

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

BRUNO CENTENARO
GABRIELA FRANCO RIOS CATAPANI

**AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE
UMA CONCESSIONÁRIA BRASILEIRA VIA MÉTODO ANALÍTICO E
MONTE CARLO SEQUENCIAL**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA
2017

BRUNO CENTENARO
GABRIELA FRANCO RIOS CATAPANI

**AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE
UMA CONCESSIONÁRIA BRASILEIRA VIA MÉTODO ANALÍTICO E
MONTE CARLO SEQUENCIAL**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado à disciplina de TCC, do curso de Engenharia Elétrica, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, campus Curitiba.

Orientador: Prof. Paulo Cicero Fritzen, Dr.

Co-orientador: Prof. Diego Issicaba, Ph.D.

CURITIBA
2017

Bruno Centenaro
Gabriela Franco Rios Catapani

AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE UMA CONCESSIONÁRIA BRASILEIRA VIA MÉTODO ANALÍTICO E MONTE CARLO SEQUENCIAL

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 12 de dezembro de 2017.

Prof. Emerson Rigoni, Dr.
Coordenador de Curso
Engenharia Elétrica

Profa. Annemarle Gehrke Castagna, Ma.
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Elétrica do DAELT

ORIENTAÇÃO

Paulo Cicero Fritzen, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

Diego Issicaba, Ph.D.
Universidade Federal de Santa Catarina
Co-Orientador

BANCA EXAMINADORA

Paulo Cicero Fritzen, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Diego Issicaba, Ph.D.
Universidade Federal de Santa Catarina

Annemarle Gehrke Castagna, Ma.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

A folha de aprovação assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica

RESUMO

CATAPANI, Gabriela Franco Rios; CENTENARO, Bruno. **Avaliação da confiabilidade de rede de distribuição de uma concessionária brasileira via método analítico e monte carlo sequencial**. 2017. 55 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2017.

O sistema elétrico de potência necessita operar com segurança e qualidade, fornecendo energia com o menor número de interrupções possível. A relevância do conhecimento da disponibilidade de energia motiva estudos de confiabilidade preditivos, especialmente no âmbito dos sistemas de distribuição. O objetivo deste trabalho é realizar a avaliação de confiabilidade de um sistema de distribuição real via método de simulação de Monte Carlo sequencial. Para tal, foram desenvolvidos algoritmos abordando a metodologia analítica e a metodologia de simulação de Monte Carlo sequencial. Os algoritmos elaborados são implementados computacionalmente e aplicados a um sistema teste, gerando assim índices de confiabilidade. Com a validação dos métodos e algoritmos, nova aplicação do método de Monte Carlo sequencial é feita a uma rede real. Os resultados confirmam a efetividade dos métodos e sugerem a importância da contribuição das informações fornecidas pelo método de Monte Carlo sequencial ao planejamento de redes de distribuição.

Palavras-chave: confiabilidade, rede de distribuição, metodologia analítica, metodologia de Monte Carlo sequencial.

ABSTRACT

CATAPANI, Gabriela Franco Rios ; CENTENARO, Bruno. **Distribution network reliability evaluation of a brazilian concessionaire by analytical method and sequential Monte Carlo method.** 2017. 55 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2017.

The power electrical system needs to operate with safety and quality providing power with as few interruptions as possible. The relevance of perception of energy availability motivates predictive reliability studies, especially in the context of distribution systems. The purpose of this work is to perform the reliability evaluation of a real distribution system using sequential Monte Carlo simulation method. For that, algorithms were developed, using the analytical approach and the sequential Monte Carlo method. The developed algorithms are implemented computationally and applied to a test system, thus generating reliability indexes. With the validation of the methods and algorithms, a new application of the sequential Monte Carlo method is done to a real network. The study results confirm the effectiveness of the approaches and suggest the importance of the contribution of the information provided by the sequential Monte Carlo method to the planning of distribution networks.

Keywords: reliability, distribution systems, analytical method, sequential Monte Carlo method.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Níveis hierárquicos e zonas funcionais	16
Figura 2 - Modelo a dois estados de um componente - tempo de operação e tempo de reparo.....	21
Figura 3 - Modelo a dois estados de um componente - diagrama de espaço de estados.....	21
Figura 4 - Rede de distribuição radial com chaves (seccionadoras) e fusíveis em ramais laterais	28
Figura 5 - Gráfico de confiança da média do SAIFI anual - Caso 1	49
Figura 6 - Gráfico de confiança da média do SAIFI anual - Rede Real.....	50
Figura 7 - Histograma SAIFI anual - Rede Real	51
Figura 8 - Histograma SAIDI anual - Rede Real.....	51
Figura 9 - Histograma ENS anual - Rede Real.....	52

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Número de Consumidores e Carga Conectada ao sistema da Figura 4 ..	29
Tabela 2 - Parâmetros de Confiabilidade do Sistema da Figura 4	29
Tabela 3 - Índices de confiabilidade do sistema para o Caso 1	30
Tabela 4 - Índices de confiabilidade do sistema para o Caso 2	32
Tabela 5 - Índices de confiabilidade do sistema para o Caso 3	33
Tabela 6 - Índices de confiabilidade do sistema para o Caso 4	35
Tabela 7 - Taxa de falha, duração da interrupção e indisponibilidade anual do serviço nos pontos de carga em cada caso	40
Tabela 8 - Validação dos índices de confiabilidade analíticos - Caso 1	41
Tabela 9 - Validação dos índices de confiabilidade analíticos - Caso 2	41
Tabela 10 - Validação dos índices de confiabilidade analíticos - Caso 3	41
Tabela 11 - Validação dos índices de confiabilidade analíticos - Caso 4	42
Tabela 12 - Comparativo dos índices de confiabilidade - Caso 1.....	47
Tabela 13 - Comparativo dos índices de confiabilidade - Caso 2.....	48
Tabela 14 - Comparativo dos índices de confiabilidade - Caso 3.....	48
Tabela 15 - Comparativo dos índices de confiabilidade - Caso 4.....	48
Tabela 16 - Índices de confiabilidade - Rede Real	50

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÔNIMOS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
DICRI	Duração da Interrupção Individual em Dia Crítico por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
MTTF	<i>Mean Time To Failure</i>
MTTR	<i>Mean Time To Repair</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SEP	Sistema Elétrico de Potência

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	9
1.1	TEMA	9
1.1.1	DELIMITAÇÃO DO TEMA	10
1.2	PROBLEMA E PREMISSAS	12
1.3	OBJETIVOS	12
1.3.1	Objetivo Geral	12
1.3.2	Objetivos Específicos	12
1.4	JUSTIFICATIVA	13
1.5	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	13
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO	14
2	REFERENCIAL TEÓRICO	15
2.1	CONFIABILIDADE EM SEP	15
2.2	ANÁLISE DE CONFIABILIDADE DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO	16
2.2.1	Métodos Analíticos	20
2.2.2	Métodos por Simulação	22
2.3	MÉTODO DE SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO	22
2.3.1	Método de Monte Carlo Não Sequencial	23
2.3.2	Método de Monte Carlo Sequencial	24
2.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	25
3	METODOLOGIA ANALÍTICA PARA A AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO	27
3.1	DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA	27
3.2	RESULTADOS NUMÉRICOS	40
3.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	42
4	METODOLOGIA DE MONTE CARLO SEQUENCIAL PARA A AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO	44
4.1	DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA	44
4.2	RESULTADOS NUMÉRICOS PARA O CASO TESTE	47
4.3	REDE REAL	49
4.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	52
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	53
	REFERÊNCIAS	54

1 INTRODUÇÃO

1.1 TEMA

A energia elétrica é considerada um elemento de caráter fundamental no desenvolvimento da sociedade. Sua presença tornou-se imprescindível não só para as atividades comerciais e residenciais, mas principalmente para as industriais. O conjunto de equipamentos e circuitos - infraestruturas - que atuam de forma coordenada com a função de suprir a demanda de carga é conhecido como Sistema Elétrico de Potência (SEP). A organização do SEP acontece conforme a função de cada etapa necessária para o fornecimento de energia, sendo, portanto, dividido em: geração, transmissão e distribuição (MONTICELLI; GARCIA, 2003).

É possível observar claramente a condição de insumo da energia elétrica ao examinar sua importância na atividade de manufatura, demonstrando o quão essencial é tê-la à disposição. Porém, como as instalações comerciais e industriais e seus processos de operação têm se tornado mais complexos e extensos, pode-se constatar que apenas a disponibilidade de energia deixa de ser fator suficiente se não vier acompanhada de padrões técnicos e financeiros que viabilizem o fornecimento de forma confiável (MATTOS *et al.*, 2008). O suprimento de energia elétrica adequado está diretamente relacionado ao crescimento econômico. Diante deste contexto, a confiabilidade de SEPs torna-se não apenas desejável, mas sim elementar.

A definição de confiabilidade pode ser encontrada com diversas variações, porém uma forma amplamente aceita é que confiabilidade é a probabilidade de um dispositivo funcionar adequadamente de acordo com sua finalidade, para o período de tempo pretendido sob as condições de funcionamento encontradas (BAGOWSKI *apud* BILLINTON, 1992).

A avaliação da confiabilidade do SEP busca o entendimento completo do funcionamento de um componente ou sistema, com destaque ao potencial de ocorrência de falhas. A partir disso, são elaborados índices avaliativos como a quantidade de energia interrompida, a frequência das interrupções, a duração da interrupção, entre outros, para melhor analisar o problema em questão (BILLINTON; ALLAN, 1992). Busca-se então soluções que auxiliem o aumento da confiabilidade do SEP em estudo.

Pode-se analisar a confiabilidade em dois aspectos básicos: adequação das redes e segurança. A adequação está associada à capacidade das instalações em suprir a carga respeitando limites operacionais, enquanto a segurança relaciona-se com a capacidade do sistema em alcançar um regime de operação estável frente a perturbações. A maioria dos índices utilizados na atualidade são índices de adequação (BILLINTON; LI, 1994).

Neste contexto, a avaliação de confiabilidade pode ser dividida em avaliação pretérita e preditiva. A avaliação pretérita do desempenho é de grande valia para o diagnóstico do sistema, pois identifica os pontos que necessitam de modificações, permite previsões utilizando informações anteriores a serem comparadas com a operação do sistema, além de estabelecer índices que servem de guia para avaliações futuras. Já a avaliação de desempenho preditiva do sistema permite avaliar como se espera que o sistema irá se comportar no futuro, os benefícios de projetos e planos de expansão, políticas de manutenção e o custo relacionado à confiabilidade (BILLINTON; ALLAN, 1992).

Os dados utilizados para avaliação de confiabilidade podem ser obtidos a partir de banco de dados sobre a operação e manutenção ou mesmo testes experimentais. Para que não sejam realizadas interpretações equivocadas, a aquisição de dados para a análise da confiabilidade há de ser feita com o devido cuidado. Os dados examinados devem ser consideravelmente abrangentes para assegurar a aplicação dos métodos, entretanto suficientemente restritivos para certificar que informações desnecessárias não sejam coletadas ou estatísticas irrelevantes avaliadas. Os dados devem, portanto, refletir e responder somente aos fatores que afetam a confiabilidade do sistema objeto de análise (BILLINTON; LI, 1994).

1.1.1 DELIMITAÇÃO DO TEMA

Considerando a complexidade dos sistemas de potência modernos e do nível de detalhe para representá-los, optou-se pela categorização destes em níveis hierárquicos (NH). Estudos de adequação pertencentes ao NH1 referem-se à geração, já no NH2 geração e transmissão são objetos de análise, enquanto o NH3 compreende os sistemas de geração, transmissão e distribuição. Devido à grande complexidade de análise em NH3, avalia-se a confiabilidade de redes de distribuição

de maneira isolada, quer por alimentador ou subestação, para tanto utilizando-se de modelos equivalentes para representar os demais sistemas de geração e transmissão.

