

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

BRUNO ADRIAN SILVA COSTA

**MINIMIZAÇÃO DE MULTAS PAGAS POR CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO
ATRAVÉS DA OTIMIZAÇÃO DOS INTERVALOS DE MANUTENÇÃO**

BRUNO ADRIAN SILVA COSTA

**MINIMIZAÇÃO DE MULTAS PAGAS POR CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO
ATRAVÉS DA OTIMIZAÇÃO DOS INTERVALOS DE MANUTENÇÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientadora: Prof^ª. Maria da Guia da Silva, Ph.D.

Coorientador: Prof. Anselmo Barbosa Rodrigues,
D. Sc.

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Núcleo Integrado de Bibliotecas/UFMA

Costa, Bruno Adrian Silva.

Minimização de Multas Pagas por Concessionárias de Distribuição Através da Otimização dos Intervalos de Manutenção / Bruno Adrian Silva Costa. - 2020.

159 f.

Coorientador(a): Anselmo Barbosa Rodrigues.

Orientador(a): Maria da Guia da Silva.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia de Eletricidade/ccet, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2020.

1. Confiabilidade. 2. Manutenção Centrada na Confiabilidade. 3. Otimização. 4. Rede de Distribuição. 5. Simulação Monte Carlo. I. Rodrigues, Anselmo Barbosa. II. Silva, Maria da Guia da. III. Título.

BRUNO ADRIAN SILVA COSTA

**MINIMIZAÇÃO DE MULTAS PAGAS POR CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO
ATRAVÉS DA OTIMIZAÇÃO DOS INTERVALOS DE MANUTENÇÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Aprovada em: __/__/__

BANCA EXAMINADORA

Prof^a. Maria da Guia da Silva, Ph.D.
(Orientadora, UFMA)

Prof. Anselmo Barbosa Rodrigues, D.Sc.
(Coorientador, UFMA)

Prof. José Filho da Costa Castro, D.Sc.
(Examinador, UFPE)

Prof. Denisson Queiroz Oliveira, D. Sc.
(Examinador, UFMA)

*Dedico esta dissertação à minha família, em especial aos meus pais **Sebastião e Elaine** pelo incentivo e confiança ao longo de todos os anos.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Deus por ter me dado saúde e força para superar as dificuldades.

Aos meus pais Sebastião da Silva Costa e Elaine Silva Costa; e, minha namorada Amanda Lima Silva, pelo amor, incentivo e apoio incondicional.

Aos meus orientadores Maria da Guia da Silva e Anselmo Barbosa Rodrigues pelo suporte e todo cuidado em oferecer as melhores condições para a realização desta dissertação.

Ao Eng. Me. Elton Chagas pelas informações e discussões sobre estratégias de manutenção usadas nas concessionárias de distribuição de energia elétrica nacionais.

À Universidade Federal do Maranhão (UFMA), seu corpo docente e coordenação que oportunizaram a janela pela qual hoje vislumbro um horizonte superior; e, à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Ensino Superior (CAPES) pelo financiamento desta pesquisa.

E a todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação, o meu muito obrigado.

*“A verdadeira viagem de descobrimento
não consiste em procurar novas
paisagens, mas em ter novos olhos”.*

(Marcel Proust)

RESUMO

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) fiscaliza as concessionárias de distribuição de energia elétrica através da apuração de indicadores individuais e coletivos associados com a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Neste contexto, as concessionárias são penalizadas quando há violações nas metas associadas com os indicadores. Uma alternativa para mitigar estas penalidades é programar as atividades de manutenção dos equipamentos da rede elétrica para maximizar os índices de confiabilidade. Esta maximização deve ser realizada considerando a minimização dos custos de manutenção para evitar o desperdício de recursos e perdas de receita. Desta forma, o objetivo desta dissertação é otimizar a frequência de manutenção associada com as podas das árvores em redes de distribuição aéreas através da minimização concorrente das penalidades, devido a violações na meta do índice DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e dos custos de podas de árvores. O impacto da manutenção nos valores mensais das penalidades foi estimado combinando-se o modelo Markoviano contínuo em regime transitório das seções dos alimentadores com três técnicas probabilísticas: o método de Simulação Monte Carlo (SMC) e dois modelos substitutos (“Surrogate models”) baseados nas distribuições lognormal e de Pearson. Além disso, as penalidades foram estimadas considerando-se restrições de carregamento (quedas de tensão e carregamento dos circuitos) durante as transferências de carga. O problema multiobjetivo associado com a determinação dos intervalos de podas das árvores foi solucionado usando-se o PSO (“Particle Swarm Optimization”) baseado na Teoria Pareto. A metodologia proposta para a otimização das podas de árvores foi testada no sistema RBTS (“Roy Billinton Test System”) para estudos de confiabilidade em redes de distribuição. Os resultados dos testes demonstraram que a metodologia proposta obteve menores perdas de receita para a concessionária do que o paradigma convencional de minimizar somente o valor esperado do índice DEC. Além disso, os modelos substitutos são precisos com relação ao método de SMC, mas possuem um custo computacional consideravelmente menor.

