz  $[Y_{Barra}]$ . As cargas são conectadas em estrela (Y) ou delta ( $\Delta$  ou D), podem ser monofásicas, bifásicas ou trifásicas, balanceadas ou desbalanceadas, e podem ser pontuais (concentradas em um único ponto) ou distribuídas ao longo da linha (KERSTING, 2012). São tipicamente caracterizadas pela potência complexa consumida, especificadas por uma potência ativa (em kW) e uma potência reativa (em kvar) e representadas por 4 tipos de modelos, nomeadamente (KERSTING, 2012):

- 1) Impedância constante (Z);
- 2) Corrente constante (I);
- 3) Potência ativa e reativa constante (P constante);
- 4) Ou uma combinação dos anteriores.

Estes modelos são utilizados nos métodos iterativos de cálculo de fluxo de potências, onde as voltagens inicialmente assumidas são substituídas, após o cálculo do fluxo de potências, pelas tensões operativas atuais. Cada um destes modelos é inicialmente definido por uma potência complexa por fase e uma tensão fase-neutro (para cargas em estrela) ou fase-fase (cargas em delta). Para facilitar a representação e especificação de cada modelo de carga implementado, as diferentes combinações de conexão e modelo são apresentadas na Tabela 33.

Tabela 33 – Modelos e conexão de cargas.

Nomenclatura	Tipo de conexão	Modelo de representação
Y-Z	Estrela	Impedância constante
Y-I	Estrela	Corrente constante
Y-P	Estrela	Potência constante
D-Z	Delta	Impedância constante
D-I	Delta	Corrente constante
D-P	Delta	Potência constante

Fonte: (IEEE, KERSTING, 2001).

Para além das combinações explícitas na Tabela 33, é possível ainda a representação de cargas como a combinação de dois ou mais modelos, atribuindo uma percentagem da carga a cada modelo. Neste trabalho, todos os modelos foram implementados.

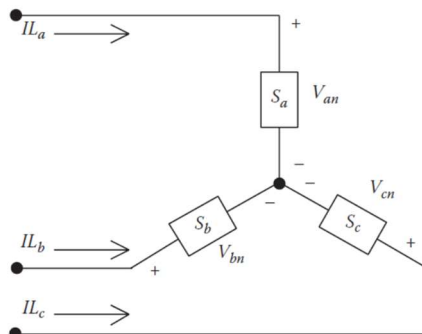
Os modelos originais das cargas são utilizados no processo iterativo do cálculo do fluxo de potências, onde se assume um perfil de tensão inicial de cargas plano (igual a 1.0 p.u.), para determinação das correntes que alimentam as mesmas. Para o estudo do curto-circuito, todas as cargas são modeladas pelo modelo de impedância constante, e, com base na corrente estimada pelo fluxo de potências, a matriz de admitância primitiva ( $Y_{prim}$ ) de cada carga é calculada.

A forma como as correntes são calculadas, para cada um dos modelos de carga, é apresentada nas seções seguintes, assim como o cálculo da matriz de admitância primitiva de cada conexão [ $Y_{prim}$ ], para integração na matriz de admitância do sistema [ $Y_{Barra}$ ].

#### B.4.1 Cargas conectadas em estrela

A Figura 76 mostra o modelo da carga conectada em estrela, onde as correntes  $IL_a$ ,  $IL_b$  e  $IL_c$  são as correntes que alimentam e circulam na carga,  $S_a$ ,  $S_b$  e  $S_c$  são as potências complexas de cada uma das fases e  $V_{an}$ ,  $V_{bn}$  e  $V_{cn}$  são as tensões fase-neutro das fases  $a$ ,  $b$  e  $c$ , respetivamente.

Figura 76 – Carga conectada em estrela (Y).



Fonte: (KERSTING, 2012).

As correntes nas fases, para o modelo de potência constante, são calculadas através das equações

$$\begin{aligned}
 IL_a &= \left( \frac{S_a}{V_{an}} \right)^* \\
 IL_b &= \left( \frac{S_b}{V_{bn}} \right)^* \\
 IL_c &= \left( \frac{S_c}{V_{cn}} \right)^*
 \end{aligned} \tag{B.41}$$

Neste modelo, as tensões fase-neutro ( $V_{an}$ ,  $V_{bn}$  e  $V_{cn}$ ) são alteradas a cada iteração do fluxo de potência, até que a convergência seja atingida.

Para o modelo de impedância constante, é necessário, numa primeira etapa, determinar o valor da impedância de cada fase, com base na potência complexa especificada e a tensão fase-neutro. Assim

$$\begin{aligned}
 Z_a &= \frac{|V_{an}|^2}{S_a^*} \\
 Z_b &= \frac{|V_{bn}|^2}{S_b^*} \\
 Z_c &= \frac{|V_{cn}|^2}{S_c^*}
 \end{aligned} \tag{B.42}$$

As correntes na carga são calculadas com base na “impedância constante” calculada no ponto anterior, ou seja

$$\begin{aligned}
 IL_a &= \frac{V_{an}}{Z_a} \\
 IL_b &= \frac{V_{bn}}{Z_b} \\
 IL_c &= \frac{V_{cn}}{Z_c}
 \end{aligned} \tag{B.43}$$

Neste modelo, as tensões fase-neutro ( $V_{an}$ ,  $V_{bn}$  e  $V_{cn}$ ) são alteradas a cada iteração do fluxo de potência, até que a convergência seja atingida. Contudo, a impedância calculada em (B.42) permanece constante. Para análise do curto-circuito, esta propriedade permite o cálculo a matriz admitância das cargas. Assim, a matriz de admitância primitiva é calculada a partir das impedâncias, ou seja

$$[Y_{prim}] = [Z]^{-1} = \begin{bmatrix} Z_a & 0 & 0 \\ 0 & Z_b & 0 \\ 0 & 0 & Z_c \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} Y_a & 0 & 0 \\ 0 & Y_b & 0 \\ 0 & 0 & Y_c \end{bmatrix} \tag{B.44}$$

onde  $Y_a$ ,  $Y_b$  e  $Y_c$  são as admitâncias próprias das fases  $a$ ,  $b$  e  $c$ , respectivamente.

Para o modelo de corrente constante, as magnitudes das correntes são calculadas através da equação (B.41) e, depois, mantidas constantes enquanto o valor do ângulo da tensão ( $\delta$ ) varia a cada iteração do fluxo de potência. Isto resulta na variação do ângulo da corrente, de forma a que o fator de potência da carga permaneça constante. Assim, as correntes na carga são calculadas através da equação

$$\begin{aligned} IL_a &= |IL_a|/\delta_a - \theta_a \\ IL_b &= |IL_b|/\delta_b - \theta_b \\ IL_c &= |IL_c|/\delta_c - \theta_c \end{aligned} \quad (\text{B.45})$$

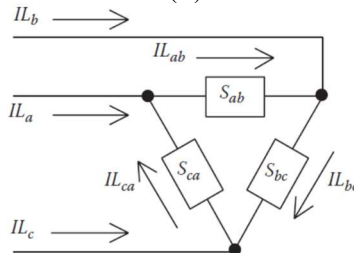
onde  $\theta_a$ ,  $\theta_b$  e  $\theta_c$  representam o ângulo do fator de potência da fase  $a$ ,  $b$  e  $c$ , respetivamente.

Por fim, para modelos combinados de carga, uma percentagem da carga total deve ser atribuída a cada modelo escolhido e a corrente total que circula na carga é dada pela soma das componentes dos modelos escolhidos. Para uma melhor compreensão de como esta combinação é realizada, recomenda-se a consulta de (KERSTING, 2012).

#### B.4.2 Cargas conectadas em delta

O modelo de carga para conexão em delta é apresentado na Figura 77, onde as correntes  $IL_a$ ,  $IL_b$  e  $IL_c$  são as correntes que alimenta a carga,  $IL_{ab}$ ,  $IL_{bc}$  e  $IL_{ca}$  são as correntes que circulam entre fases e  $S_{ab}$ ,  $S_{bc}$  e  $S_{ca}$  são as potências complexas entre fases.

Figura 77 – Carga conectada em delta ( $\Delta$ ).



Fonte: (KERSTING, 2012).

As correntes entre fases, para o modelo de potência constante, são calculadas através das equações:



$$\begin{aligned}
 IL_{ab} &= \left( \frac{S_{ab}}{V_{ab}} \right)^* \\
 IL_{bc} &= \left( \frac{S_{bc}}{V_{bc}} \right)^* \\
 IL_{ca} &= \left( \frac{S_{ca}}{V_{ca}} \right)^*
 \end{aligned} \tag{B.46}$$

Neste modelo, as tensões fase-fase ( $V_{ab}$ ,  $V_{bc}$  e  $V_{ca}$ ) alteram-se a cada iteração do fluxo de potências, o que resulta em diferentes valores de corrente e ângulo a cada iteração do fluxo de potências.

Para o modelo de impedância constante, tal como no modelo em estrela, é necessário, determinar o valor da impedância entre fases, com base na potência complexa especificada e tensões fase-fase, como

$$\begin{aligned}
 Z_{ab} &= \frac{|V_{ab}|^2}{S_{ab}^*} \\
 Z_{bc} &= \frac{|V_{bc}|^2}{S_{bc}^*} \\
 Z_{ca} &= \frac{|V_{ca}|^2}{S_{ca}^*}
 \end{aligned} \tag{B.47}$$

As correntes na carga são calculadas com base na impedância calculada anteriormente, ou seja:

$$\begin{aligned}
 IL_{ab} &= \frac{V_{ab}}{Z_{ab}} \\
 IL_{bc} &= \frac{V_{bc}}{Z_{bc}} \\
 IL_{ca} &= \frac{V_{ca}}{Z_{ca}}
 \end{aligned} \tag{B.48}$$

Tal como para conexão em estrela, neste modelo, as tensões fase-fase ( $V_{ab}$ ,  $V_{bc}$  e  $V_{ca}$ ) são alteradas a cada iteração do fluxo de potência, até que a convergência seja atingida. Contudo, a impedância calculada em (B.47) permanece constante. Para análise do curto-circuito esta propriedade permite também realizar o cálculo da matriz de admitância da carga. Assim,  $[Y_{prim}]$  é calculada como:

$$[Y_{prim}] = [Z]^{-1} = \begin{bmatrix} Z_{ab} + Z_{ca} & -Z_{ab} & -Z_{ca} \\ -Z_{ab} & Z_{bc} + Z_{ab} & -Z_{bc} \\ -Z_{ca} & -Z_{bc} & Z_{ca} + Z_{bc} \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} Y_{ab} + Y_{ca} & -Y_{ab} & -Y_{ca} \\ -Y_{ab} & Y_{bc} + Y_{ab} & -Y_{bc} \\ -Y_{ca} & -Y_{bc} & Y_{ca} + Y_{bc} \end{bmatrix} \tag{B.49}$$

onde  $Y_{ab}$ ,  $Y_{bc}$  e  $Y_{ca}$  são as admitâncias próprias entre as fases  $ab$ ,  $bc$  e  $ca$ , respetivamente.