A confiabilidade de redes de distribuição pode ser avaliada tanto por métodos analíticos quanto por métodos de simulação, sendo que ambos os métodos possuem suas vantagens. Os métodos analíticos permitem o cálculo rápido de indicadores, porém apenas valores médios podem ser estimados para os mesmos. Por outro lado, os métodos de simulação, como o método de simulação de Monte Carlo, permitem a estimação de propriedades estocásticas dos indicadores, nomeadamente a distribuição de probabilidade dos índices. O método de simulação de Monte Carlo pode ser dividido em duas abordagens: sequencial e não sequencial. Enquanto a abordagem não sequencial permite a representação direta da cronologia do sistema, a abordagem sequencial preserva as características cronológicas de estados amostrados que originam os indicadores (BILLINTON; LI, 1994).

Com a intenção de normatizar as atividades técnicas associadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição, foram formulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). O Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica do PRODIST – apresenta os índices pelos quais a ANEEL, as distribuidoras e os consumidores podem avaliar a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema elétrico, como os indicadores de continuidade de serviço de distribuição denominados Duração de Interrupção Individual por unidade consumidora (DIC), Frequência de Interrupção Individual por unidade consumidora (FIC), Duração Máxima de Interrupção Contínua por unidade consumidora (DMIC) e Duração da Interrupção Individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora (DICRI), além dos indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras como a Duração Equivalente de Interrupção por unidade consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por unidade consumidora (FEC) (ANEEL, 2016).

Portanto, o presente trabalho propõe uma análise preditiva da confiabilidade de uma rede de distribuição real através de índices obtidos utilizando a simulação de Monte Carlo sequencial, considerando curvas de carga anuais.

1.2 PROBLEMA E PREMISSAS

Segundo Brown (2002), sistemas de distribuição são responsáveis por 90% de todos os problemas de confiabilidade do consumidor. Isso se deve a complexidade desses sistemas, tamanho da rede, operação geralmente radial e nível de exposição dos componentes a causas de falha. Além disso, uma avaliação da confiabilidade de um consumidor em particular considerando todos os componentes do SEP é inviável do ponto de vista prático e computacional. Tal premissa justifica abordar o problema com foco maior nas falhas e reparos de componentes correspondentes aos alimentadores de distribuição que atendem cada consumidor.

Ademais, tem-se como premissa que a simulação de Monte Carlo sequencial permite representar adequadamente aspectos temporais associados às falhas do SEP. Essa é uma vantagem significativa, entretanto traz consigo um complexo inconveniente: o tempo computacional de execução. Para que sejam atingidos índices de confiabilidade precisos é necessário que a simulação possua uma grande quantidade de amostras de variáveis aleatórias, necessitando um grande esforço computacional.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

Realizar avaliação de confiabilidade de uma rede de distribuição de uma concessionária brasileira via Método de Monte Carlo Sequencial.

1.3.2 Objetivos Específicos

De modo a atingir o objetivo geral deste trabalho, buscou-se a realização das seguintes etapas:

- Estudar abordagens de avaliação de confiabilidade de redes de distribuição com foco na estimação de indicadores quer via métodos analíticos quer baseados em simulação.
- Implementar uma metodologia de avaliação de confiabilidade de redes de

distribuição baseada em método analítico clássico.

- Implementar uma metodologia de avaliação de confiabilidade de redes de distribuição baseada no método de simulação de Monte Carlo sequencial.
- Estimar distribuições de probabilidade de indicadores de confiabilidade para uma rede de distribuição real.

1.4 JUSTIFICATIVA

A confiabilidade dos sistemas elétricos de potência torna-se particularmente notável ao ser analisada com foco no sistema de distribuição. Devido ao grande número de pontos de carga e à alta influência de falhas no comportamento da rede elétrica no consumidor final, seu estudo ganha considerável relevância. Diagnósticos robustos, capazes de atender à complexidade de tais sistemas, são de interesse do meio acadêmico, do governo e da indústria.

Comprova-se o destaque da avaliação da confiabilidade ao se examinar o PRODIST. Os propósitos gerais e o âmbito de aplicação do PRODIST são definidos em seu Módulo 1 - Introdução. De acordo com o Módulo 1, um dos principais objetivos da elaboração dos procedimentos é garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade (ANEEL, 2016).

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

O projeto de pesquisa primeiramente foi realizado reunindo a literatura existente relacionada ao tema do trabalho para um entendimento do estado da arte, consultando-se artigos, teses e livros relevantes.

Na sequência, foram desenvolvidas implementações computacionais de análise de confiabilidade utilizando o *software* MATLAB. Para tanto será necessária também uma familiarização com o ambiente de trabalho do MATLAB e aprofundamento em suas particularidades, como a sua sintaxe – linguagem matemática. Após a obtenção dos conhecimentos teóricos e práticos sobre o tema abordado, foram realizadas simulações utilizando o algoritmo elaborado para uma rede de uma concessionária brasileira.

Na etapa final, os índices obtidos via método de Monte Carlo sequencial serão

ponderados e comparados àqueles obtidos via método analítico com o objetivo de verificar se os resultados atingem valores esperados.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho está estruturado como segue.

O Capítulo 1 possui caráter introdutório, com o objetivo de contextualizar o tema a ser analisado, delimitando-o e justificando sua escolha.

O Capítulo 2 é composto pela apresentação de conceitos e definições correspondentes à confiabilidade de sistemas elétricos de potência, com foco nos sistemas de distribuição.

O Capítulo 3 apresenta a metodologia analítica utilizada para a avaliação de confiabilidade, a implementação da solução e os resultados obtidos através da técnica.

O Capítulo 4 detalha o método de simulação Monte Carlo sequencial e descreve os valores atingidos através de sua implementação.

Por fim, o Capítulo 5 trata das considerações finais, verificando se os objetivos inicialmente propostos foram alcançados e apresentando possíveis lacunas a serem investigadas em projetos futuros.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

A relevância da confiabilidade compreendida no contexto de sistemas elétricos de potência, devido a seus grandes impactos financeiros e sociais, propiciou o crescimento de pesquisas na área. É possível encontrar um grande número de publicações, desde análises superficiais a trabalhos robustos e complexos, cujo alvo é a análise da confiabilidade da geração e transmissão de energia elétrica em sistemas.

A existência de extensa pesquisa em confiabilidade com abordagem à geração e à transmissão é principalmente atribuída como consequência ao entendimento inicial de que falhas nestes níveis do sistema teriam maior impacto comparativamente a falhas em um nível mais próximo aos pontos de carga. Por este motivo, houve certa escassez de trabalhos explorando a análise da confiabilidade em redes de distribuição, problema solucionado apenas após a verificação de que a grande maioria das falhas ocorrem justamente no seguimento de distribuição. Estima-se que aproximadamente 90% da indisponibilidade de energia é devido a falhas ocorridas na distribuição (BROWN, 2002).

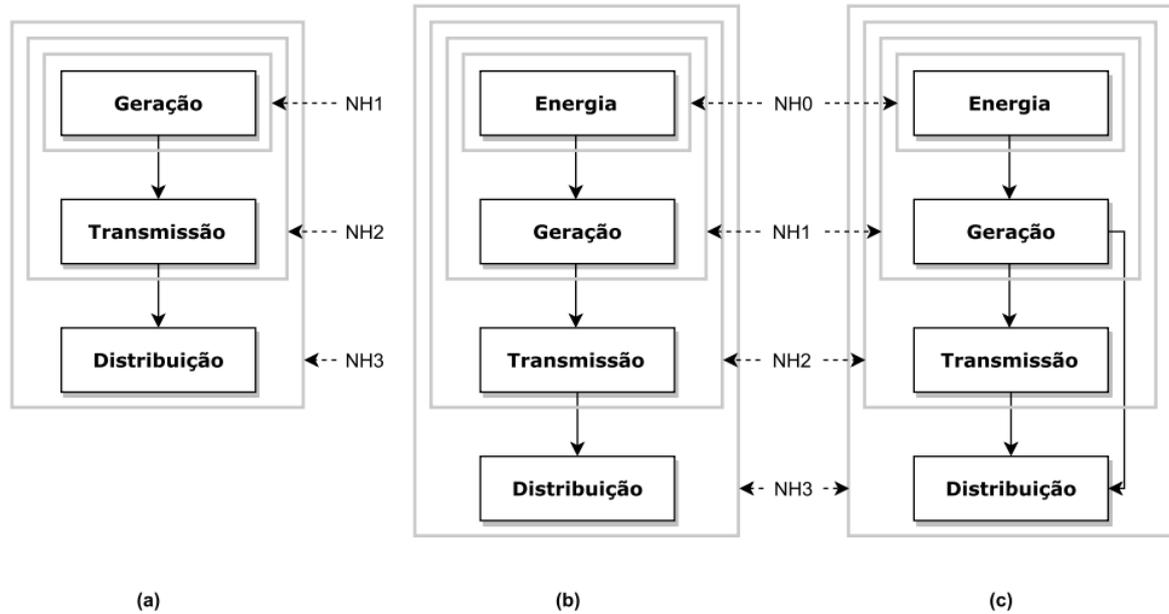
2.1 CONFIABILIDADE EM SEP

A função de um sistema elétrico é produzir energia elétrica e transportá-la até os consumidores individuais de forma adequada, contínua e com qualidade, ou seja, o sistema deve operar desempenhando sua função sob certas condições de interesse. Conforme citado no capítulo anterior, devido ao tamanho e à complexidade dos sistemas de potência, categorizou-se o mesmo em três zonas funcionais, como ilustrado na Figura 1(a). Esta divisão propõe uma ordem de organização para fins de planejamento e operação do sistema, assim como para efetuar estudos de adequação nas três zonas funcionais. Estas são combinadas de maneira a constituir os níveis hierárquicos (BILLINTON; LI, 1994).

Mais recentemente, uma nova zona funcional denominada Energia foi adicionada, conforme a Figura 1(b). Esta nova zona funcional considera os recursos renováveis, representando mais precisamente a capacidade de geração ao longo do tempo. Com os avanços tecnológicos e o aumento da integração da geração

distribuída na rede de distribuição, viu-se ainda necessária uma reorganização no conceito tradicional dos níveis hierárquicos como mostra a Figura 1(c) incluindo a capacidade de geração distribuída em redes de distribuição (DOS SANTOS, 2016).

Figura 1 - Níveis hierárquicos e zonas funcionais



Fonte: Adaptado de DOS SANTOS (2016).

Os estudos de adequação referentes ao NH1 têm foco no sistema de geração e visa estimar a probabilidade de corte de carga para uma demanda prevista do sistema em um horizonte de planejamento. Já estudos no NH2 têm como fim estimar a probabilidade de corte de carga nos diversos barramentos do sistema considerando a possibilidade de falhas nos sistemas de geração e transmissão. Finalmente, estudos no NH3 envolvem todo o sistema e são realizados admitindo modelos estocásticos de falha/reparo para os elementos da rede de distribuição e modelos aproximados para os sistemas de geração e transmissão (BILLINTON; LI, 1994).

2.2 ANÁLISE DE CONFIABILIDADE DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Um procedimento padrão para se avaliar a confiabilidade de um sistema é decompô-lo em componentes que o constituem, estimar a confiabilidade de cada componente e combinar as confiabilidades desses componentes utilizando técnicas

numéricas para estimar a confiabilidade do sistema como um todo (BILLINTON; ALLAN, 1992).

Assim, para se quantificar o desempenho de sistemas de distribuição foram criados indicadores de ponto de entrega de serviço que são avaliados pelos conceitos clássicos de taxa de falha λ [int./ano], duração da interrupção U [h/ano] e tempo médio de interrupção $r = \frac{U}{\lambda}$ [h/int.] (BILLINTON; ALLAN, 1984). A partir da ponderação desses indicadores pelo número de consumidores ou carga no ponto de entrega de serviço são calculados índices sistêmicos utilizados para medir o desempenho dos sistemas de distribuição, conforme descrição a seguir:

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index).

Este índice mede a frequência das interrupções sustentadas durante o período de um ano de um consumidor médio da rede.

$$SAIFI = \frac{\sum N^{\circ} \text{ interrupções consumidoras}}{N^{\circ} \text{ de consumidores atendidos}} \left[\frac{\text{int.}}{\text{ano}} \right] \quad (1)$$

$$SAIFI = \frac{\sum_i \lambda_i N_i}{\sum_i N_i} \left[\frac{\text{int.}}{\text{ano}} \right] \quad (2)$$

onde λ_i é a taxa de falha e N_i é o número de consumidores do ponto de carga i .