Palavras-chave: Redes de Distribuição, Confiabilidade, Manutenção Centrada em Confiabilidade, PSO, Simulação Monte Carlo, Modelos Substitutos.

ABSTRACT

The National Agency of Electric Energy (ANEEL) supervises distribution utilities by counting individual and collective indices associated with the continuity of electricity supply. In this context, the utilities are penalized when there are violations in the targets associated with the indices. An alternative to mitigate these penalties is to schedule maintenance activities for electrical network equipment to maximize the reliability indexes. This maximization must be carried out considering the minimization of maintenance costs to avoid wasting resources and loss of revenue. In this way, the objective of this dissertation is to optimize the maintenance frequency associated with tree trimming in overhead distribution networks by concurrently minimizing the penalties due to violations in the SAIDI (System Average Interruption Duration Index) target and the costs of tree trimming. The impact of maintenance on the monthly penalty values was estimated by combining the continuous Markovian model in transient regime of the feeder sections with three probabilistic techniques: Monte Carlo Simulation (MCS) and two Surrogate Models based on the lognormal and Pearson distributions. In addition, the penalties were estimated considering load constraints (voltage drops and circuit loading) during load transfers. The multiobjective problem associated with determination of the tree trimming intervals was solved using PSO ("Particle Swarm Optimization") based on Pareto Theory. The proposed methodology for tree trimming optimization was tested in the RBTS ("Roy Billinton Test System") for reliability studies in distribution networks. The tests results demonstrated that the proposed methodology obtained less losses of revenue for the distribution utility than the conventional paradigm of minimizing only the expected value of the SAIDI index. In addition, the Surrogate Models are accurate with respect to SMC, but have a considerably lower computational cost.

Keywords: Distribution Networks, Reliability, Reliability Centered Maintenance, PSO, Monte Carlo Simulation, Surrogate Models.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Diagrama Unifilar do Sistema de Elétrico de Potência.....	2
Figura 2 – Composição da taxa de falha.....	14
Figura 3 – Compensações de Continuidade – CEMIG-D.....	29
Figura 4 – Compensações de Continuidade - Concessionárias	29
Figura 5 – Representação de uma árvore.....	36
Figura 6 – Diagrama sistema IEEE 33 barras.....	42
Figura 7 – Cadeia discreta de Markov.....	43
Figura 8 – Árvore de probabilidades do sistema com dois estados	44
Figura 9 – Diagrama de Markov para um componente.....	46
Figura 10 – Diagrama de transição entre estados.....	46
Figura 11 – Diagrama do processo de Markov com quatro estados.....	48
Figura 12 – Diagrama de Markov sistema série.....	48
Figura 13 – Agregação de estados do sistema série	49
Figura 14 - Diagrama de Markov sistema paralelo.....	50
Figura 15 - Agregação de estados do sistema paralelo	51
Figura 16 – Combinação de estados j para formar o estado agregado J	52
Figura 17 – Taxas de transição entre dois estados aglomerados.....	53
Figura 18 – Sistema série	55
Figura 19 – Sistema paralelo	56
Figura 20 – Modelo de Markov – dois componentes reparáveis.....	60
Figura 21 – Comparativo das soluções obtida pelos métodos	63
Figura 22 - Sistema exemplo para resposta da rede a falta.....	67
Figura 23 – Estrutura da Recompensa/Penalidade	78
Figura 24 – Estrutura matemática da Recompensa/Penalidade	79
Figura 25 – Modelo de Markov proposto sem manutenção.....	91
Figura 26 - Resposta transitória da indisponibilidade.....	94
Figura 27 – Modelo de Markov proposto com manutenção.....	95
Figura 28 - Estados com mesmo impacto – sem manutenção.....	98
Figura 29 – Modelo resultante de dois estados – sem manutenção.....	98
Figura 30 - Estados com mesmo impacto – com manutenção	99
Figura 31 - Modelo resultante de dois estados – com manutenção	99