Para o modelo de corrente constante, a magnitude da corrente é calculada através da equação (B.46) e, depois, mantida constante enquanto o valor do ângulo da tensão ( $\delta$ ) varia a cada iteração do fluxo de potência. Assim, o fator de potência da carga ( $\theta$ ) permanece constante. As correntes na carga são calculadas através de:

$$\begin{aligned} IL_{ab} &= |IL_{ab}| / \underline{\delta_{ab} - \theta_{ab}} \\ IL_{bc} &= |IL_{bc}| / \underline{\delta_{bc} - \theta_{bc}} \\ IL_{ca} &= |IL_{ca}| / \underline{\delta_{ca} - \theta_{ca}} \end{aligned} \quad (\text{B.50})$$

Para modelos combinados de carga, uma porcentagem da carga total deve ser atribuída a cada modelo escolhido e a corrente total que circula na carga é dada pela soma das componentes dos modelos escolhidos.

Por fim, as correntes que alimentam a carga em delta,  $IL_a$ ,  $IL_b$  e  $IL_c$ , são determinadas aplicando a lei de Kirchhoff das Correntes em cada nó da configuração delta (KERSTING, 2012). Estas correntes, na forma matricial, são calculadas como

$$\begin{bmatrix} IL_a \\ IL_b \\ IL_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} IL_{ab} \\ IL_{bc} \\ IL_{ca} \end{bmatrix} \quad (\text{B.51})$$

#### B.4.3 Cargas monofásicas e bifásicas

Estes tipos particulares de cargas, sejam em conexão estrela ou delta, são modelados assumindo uma corrente nula na fase ou fases em falta. Assim, as correntes nas demais fases, para qualquer um dos modelos, são calculadas utilizando as mesmas equações que para cargas trifásicas, porém a corrente da fase ou fases em falta é sempre nula. Da mesma forma, a matriz de admitâncias destas cargas é calculada utilizando a formulação de cargas trifásicas, porém a ausência de uma ou fases resultam em valores nulos de admitância.

### B.5 Regulador de tensão

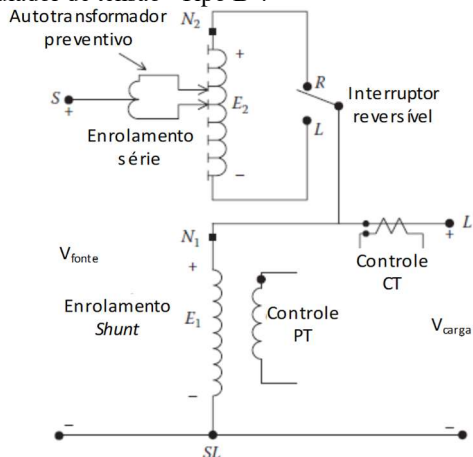
O regulador de tensão, com comutação de *taps*, é um equipamento comumente utilizado em sistemas de distribuição, para manter a tensão ao longo de um alimentador. Estes reguladores podem ser monofásicos ou trifásicos, conectados em estrela ou delta. O regulador de tensão é

essencialmente um autotransformador com mecanismo LTC (*Load Tap Changing*), onde a elevação (ou abaixamento) da tensão é conseguida pela alteração do número de espiras (comutação de *taps*) nos enrolamentos desse autotransformador (KERSTING, 2012). De acordo com a norma IEEE Std C57.15-2009, um regulador de tensão pode ter dois tipos de conexão (IEEE, 1999):

- 1) Tipo A: o circuito primário está conectado diretamente no enrolamento shunt do regulador de tensão. O enrolamento série é conectado ao enrolamento shunt que, por sua vez e via taps, está conectado ao circuito regulado. Neste tipo de regulador de tensão, a excitação do núcleo varia, uma vez que o enrolamento shunt está conectado ao longo do circuito primário, que não é regulado;
- 2) Tipo B: o circuito primário está conectado, via *taps*, ao enrolamento série do regulador de tensão. O enrolamento série está conectado ao enrolamento *shunt*, que por sua vez, está conectado diretamente ao circuito regulado. Neste tipo de regulador de tensão, a excitação do núcleo é constante, uma vez que o enrolamento *shunt* está conectado ao longo do circuito regulado.

Segundo (KERSTING, 2012), a conexão “Tipo B” é mais comum. Uma representação deste tipo de religador e suas ligações são apresentadas na Figura 78.

Figura 78 – Regulador de tensão “Tipo B”.



Fonte: (KERSTING, 2012).

O circuito que controla o regulador de tensão requer as seguintes configurações (KERSTING, 2012):

- 1) Tensão esperada no terminal de saída do regulador;
- 2) Tolerância para tensão esperada na saída do regulador (também denominada como largura de banda);
- 3) Tempo de atuação do regulador, ou seja, um intervalo de tempo até que a tensão seja efetivamente elevada ou abaixada;
- 4) Compensador de circuito – configurações  $R$  (resistência) e  $X$  (reatância) entre o regulador e o ponto de regulação.

A conexão de um regulador de tensão trifásico é semelhante à ligação de três reguladores de tensão monofásicos. Quando três reguladores monofásicos são conectados, cada regulador possui o seu próprio circuito compensador e, conseqüentemente, cada comutador *tap* em cada regulador opera separadamente.

Um regulador de tensão tipicamente possui ajuste automático de *tap* operando em uma faixa de  $\pm 10\%$ , o que se traduz em 32 degraus de *tap* (*steps*). Este valor representa cerca de  $5/8 \%$  de variação na tensão por cada degrau (ou 0,00625 por unidade). Assim, a relação de regulação é dada pela equação

$$a_R = 1 \pm 0,00625 \cdot Tap \quad (B.52)$$

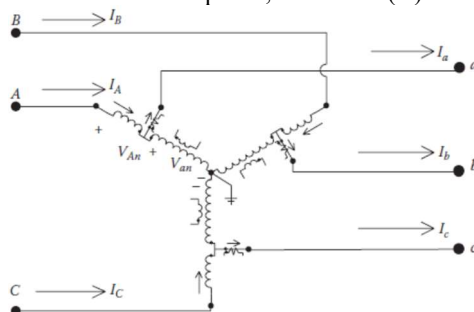
onde o sinal negativo se aplica para posições de elevação, enquanto o sinal de positivo deve ser utilizado para operações de abaixamento de tensão.

Um regulador de tensão pode ser conectado em estrela ou delta. A determinação das correntes que circulam no regulador, assim como o cálculo da admitância primitiva deste equipamento são apresentadas nas seções seguintes, para as conexões estrela e delta de um regulador de tensão do tipo B.

### B.5.1 Regulador de tensão conectado em estrela

A representação de três reguladores de tensão monofásicos, conectados em estrela, é ilustrada na Figura 79, para a posição de elevação de tensão, onde  $I_A$ ,  $I_B$  e  $I_C$  são as correntes que alimentam as fases do regulador,  $V_{an}$  a tensão entre a fase  $a$  e o neutro e  $I_a$ ,  $I_b$  e  $I_c$  as correntes nos terminais de saída do regulador.

Figura 79 – Regulador de tensão “Tipo B”, em estrela (Y).



Fonte: (KERSTING, 2012).

Independentemente do tipo de operação de regulação (elevação ou abaixamento de tensão), as seguintes equações de tensão e corrente aplicam-se para cálculo do fluxo de potência

$$\begin{bmatrix} V_{An} \\ V_{Bn} \\ V_{Cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{R_a} & 0 & 0 \\ 0 & a_{R_b} & 0 \\ 0 & 0 & a_{R_c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} \quad (\text{B.53})$$

$$\begin{bmatrix} I_{An} \\ I_{Bn} \\ I_{Cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{a_{R_a}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{a_{R_b}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{a_{R_c}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (\text{B.54})$$

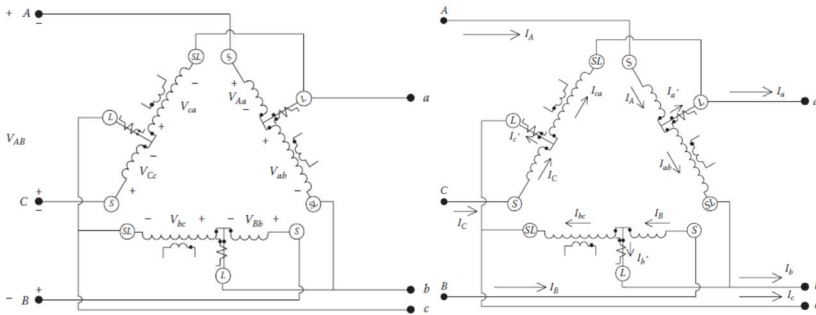
onde  $a_{R_a}$ ,  $a_{R_b}$  e  $a_{R_c}$  representam a relação de transformação para os três reguladores de tensão monofásicos.

A determinação da matriz de admitâncias de um regulador de tensão é realizada de forma semelhante aos transformadores, reproduzindo as etapas descritas na seção E.3.