SAIDI (System Average Interruption Duration Index).

Esse índice mede quantas horas de interrupção um consumidor médio irá experimentar ao longo de um ano.

$$SAIDI = \frac{\sum \text{duração das interrupções consumidoras}}{N^{\circ} \text{ total de consumidores atendidos}} \left[\frac{\text{h}}{\text{ano}} \right] \quad (3)$$

$$SAIDI = \frac{\sum_i U_i N_i}{\sum_i N_i} \left[\frac{\text{h}}{\text{ano}} \right] \quad (4)$$

onde U_i é o tempo de indisponibilidade do ponto de carga i .

CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index).

Este índice mede a frequência média de interrupções sustentadas para consumidores que tiveram ao menos uma interrupção.

$$CAIFI = \frac{\sum \text{interrupções consumidoras}}{N^\circ \text{ de consumidores com pelo menos uma interrupção}} \left[\frac{\text{int.}}{\text{ano}} \right] \quad (5)$$

CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index).

Este índice mede quanto tempo dura em média uma interrupção para o consumidor.

$$CAIDI = \frac{\sum \text{duração das interrupções consumidoras}}{\sum N^\circ \text{ de interrupções consumidoras}} \left[\frac{h}{\text{int.}} \right] \quad (6)$$

$$CAIDI = \frac{\sum_i U_i N_i}{\sum_i \lambda_i N_i} \left[\frac{\text{horas}}{\text{interrupções}} \right] \quad (7)$$

ASAI (Average Service Availability Index).

Representa o tempo que um consumidor médio teve disponível o serviço de energia, dado em porcentagem.

$$ASAI = \frac{\text{Disponibilidade de serviço consumidor em horas}}{\text{Total de horas consumidoras no período de análise}} \times 100 [\%] \quad (8)$$

$$ASAI = \frac{\sum N_i \times 8760 - \sum U_i N_i}{\sum N_i \times 8760} \times 100 [\%] \quad (9)$$

ASUI (Average Service Unavailability index).

Representa o tempo que um consumidor médio não teve disponível o serviço de energia, dado em porcentagem.

$$ASUI = 1 - ASAI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i \times 8760} \times 100 [\%] \quad (10)$$

onde 8760 é o número de horas no período de um ano.

ENS (Energy Not Supplied).

Este índice mede a energia total não fornecida pelo sistema pelo período de um ano.

$$ENS = \text{Energia total não suprida pelo sistema} \left[\frac{MWh}{\text{ano}} \right] \quad (11)$$

$$ENS = \sum L_i U_i \left[\frac{MWh}{\text{ano}} \right] \quad (12)$$

onde L_i é a carga média conectada ao ponto de carga i .

AENS (Average Energy Not Supplied).

Este índice mede a energia não fornecida pelo sistema para um consumidor médio no período de um ano.

$$AENS = \frac{\text{Energia total não fornecida pelo sistema}}{\text{Nº de consumidores atendidos}} \left[\frac{MWh}{\text{cons. ano}} \right] \quad (13)$$

$$AENS = \frac{\sum L_{a(i)} U_i}{\sum N_i} \left[\frac{MWh}{\text{cons. ano}} \right] \quad (14)$$

Para a obtenção de índices de desempenho robustos são utilizadas duas abordagens principais: a abordagem analítica e a abordagem por simulação. Ao se utilizar um método analítico, são calculados valores esperados para os índices a partir de modelos matemáticos, como o modelo de Markov (BILLINTON; LI, 1994), que representam os componentes do sistema elétrico. No caso do método de simulação é possível se estimar índices adicionais de maneira mais flexível, emulando o

comportamento estocástico do ciclo de falha/reparo dos componentes ou mesmo utilizando dados diretos provenientes de séries temporais, sem a dependência direta de modelos clássicos como o modelo de Markov.

É importante ressaltar que os índices descritos são voltados a avaliação de interrupções sustentadas. Desde que o período de apuração considerado seja de um ano e o conjunto consumidor compreenda todos os consumidores da rede, as variáveis de SAIFI e SAIDI estão associadas aos indicadores brasileiros FEC e DEC, respectivamente. Por representarem estimativas médias, tais indicadores podem ser obtidos diretamente via métodos analíticos, enquanto outros indicadores, a saber o DMIC, podem ser estimados via métodos de simulação.

2.2.1 Métodos Analíticos

O método analítico é tido como a primeira forma utilizada para se avaliar índices de desempenho do sistema elétrico de potência. A abordagem analítica pode ser executada manualmente, sem o auxílio de dispendiosos recursos computacionais, o que a torna vantajosa quando tais recursos não estão à disposição (BILLINTON; ALLAN, 1992).

Para avaliar analiticamente a falha de um sistema de distribuição perante a falha de seus componentes constituintes, observa-se que caso a taxa de falha esteja relacionada a um único componente, então a mesma pode ser definida por

$$\lambda(t) \equiv \frac{\text{taxa de variação da probabilidade de falha no tempo } t}{\text{probabilidade de sobrevivência até o tempo } t} \quad (15)$$

A definição acima pode ser reescrita como uma equação diferencial de primeira ordem, a saber

$$R(t)\lambda(t) = -\frac{dR(t)}{dt} \quad (16)$$

A solução desta equação é dada por

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(u)du} \quad (17)$$

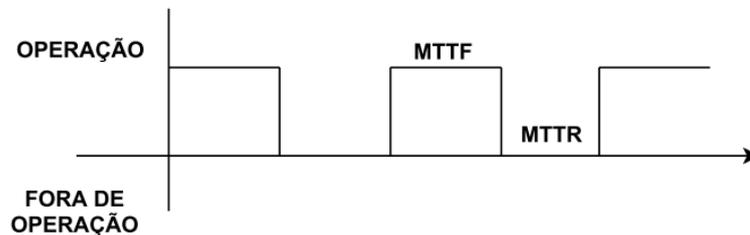
Supondo-se ainda que a taxa de falha é constante, obtém-se a distribuição exponencial para a confiabilidade do componente

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (18)$$

indicando que a confiabilidade do componente no início da vida é 100%, tendendo a 0 com o passar do tempo.

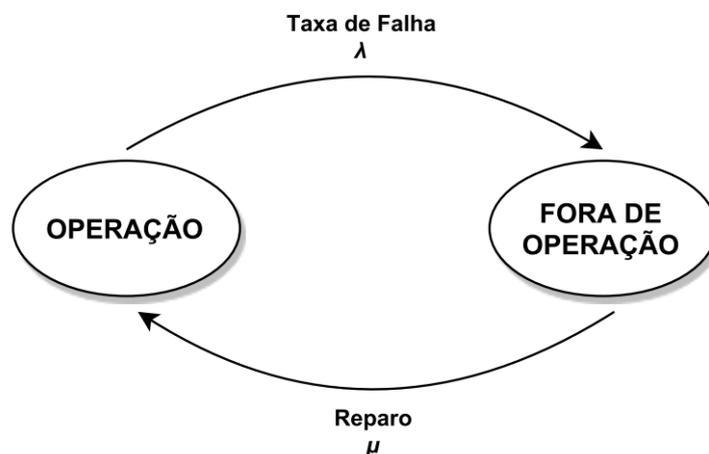
A inversão da taxa de falha resulta no tempo médio para a falha, denotado por MTTF. Similarmente, pode-se definir uma taxa de reparação μ para o componente, cuja inversão define o tempo médio para o reparo, denotado por MTTR. Dessa forma, os componentes de um sistema de distribuição podem ser representados por um modelo de Markov a dois estados, em operação ou fora de operação, conforme mostrado na Figura 2 e Figura 3.

Figura 2 - Modelo a dois estados de um componente - tempo de operação e tempo de reparo



Fonte: Adaptado de Billinton e Allan (1992).

Figura 3 - Modelo a dois estados de um componente - diagrama de espaço de estados



Fonte: Adaptado de Billinton e Allan (1992).

A falha de um sistema pode então ser analisada a partir do exame funcional do impacto que cada componente exerce na interrupção do serviço em um ponto de carga ou entrega. Por exemplo, a falha de um sistema com componentes associados funcionalmente em série é caracterizada caso pelo menos um dos seus componentes falhe. De outra forma, só existe sucesso se todos os componentes do sistema operam com sucesso. Para o caso em que a variável aleatória é o tempo t e cada componente independente possui uma taxa de falha constante, então

$$\begin{aligned} R_s &= R_1(t)R_1(t) \dots R_n(t) \\ &= e^{-\lambda_1 t} \dots e^{-\lambda_n t} \\ &= e^{-(\lambda_1 + \dots + \lambda_n)t} \end{aligned} \quad (19)$$

indicando que a taxa falha do sistema é dada pela soma das taxas de falha dos componentes.

O cálculo das taxas de falha para cada ponto consumidor é realizado utilizando o princípio de sistema funcional em série, onde se especifica que todos os componentes entre o ponto consumidor e pelo menos uma fonte de energia devem estar operando adequadamente para que o serviço seja possível. A partir dessas taxas, demais indicadores são obtidos, conforme descrito detalhadamente no capítulo a seguir.

2.2.2 Métodos por Simulação

A intensa difusão de técnicas de simulação foi devida, principalmente, ao fato de que a quantidade de amostras necessárias para que se obtenham estimativas precisas utilizando esta metodologia não está relacionada ao tamanho do sistema em análise, condição pertinente à análise da confiabilidade no sistema de distribuição.

2.3 MÉTODO DE SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

O método de simulação de Monte Carlo é definido como a designação geral para simulação estocástica usando números aleatórios. Fundamentalmente, o método está baseado na realização de séries de experimentos, estimando os índices ao simular o processo real e o comportamento aleatório de um sistema (BILLINTON; LI,

1994). Aplicações de técnicas de Monte Carlo podem ser encontradas em diversos campos de estudo, como por exemplo em cálculos matemáticos complexos, simulação de processos estocásticos e avaliação de confiabilidade.

Pode-se categorizar os métodos de simulação de Monte Carlo em sequencial, não-sequencial e pseudo-sequencial, sendo a última uma combinação das duas primeiras vertentes (SILVA *et al.*, 2005). A determinação do método adequado ao propósito específico de um estudo está diretamente relacionada à relevância da cronologia dos eventos no caso em análise (BILLINTON; ALLAN, 1992).

A incerteza na estimativa de Monte Carlo é demonstrada pelo coeficiente de variação β . A obtenção do coeficiente permite verificar a convergência do processo de simulação (RUBINSTEIN; KROESE, 2008). Sendo H uma função teste adequada a um índice de confiabilidade qualquer, $Var[E[H(X)]]$ a variância da esperança dos índices, $\tilde{E}[H(X)]$ a estimativa de um índice através da esperança matemática de H , e N_s o número de amostras, pode-se calcular β como segue:

$$\beta = \frac{\sqrt{Var[E[H(X)]]/N_s}}{\tilde{E}[H(X)]} \quad (20)$$

As abordagens não sequencial e sequencial do método de Monte Carlo são apresentadas na sequência.

2.3.1 Método de Monte Carlo Não Sequencial

A simulação de Monte Carlo não-sequencial é uma alternativa para estimar índices de confiabilidade que amostra cenários independentes, onde não há relevância em quando aconteceram. Os estados são avaliados desconsiderando-se qualquer possível conexão cronológica entre os mesmos.

A equação (21) define matematicamente a esperança de uma função teste H dada em espaço de estados/cenários para o sistema:

$$\tilde{E}[H(\mathbf{X})] = \frac{1}{N_s} \sum_{i=1}^{N_s} H(x_i) \quad (21)$$

onde x_i é uma amostra do estado do sistema, $H(x_i)$ a transformação através da função de teste H do estado do sistema x_i , N_s é o número de amostras e $\tilde{E}[H(X)]$ a estimação do índice de confiabilidade representado por H .

O algoritmo do método de simulação de Monte Carlo não sequencial (DOS SANTOS, 2016) é mostrado a seguir.

Seja $N_s^{\text{máx}}$ o número máximo de amostras a serem simuladas e $N_s = 0$.