Figura 32 - Diagrama do processo para determinar os índices de confiabilidade	100
Figura 33 - Impacto da manutenção sobre o índice DEC.....	102
Figura 34 - Distribuição de probabilidade do DEC com a visualização do risco de violação de uma meta de 6.0 horas/ano.....	107
Figura 35 - Movimento de uma partícula	111
Figura 36 - Diagrama do algoritmo PSO.....	113
Figura 37 - Determinação da distância do aglomerado	114
Figura 38 - Espaço de soluções e Fronteira Pareto.....	115
Figura 39 - Diagrama do algoritmo de otimização.....	116
Figura 40 - Diagrama do sistema teste RBTS barra 4	119
Figura 41 - Geometria dos condutores do RBTS barra 4.....	121
Figura 42 - Comparativo PDF do DEC dos casos #0.1 e #0.2	124
Figura 43 - Impacto da restrição de rede sobre o DIC.....	125
Figura 44 - Fronteira Pareto Caso #1	127
Figura 45 - Fronteira Pareto Caso #2.....	127
Figura 46 - Evolução cronológica das probabilidades das zonas de bônus, morta e de penalidade ao longo do tempo.....	128
Figura 47 - Comparativo com relação ao DEC dos casos #0.3, #1 e #2	129
Figura 48 - Comparativo com relação à penalidade dos casos #0.3, #1 e #2.....	129
Figura 49 - Variação das probabilidades de cada zona nos casos #0.3, #1 e #2..	130
Figura 50 - Variação percentual da penalidade/recompensa entre os casos #0.3 e #2	131
Figura 51 - Variação percentual da penalidade/recompensa entre os casos #1 e #2	131
Figura 52 - Comparação entre o modelo com SMC e os modelos substitutos.....	133
Figura 53 - erro relativos associados aos métodos substitutos.....	134
Figura 54 - Comparativo da variação do DEC obtidos com modelos substitutos.	134
Figura 55 - Comparativo da variação da penalidade obtidos com modelos substitutos.....	135

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparativo método de Newton-Raphson e MSC	42
Tabela 2 - Valores médios das taxas de transição.....	92
Tabela 3 - Descrição das taxas de transição	96
Tabela 4 – Valores médios das taxas de transição com manutenção	97
Tabela 5 – Frequências de manutenção adotadas (elementos do conjunto \mathbb{F})	106
Tabela 6 – Relação de dominância entre soluções.....	115
Tabela 7 – Principais características do sistema RBTS.....	118
Tabela 8 – Dados de confiabilidade dos equipamentos do RBTS.....	119
Tabela 9 – Dados de fluxo de potência para o sistema RBTS barra 4.....	120
Tabela 10 - Definição dos casos de estudo.....	122
Tabela 11 – Componentes da função objetivo para os casos de estudo #0.3, #1 e #2	126
Tabela 12 – Variação cronológica dos índices de interesse para os casos de estudo #0.3, #1 e #2.....	132
Tabela 13 – Dados dos casos de estudo #2, #3 e #4	136
Tabela 14 – Tempos computacionais dos métodos propostos	136

LISTA DE ABREVIATURAS

ACP: Análise de Confiabilidade Preditiva

CIS: Computational Intensive Statistics

MAEE: Método Analítico de Enumeração de Estados

MAPE: *Mean Absolute Percentage Error*

MSC: Método da Soma de Correntes

MT: Média Tensão

MTBF: *Mean Time Between Failures*

MTTF: *Mean Time To Failure*

MTTM: *Mean Time To Maintenance*

MTTR: *Mean Time To Repair*

NSEL: *Non Served Energy Level*

OMS: Outage Management System

PBR: *Performance Based Rates*

PDF: Função Densidade de Probabilidade

PSO: *Particle Swarm Optimization*

RBTS: Roy Billinton Test System

RCB: Relação custo-benefício

SMC: Simulação de Monte Carlo

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. Sistema de Energia.....	1
1.2. Desregulamentação do Setor Elétrico	3
1.3. Confiabilidade em Redes de Distribuição.....	4
1.3.1. Conceitos básicos	4
1.3.2. Índices de confiabilidade	6
1.3.2.1. Indicadores de continuidade individuais.....	6
1.3.2.2. Indicadores de continuidade sistêmicos	7
1.3.2.3. Compensação	8
1.3.3. Paradigmas usados na análise de confiabilidade	10
1.3.4. Técnicas de mitigação dos impactos das interrupções	11
1.4. Manutenção em Redes de Distribuição.....	12
1.5. Gerenciamento das Podas de Árvores em Redes de Distribuição	13
1.6. Revisão Bibliográfica.....	15
1.6.1. Modelagem da taxa de falha para estudos de manutenção centrada em confiabilidade	15
1.6.2. Otimização da confiabilidade de redes de distribuição através do gerenciamento da manutenção.....	19
1.6.3. Otimização da confiabilidade de redes de distribuição através do gerenciamento da manutenção orientado a podas de árvores	23
1.6.4. Comentários finais sobre a revisão bibliográfica realizada.....	26
1.7. Motivação.....	28
1.8. Objetivos	30
1.8.1. Objetivos gerais	30
1.8.2. Objetivos específicos	31
1.9. Estrutura da Dissertação	31
2. FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	33
2.1. Introdução	33