### B.5.2 Regulador de tensão conectado em delta

A representação de três reguladores de tensão monofásicos, conectados em delta, é ilustrada na Figura 80, para a posição de elevação de tensão, onde  $I_A$ ,  $I_B$  e  $I_C$  são as correntes que entram nas fases do regulador,  $V_{ab}$ ,  $V_{bc}$  e  $V_{ca}$  as tensões entre fases e  $I_a$ ,  $I_b$  e  $I_c$  as correntes na saída do regulador.

Figura 80 – Regulador de tensão “Tipo B”, conectado em delta ( $\Delta$ ).



Fonte: (KERSTING, 2012).

As seguintes equações de tensão e corrente aplicam-se para cálculo do fluxo de potências<

$$\begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{R_{ab}} & 1 - a_{R_{bc}} & 0 \\ 0 & a_{R_{bc}} & 1 - a_{R_{ca}} \\ 1 - a_{R_{ab}} & 0 & a_{R_{ca}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} \quad (\text{B.55})$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{R_{ab}} & 0 & 1 - a_{R_{ca}} \\ 1 - a_{R_{ab}} & a_{R_{bc}} & 0 \\ 0 & 1 - a_{R_{bc}} & a_{R_{ca}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (\text{B.56})$$

A determinação da matriz de admitâncias de um regulador de tensão é realizada de forma muito semelhante aos transformadores, reproduzindo as etapas descritas na seção 0.

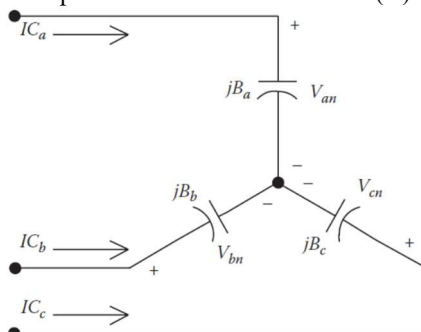
## B.6 Banco de capacitores

Os bancos de capacitores são habitualmente utilizados em sistemas de distribuição para auxiliar a regulação da tensão, fornecendo energia reativa. Um banco de capacitores é modelado por uma susceptância constante, para ambas as conexões (estrela ou delta). À semelhança das cargas, considera-se que os capacitores seguem um modelo trifásico e, na eventualidade de banco ser monofásico ou bifásico, as fases em falta são definidas com corrente nula (KERSTING, 2012). A determinação das correntes e admitância primitiva para cada tipo de conexão são apresentadas nas seções seguintes.

### B.6.1 Banco de capacitores conectado em estrela

A Figura 81 apresenta o modelo trifásico de um banco de capacitor conectado em estrela, onde as correntes  $IC_a$ ,  $IC_b$  e  $IC_c$  são as correntes que circulam no banco,  $B_a$ ,  $B_b$  e  $B_c$  são as susceptâncias de cada uma das fases e  $V_{an}$ ,  $V_{bn}$  e  $V_{cn}$  são as tensões fase-neutro das fases  $a$ ,  $b$  e  $c$ , respectivamente.

Figura 81 – Banco de capacitores conectada em estrela (Y).



Fonte: (KERSTING, 2012).

Cada fase do banco capacitor é especificada em unidades de kvar e kV. A susceptância, constante e em Siemens (S), para cada unidade é calculada como

$$\begin{aligned} B_a &= \frac{kvar}{kV_{an}^2 \times 1000} \\ B_b &= \frac{kvar}{kV_{bn}^2 \times 1000} \\ B_c &= \frac{kvar}{kV_{cn}^2 \times 1000} \end{aligned} \quad (B.57)$$

onde  $kV_{an}$ ,  $kV_{bn}$  e  $kV_{cn}$  são as tensões fase-neutro das fases  $a$ ,  $b$  e  $c$  em kV, respectivamente, e  $kvar$  a potência complexa para a fase correspondente.

As correntes que servem cada fase são calculadas em função da susceptância e da tensão fase-neutro correspondente, como

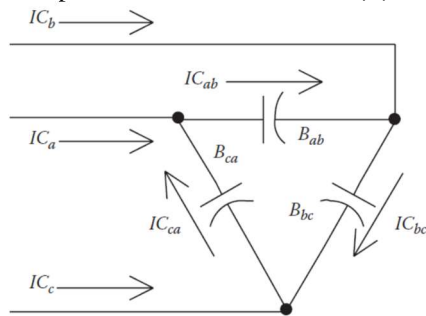
$$\begin{aligned} IC_a &= jB_a \cdot V_{an} \\ IC_b &= jB_b \cdot V_{bn} \\ IC_c &= jB_c \cdot V_{cn} \end{aligned} \quad (B.58)$$

Para o cálculo do curto-circuito, a matriz de admitância primitiva de um banco de capacitores é determinado do mesmo modo que as cargas, utilizando a equação (B.44) e considerando o modelo de impedância constante. Contudo, uma vez que os bancos capacitores são apenas representados pela parte imaginária da impedância, a matriz de admitância primitiva  $[Y_{prim}]$  é estabelecida apenas pela susceptância  $B$ .

### B.6.2 Banco de capacitores conectado em delta

A Figura 82 apresenta o modelo trifásico de um banco de capacitor conectado em delta, onde as correntes  $IC_a$ ,  $IC_b$  e  $IC_c$  são as correntes que alimentam o banco,  $IC_{ab}$ ,  $IC_{bc}$ , e  $IC_{ca}$  as correntes que circulam no banco, e  $B_{ab}$ ,  $B_{bc}$  e  $B_{ca}$  são as susceptâncias entre fases.

Figura 82 – Banco de capacitores conectada em delta ( $\Delta$ ).



Fonte: (KERSTING, 2012).

A susceptância, constante e em Siemens (S), entre fases é calculada como

$$\begin{aligned} B_{ab} &= \frac{kvar}{kV_{ab}^2 \times 1000} \\ B_{bc} &= \frac{kvar}{kV_{bc}^2 \times 1000} \\ B_{ca} &= \frac{kvar}{kV_{ca}^2 \times 1000} \end{aligned} \quad (B.59)$$

onde  $kV_{ab}$ ,  $kV_{bc}$  e  $kV_{ca}$  são as tensões fase-fase em kV e  $kvar$  a potência complexa entre fases.

As correntes que circulam no banco são calculadas em função da susceptância e da tensão fase-fase correspondente, como



$$\begin{aligned}
 IC_{ab} &= jB_a \cdot V_{ab} \\
 IC_{bc} &= jB_b \cdot V_{bc} \\
 IC_{ca} &= jB_c \cdot V_{ca}
 \end{aligned}
 \tag{B.60}$$

Já as correntes de alimentam o banco de capacitores, tal como para as cargas conectadas em delta, são calculadas aplicando a lei de Kirchhoff em cada nó. Assim, as correntes, na forma matricial, são calculadas como

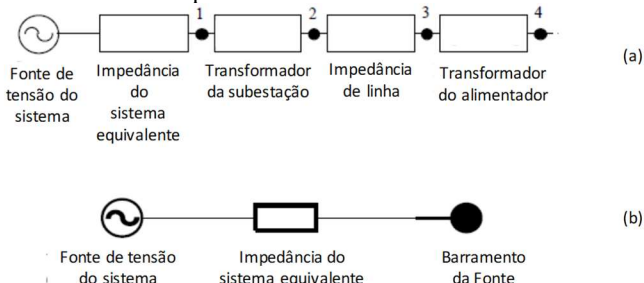
$$\begin{bmatrix} IC_a \\ IC_b \\ IC_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} IC_{ab} \\ IC_{bc} \\ IC_{ca} \end{bmatrix}
 \tag{B.61}$$

Para o cálculo do curto-circuito, a matriz de admitância primitiva de um banco de capacitores conectado em delta é determinado do mesmo modo que as cargas, utilizando a equação (B.49), porém as admitâncias de  $[Y_{prim}]$  são compostas apenas pela parte imaginária, ou seja, pela susceptância  $B$ .

## B.7 Sistema de transmissão

Um alimentador radial é segmentado, de uma forma genérica, pelos elementos apresentados na Figura 83.

Figura 83 – Modelo do equivalente de transmissão.



Fonte: adaptado de (KERSTING; SHIREK, 2012).

Tipicamente, para análise de curto-circuito de um alimentador, realiza-se o cálculo das correntes para todos os nós, a jusante do nó 1 da Figura 83(a), uma vez que se assume que até este nó (neste caso o sistema de transmissão equivalente), a corrente é entregue por um sistema de transmissão balanceado. Contudo, neste trabalho, ao invés de um equivalente do sistema representado no nó 1, considera-se um sistema

equivalente de transmissão, modelado por um equivalente de Thevenin, ou seja, por uma fonte de tensão ( $V_{fonte}$ ) em série com uma impedância ( $Z_{sist}$ ), como ilustrado na Figura 83(b).

Este detalhamento na representação do sistema de transmissão, requer, por isso, a definição da impedância equivalente do sistema, que conecta a fonte de tensão do sistema e o barramento onde se conecta o transformador da subestação. Alguns valores para estas variáveis podem ser encontrados na literatura e são compilados no Quadro 20.

Quadro 20 – Impedância do equivalente de transmissão

(DUGAN, 2018)	$Z_{zero} = 1,90 + j5,70 \Omega$ $Z_{pos} = 1,65 + j6,60 \Omega$
(KERSTING; SHIREK, 2012)	$Z_{zero} = 0,3474 + j8,5180 \Omega$ $Z_{pos} = 0,7673 + j4,7852 \Omega$

Fonte: do Autor.