1. Atualizar o número de amostras: $N_s \leftarrow N_s + 1$;
2. Sortear um estado do sistema a partir das funções de distribuição de probabilidade de falha dos componentes e da carga;
3. Avaliar o estado do sistema;
4. Atualizar os valores das funções teste e índices de confiabilidade de acordo com a equação (21);
5. Atualizar os coeficientes de variação β de acordo com a equação (20);
6. Se $N_s = N_s^{\text{máx}}$ ou se os coeficientes de variação são inferiores a uma tolerância especificada, parar a simulação; senão voltar ao Passo 1;

2.3.2 Método de Monte Carlo Sequencial

A simulação de Monte Carlo sequencial atenta-se a cronologia dos eventos, criando uma espécie de linha do tempo. Isto significa que duas amostras de estados sistêmicos consecutivos diferem entre si somente por um componente que apresenta estado diferente. A abordagem sequencial baseia-se na amostragem da distribuição de probabilidade da duração do estado do componente. Essa característica o torna um método particularmente interessante para a análise da confiabilidade de redes de distribuição.

Pode-se observar que o método sequencial simula o processo estocástico da operação do sistema através do uso de suas distribuições de probabilidades, associadas ao tempo médio de falha e ao tempo médio de reparo de cada componente do sistema.

A equação (22) nos dá a estimação dos índices de confiabilidade:

$$\tilde{E}[H(\mathbf{X})] = \frac{1}{N_y} \sum_{i=1}^{N_y} H(\{x_n\}_{n=1}^{S_i}) \quad (22)$$

onde $\{x_n\}_{n=1}^{S_i} = \{x_1, \dots, x_{S_i}\}$ é a sequência dos estados do sistema durante o período i , S_i é o número de estados do período i e N_y é o número de períodos simulados.

O algoritmo do método de simulação de Monte Carlo sequencial (DOS SANTOS, 2016) é mostrado a seguir:

Sendo $N_y^{m\acute{a}x}$ o número máximo de anos a ser simulado, $h = 0$ o instante de tempo inicial do relógio fictício, $N_y = 1$ e $T = 8760$ h.

1. Inicializar os estados dos componentes e carga;
2. Amostrar o tempo de permanência dos componentes nestes estados de acordo com uma distribuição de probabilidade acumulada de falha/reparo;
3. Identificar o instante da próxima transição de estado e efetuar a transição do componente ou patamar de carga correspondente; atualizar h com o instante de transição;
4. Avaliar o estado do sistema;
5. Atualizar os valores das funções teste;
6. Se $h = 8760$ h, atualizar os índices de confiabilidade de acordo com (22); senão voltar ao Passo 2;
7. Atualizar os coeficientes de variação β de acordo com (20);
8. Se $N_y = N_y^{m\acute{a}x}$ ou se os coeficientes de variação são inferiores a uma tolerância especificada, parar a simulação; senão $N_y = N_y + 1$, $h = 0$ e retornar ao Passo 2.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo contém detalhes sobre a avaliação de confiabilidade em sistemas de distribuição. Apresentam-se conceitos fundamentais como níveis hierárquicos além da definição de taxa de falha, duração da interrupção e tempo médio

de interrupção. Ademais, são descritos os métodos de avaliação de confiabilidade analíticos e por simulação, dentro deste último detalhando especialmente o método de avaliação de Monte Carlo com suas vertentes não sequencial e sequencial. Por sua capacidade de representação de cronologia de eventos dentro de um ano, a abordagem sequencial foi escolhida com o fim de estimar indicadores exclusivos ao contexto brasileiro, como o DMIC.

O próximo capítulo apresenta em detalhe a metodologia baseada na abordagem analítica aplicada ao problema de avaliação de confiabilidade de redes de distribuição.

3 METODOLOGIA ANALÍTICA PARA A AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Neste capítulo é demonstrada e desenvolvida a metodologia analítica para análise de confiabilidade de redes de distribuição. A seção 3.1 elucida a metodologia, o procedimento utilizado para obtenção de resultados analíticos e o desenvolvimento do algoritmo. Na seção 3.2 encontram-se os resultados preliminares obtidos a partir da abordagem analítica para um sistema teste e a verificação de conformidade dos valores com a teoria e referencial bibliográfico. A seção 3.3 aborda as considerações finais do capítulo.

3.1 DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA

A análise de confiabilidade de um sistema de distribuição requer o emprego de técnicas de análise distintas, que variam de acordo com a topologia do sistema estudado. Os três parâmetros básicos utilizados na investigação de confiabilidade de uma rede são a taxa de falha λ de um componente [int./ano], indisponibilidade anual do serviço U [h/ano] e duração da interrupção r [horas].

De forma geral, pode-se definir uma rede a partir de seus diferentes componentes, os quais são arranjados de diferentes formas, desde ligados entre si em série, paralelo, malha ou uma combinação destes. Conceitos como associação série e paralelo, que no âmbito da confiabilidade são empregados analogamente a sua definição em circuitos elétricos, possuem importância devido a seu caráter básico na representação da topologia de redes de distribuição. Se para o funcionamento de um sistema é necessário que todos os componentes estejam operando simultaneamente, o sistema pode ser definido como um sistema série, conforme exposto no Capítulo 2. Caso o sistema somente necessite que um de seus componentes esteja operando, pode ser definido como um sistema paralelo. Examinando do ponto de vista da falha, um sistema série necessita que apenas um componente falhe para que o sistema falhe, enquanto em um sistema paralelo somente a falha em todos os componentes implica na falha do sistema (BILLINTON; ALLAN, 1992).

A partir do princípio de associação série e a equação (19) pode-se deduzir a

taxa de falha em cada ponto do sistema como o somatório das taxas de falha individuais de cada componente que impacta diretamente na falha do ponto (BILLINTON; ALLAN, 1984). A equação (23) elucida tal cálculo.

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (23)$$

onde λ_s equivale a taxa de falha do ponto e λ_i representa a taxa de falha de cada componente.

Analogamente, obtém-se a indisponibilidade de cada ponto através da equação (24).

$$U_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \times r_i \quad (24)$$

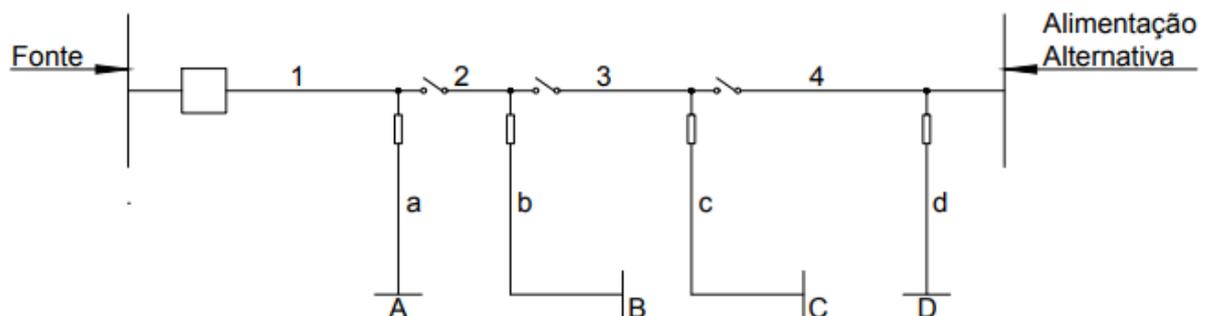
onde r_i é o tempo de restabelecimento médio de cada componente.

Dessa forma, o tempo médio de interrupção em cada ponto pode ser definido através da equação (25).

$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s} = \frac{\sum_i \lambda_i r_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (25)$$

Segundo esses conceitos, é possível calcular os índices de confiabilidade do sistema, conforme equações (1)–(14).

A despeito da simplicidade do equacionamento apresentado, enfatiza-se que a determinação dos componentes que impactam na falha do ponto é não trivial. Para fins composição de exemplo e de validação de metodologias, considere o sistema teste radial representado na Figura 4.



Fonte: Adaptado de Billinton e Allan (1984).

O sistema em questão possui nove nós com quatro linhas de distribuição representando o tronco principal do alimentador e com quatro distribuidores laterais conduzindo energia a um total de três mil consumidores, sendo mil no ponto de carga A, oitocentos no ponto B, setecentos no ponto C e quinhentos no ponto D, conforme Tabela 1.

Tabela 1 - Número de Consumidores e Carga Conectada ao sistema da Figura 4

Ponto de Carga	Número de Consumidores	Carga Média (kW)
A	1000	5000
B	800	4000
C	700	3000
D	500	2000

Fonte: Adaptado de Billinton e Allan (1984).

Os parâmetros de confiabilidade para o sistema da Figura 4 são mostrados na Tabela 2.

Tabela 2 - Parâmetros de Confiabilidade do Sistema da Figura 4

Componente	Comprimento (km)	λ (falhas/ano)	r (horas)
Seção 1	2	0,2	4
Seção 2	1	0,1	4
Seção 3	3	0,3	4
Seção 4	2	0,2	4
Distribuidor a	1	0,2	2
Distribuidor b	3	0,6	2
Distribuidor c	2	0,4	2
Distribuidor d	1	0,2	2

Fonte: Adaptado de Billinton e Allan (1984).

Foram considerados quatro casos como objeto do estudo de confiabilidade. O primeiro caso consiste em um sistema protegido somente por um disjuntor na saída do alimentador. No segundo, por um disjuntor e com fusíveis nos distribuidores laterais. No terceiro o sistema é protegido por disjuntor, fusíveis nos distribuidores laterais e seccionadoras no tronco do alimentador. Por fim, um quarto caso é considerado onde as proteções são formadas pelo disjuntor, fusíveis, seccionadora, e ainda uma alimentação alternativa ao fim do tronco, utilizando assim todos os recursos explicitados no sistema teste.

Para o Caso 1, um curto circuito em qualquer ponto do sistema acarreta em

um sinal de abertura no disjuntor. Como não há pontos em que o sistema possa ser isolado, as falhas precisam ser reparadas para depois ser religado o disjuntor. Dessa forma, falhas em qualquer componente devem causar interrupções de serviço em todos os pontos consumidores. Com base neste raciocínio, os indicadores de confiabilidade dos pontos de carga são idênticos, e podem ser calculados como segue:

$$\lambda_A = 0,2 + 0,1 + 0,3 + 0,2 + 0,2 + 0,6 + 0,4 + 0,2 = 2,2 \frac{\text{int.}}{\text{ano}}$$

$$U_A = 0,8 + 0,4 + 1,2 + 0,8 + 0,4 + 1,2 + 0,8 + 0,4 = 6,0 \frac{h}{\text{ano}}$$

$$r_A = \frac{6,0}{2,2} = 2,73 h$$

Os índices de confiabilidade para todos os casos são obtidos segundo as equações (1)-(14), assim os índices para o Caso 1 são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Índices de confiabilidade do sistema para o Caso 1

Índices do Sistema	Caso 1
SAIFI	2,2
SAIDI	6,0
CAIDI	2,73
ASAI	0,999315
ASUI	0,000685
ENS	84.000
AENS	28,0

Fonte: Adaptado de Billinton e Allan (1984).

Para o Caso 2, foram considerados fusíveis instalados nos distribuidores laterais a, b, c e d. Sendo assim, se um curto circuito ocorrer nos distribuidores, o fusível apropriado irá isolar a falta provocando a desconexão do ponto de carga sem afetar qualquer outro ponto. Os índices de confiabilidade são melhorados em relação ao Caso 1, sendo que esta melhoria é diferenciada para cada ponto. Nota-se que o ponto de carga B é o menos confiável, devido a um efeito dominante das falhas neste distribuidor. Os índices para os pontos de carga neste caso podem ser calculados como segue:

$$\lambda_A = 0,2 + 0,1 + 0,3 + 0,2 + 0,2 = 1,0 \frac{\text{int.}}{\text{ano}}$$

$$U_A = 0,8 + 0,4 + 1,2 + 0,8 + 0,4 = 3,6 \frac{\text{horas}}{\text{ano}}$$

$$r_A = \frac{3,6}{1,0} = 3,6 \text{ horas}$$

$$\lambda_B = 0,2 + 0,1 + 0,3 + 0,2 + 0,6 = 1,4 \frac{\text{int.}}{\text{ano}}$$

$$U_B = 0,8 + 0,4 + 1,2 + 0,8 + 1,2 = 4,4 \frac{\text{horas}}{\text{ano}}$$

$$r_B = \frac{4,4}{1,4} = 3,14 \text{ horas}$$

$$\lambda_C = 0,2 + 0,1 + 0,3 + 0,2 + 0,4 = 1,2 \frac{\text{int.}}{\text{ano}}$$

$$U_C = 0,8 + 0,4 + 1,2 + 0,8 + 0,8 = 4,0 \frac{\text{horas}}{\text{ano}}$$

$$r_C = \frac{4,0}{1,2} = 3,33 \text{ horas}$$

$$\lambda_D = 0,2 + 0,1 + 0,3 + 0,2 + 0,2 = 1,0 \frac{\text{int.}}{\text{ano}}$$

$$U_D = 0,8 + 0,4 + 1,2 + 0,8 + 0,4 = 3,6 \frac{\text{horas}}{\text{ano}}$$

$$r_D = \frac{3,6}{1,0} = 3,6 \text{ horas}$$

Os índices de confiabilidade para o Caso 2 são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Índices de confiabilidade do sistema para o Caso 2

Índices do Sistema	Caso 2
SAIFI	1,15
SAIDI	3,91
CAIDI	3,39
ASAI	0,999554
ASUI	0,000446
ENS	54.800
AENS	18,3

Fonte: Adaptado de Billinton e Allan (1984).

Para o Caso 3, foram consideradas seccionadoras ao longo do alimentador principal. Um curto circuito em qualquer componente do tronco do alimentador ainda deve acarretar a abertura do disjuntor principal. Após a detecção do local onde aconteceu a falha, pode-se abrir a seccionadora para isolar a parte em falha e religar o disjuntor principal reestabelecendo os pontos de carga entre o ponto de alimentação e o ponto de isolamento, mesmo antes da falha ser reparada. Os índices de confiabilidade são melhorados para os pontos de carga A, B e C sendo esta melhoria maior para os pontos mais próximos do ponto de abastecimento. O ponto de carga D não sofre melhoria pois o isolamento não remove o efeito de qualquer falha neste ponto. Considerando como $r = 0,5$ horas o tempo total de isolamento e comutação da chave seccionadora, os índices dos pontos de carga para este caso podem ser calculados como segue:

$$\lambda_A = 0,2 + 0,1 + 0,3 + 0,2 + 0,2 = 1,0 \frac{\text{int.}}{\text{ano}}$$

$$U_A = 0,8 + 0,05 + 0,15 + 0,1 + 0,4 = 1,5 \frac{\text{horas}}{\text{ano}}$$

$$r_A = \frac{1,5}{1,0} = 1,5 \text{ horas}$$

$$\lambda_B = 0,2 + 0,1 + 0,3 + 0,2 + 0,6 = 1,4 \frac{\text{int.}}{\text{ano}}$$

$$U_B = 0,8 + 0,4 + 0,15 + 0,1 + 1,2 = 2,65 \frac{\text{horas}}{\text{ano}}$$

$$r_B = \frac{2,65}{1,4} = 1,89 \text{ horas}$$

$$\lambda_C = 0,2 + 0,1 + 0,3 + 0,2 + 0,4 = 1,2 \frac{\text{int.}}{\text{ano}}$$

$$U_C = 0,8 + 0,4 + 1,2 + 0,1 + 0,8 = 3,3 \frac{\text{horas}}{\text{ano}}$$

$$r_C = \frac{3,3}{1,2} = 2,75 \text{ horas}$$

$$\lambda_D = 0,2 + 0,1 + 0,3 + 0,2 + 0,2 = 1,0 \frac{\text{int.}}{\text{ano}}$$

$$U_D = 0,8 + 0,4 + 1,2 + 0,8 + 0,4 = 3,6 \frac{\text{horas}}{\text{ano}}$$

$$r_D = \frac{3,6}{1,0} = 3,6 \text{ horas}$$

Os índices de confiabilidade para o Caso 3 são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 - Índices de confiabilidade do sistema para o Caso 3

Índices do Sistema	Caso 3
SAIFI	1,15
SAIDI	2,58
CAIDI	2,23
ASAI	0,999706
ASUI	0,000294
ENS	35.200
AENS	11,7

Fonte: Adaptado de Billinton e Allan (1984).

Para o Caso 4, uma alimentação alternativa é considerada no ponto normalmente aberto conectado a seção de alimentação 4. Sistemas de distribuição

com topologia fracamente malhada têm pontos abertos para que se possam operá-los como um sistema radial, e em caso de falha uma alimentação alternativa pode entrar em operação e recuperar parte da carga desconectada. Dessa forma, com estes pontos abertos, as cargas que ficariam desconectadas podem ser transferidas para outra parte do sistema. Tal procedimento tem um efeito marcante nos índices de confiabilidade. Os maiores efeitos aparecem nos pontos de carga mais próximos do ponto de transferência normalmente aberto e mais longe do ponto de alimentação. Os índices de ponto de carga para este caso podem ser calculados como segue:

$$\lambda_A = 0,2 + 0,1 + 0,3 + 0,2 + 0,2 = 1,0 \frac{\text{int.}}{\text{ano}}$$

$$U_A = 0,8 + 0,05 + 0,15 + 0,1 + 0,4 = 1,5 \frac{\text{horas}}{\text{ano}}$$

$$r_A = \frac{1,5}{1,0} = 1,5 \text{ horas}$$

$$\lambda_B = 0,2 + 0,1 + 0,3 + 0,2 + 0,6 = 1,4 \frac{\text{int.}}{\text{ano}}$$

$$U_B = 0,1 + 0,4 + 0,15 + 0,1 + 1,2 = 1,95 \frac{\text{horas}}{\text{ano}}$$

$$r_B = \frac{1,95}{1,4} = 1,39 \text{ horas}$$

$$\lambda_C = 0,2 + 0,1 + 0,3 + 0,2 + 0,4 = 1,2 \frac{\text{int.}}{\text{ano}}$$

$$U_C = 0,1 + 0,05 + 1,2 + 0,1 + 0,8 = 2,25 \frac{\text{horas}}{\text{ano}}$$

$$r_C = \frac{2,25}{1,2} = 1,88 \text{ horas}$$

$$\lambda_D = 0,2 + 0,1 + 0,3 + 0,2 + 0,2 = 1,0 \frac{\text{int.}}{\text{ano}}$$

$$U_D = 0,1 + 0,05 + 0,15 + 0,8 + 0,4 = 1,5 \frac{\text{horas}}{\text{ano}}$$

$$r_D = \frac{1,5}{1,0} = 1,5 \text{ horas}$$

Os índices de confiabilidade para o Caso 4 são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 - Índices de confiabilidade do sistema para o Caso 4

Índices do Sistema	Caso 4
SAIFI	1,15
SAIDI	1,80
CAIDI	1,56
ASAI	0,999795
ASUI	0,000205
ENS	25.100
AENS	8,4

Fonte: Adaptado de Billinton e Allan (1984).

Após o estudo de confiabilidade do sistema teste, um algoritmo foi desenvolvido com o fim de sistematizar os cálculos dos indicadores de confiabilidade mediante a presença de disjuntores, chaves fusível, seccionadoras e chave de seção para alimentação alternativa. O algoritmo foi implementado em ambiente MATLAB para fins de resolução automática do problema em análise. Para a execução do *software*, foi necessário incluir as informações referentes à rede do problema estudado na forma de uma matriz de informações onde foram incluídos os dados referentes a cada componente do sistema.

Para que fossem melhores identificados os nós e os ramais de alimentação usando recursos computacionais, utilizou-se uma lógica matricial onde cada linha da matriz apresenta códigos correspondentes aos equipamentos encontrados entre dois pontos/nós específicos da rede. Estabelecer esses pontos, nós elétricos, possibilitou delimitar pequenos trechos da rede para uma melhor interpretação dos eventos e suas consequências nos pontos de carga. A delimitação de trechos foi feita determinando-se uma coluna para definir o nó de origem de cada ramo e uma outra definindo seu

nó terminal.

Para fins de implementação, foi necessária a utilização de uma matriz auxiliar denominada matriz de alcance na qual cada elemento R_{ij} desta matriz é igual a 1 se a partir do nó da linha i se consegue chegar ao nó da coluna j , independentemente do número de passos necessários (SPERANDIO, 2008). Trata-se de um instrumento eficiente, pois possibilita se determinar onde um certo equipamento, seja de manobra ou proteção, terá influência em uma falha no alimentador.

Considerando o primeiro caso, para cada componente, identifica-se o instrumento de proteção correspondente e busca-se na matriz de alcance quais são os nós desconectados caso a falha tenha se originado no componente. A taxa de falha dos nós é incrementada com a taxa de falha do componente. Similarmente, a indisponibilidade de cada nó é incrementada com o produto da taxa de falha e tempo médio de reparo do componente.

O segundo caso é análogo ao primeiro, diferenciando-se apenas pela consideração de fusíveis como instrumentos de proteção além do disjuntor. Isso implica que serão modificadas as taxas de falha e conseqüentemente a indisponibilidade nos pontos, já que os nós desconectados pelos fusíveis afetam os distribuidores laterais.

Para o terceiro caso, ao se considerar também as seccionadoras ao longo do alimentador principal, juntamente com o disjuntor e os fusíveis nos distribuidores laterais, há de se considerar o impacto da abertura da seccionadora na avaliação. Em caso de não abertura da seccionadora, o procedimento de cálculo será o mesmo utilizado no caso anterior. Com a abertura da seccionadora, leva-se em consideração seu tempo de abertura e isolamento para que, através do produto entre este tempo e a taxa de falha, seja obtida a indisponibilidade dos pontos.

No quarto caso leva-se em conta uma alimentação alternativa. Com isso, é adicionado ao cálculo da indisponibilidade essa contribuição adicional fornecida pela conexão de uma alimentação alternativa ao caso anterior. A taxa de falha dos nós segue sendo incrementada com a taxa de falha do componente.

Com a taxa de falha e indisponibilidade de cada ponto de carga, para cada caso, calcula-se os indicadores sistêmicos conforme equações (1)-(14). O pseudocódigo a seguir descreve o algoritmo implementado:

1. Leitura de dados;
2. Definir a matriz de alcance para análise dos instrumentos de proteção;
3. Inicializar variáveis vetoriais U_{ponto} e λ_{ponto} , onde a posição indica a indisponibilidade e taxa de falha de cada ponto, respectivamente;
4. Definir o caso a ser avaliado;
5. Para cada componente/linha:
 - Buscar a taxa de falha λ_{LT} do componente na matriz de dados;

Se caso 1:

- Buscar protetor na matriz de dados;
- Buscar o vetor de indicadores de barras desconectadas pela falta **bd** através da matriz de alcance;
- Buscar o tempo médio de reparo r_{LT} do componente na matriz de dados;
- Calcular a indisponibilidade $U_{LT} = \lambda_{LT} \times r_{LT}$, e atualizar indicadores de ponto como segue:

$$\lambda_{ponto} = \lambda_{ponto} + \mathbf{bd} \times \lambda_{LT}$$

$$U_{ponto} = U_{ponto} + \mathbf{bd} \times U_{LT}$$

Se caso 2:

- Buscar protetor na matriz de dados;
- Buscar o vetor de indicadores de barras desconectadas pela falta **bd** através da matriz de alcance;
- Buscar o tempo médio de reparo r_{LT} do componente na matriz de dados;
- Calcular a indisponibilidade $U_{LT} = \lambda_{LT} \times r_{LT}$, e atualizar indicadores de ponto como segue:

$$\lambda_{ponto} = \lambda_{ponto} + \mathbf{bd} \times \lambda_{LT}$$

$$U_{ponto} = U_{ponto} + \mathbf{bd} \times U_{LT}$$

Se caso 3:

- Buscar protetor na matriz de dados;
- Buscar o vetor de indicadores de barras desconectadas pela falta **bd**

através da matriz de alcance;