Uma vez que se assume que o sistema de transmissão é transposto e simétrico, a impedância de sequência positiva é idêntica à impedância de sequência negativa. As impedâncias do equivalente de transmissão estão intrinsecamente relacionadas com a capacidade de curto circuito (CCC) e a tensão estabelecida para este sistema. Assim, as impedâncias de sequência positiva, negativa e de sequência zero são dadas pelas relações

$$Z_{pos} = Z_{neg} = \frac{V^2}{CCC_{3\phi}^*} \quad (B.62)$$

$$Z_{zero} = \frac{3 \cdot V^2}{CCC_{\phi}^*} - 2 \cdot Z_{pos} \quad (B.63)$$

Para o cálculo da matriz de admitância própria do sistema equivalente, é necessário converter as impedâncias de sequência para impedâncias de fase, utilizando a matriz de transformação ( $A_s$ ) e a relação

$$[Z_{abc}] = [A_s][Z_{012}][A_s]^{-1} \quad (B.64)$$

onde

$$[A_s] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s^2 & a_s \\ 0 & a_s & a_s^2 \end{bmatrix}, a_s = 1 \angle 120^\circ \text{ e } [Z_{012}] = \begin{bmatrix} Z_{zero} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{pos} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{pos} \end{bmatrix}$$

Posteriormente, a matriz de admitância primitiva que representa o sistema de transmissão na  $[Y_{Barra}]$  é calculada pela equação.

$$[Y_{prim}] = [Z_{abc}]^{-1} \quad (\text{B.65})$$

Assim, a matriz de admitância obtida em (B.65) representa o sistema de transmissão a montante do transformador de subestação.

## D.8 Chave de manobra

As chaves de manobra são caracterizadas pela capacidade de corrente e representadas fase a fase. Apesar de muito limitada, estes equipamentos oferecem resistência à corrente que as atravessa (ARRITT; DUGAN, 2012). Assim, neste trabalho assume-se uma pequena impedância associada a estes equipamentos, nomeadamente

$$Z_{pos} = 0,0001 + j0,00 \quad \text{e} \quad Z_{zero} = 0,0001 + j0,00 \quad (\text{B.66})$$

O cálculo da matriz de admitância própria destes equipamentos é semelhante ao realizado para o sistema equivalente de transmissão, sendo necessário transformar as impedâncias de sequência em impedâncias de fases, utilizando a mátria de transformação ( $A_s$ ). Assim, a matriz de admitâncias é calculada utilizando as equações (B.64) e (B.65), porém considerando as impedâncias da chave (B.66).

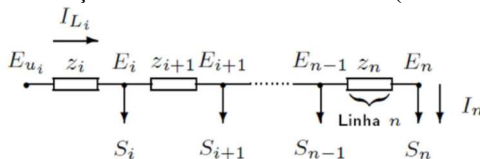
## ANEXO C – Método da soma das correntes

O Método de Soma das Correntes (MSC) para o cálculo do fluxo de potências, formalizado por (SHIRMOHAMMADI et al., 1988), foi concebido para análise estática de redes radiais e francamente malhadas. É um método simples, que pode ser dividido em 3 partes: 1) cálculo das correntes demandadas pelas cargas com os valores de tensão obtidos até então pelo método; 2) por meio de uma varredura em retrocesso (nós finais, em direção à subestação) determinar as correntes nas linhas, somando as correntes demandadas pelas cargas a jusante de cada linha. 3) as correntes das linhas são utilizadas para o cálculo da queda de tensão na rede, por varredura de avanço. Este processo repete-se até atingida a convergência do método.

### C.1 Algoritmo do método soma de correntes

Considere-se a representação genérica de uma rede radial na Figura 84, onde a linha de distribuição é representada pelas impedâncias série ( $z$ ) enquanto o fluxo de corrente nas linhas, tensões nos nós e cargas complexas são representadas pelas variáveis  $I$ ,  $E$  e  $S$ , respetivamente.

Figura 84 – Representação unifilar de uma rede radial (monofásica).



Fonte: ISSICABA (2008).

Seja  $u_i$  o nó do sistema imediatamente a montante do nó  $i$ . A queda de tensão nos nós, em uma fase do alimentador representado na Figura 84, desconsiderando o efeito das admitâncias *shunt*, pode ser calculada através da equação:

$$E_{u_i} - E_i = z_i \cdot I_{L_i} \quad (C.1)$$

Considerando um sistema trifásico, as correntes nas linhas são calculadas pela equação:

$$[I_{L_{abc}}]_i = [I_{abc}]_i + \sum_{d \in L_i} [I_{L_{abc}}]_d \quad (C.2)$$

onde  $D_{Li}$  é o conjunto de linhas imediatamente a jusante da linha  $i$ .

O MSC necessita de um configurador de rede, para orientação das ligações entre as barras. O algoritmo para cálculo do fluxo de potência trifásico em um alimentador é resumido no Quadro 21.

Quadro 21 – Algoritmo do MSC.

<p>1: Inicializar as tensões nos nós com uma solução aproximada ou perfil plano;</p> <p>2: Inicializar o contador de iterações <math>k = 0</math>;</p> <p>3: Inicializar as correntes de linha com as correntes de carga, respeitado os modelos elétricos e tipos de conexões descritos no anexo B;</p> <p>4: Definir critério de parada: valor da tolerância <math>\beta</math>;</p> <p>5: <u>Varredura em retrocesso:</u>          Calcular as correntes nas linhas dos nós terminais, em direção ao nó inicial da subestação:</p> $[I_{abc}]_{u_i}^{(k)} \leftarrow [I_{abc}]_{u_i}^{(k)} + [I_{abc}]_i^{(k)} \quad (C.2)$ <p>6: <u>Varredura em avanço:</u>          Calcular a tensão do nó da subestação, em direção aos nós terminais</p> $[E_{abc}]_i^{(k+1)} \leftarrow [A][E_{abc}]_{u_i}^{(k+1)} + [I_{abc}]_i^{(k)} \quad (C.3)$ <p>com</p> $[A] = [a]^{-1} \quad \text{e} \quad [a] = [U] + \frac{1}{2}[Z_{abc}] \cdot [Y_{abc}]$ $[B] = [a]^{-1} \cdot [b] \quad \text{e} \quad [b] = [Z_{abc}]$ <p>onde</p> <p><math>[U]</math> é uma matriz identidade 3x3;</p> <p><math>Z_{abc}</math> são as impedâncias de fase dos componentes da rede (linhas, transformadores e reguladores de tensão);</p> <p><math>Y_{abc}</math> são as impedâncias de fase dos componentes da rede (linhas, transformadores e reguladores de tensão);</p> <p>7: Atualizar o contador de iterações <math>k = k + 1</math>;</p> <p>8: Avaliar a convergência. Se</p> $\  [V_{abc}]_i^{(k+1)} - [V_{abc}]_i^{(k)} \  < \beta \quad (\text{para todos os nós } i)$ <p>Terminar algoritmo. Caso contrário, regressar ao passo 3.</p>
---

Fonte: do Autor.

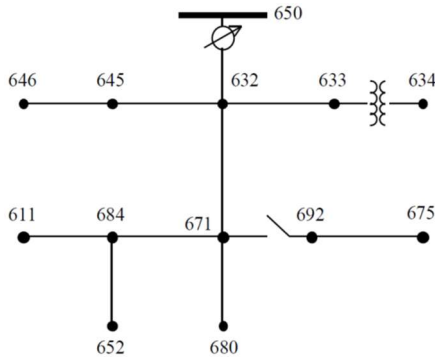
## C.2 Validação do fluxo de potências

A validação do algoritmo do MSC para cálculo do fluxo de potências é realizado considerando os resultados em regime permanente, publicados para o sistema IEEE 13 (IEEE, 1991). O sistema IEEE 13 (IEEE, KERSTING, 2001) é um sistema radial de pequeno porte,

composto por um alimentador de tensão 4,16 kV, linhas de distribuição aéreas e subterrâneas, com diferentes condutores e faseamento, compondo um sistema de 13 nós. As cargas do sistema incluem diferentes modelos (corrente constante, impedância constante e potência constante) e conexões (delta ou estrela), estabelecendo uma carga total, entre cargas pontuais e distribuídas, de 3 466 kW. O sistema é ainda composto por um transformador, dois capacitores (um trifásico e outro monofásico) e por um religador de tensão instalado na saída do alimentador.

O diagrama unifilar deste sistema é apresentado na Figura 85 e os dados essenciais e informação adicional para a modelagem deste sistema são apresentados no Anexo G.

Figura 85 – Diagrama unifilar do sistema IEEE 34.



Fonte: (IEEE, KERSTING, 2001).

Para a análise do fluxo de potências, as cargas distribuídas ao longo dos ramos foram divididas, em iguais proporções, e alocadas como cargas pontuais nas duas barras que compõe o ramo. Além disso, considera-se que a tensão à saída da subestação é igual a 1 p.u.

A comparação entre os resultados publicados em (IEEE, 1991) e aqueles obtidos através do algoritmo apresentado em C.1 é estabelecida na Tabela 34, onde para além dos resultados individuais de tensão e ângulo por nós, são apresentados os erros relativos entre ambos os trabalhos.

Comparando os resultados, verifica-se que os valores obtidos são muito próximos, com um erro máximo (considerando todas as fases) de 0,01 % para os valores de magnitude de corrente e 0,39 % para o ângulo. A proximidade entre estes resultados é suficiente para validar o algoritmo de fluxo de potência implementado.

Tabela 34 – Resultado fluxo de potências para sistema IEEE 13.