- Se a falha não implica em abertura da seccionadora:
 - a. Buscar o tempo médio de reparo r_{LT} do componente;
 - b. Calcular a indisponibilidade $U_{LT} = \lambda_{LT} \times r_{LT}$ e atualizar indicadores de ponto como segue:

$$\lambda_{ponto} = \lambda_{ponto} + \mathbf{bd} \times \lambda_{LT}$$

$$U_{ponto} = U_{ponto} + \mathbf{bd} \times U_{LT}$$

- Se a falha implica em abertura da seccionadora:
 - a. Buscar o vetor de barras desconectadas pela seccionadora **bds** através da matriz de alcance;
 - b. Buscar o tempo médio de reparo r_{LT} do componente;
 - c. Calcular a indisponibilidade $U_{LT} = \lambda_{LT} \times r_{LT}$;
 - d. Busca r referente à seccionadora ($r_{sec} = 0,5 \text{ horas}$);
 - e. Calcular a indisponibilidade $U_{sec} = \lambda_{LT} \times r_{sec}$;
 - f. Atualizar os indicadores de cada ponto usando as equações;

$$\lambda_{ponto} = \lambda_{ponto} + \mathbf{bd} \times \lambda_{LT}$$

$$U_{ponto} = U_{ponto} + \mathbf{bds} \times U_{LT} + (\mathbf{bd} - \mathbf{bds}) \times U_{sec}$$

Se caso 4:

- Buscar protetor na matriz de dados;
- Buscar o vetor de barras desconectadas **bd** pela falta através da matriz de alcance;
- Se a falha não implica em acionamento da seccionadora e da alimentação alternativa:
 - a. Buscar o tempo médio de reparo r_{LT} do componente;
 - b. Calcular a indisponibilidade $U_{LT} = \lambda_{LT} \times r_{LT}$ e atualizar indicadores de ponto;

$$\lambda_{ponto} = \lambda_{ponto} + \mathbf{bd} \times \lambda_{LT}$$

$$U_{ponto} = U_{ponto} + \mathbf{bd} \times U_{LT}$$

- Se a falha implica em acionamento da seccionadora e da alimentação alternativa:
 - a. Se existe abertura da seccionadora: Buscar as barras desconectadas pela seccionadora **bds** através da matriz de alcance; caso contrário, **bds** é vetor de zeros;
 - b. Se acionamento da alimentação alternativa: Buscar as barras **bda** que serão supridas pela alimentação alternativa através da matriz de alcance; caso não haja acionamento da alimentação alternativa: **bda** é vetor de zeros;
 - c. Buscar o tempo médio de reparo r_{LT} do componente;
 - d. Calcular a indisponibilidade $U_{LT} = \lambda_{LT} \times r_{LT}$;
 - e. Busca r referente à seccionadora ($r_{sec} = 0,5 \text{ horas}$);
 - f. Calcular a indisponibilidade $U_{sec} = \lambda_{LT} \times r_{sec}$;
 - g. Busca r referente à alimentação alternativa ($r_{alim_alt} = 0,5 \text{ horas}$);
 - h. Calcular a indisponibilidade $U_{alim_alt} = \lambda_{LT} \times r_{alim_alt}$;
 - i. Atualizar valores de cada ponto com sua contribuição;

$$\lambda_{ponto} = \lambda_{ponto} + \mathbf{bd} \times \lambda_{LT}$$

$$U_{ponto} = U_{ponto} + (\mathbf{bd} - \mathbf{bds}) \times U_{sec} + (\mathbf{bds} - \mathbf{bda}) \times U_{LT} + \mathbf{bda} \times U_{alim_alt}$$

6. Aplicar equações (1)-(14) para o cálculo dos indicadores sistêmicos SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ASUI, ENS e AENS.

A partir dos cálculos analíticos e validação computacional da metodologia de cálculo através do código desenvolvido, índices de confiabilidade foram estimados, possibilitando a estimação automática dos índices de confiabilidade. Entretanto, a metodologia analítica não é artifício exclusivo para a determinação destes índices.

3.2 RESULTADOS NUMÉRICOS

Os resultados da taxa de falha λ [int./ano], duração média de interrupção r [h] e indisponibilidade anual do serviço U [h/ano] dos pontos de carga obtidos na bibliografia para o sistema de estudo (BILLINTON; ALLAN, 1984) estão dispostos na Tabela 7.

Tabela 7 - Taxa de falha, duração da interrupção e indisponibilidade anual do serviço nos pontos de carga em cada caso

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Ponto de carga A				
λ	2,2	1,0	1,0	1,0
r	2,73	3,6	1,5	1,5
U	6,0	3,6	1,5	1,5
Ponto de carga B				
λ	2,2	1,4	1,4	1,4
r	2,73	3,14	1,89	1,39
U	6,0	4,4	2,65	1,95
Ponto de carga C				
λ	2,2	1,2	1,2	1,2
r	2,73	3,33	2,75	1,88
U	6,0	4,0	3,3	2,25
Ponto de carga D				
λ	2,2	1,0	1,0	1,0
r	2,73	3,6	3,6	1,5
U	6,0	3,6	3,6	1,5

Fonte: Adaptado de Billinton e Allan (1984).

Depois da estruturação de algoritmos para a análise da confiabilidade de um sistema utilizando a metodologia analítica, pode-se aplicá-la à rede teste apresentada neste capítulo. Por meio da implementação do algoritmo analítico no *software* MATLAB, foram obtidos índices para a avaliação da rede.

Com o objetivo de validação do algoritmo apresentado, os índices obtidos na bibliografia (BILLINTON; ALLAN, 1984) foram dispostos em conjunto com índices obtidos no programa implementado para que pudessem ser comparados. Os resultados de cada caso podem ser encontrados da Tabela 8 a Tabela 11.

Tabela 8 - Validação dos índices de confiabilidade analíticos - Caso 1

Índice	Resultados (BILLINTON; ALLAN, 1984)	Resultados simulação	Erro [%]
SAIFI	2,2	2,2000	0,00000
SAIDI	6,0	6,0000	0,00000
CAIDI	2,73	2,7273	0,09890
ASAI	0,999315	0,9993	0,00150
ASUI	0,000685	0,00068493	0,01022
ENS	84.000	84.000	0,00000
AENS	28,0	28,0000	0,00000

Fonte: Autoria própria (2017).

Tabela 9 - Validação dos índices de confiabilidade analíticos - Caso 2

Índice	Resultados (BILLINTON; ALLAN, 1984)	Resultados simulação	Erro [%]
SAIFI	1,15	1,1533	0,28696
SAIDI	3,91	3,9067	0,08440
CAIDI	3,39	3,3873	0,07965
ASAI	0,999554	0,9996	0,00460
ASUI	0,000446	0,00044597	0,00673
ENS	54.800	54.800	0,00000
AENS	18,3	18,2667	0,18197

Fonte: Autoria própria (2017).

Tabela 10 - Validação dos índices de confiabilidade analíticos - Caso 3

Índice	Resultados (BILLINTON; ALLAN, 1984)	Resultados simulação	Erro [%]
SAIFI	1,15	1,1533	0,2870
SAIDI	2,58	2,5767	0,1279
CAIDI	2,23	2,2341	0,1839

Índice	Resultados (BILLINTON; ALLAN, 1984)	Resultados simulação	Erro [%]
ASAI	0,999706	0,9997	0,0006
ASUI	0,000294	0,00029414	0,0476
ENS	35.200	35.200	0,0000
AENS	11,7	11,7333	0,2846

Fonte: Autoria própria (2017).

Tabela 11 - Validação dos índices de confiabilidade analíticos - Caso 4

Índice	Resultados (BILLINTON; ALLAN, 1984)	Resultados simulação	Erro [%]
SAIFI	1,15	1,1533	0,2870
SAIDI	1,80	1,7950	0,2778
CAIDI	1,56	1,5564	0,2308
ASAI	0,999795	0,9998	0,0005
ASUI	0,000205	0,00020491	0,0439
ENS	25.100	25.050	0,1992
AENS	8,4	8,3500	0,5952

Fonte: Autoria própria (2017).

A pequena diferença entre os valores esperados e obtidos foi prevista e é atribuída a arredondamentos e o número casas decimais utilizados na bibliografia. Portanto, a partir dos resultados expostos pode-se assumir que o método analítico implementado apresenta como solução os resultados esperados.

3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Foram explanados neste capítulo a teoria e principais conceitos da metodologia analítica. Foi desenvolvido um algoritmo baseado no estudo das equações de avaliação analítica de confiabilidade.

O capítulo a seguir aborda a metodologia de simulação de Monte Carlo sequencial, implementação do método e validação de seus resultados com os

resultados obtidos pelo método analítico. Por fim, verifica-se a viabilidade da aplicação do método ao empregá-lo na análise de confiabilidade de uma rede real de uma distribuidora brasileira.

4 METODOLOGIA DE MONTE CARLO SEQUENCIAL PARA A AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O presente capítulo apresenta o método de Monte Carlo sequencial para avaliação de confiabilidade de redes de distribuição. A seção 4.1 aborda a metodologia de simulação de Monte Carlo sequencial e seu algoritmo para aplicação. A seção 4.2 mostra os resultados numéricos obtidos através da implementação computacional da metodologia proposta. Na seção 4.3 encontra-se descrita a rede de distribuição real em estudo para aplicação do algoritmo desenvolvido e os índices alcançados através da simulação. A seção 4.4 aborda as considerações finais.

4.1 DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA

Um modelo utilizado para representar o comportamento estocástico do ciclo falha/reparo de componentes é o modelo de Markov, conforme descrito no Capítulo 2. Deste modo o componente representado por este modelo, apresenta capacidade máxima disponível quando em estado de sucesso e capacidade considerada nula em estado de falha (DOS SANTOS, 2016).

Assumindo uma distribuição exponencial para a duração de permanência do componente nestes estados, os tempos de permanência em estados de sucesso e falha são definidos pelo método da transformação inversa (RUBINSTEIN; KROESE, 2008). A saber, pela equação (18) tem-se que

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (26)$$

sendo a distribuição acumulada de falha dada por

$$F(t) = 1 - R(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (27)$$

Com o fim de cobrir o espaço amostral da distribuição acumulada de falha e obter amostras de tempo T de residência no estado de sucesso, pode-se assumir um U como um número aleatório seguindo uma distribuição uniforme no intervalo $[0,1]$, como segue:

$$U = 1 - e^{-\lambda T} \quad (28)$$

Por manipulação algébrica, a equação do tempo de permanência no estado de sucesso pode ser escrita como:

$$T_{sucesso} = -\frac{1}{\lambda} \times \ln U_1 \quad (29)$$

sendo que analogamente tem-se o tempo de permanência no estado de falha dado por:

$$T_{falha} = -\frac{1}{\mu} \times \ln U_2 \quad (30)$$

onde $T_{sucesso}$ é o tempo de permanência no estado de sucesso, T_{falha} é o tempo de permanência no estado de falha, U_1 e U_2 são números aleatórios segundo uma distribuição uniforme no intervalo $[0,1]$.

Dessa forma, os passos do método de Monte Carlo sequencial (adaptado de CALADO, 2015) para a avaliação de confiabilidade são enumerados a seguir:

1. Iniciar os estados dos componentes, nomeadamente no estado de sucesso;
2. Gerar uma duração no estado de sucesso ou falha para cada um dos componentes pela equação (29)-(30);
3. Identificar o instante da próxima transição de estado e efetuar a transição do componente ou patamar de carga correspondente; atualizar h com o instante de transição;
4. Avaliar o estado resultante do sistema de acordo com o caso em estudo;
5. Atualizar os valores das funções teste;

$$N_{int_cons}(y_k) = N_{int_cons}(y_k) + \text{Número de consumidores afetados}$$

$$D_{int_cons}(y_k) = D_{int_cons}(y_k) + \text{Número de consumidores afetados} \times \text{Duração da int.}$$

$$E_{int_cons}(y_k) = E_{int_cons}(y_k) + \text{Potência cortada} \times \text{Duração da int.}$$

6. Se $h = 8760$ h, atualizar os índices de confiabilidade conforme a seguir

$$SAIFI(y_k) = \frac{N_{int_cons}(y_k)}{\text{Número total de consumidores}}$$

$$SAIDI(y_k) = \frac{D_{int_cons}(y_k)}{\text{Número total de consumidores}}$$

$$ENS(y_k) = E_{int_cons}(y_k)$$

senão voltar ao Passo 2;

$$\tilde{E}[SAIFI] = \frac{1}{N_y} \sum_{i=1}^{N_y} SAIFI(y_k)$$

$$\tilde{E}[SAIDI] = \frac{1}{N_y} \sum_{i=1}^{N_y} SAIDI(y_k)$$

$$\tilde{E}[ENS] = \frac{1}{N_y} \sum_{i=1}^{N_y} ENS(y_k)$$

7. Atualizar os coeficientes de variação β de acordo com (20);

$$Var(\tilde{E}[SAIFI]) = \frac{Var(SAIFI)}{\text{Número de amostras}}$$

$$Var(\tilde{E}[SAIDI]) = \frac{Var(SAIDI)}{\text{Número de amostras}}$$

$$Var(\tilde{E}[ENS]) = \frac{Var(ENS)}{\text{Número de amostras}}$$

$$\beta[SAIFI] = \frac{\sqrt{Var[E[SAIFI]]/N_s}}{\tilde{E}[SAIFI]}$$

$$\beta[SAIDI] = \frac{\sqrt{\text{Var}[E[SAIDI]]/N_s}}{\tilde{E}[SAIDI]}$$

$$\beta[ENS] = \frac{\sqrt{\text{Var}[E[ENS]]/N_s}}{\tilde{E}[ENS]}$$

8. Se $N_y = N_y^{\text{máx}}$ ou se os coeficientes de variação são inferiores a uma tolerância especificada, parar a simulação; senão $N_y = N_y + 1$, $h = 0$ e retornar ao Passo 2.

O algoritmo é apresentado para a estimação dos indicadores SAIFI, SAIDI e ENS, sendo que a estimação de demais indicadores é implementada de forma análoga.

4.2 RESULTADOS NUMÉRICOS PARA O CASO TESTE

Dispondo do algoritmo de simulação de Monte Carlo sequencial e da implementação do método analítico abordada no Capítulo 3, elaborou-se um código utilizando o *software* MATLAB. A implementação do procedimento desenvolvido para aplicação da metodologia de simulação forneceu novos resultados numéricos para os índices do caso teste.

As Tabelas de 12 a 15 apresentam os índices de confiabilidade atingidos através da simulação de Monte Carlo sequencial e os compara com os resultados obtidos via método analítico, caso a caso. Ademais, estão dispostos os valores dos coeficientes de variação β , em porcentagem, além dos limites inferiores e superiores para cada indicador para devida interpretação dos valores. Para a análise dos dados foi considerado um intervalo de confiança de 5%.

Tabela 12 - Comparativo dos índices de confiabilidade - Caso 1

Índice	Analítico	SMCS	β (%)	Inferior	Superior
SAIFI	2,2	2,22775	0,01994	2,14070	2,31480
SAIDI	6,0	6,27842	0,03008	5,90824	6,64861
CAIDI	2,73	2,8183	-	-	-
ASAI	0,999315	0,99928	0,00002	0,99924	0,99933
ASUI	0,000685	0,00072	0,03008	0,00067	0,00076
ENS	84.000	87.89794	0,03008	82.71531	93.08057

Índice	Analítico	SMCS	β (%)	Inferior	Superior
AENS	28,0	29,29932	0,03008	27,57177	31,02686

Fonte: Autoria própria (2017).

Tabela 13 - Comparativo dos índices de confiabilidade - Caso 2

Índice	Analítico	SMCS	β (%)	Inferior	Superior
SAIFI	1,15	1,17086	0,01995	1,12508	1,21665
SAIDI	3,91	4,02681	0,03150	3,77820	4,27542
CAIDI	3,39	3,4392	-	-	-
ASAI	0,999554	0,99954	0,00001	0,99951	0,99957
ASUI	0,000446	0,00046	0,03150	0,00043	0,00049
ENS	54.800	53.45387	0,03148	52.97017	59.93757
AENS	18,3	18,81796	0,03148	17,65672	19,97919

Fonte: Autoria própria (2017).

Tabela 14 - Comparativo dos índices de confiabilidade - Caso 3

Índice	Analítico	SMCS	β (%)	Inferior	Superior
SAIFI	1,15	1,17086	0,01995	1,12508	1,21665
SAIDI	2,58	2,70675	0,03170	2,53855	2,87495
CAIDI	2,23	2,31180	-	-	-
ASAI	0,999706	0,99969	0,00001	0,99967	0,99971
ASUI	0,000294	0,00031	0,03170	0,00029	0,00033
ENS	35.200	37.00115	0,03193	34.68531	39.31698
AENS	11,7	12,33372	0,03193	11,56177	13,10566

Fonte: Autoria própria (2017).

Tabela 15 - Comparativo dos índices de confiabilidade - Caso 4

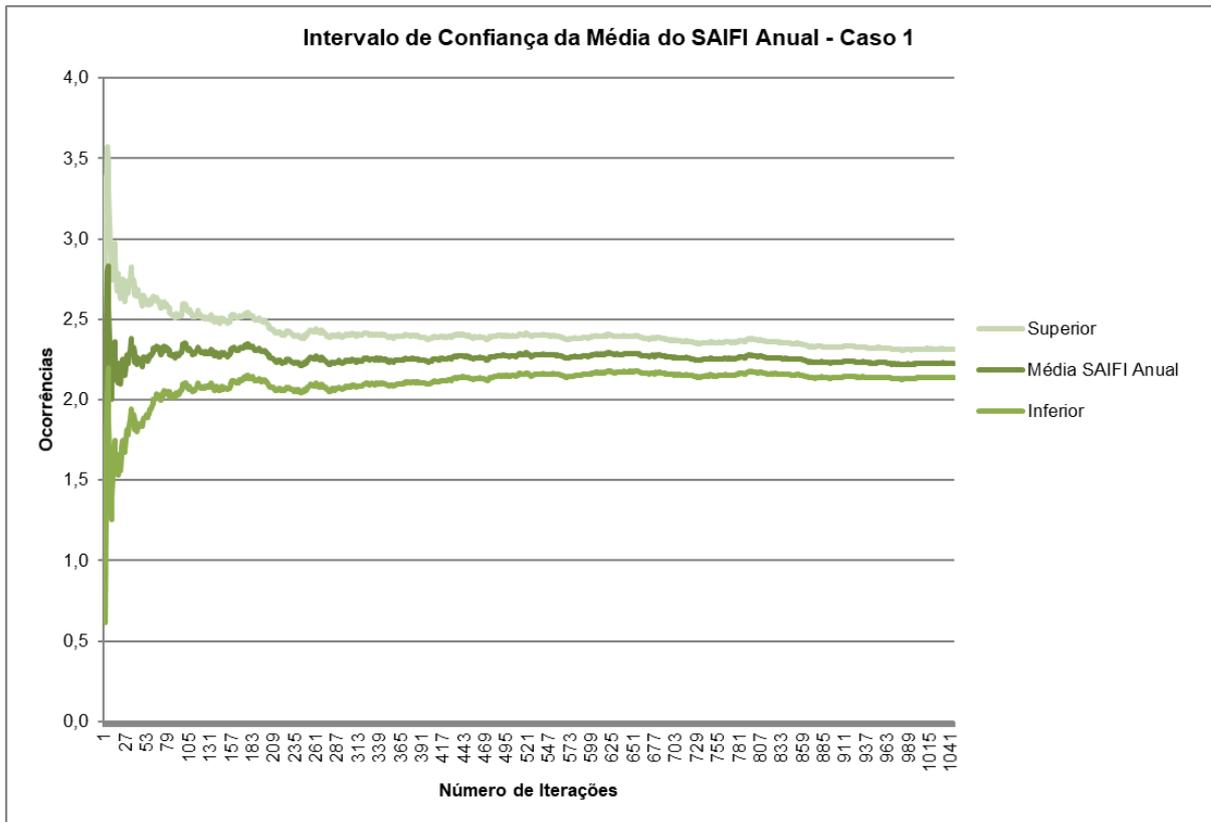
Índice	Analítico	SMCS	β (%)	Inferior	Superior
SAIFI	1,15	1,17086	0,01995	1,12508	1,21665
SAIDI	1,80	1,77363	0,02405	1,69003	1,85723
CAIDI	1,56	1,51480	-	-	-
ASAI	0,999795	0,99980	0	0,99979	0,99981
ASUI	0,000205	0,00020	0,02405	0,00019	0,00021
ENS	25.100	24.73027	0,02441	23.54715	25.91339
AENS	8,4	8,24342	0,02441	7,84905	8,63780

Fonte: Autoria própria (2017).

Durante as simulações, foi considerado um valor pré-determinado de tolerância de 2% ($\beta=0,02$) para o primeiro indicador a convergir. Isto pode ser constatado através das tabelas, onde o indicador que apresenta convergência mais rápida é o SAIFI.

O gráfico apresentado na Figura 5 ilustra a estimação do SAIFI durante a simulação do caso 1 e certifica a confiabilidade dos valores alcançados a cada iteração.

Figura 5 - Gráfico de confiança da média do SAIFI anual - Caso 1



Fonte: Autoria própria (2017).

A partir de uma análise dos dados obtidos, pode-se constatar que os resultados analíticos se encontram dentro do intervalo de confiança dos resultados obtidos através da simulação. Assim sendo, considera-se validada a implementação do metodologia baseada no método de Monte Carlo sequencial.

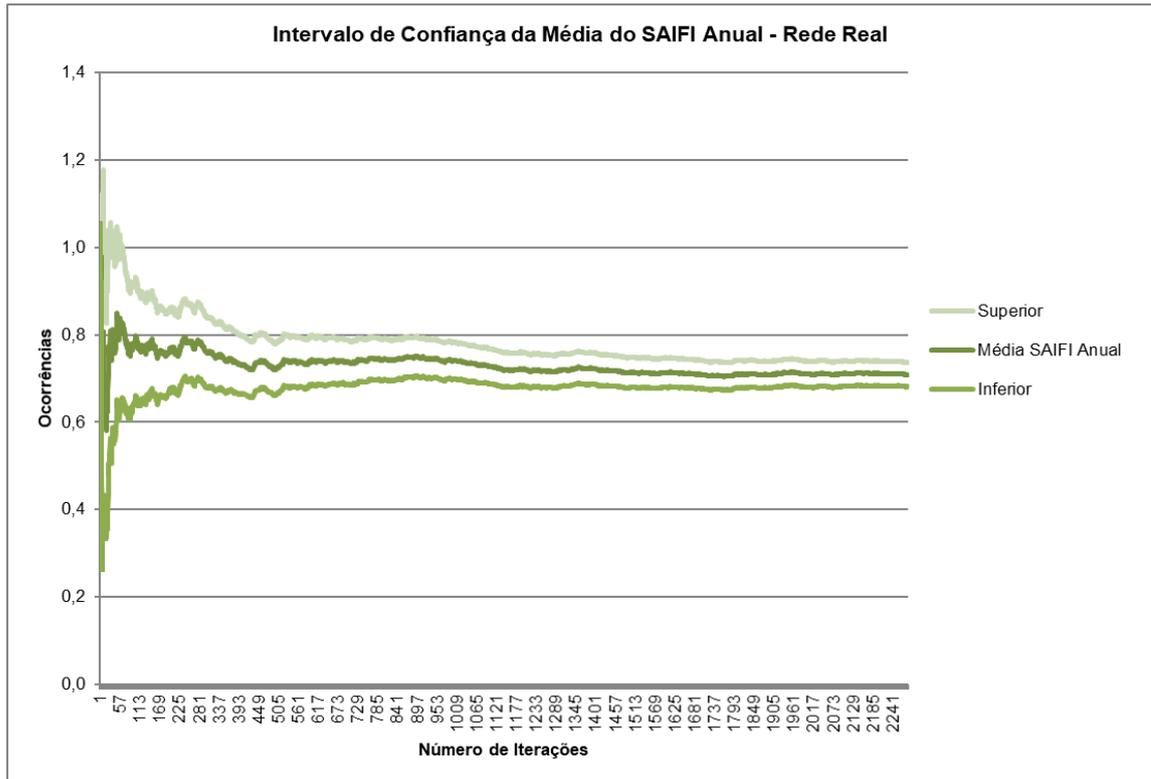
4.3 REDE REAL

Após a implementação computacional, aplicação da metodologia para o caso teste e validação dos resultados, verifica-se assim a possibilidade de avaliação de uma rede real. Um alimentador de uma concessionária brasileira, nomeado como "CAX04", foi elegido para estudo. Este deriva de uma subestação que possui cinco alimentadores sendo composto por uma rede radial com 265 nós e 9776 consumidores. A carga total do alimentador é de 6085 kW e 1800 kvar, com 6489 kVA de potência instalada e aproximadamente 15 km totais de linha. A taxa de falha por

km do sistema é de 0,12 ocorrências/ano/km e o tempo médio de interrupção considerado é de 1 hora. Considera-se que a rede possui 21 chaves fusíveis e um disjuntor principal localizado na subestação.