Nó	Fluxo de potências por fase (V ∠ θ) (A)						Erro máx. (%)	
	(IEEE, 1991)			Algoritmo Proposto			V	θ
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c		
650	1,0000 ∠ 0,00	1,0000 ∠ -120,00	1,0000 ∠ 120,00	1,0000 ∠ 0,00	1,0000 ∠ -120,00	1,0000 ∠ 120,00	0,00	0,00
RG60	1,0625 ∠ 0,00	1,0500 ∠ -120,00	1,0687 ∠ 120,00	1,0625 ∠ 0,00	1,0500 ∠ -120,00	1,0687 ∠ 120,00	0,00	0,00
692	0,9900 ∠ -5,31	1,0529 ∠ -122,34	0,9777 ∠ 116,02	0,9900 ∠ -5,30	1,0529 ∠ -122,34	0,9778 ∠ 116,03	0,00	0,19
684	0,9881 ∠ -5,32	-	0,9758 ∠ 115,92	0,9881 ∠ -5,32	-	0,9758 ∠ 115,92	0,00	0,00
680	0,9900 ∠ -5,30	1,0529 ∠ -122,34	0,9778 ∠ 116,02	0,9900 ∠ -5,30	1,0529 ∠ -122,34	0,9778 ∠ 116,03	0,00	0,01
675	0,9835 ∠ -5,56	1,0553 ∠ -122,52	0,9758 ∠ 116,03	0,9834 ∠ -5,54	1,0553 ∠ -122,51	0,9758 ∠ 116,04	0,01	0,36
671	0,9900 ∠ -5,30	1,0529 ∠ -122,34	0,9778 ∠ 116,02	0,9900 ∠ -5,30	1,0529 ∠ -122,34	0,9778 ∠ 116,03	0,00	0,01
652	0,9825 ∠ -5,25	-	-	0,9825 ∠ -5,24	-	-	0,00	0,19
646	-	1,0311 ∠ -121,98	1,0134 ∠ 117,90	-	1,0311 ∠ -121,98	1,0135 ∠ 117,90	0,01	0,00
645	-	1,0329 ∠ -121,90	1,0155 ∠ 117,86	-	1,0328 ∠ -121,90	1,0155 ∠ 117,86	0,01	0,00
634	0,9940 ∠ -3,23	1,0218 ∠ -122,22	0,9960 ∠ 117,34	0,9940 ∠ -3,23	1,0218 ∠ -122,22	0,9960 ∠ 117,34	0,00	0,00
633	1,0180 ∠ -2,56	1,0401 ∠ -121,77	1,0148 ∠ 117,82	1,0180 ∠ -2,55	1,0401 ∠ -121,76	1,0149 ∠ 117,82	0,01	0,39
632	1,0210 ∠ 2,49	1,0420 ∠ -121,72	1,0174 ∠ 117,83	1,0210 ∠ 2,49	1,0420 ∠ -121,72	1,0175 ∠ 117,83	0,01	0,00
611	-	-	0,9738 ∠ 115,78	-	-	0,9738 ∠ 115,78	0,00	0,00

Fonte: do autor.

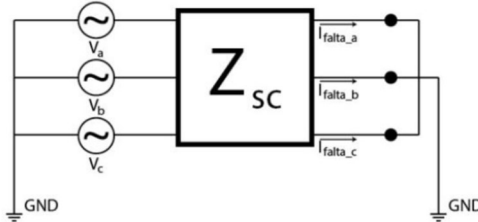
## ANEXO D – Cálculo das condições de curto-circuito

Este anexo apresenta a formulação para cálculo da condição de curto-circuito para todos os tipos de falta. Posteriormente é realizada a validação do cálculo do curto-circuito, para o sistema IEEE 13, comparando com outros resultados presentes na literatura.

### D.1 Curto circuito trifásico-terra

Se o curto-circuito é franco, como ilustrado na Figura 86, as correntes de curto-circuito são calculadas através da solução direta da equação (4.13), invertendo  $Z_{SC}$  para obter  $Y_{SC}$ . Caso contrário, a resistência de falta deve ser, primeiramente, integrada na matriz  $[Y_{SC}]$  e só depois realizado o cálculo das correntes.

Figura 86 – Thevenin equivalente para falta trifásica-terra.



Fonte: (VENTURINI, 2018).

Apesar de ser um curto circuito simétrico, as correntes de falta podem ser diferentes entre as fases. Isto porque as tensões pré-falta podem estar desbalanceadas e as diferentes indutâncias próprias e mútuas entre fases influenciam diretamente na matriz  $[Y_{SC}]$ .

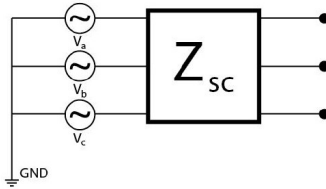
### B.2 Curto circuito trifásico

O circuito de Thevenin equivalente para cálculo do curto-circuito trifásico, não envolvendo a terra, é ilustrado na Figura 87.

O cálculo das correntes de falta para este tipo de curto-circuito é facilitado ao transformar o equivalente de Thevenin (Figura 48) em um circuito equivalente de Norton, como apresentado na Figura 88(a), substituindo a fonte de tensão por uma fonte de corrente com impedância em paralelo.

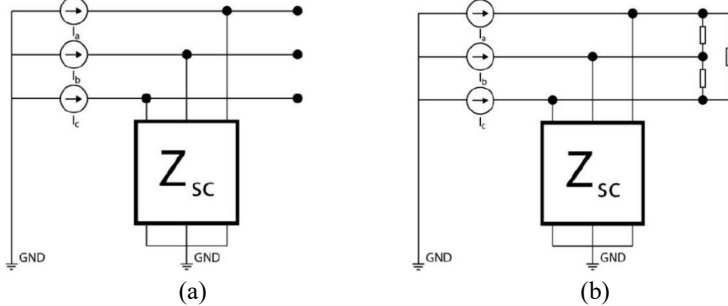


Figura 87 – Thevenin equivalente para falta trifásica.



Fonte: (VENTURINI, 2018).

Figura 88 – Norton equivalente para falta trifásica.



Fonte: (VENTURINI, 2018).

A falta entre fases estabelece-se por meio de impedâncias entre fases, como ilustra a Figura 88(b). Para a solução deste novo circuito, a matriz  $[Z_{SC}]$  é invertida para formar  $[Y_{SC}]$ , a qual deve ser somada à matriz admitância da falta ( $[Y_f]$ ), ou seja,

$$[Y_{eq}] = [Y_{SC}] + [Y_f] = \begin{bmatrix} Y_{SCaa} & Y_{SCab} & Y_{SCac} \\ Y_{SCba} & Y_{SCbb} & Y_{SCbc} \\ Y_{SCca} & Y_{SCcb} & Y_{SCcc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 2Y_f & -Y_f & -Y_f \\ -Y_f & 2Y_f & -Y_f \\ -Y_f & -Y_f & 2Y_f \end{bmatrix} \quad (D.1)$$

As tensões de falta ( $V_{SC}$ ) são calculadas resolvendo

$$[I_{Norton}] = [Y_{eq}][V_{SC}] \quad (D.2)$$

Finalmente, as correntes de curto-circuito são calculadas pelo produto da matriz admitância de falta ( $[Y_f]$ ) e a matriz das tensões no ponto onde ocorre o curto-circuito ( $[V_{SC}]$ ), ou seja

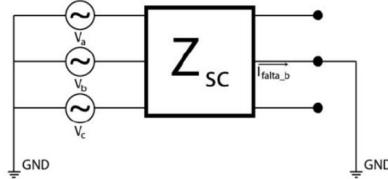
$$[I_{SC}] = [Y_f][V_{SC}] \quad (D.3)$$

À semelhança do curto-circuito trifásico-terra, apesar de ser um defeito simétrico, as correntes de falta podem ser diferentes entre fases.

### D.3 Curto circuito monofásico-terra

O curto-circuito monofásico-terra resulta do contato entre uma fase e a terra. Esta conexão pode ser franca ou por uma impedância. A Figura 89, ilustra uma falta monofásica-terra na fase *b* de um circuito trifásico.

Figura 89 – Thevenin equivalente, falta monofásica-terra, fase *b*.



Fonte: (VENTURINI, 2018).

Conhecendo  $Z_{SC}$ , a corrente de falta pode ser obtida resolvendo

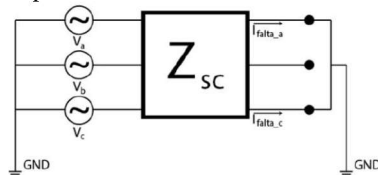
$$I_{SCb} = \frac{V_{pre\_falta_b}}{Z_{SCbb} + Z_f} \quad (D.4)$$

onde  $Z_f$  é impedância de falta (se a falta for franca,  $Z_f$  é nulo).

### D.4 Curto Circuito Bifásico-Terra

O cálculo do curto circuito bifásico-terra é facilitado se as impedâncias próprias e mútuas da fase não envolvidas na falta forem retiradas de  $[Z_{SC}]$ . Da matriz  $2 \times 2$  resultante, as correntes de falta são calculadas utilizando (4.82). Considere-se a falta bifásica entre as fases *a* e *c* envolvendo a terra apresentada na Figura 90.

Figura 90 – Thevenin equivalente, falta bifásica-terra, fases *a* e *c*.



Fonte: (VENTURINI, 2018).

A transformação da matriz  $[Z_{SC}]$ , após retirada da fase não envolvida (fase  $b$ ) e, posterior transformação em matriz de admitância de curto-circuito resulta em

$$[Z_{SC}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \rightarrow [Z_{SC}]_{ac} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ac} \\ Z_{ac} & Z_{cc} \end{bmatrix} \rightarrow [Y_{SC}]_{ac} = [Z_{SC}]_{ac}^{-1} \quad (D.5)$$

Por fim, o cálculo das correntes de curto-circuito é realizado

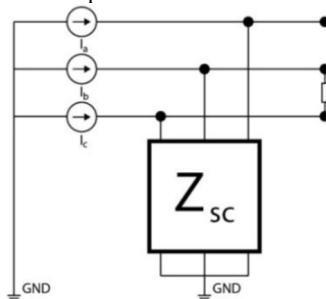
$$[I_{SC}] = [Y_{SC}]_{ac} [V_{pre\_falta}]_{ac} \quad (D.6)$$

As correntes de curto-circuito para este tipo de falta podem também ser diferentes entre fases.

## D.5 Curto Circuito Bifásico

O cálculo do curto-circuito bifásico é bastante semelhante ao cálculo do curto-circuito trifásico. O cálculo das correntes de falta do curto-circuito bifásico é facilitado utilizando também o equivalente de Norton, como na Figura 88(a). Considerando uma impedância de falta entre as fases  $b$  e  $c$ , o circuito equivalente de Norton para o curto-circuito bifásico é ilustrado na Figura 91.

Figura 91 – Norton equivalente para falta bifásica entre fases  $b$  e  $c$ .



Fonte: (VENTURINI, 2018).

A impedância de falta é transformada em admitância de falta ( $Y_f$ ) e adicionada à matriz  $[Y_{SC}]$ , como em (D.1), e as tensões no ponto da falta são obtidas utilizando (D.2). Por fim, as correntes de curto-circuito são calculadas utilizando (D.3).

Uma vez que a corrente de falta entre as fases envolvidas é idêntica em magnitude, porém desfasadas  $180^\circ$ , ao invés de utilizar a equação matricial (D.3), esta pode ser obtida diretamente da equação

$$I_{SC} = I_f = y_f \Delta V_{SC} \quad (D.6)$$

onde  $y_f$  é a admitância de falta e  $\Delta V_{SC}$  é a diferença entre as tensões de curto-circuito das fases envolvidas.

## D.6 Validação do cálculo de curto-circuito

A validação do cálculo do curto-circuito é realizada avaliando o sistema IEEE 13 (IEEE, KERSTING, 2001), cuja informação pode ser encontrada no Anexo G, e os resultados obtidos são comparados com aqueles publicados em (ARRITT; DUGAN, 2012) para o mesmo sistema. Para permitir uma comparação direta, as mesmas hipóteses estabelecidas em (ARRITT; DUGAN, 2012) são assumidas, nomeadamente:

- Um perfil plano de tensões (tensões iguais 1 p.u., defasadas em  $120^\circ$ );
- O religador de tensão estabelece uma relação de 1:1, sem perdas;
- As cargas são desconsideradas;
- Os capacitores são desconectados;
- Todas as faltas são francas, ou seja, impedância de falta é igual a zero;
- As faltas ocorrem apenas nos nós do sistema;
- A impedância da fonte, a montante da subestação, é definida por:  
 $Z_{pos} = Z_{pos} = 0,7673 + j4,7852 \Omega$  e  $Z_{zero} = 0,3474 + j8,518 \Omega$ .

A validação compõe um total de 8 simulações, resumidas no Quadro 22.

Quadro 22 – Enumeração dos casos da validação do curto-circuito.

LLLG	Curto-circuito trifásico-terra
LG	Curto-circuito monofásico
LL <sub>a-b</sub>	Curto-circuito bifásico entre a fase a e b
LL <sub>a-c</sub>	Curto-circuito bifásico entre a fase a e c
LL <sub>b-c</sub>	Curto-circuito bifásico entre a fase b e c
LLG <sub>a-b</sub>	Curto-circuito bifásico-terra entre a fase a e b
LLG <sub>a-c</sub>	Curto-circuito bifásico-terra entre a fase a e c
LLG <sub>b-c</sub>	Curto-circuito bifásico-terra entre a fase b e c

Fonte: do Autor.

Os valores obtidos para o cálculo das correntes trifásicas, envolvendo a terra, são apresentados na Tabela 35.

Tabela 35 – Correntes de curto-circuito para falta LLLG.

Nó	Corrente de curto-circuito por fase (A)						Erro máximo (%)
	(ARRITT; DUGAN, 2012)			Algoritmo Proposto			
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c	
Fonte <sup>1</sup>	13700,1	13700,1	13700,1	13700,1	13700,1	13700,1	0,00
RG60 <sup>2</sup>	8414,5	8414,5	8414,5	8416	8416	8416	0,02
692	3349,5	3270,7	2964,0	3349,2	3270,9	2946,1	0,01
680	2909,5	2839,2	2549,4	2909,2	2839,1	2549,4	0,01
675	3120,2	3088,0	2777,6	3119,9	3088	2777,6	0,01
671	3349,9	3271,2	2964,4	3349,6	3271,1	2946,4	0,01
650	8415,6	8415,6	8415,6	8416	8416	8416	0,01
634	15258,5	15120,8	14704,8	15274,1	15133,8	14718,9	0,10
633	4149,5	4022,6	3801,9	4149,2	4022,6	3801,8	0,01
632	4800,4	4704,3	4391,5	4800,1	4704,4	4391,5	0,01

<sup>1</sup>Curto-circuito antes do transformador da subestação

<sup>2</sup>Curto-circuito nos terminais secundários do regulador de tensão

Fonte: do autor.

Os valores obtidos para o cálculo das correntes monofásicas, envolvendo a terra, são apresentados na Tabela 36.

Tabela 36 – Correntes de curto-circuito para falta (LG).

Nó	Corrente de curto-circuito por fase (A)						Erro máximo (%)
	(ARRITT; DUGAN, 2012)			Algoritmo Proposto			
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c	
Fonte <sup>1</sup>	10952,7	10952,7	10952,7	10952,7	10952,7	10952,7	0,00
RG60 <sup>2</sup>	8477,2	8477,2	8477,2	8478,7	8478,8	8478,8	0,02
692	2196,0	2156,5	2173,5	2196,1	2156,7	2173,7	0,01
680	1851,7	1816,9	1831,9	1851,8	1817,0	1832,0	0,01
675	2076,6	2049,6	2057,2	2076,7	2049,7	2057,3	0,00
671	2196,2	2156,7	2173,7	2196,3	2156,9	2173,9	0,01
650	8478,4	8478,4	8478,4	8478,7	8478,8	8478,8	0,00
634	13034,8	12950,5	12974,5	13046,2	12961,6	12985,7	0,09
633	2950,2	2910,0	2921,4	2950,4	2910,3	2921,7	0,01
632	3495,0	3444,0	3466,0	3495,4	3444,4	3466,4	0,01
684	2019,3	0	2001,6	2019,4	0	2001,7	0,00
652	1795,5	0	0	1795,7	0	0	0,01
611	0	0	1851,9	0	0	1853,1	0,06
645	0	2806,2	2817,5	0	2806,5	2817,7	0,01
646	0	2516,2	2524,0	0	2516,5	2524,2	0,01

Fonte: do autor.

Os valores obtidos para o cálculo das correntes bifásicas, envolvendo as fases *a* e *b*, as fases *a* e *c* e as fases *b* e *c* são apresentados na Tabela 37, Tabela 38 e Tabela 39, respetivamente.

Tabela 37 – Correntes de curto-circuito para falta ( $LL_{a-b}$ ).

Nó	Corrente de curto-circuito por fase (A)						Erro máximo (%)
	(ARRITT; DUGAN, 2012)			Algoritmo Proposto			
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c	
Fonte <sup>1</sup>	11864,6	11864,6	0	11864,6	11864,6	0	0,00
RG60 <sup>2</sup>	7287,2	7287,2	00	7288,5	7288,5	0	0,02
692	2937,5	2937,5	0	2938,7	2937,8	0	0,04
680	2554,5	2554,5	0	2554,6	2554,6	0	0,00
675	2751,2	2751,5	0	2751,3	2751,3	0	0,04
671	2937,9	2937,9	0	2938,1	2938,1	0	0,01
650	7288,2	7288,2	0	7288,5	7288,5	0	0,00
634	13211,1	13211,1	0	13235,4	13235,4	0	0,11
633	3585,6	3585,6	0	3585,9	3585,9	0	0,01
632	4194,5	4194,5	0	4194,8	4194,8	0	0,01

Fonte: do autor.

Tabela 38 – Correntes de curto-circuito para falta ( $LL_{a-c}$ ).

Nó	Corrente de curto-circuito por fase (A)						Erro máximo (%)
	(ARRITT; DUGAN, 2012)			Algoritmo Proposto			
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c	
Fonte <sup>1</sup>	11864,6	0	11864,6	11864,6	0	11864,6	0,00
RG60 <sup>2</sup>	7287,2	0	7287,2	7288,5	0	7288,5	0,02
692	2734,3	0	2734,6	2734,6	0	2734,6	0,01
680	2364,0	0	2364,0	2364,2	0	2364,2	0,01
675	2551,3	0	2551,3	2551,6	0	2551,6	0,011
671	2734,6	0	2734,6	2734,9	0	2734,9	0,01
650	7288,2	0	7288,2	7288,5	0	7288,5	0,00
634	13042,9	0	13042,9	13056,5	0	13056,5	0,10
633	3468,7	0	3467,7	3469,1	0	3469,1	0,04
632	3981,5	0	3981,5	3982,1	0	3982,1	0,02
684	2517,4	0	2517,4	2517,2	0	2517,2	0,0,

Fonte: do autor.

Tabela 39 – Correntes de curto-circuito para falta (LL<sub>b-c</sub>).

Nó	Corrente de curto-circuito por fase (A)						Erro máximo (%)
	(ARRITT; DUGAN, 2012)			Algoritmo Proposto			
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c	
Fonte <sup>1</sup>	0	11864,6	11864,6	0	11864,6	11864,6	0,00
RG60 <sup>2</sup>	0	7287,2	7287,2	0	7288,5	7288,5	0,02
692	0	2599,0	2599,0	0	2599,3	2599,3	0,01
680	0	2238,3	2238,3	0	2238,6	2238,6	0,01
675	0	2455,1	2455,1	0	2455,4	2455,4	0,01
671	0	2599,3	2599,3	0	2599,6	2599,6	0,01
650	0	7288,2	7288,2	0	7288,5	7288,5	0,00
634	0	12769,5	12769,5	0	12782,2	12782,2	0,10
632	0	3835,3	3835,3	0	3835,8	3835,8	0,01
645	0	3190,6	3190,6	0	3190,3	3190,3	0,01
646	0	2881,2	2881,2	0	2880,9	2880,9	0,0

Fonte: do autor.

Os valores obtidos para o cálculo das correntes bifásicas, envolvendo a terra e as fases *a* e *b*, envolvendo a terra e as fases *a* e *c* são e envolvendo a terra e as fases *b* e *c* apresentados na Tabela 40, Tabela 41, e Tabela 42, respetivamente.

Tabela 40 – Correntes de curto-circuito para falta (LLG<sub>a-b</sub>).

Nó	Corrente de curto-circuito por fase (A)						Erro máximo (%)
	(ARRITT; DUGAN, 2012)			Algoritmo Proposto			
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c	
Fonte <sup>1</sup>	12311,3	13093,7	0	12311,4	13093,7	0	0,00
RG60 <sup>2</sup>	8444,4	8448,1	0	8445,9	8449,7	0	0,02
692	3090,8	3006,4	0	3090,7	3006,8	0	0,01
680	2676,7	2610,2	0	2676,7	2610,3	0	0,00
675	2901,2	2815,7	0	2901,1	2816,1	0	0,01
671	3091,2	3006,8	0	3091,3	3006,9	0	0,00
650	8455,6	8449,3	0	8445,9	8449,7	0	0,00
634	14287,5	14477,8	0	14308,8	14486,1	0	0,15
632	4486,6	4333,6	0	4487,1	4333,9	0	0,01
633	3799,4	3728,1	0	3799,8	3728,5	0	0,01

Fonte: do autor.