O gráfico apresentado na Figura 6 apresenta a estimativa do SAIFI durante a simulação para a rede real.

Figura 6 - Gráfico de confiança da média do SAIFI anual - Rede Real



Fonte: Autoria própria (2017).

Os indicadores de confiabilidade alcançados por meio da simulação de Monte Carlo sequencial da rede real estão dispostos na Tabela 16.

Tabela 16 - Índices de confiabilidade - Rede Real

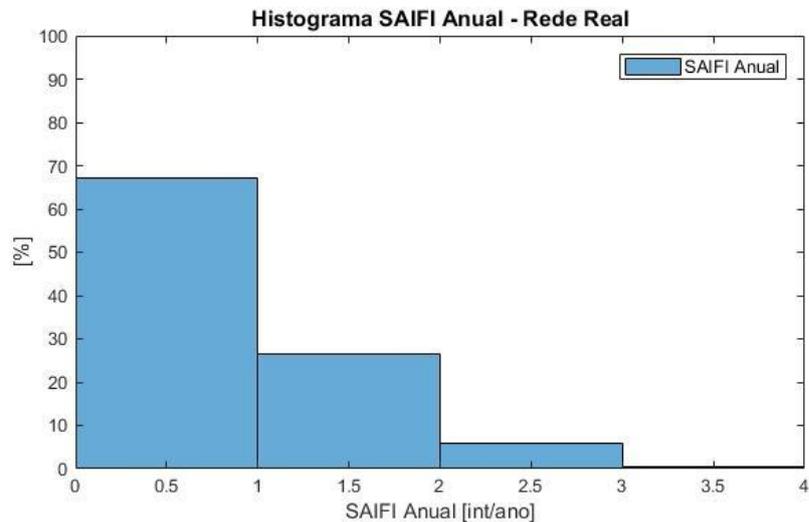
Índice	SMCS	β (%)	Inferior	Superior
SAIFI	0,70893	0,01996	0,68119	0,73667
SAIDI	0,69810	0,02696	0,66121	0,73498
CAIDI	0,98470	-	-	-
ASAI	0,99992	0	0,99992	0,99992
ASUI	0,00008	0,02696	0,00008	0,00008
ENS	43.79281	0,02690	41.48352	46.10209
AENS	0,44696	0,02690	0,42339	0,47053

Fonte: Autoria própria (2017).

A interpretação dos valores obtidos permite conclusões acerca da efetividade da simulação executada. A saber, espera-se que um consumidor médio conectado a este alimentador esteja sujeito a aproximadamente 0,70 interrupções/ano. O tempo esperado de restabelecimento de serviço é de aproximadamente 0,98 horas/ocorrência.

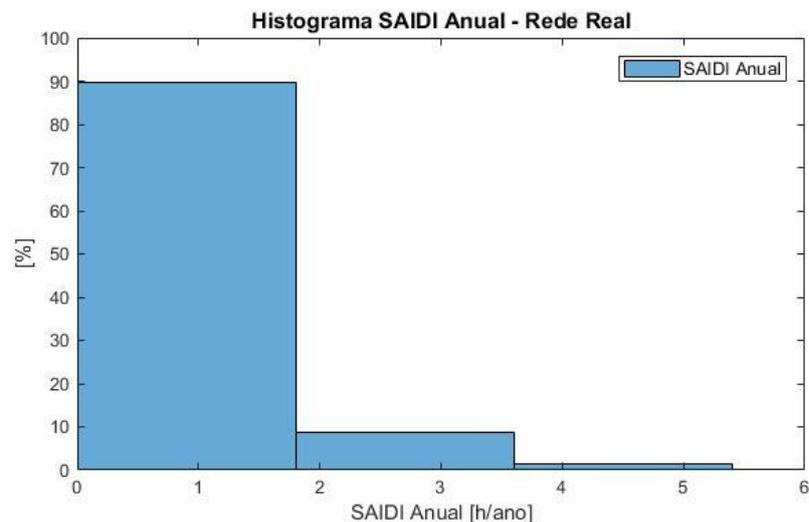
A fim de extrair informações adicionais sobre o comportamento do sistema em análise, foram realizados agrupamentos de valores através da distribuição de frequências e assim gerados histogramas. Os gráficos podem ser vistos nas figuras de 7 a 9.

Figura 7 - Histograma SAIFI anual - Rede Real

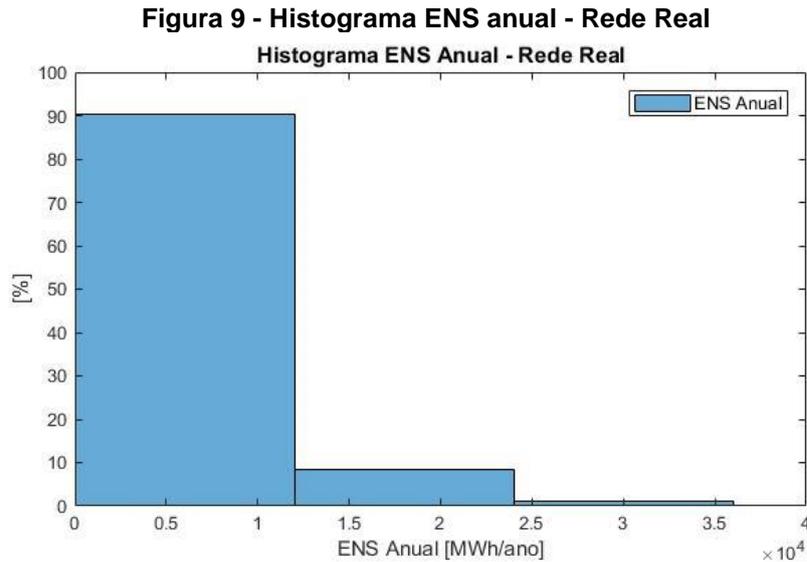


Fonte: Autoria própria (2017).

Figura 8 - Histograma SAIDI anual - Rede Real



Fonte: Autoria própria (2017).



Fonte: Autoria própria (2017).

Os histogramas representam estimativas das distribuições de probabilidade. O gráfico permite a visualização de algumas probabilidades. De acordo com o histograma apresentado na Figura 7, o risco de o SAIFI ser superior a 1,0 ocorrência/ano é de aproximadamente 33%. O mesmo se verifica na Figura 8 para o SAIDI, que apresenta um risco de ser maior que 2,0 horas/ano por volta de 10%. O indicador ENS aponta na Figura 9 risco próximo de 10% de ser maior que 15000 MWh/ano.

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi descrita a metodologia de Monte Carlo sequencial aplicada à análise de confiabilidade de uma rede de distribuição real. Foi feita uma análise de caso teste, a qual possui engloba elementos encontrados em sistemas reais, porém com um número de componentes menor. Logo após, a mesma abordagem foi feita sobre um alimentador real com o propósito de verificar a viabilidade de aplicação do algoritmo implementado.

O seguinte e final capítulo evidencia as considerações finais pertinentes à análise de confiabilidade de uma rede de distribuição.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A qualidade do serviço de distribuição de energia prestado e o desempenho do sistema elétrico consegue ser mensurado por meio do controle das interrupções, do cálculo e da divulgação dos indicadores de continuidade de serviço (ANEEL, 2016). Os índices de confiabilidade são utilizados por concessionárias de energia para analisar o desempenho dos alimentadores da rede e indicadores que não atinjam as metas de continuidade estabelecidas pelo órgão regulador podem acarretar em multas (CALADO, 2015).

A análise da confiabilidade preditiva de uma rede de distribuição pode basicamente ser feita através de duas técnicas: a técnica analítica e de simulação, sendo a diferença entre as metodologias a forma como os índices de confiabilidade são avaliados. As técnicas analíticas representam o sistema por um modelo matemático simplificado, permitindo geralmente apenas a estimação de valores médios de indicadores. A metodologia de simulação, por outro lado, estima os indicadores de confiabilidade simulando o processo real e, portanto, emulando o comportamento aleatório do sistema. O método trata o problema como uma série de experimentos reais realizados em tempo simulado, estimando a probabilidade e outros índices contando o número de vezes que ocorre um evento (BILLINTON; ALAN, 1992). Ademais, faz-se possível representar comportamentos de variáveis aleatórias de diversos tipos, aliadas a decisões (como por exemplo, relacionados a manutenção ou manobra) de difícil representação em método analítico. Diante da proximidade dos índices de confiabilidade obtidos via método analítico e método de simulação, somada ao pertencimento dos indicadores aos intervalos de confiança, percebe-se a validade dos algoritmos e a comprovação da efetividade de ambas as metodologias.

Os métodos de Monte Carlo apresentam como uma de suas principais vantagens a sua capacidade de estimar não apenas os índices de confiabilidade na forma de valores esperados de variáveis aleatórias, mas também as distribuições desses índices, o que geralmente não é possível através da metodologia analítica (GOEL, 2000). Verifica-se que a metodologia de simulação Monte Carlo sequencial sinteticamente produz mais informações que a própria média indicada analiticamente. As informações adicionais fornecidas pelo método são de grande valia para o projeto e suporte do planejamento de redes de distribuição.

REFERÊNCIAS

ANEEL, 2016. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, Módulo 1 - Introdução**. Revisão 9. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo1_Revisao_9>. Acesso em: 25 de setembro de 2016.

_____, 2016. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica**. Revisão 7. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Módulo8_Revisão_7.pdf>. Acesso em: 01 de outubro de 2016.

BAGOWSKI, I. **Reliability Theory and Practise**. [S.l.]: Prentice-Hall, 1961.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Power Systems**. New York: Plenum Press, 1984.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques**. 2ª ed. [S.l.]: Plenum Press, 1992.

BILLINTON, R.; LI, W. **Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods**. New York: Plenum Press, 1994.

BROWN, R. E. **Electric Power Distribution Reliability**. [S.l.]: CRC Press, 2002.

CASSADO, D. E. D. **Representação de Curto-Circuito Probabilístico na Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição**. 2015. 144 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.

DOS SANTOS, E. P. **Estratégias de Análise em Regime Permanente para Avaliação de Confiabilidade Composta de Sistemas de Energia Elétrica**. 2016. 120 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016.

GOEL, L. **Monte Carlo simulation-based reliability studies of a distribution test system**. In *Electric Power Systems Research*, Volume 54, Issue 1, 2000, Pages 55-65, ISSN 0378-7796.

MATTOS, R. de S. et al. **Integração de modelos econométrico e de insumo-produto para previsões de longo prazo da demanda de energia no Brasil**. *Estud. Econ.*, Dez 2008, vol. 38, n. 4, p. 675-699. ISSN 0101-4161

MONTICELLI, A.; GARCIA, A. **Introdução a Sistemas de Energia Elétrica**. Campinas: Editora Unicamp, 2003.

RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D. P. **Simulation and the Monte Carlo Method**. 2ª ed. [S.l.]: JOHN WILEY & SONS, INC., 2008.

SILVA, A. Leite da et al. **Analytical and Monte Carlo approaches to evaluate probability distributions of interruption duration.** IEEE Transactions on Power Systems, v. 20, n. 3, 2005.

SPERANDIO, M. **Planejamento da Automação de Sistemas de Manobra em Redes de Distribuição.** 2008. 171 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008.