Tabela 41 – Correntes de curto-circuito para falta (LLG<sub>a-c</sub>).

Nó	Corrente de curto-circuito por fase (A)						Erro máximo (%)
	(ARRITT; DUGAN, 2012)			Algoritmo Proposto			
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c	
Fonte <sup>1</sup>	13097,7	0	12311,3	13093,7	0	12311,4	0,03
RG60 <sup>2</sup>	8448,1	0	8444,4	8449,7	0	8445,9	0,02
692	2821,9	0	2891,4	2822,4	0	2891,6	0,02
680	2435,0	0	2488,9	2435,1	0	2489,1	0,01
684	2616,2	0	2644,5	2616,4	0	2644,8	0,01
675	2627,2	0	2713,2	2627,5	0	2713,4	0,01
671	2822,3	0	2891,8	2822,5	0	2892,1	0,01
650	8449,3	0	8445,6	8449,7	0	8445,9	0,00
634	14349,1	0	14129,9	14357,4	0	14150,0	0,14
632	4152,5	0	4283,0	4152,9	0	4283,7	0,02
633	3636,4	0	3673,2	3636,7	0	3673,7	0,01

Fonte: do autor.

Tabela 42 – Correntes de curto-circuito para falta (LLG<sub>b-c</sub>).

Nó	Corrente de curto-circuito por fase (A)						Erro máximo (%)
	(ARRITT; DUGAN, 2012)			Algoritmo Proposto			
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c	
Fonte <sup>1</sup>	0	12311,3	13093,7	0	12311,4	13093,7	0,00
RG60 <sup>2</sup>	0	8444,4	8448,1	0	8445,9	8449,7	0,02
692	0	2778,3	2684,6	0	2778,9	2685,1	0,01
680	0	2383,2	2306,7	0	2383,4	2306,8	0,01
675	0	2643,5	2519,3	0	2643,7	2519,6	0,01
671	0	2778,6	2684,9	0	2778,9	2685,1	0,01
650	0	8445,6	8449,3	0	8445,9	8449,7	0,00
634	0	13984,0	14049,3	0	14002,7	14057,3	0,13
633	0	3547,4	3456,2	0	3547,9	3456,5	0,01
632	0	4163,9	4008,8	0	4164,4	4008,1	0,02
645	0	3405,1	3367,4	0	3405,7	3367,8	0,02
646	0	3051,3	3056,7	0	3051,8	3057,1	0,02

Fonte: do autor.

A análise de todos os resultados, por tipo de curto-circuito, resultou em resultados idênticos para a maioria dos nós, verificando-se um erro máximo de 0,14 %, validando a metodologia de cálculo do curto-circuito.



## ANEXO E – Tabelas características dos fusíveis

As correntes mínimas e máximas de abertura de fusíveis tipo K e T encontram-se na Tabela 43 e Tabela 44, respectivamente.

Tabela 43 – Características do Fusível tipo K.

Corrente Nominal [A]	Corrente de fusão [A]						Razão de rapidez
	300s/600s		10 s		0,1 s		
	min	max	min	max	min	max	
Elos Preferenciais							
6	12	14,4	13,5	20,5	72	86,4	6,0
10	19,5	23,4	22,4	34	128	154	6,6
15	31	37,2	37	55	215	258	6,9
25	50	60	60	90	350	420	7,0
40	80	96	96	146	565	680	7,1
65	128	153	159	237	918	1100	7,2
100	200	240	258	388	1520	1820	7,6
140	310	372	430	650	2470	2970	8,0
200	480	576	760	1150	3380	4650	8,1
Elos intermediários							
8	15	18	18	27	97	116	6,5
12	25	30	29,5	44	166	199	6,6
20	39	47	48	71	273	328	7,0
30	63	76	77,5	115	447	546	7,1
50	101	121	126	188	719	862	7,1
80	160	192	205	307	1180	1420	7,4
Elos abaixo de 6 A							
1	2	2,4	-	10	-	58	-
2	4	4,8	-	10	-	58	-
2	6	7,2	-	10	-	58	-

Fonte: (IEEE Std. C37.42, 2009).

Na Tabela 43 e Tabela 44 verifica-se a separação dos elos fusíveis em três classes diferentes: preferenciais, intermediários, e elos abaixo de 6 A. Todas as classes foram implementadas computacionalmente. Entretanto, destaca-se que a utilização de séries distintas juntamente no mesmo sistema não possibilita a coordenação e seletividade de maneira satisfatória. Ou seja, a partir da escolha de uma das séries para compor a simulação, somente elos desta classificação poderão ser utilizados.

Tabela 44 – Características do Fusível tipo T.

Corrente Nominal [A]	Corrente de fusão [A]						Razão de rapidez
	300s/600s		10 s		0,1 s		
	min	max	min	max	min	max	
Elos Preferenciais							
6	12	14,4	15,3	23,0	120	144	10
10	19,5	23,4	26,5	40	224	269	11,5
15	31	37,2	44,5	67	388	466	12,5
25	50	60	73,5	109	635	762	12,7
40	80	96	120	178	1040	1240	13,0
65	128	153	195	291	1650	1975	12,9
100	200	240	319	475	2620	3150	13,1
140	310	372	520	775	4000	4800	12,9
200	480	576	850	1275	6250	7470	13,0
Elos intermediários							
8	15	18	20,5	31	166	199	11,1
12	25	30	34,5	52	296	355	11,8
20	39	47	57	85	496	595	12,7
30	63	76	93	138	812	975	12,9
50	101	121	152	226	1310	1570	13,0
80	160	192	248	370	2080	2500	13,0
Elos abaixo de 6 A							
1	2	2,4	-	11	-	100	-
2	4	4,8	-	11	-	100	-
2	6	7,2	-	11	-	100	-

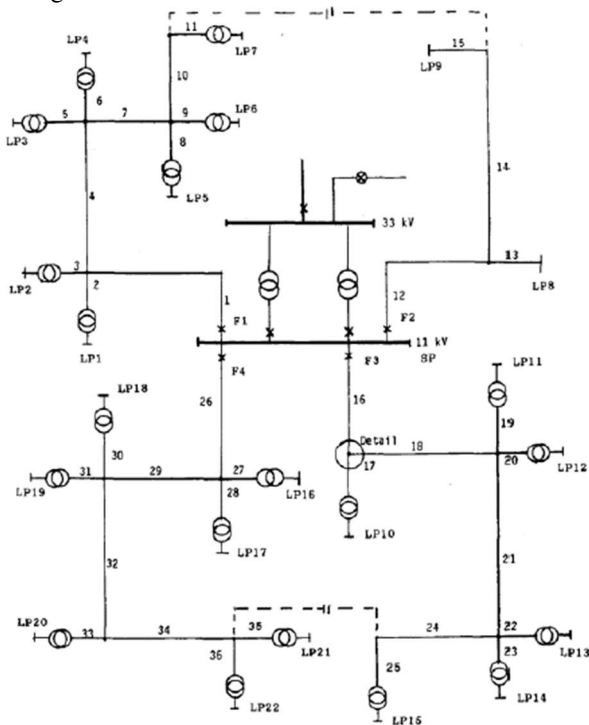
Fonte: (IEEE Std. C37.42, 2009).

## ANEXO F – Descrição do sistema RBTS

O sistema RBTS (Roy Billinton Test System – Sistema Teste de Roy Billinton) foi originalmente proposto para sistemas de geração e transmissão e extensamente utilizado para fins acadêmicos e validação de modelagens e, mais tarde, estendido para considerar aspectos da distribuição com elementos de redes usuais e de fácil compreensão.

Originalmente composto por seis barras (cinco com a presença de carga), o sistema RBTS é expandido para sistemas de distribuição em duas destas, denominadas RBTS-BUS2 e RBTS-BUS4. O diagrama unifilar do sistema RBTS-BUS2, utilizado neste trabalho é apresentado na Figura 92.

Figura 92 – Diagrama unifilar do sistema RBTS-BUS2.



Fonte: (ALLAN et al., 1991).

As informações relevantes para conduzir a análise de confiabilidade são apresentadas na Tabela 45, Tabela 46 e Tabela 47.

Tabela 45 – Taxas de falha e reparo dos elementos.

Equipamento	$\lambda_p$ [oc/a]	MTTR [h]
Linhas	0,0650	5,0
Transformador	0,0150	200,0

Fonte: (ALLAN et al., 1991).

Tabela 46 – Dados dos consumidores.

Ponto de Carga	Nº consumidores (BUS 2)	Demanda média [kW]
1-3, 10, 11	210	535
12, 17-19	200	450
8	1	1000
9	1	1150
4, 5, 13, 14, 20, 21	1	566
6, 7, 15, 16, 22	10	454

Fonte: (ALLAN et al., 1991).

Tabela 47 – Dados de comprimentos de linha.

Linhas (BUS 2)	Comprimento [km]
2, 6, 10, 14, 17, 21, 25, 28, 30, 34	0,60
1, 4, 7, 9, 12, 16, 19, 22, 24, 27, 29, 32, 35	0,75
3, 5, 8, 11, 13, 15, 18, 20, 23, 26, 31, 33, 36	0,80

Fonte: (ALLAN et al., 1991).

## ANEXO G – Descrição do sistema IEEE 13

As informações relevantes para conduzir a análise de curto-circuito são apresentadas na Tabela 48, Tabela 49, Tabela 50, Tabela 51, Tabela 52, Tabela 53, Tabela 54 e Tabela 55.

Tabela 48 – Dados dos segmentos de linhas.

Nó de saída	Nó de chegada	Comprimento (pés)	Config.
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	0	XFM-1
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	0	Switch
684	611	300	605
692	675	500	606

Fonte: (IEEE, 1991).

Tabela 49 – Dados das configurações de linhas aéreas.

Config.	Faseamento	Com. Fase	Cond. Neutro	Estrutura
		ACSR	ACSR	Cod
601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
604	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510

Fonte: (IEEE, 1991).

Tabela 50 – Dado das configurações de linhas subterrâneas.

Config	Faseamento	Fase	Neutro	Cod. Estrutura
606	A B C N	250,000 AA, CN	Não possui	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520

Fonte: (IEEE, 1991).

Tabela 51 – Dados das cargas distribuídas.

Nós de saída	Nó de chegada	Carga Modelo	Fase A kW	Fase A kVar	Fase B kW	Fase B kVar	Fase C kW	Fase C kVar
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Fonte: (IEEE, 1991).

Tabela 52 – Dados das cargas pontuais.

Nó	Carga Modelo	Fase A kW	Fase A kVar	Fase B kW	Fase B kVar	Fase C kW	Fase C kVar
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
911	Y-I	0	0	0	0	170	80
TOTAL		1158	606	973	627	1135	753

Fonte: (IEEE, 1991).

Tabela 53 – Dados dos capacitores *shunt*.

Nó	Fase A kVar	Fase B kVar	Fase C kVar
675	200	200	200
611	0	0	100
TOTAL	200	200	300

Fonte: (IEEE, 1991).

Tabela 54 – Dados dos transformadores.

	kVa	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Subestação	5000	115- D	4,16- Gr.Y	1	8
XFM-1	500	4,16- Gr.W	0,48- Gr.W	1,1	2

Fonte: (IEEE, 1991).

Tabela 55 – Dados do regulador de tensão.

ID do regulador	1		
Segmento de linhas	650 – 632		
Localização	650		
Fases	A – B – C		
Conexão	3-Ph,LG		
Fases Monitoradas	A-B-C		
Largura de Banda	2,0 volts		
Razão do TP	20		
Razão do primário do TC	700		
Configurações de compensação	Ph-A	Ph-B	Ph-c
R – configuração	3	3	3
X – configuração	9	9	9
Nível de tensão	122	122	122

Fonte: (IEEE, 1991).

## ANEXO H – Descrição do sistema IEEE 34

As informações relevantes para conduzir a avaliação são apresentadas na Tabela 56, Tabela 57, Tabela 58, Tabela 59, Tabela 60, Tabela 61 e Tabela 62.

Tabela 56 – Dados dos segmentos de linha.

Nó de saída	Nó de chegada	Comprimento (pés)	Config.
800	802	2580	300
802	806	1730	300
806	808	32230	300
808	810	5804	303
808	812	37500	300
812	814	29730	300
814	850	10	301
816	818	1710	302
816	824	10210	301
818	820	48150	302
820	822	13740	302
824	826	3030	303
824	828	840	301
828	830	20440	301
830	854	820	301
832	858	4900	301
832	888	0	XFM-1
834	860	2020	301
834	842	280	301
836	840	860	301
836	862	280	301
842	844	1350	301
844	846	3640	301
846	848	530	301
850	814	310	301
852	832	10	301
854	856	23330	303
854	852	36830	301
858	864	1620	302
858	834	5830	301
860	836	2680	301
862	838	4860	304
888	890	10560	300

Fonte: (IEEE, 1992).

Tabela 57 – Dados das configurações de linhas aéreas.

Config.	Faseamento	Com. Fase	Cond. Neutro		Estrutura
		ACSR	ACSR	Cod	
300	B A C N	1/0	1/0		500
301	B A C N	#2 6/1	#2 6/1		500
302	A N	#4 6/1	#4 6/1		510
303	B N	#4 6/1	#4 6/1		510
304	B N	#2 6/1	#2 6/1		510

Fonte: (IEEE, 1992).

Tabela 58 – Dados das cargas distribuídas.

Nós de saída	Nó de chegada	Carga Modelo	Fase A kW	Fase A kVar	Fase B kW	Fase B kVar	Fase C kW	Fase C kVar
802	806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
808	810	Y-I	0	0	16	8	0	0
818	820	Y-Z	34	17	0	0	0	0
820	822	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
816	824	D-I	0	0	5	2	0	0
824	826	Y-I	0	0	40	20	0	0
824	828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
828	830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
854	856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
832	858	D-Z	7	3	2	1	6	3
858	864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
858	834	D-PQ	4	2	15	8	13	7
834	860	D-Z	16	8	20	10	110	55
860	836	D-PQ	30	15	10	6	42	22
836	840	D-I	18	9	22	11	0	0
862	838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
842	844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
844	846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11
846	848	Y-PQ	0	0	23	11	0	0
TOTAL			262	133	240	120	220	114

Fonte: (IEEE, 1992).

Tabela 59 – Dados das cargas pontuais.

Nó	Carga Modelo	Fase A kW	Fase A kVar	Fase B kW	Fase B kVar	Fase C kW	Fase C kVar
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
840	Y-I	9	7	9	7	9	7
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16
890	D-I	150	75	150	75	150	75
830	D-Z	10	5	10	5	25	10
TOTAL		344	224	344	224	359	229

Fonte: (IEEE, 1992).



Tabela 60 – Dados dos capacitores *shunt*.

Nó	Fase A kVar	Fase B kVar	Fase C kVar
844	100	100	100
848	150	150	150

Fonte: (IEEE, 1992).

Tabela 61 – Dados dos transformadores.

	kVa	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Subestação	2500	69,0- D	24,9- Gr.W	1	8
XFM-1	500	24,9- Gr.W	4,16- Gr.W	1,9	4,08

Fonte: (IEEE, 1992).

Tabela 62 – Dados dos reguladores de tensão.

ID do regulador	1		
Segmento de linhas	814 – 850		
Localização	814		
Fases	A – B – C		
Conexão	3-Ph,LG		
Fases Monitoradas	A-B-C		
Largura de Banda	2,0 volts		
Razão do TP	120		
Razão do primário do TC	100		
Configurações de compensação	Ph-A	Ph-B	Ph-c
R – configuração	2,7	2,7	2,7
X – configuração	1,6	1,6	1,6
Nível de tensão	122	122	122
ID do regulador	2		
Segmento de linhas	852 – 832		
Localização	852		
Fases	A – B – C		
Conexão	3-Ph,LG		
Fases Monitoradas	A-B-C		
Largura de Banda	2,0 volts		
Razão do TP	120		
Razão do primário do TC	100		
Configurações de compensação	Ph-A	Ph-B	Ph-c
R – configuração	2,5	2,5	2,5
X – configuração	1,5	1,5	1,5
Nível de tensão	124	124	124

Fonte: (IEEE, 1992).

Para além das informações originais do sistema, é necessário assumir um conjunto adicional de informações que permitam uma análise adequada da confiabilidade. Estas informações são apresentadas na Tabela 63, Tabela 64, Tabela 65 e Tabela 66.

Tabela 63 – Dados de número de consumidores por nó.

Nó	Modelo de Carga	Fase A	Fase B	Fase C
802	Y	0	30	24
806	Y	0	30	24
808	D	0	16	0
810	Y	0	16	0
816	D	0	4	0
818	Y	34	0	0
820	D	168	0	0
822	Y	134	0	0
824	Y	0	44	4
826	Y	0	40	0
828	Y	7	0	4
830	Y	27	20	50
832	Y	7	2	6
834	Y	20	35	122
836	Y	48	32	42
838	Y	0	28	0
840	Y	36	40	18
842	Y	9	0	0
844	Y	279	298	290
846	Y	0	48	20
848	Y	40	63	40
854	Y	0	4	0
856	Y	0	4	0
858	Y	13	17	19
860	Y	86	40	192
862	Y	0	28	0
864	Y	2	0	0
890	Y	300	300	300

Fonte: (CALADO, 2015).

Tabela 64 – Dados de confiabilidade dos reguladores de tensão.

Localização	$\lambda_p$ [oc/a.mi]	Relação $\lambda_T / \lambda_p$	MTTR <sub>p</sub> [h]
814	0,0145	1	4
852	0,0145	1	4

Fonte: (CALADO, 2015).

Tabela 65 – Dados de confiabilidade dos transformadores.

Localização	$\lambda_p$ [oc/a.mi]	Relação $\lambda_T / \lambda_p$	MTTR <sub>p</sub> [h]
Subestação	0,005	1	4
XFM-1	0,005	1	5

Fonte: (CALADO, 2015).

Tabela 66 – Dados de confiabilidade dos segmentos de linha.

Nó de saída	Nó de chegada	$\lambda_P$ [oc/a.mi]	Relação $\lambda_T / \lambda_P$	MTTR <sub>P</sub> [h]
800	802	0,02	4	4
802	806	0,02	4	4
806	808	0,02	4	4
808	810	0,032	4	8
808	812	0,02	4	4
812	814	0,02	4	4
814	850	0,02	4	4
816	818	0,032	4	8
816	824	0,02	4	4
818	820	0,032	4	8
820	822	0,032	4	8
824	826	0,032	4	8
824	828	0,02	4	4
828	830	0,02	4	4
830	854	0,02	4	4
832	858	0,02	4	4
832	888	-	-	-
834	860	0,02	4	4
834	842	0,032	4	8
836	840	0,032	4	8
836	862	0,032	4	8
842	844	0,032	4	8
844	846	0,032	4	8
846	848	0,032	4	8
850	814	0,02	4	4
852	832	0,02	4	4
854	856	0,032	4	8
854	852	0,02	4	4
858	864	0,032	4	8
858	834	0,02	4	4
860	836	0,02	4	4
862	838	0,032	4	8
888	890	0,08	4	8

Fonte: (CALADO, 2015).

Para análise de fluxo de potência, considera-se a tensão da subestação igual a 1,05 p.u. e os sistemas de geração e transmissão são modelados por meio de um gerador conectado a uma barra infinita. Os dados do sistema equivalente de transmissão são apresentados na Tabela 67.

Tabela 67 – Dados do sistema de transmissão.

$Z_{pos}$	$Z_{zero}$
$8,3741 + j21,3901$	$19,0068 + j44,8741$

Fonte: (ARRITT; DUGAN, 2012)