2.2.	Estrutura de Navegação da Rede de Distribuição	34
2.3.	Método da Soma de Correntes.....	37
3.	TEORIA SOBRE MODELOS DE MARKOV.....	43
3.1.	Cadeias de Markov Discretas	43
3.2.	Cadeias de Markov de Tempo Contínuo	45
3.2.1.	Agregação de estados	46
3.2.1.1.	Agregação de sistemas série	48
3.2.1.2.	Agregação de sistemas paralelo.....	50
3.2.1.3.	Teoria geral de agregação de estados.....	52
3.2.2.	Agregação de estados e confiabilidade.....	54
3.2.2.1.	Sistemas série	55
3.2.2.2.	Sistemas paralelo.....	56
3.3.	Métodos de Solução Transitória	57
3.3.1.	Método de Laplace.....	58
3.3.2.	Método de multiplicação de matrizes	59
3.3.3.	Exemplo	60
3.4.	Solução em Regime Permanente	64
4.	ESTIMAÇÃO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDADE	66
4.1.	MÉTODO ANALÍTICO	66
4.2.	MÉTODO DA SMC.....	73
4.2.1.	Introdução	73
4.2.2.	SMC Não-Sequencial	74
4.2.3.	Estimação das Penalidades via SMC Não-Sequencial.....	78
4.3.	MÉTODO HIBRÍDOS.....	81
4.3.1.	Log-Normal.....	83
4.3.2.	Pearson	89
5.	MODELO PROPOSTO PARA INCLUSÃO DO GERENCIAMENTO DA MANUTENÇÃO NA ANÁLISE DE CONFIABILIDADE PREDITIVA	91
5.1.	Estimação dos Índices de Confiabilidade para o Modelo Proposto	97

6. TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO PARA O GERENCIAMENTO DAS ATIVIDADES DE MANUTENÇÃO ASSOCIADAS COM AS PODAS DE ÁRVORES.....	103
6.1. Formulação Convencional.....	103
6.2. Formulação Proposta.....	106
6.3. Técnica de Otimização.....	110
7. RESULTADOS.....	118
7.1. Características do Sistema-Teste.....	118
7.2. Definição dos Casos de Estudo.....	122
7.3. Avaliação do Impacto da Restrição de Rede (Casos de Estudo: #0.1, #0.2 e #0.3).....	123
7.4. Resultado dos Modelos da Manutenção Baseados na SMC (Casos de Estudo: #0.3, #1 e #2).....	125
7.5. Resultados do Modelo Proposto via Métodos Substitutos (Casos de Estudo: #3 e #4).....	133
8. CONCLUSÃO.....	137
8.1. Introdução.....	137
8.2. Modelagem de Restrições de Rede.....	138
8.3. Otimização da Manutenção da Vegetação.....	138
8.4. Modelos Substitutos.....	138
8.5. Sugestão para Trabalhos Futuros.....	139
REFERÊNCIAS.....	140

1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo são abordados aspectos relacionados ao sistema de energia elétrica, estudos de confiabilidade e os índices usados para avaliar a continuidade do fornecimento de energia elétrica em redes de distribuição. Apresenta-se uma exposição dos procedimentos de manutenção com o enfoque em podas de árvores em redes de distribuição. Finalmente, delinea-se os objetivos, a motivação e um resumo da estrutura de capítulos da dissertação.

1.1. Sistema de Energia

O sistema de energia elétrica é geralmente dividido em três grandes zonas funcionais, que são (KUNDUR, 1994):

- i) Geração: É responsável pela transformação de uma fonte de energia qualquer (ex.: solar, eólica, nuclear, hidroelétrica etc.) em energia elétrica;
- ii) Transmissão: A tensão é elevada através de uma subestação e depois transportada por longas distâncias até os grandes centros consumidores através da transmissão;
- iii) Distribuição: A energia passa por uma subestação abaixadora, logo quando chega nos centros consumidores, para que assim possa ser distribuída pela concessionária de energia.

As subestações elevadoras e abaixadoras são utilizadas no processo, pois os polos de geração costumam estar bem distantes dos polos consumidores. Sendo assim, para que se reduzam as perdas com aquecimento e o custo com condutores, realiza-se a elevação da tensão.

A Figura 1 ilustra o diagrama unifilar típico de um sistema elétrico de potência. A partir desta figura observa que o sistema de potência é composto por três usinas de geração, um conjunto de linhas de transmissão, uma rede de subtransmissão, uma de distribuição primária e duas de distribuição secundárias.

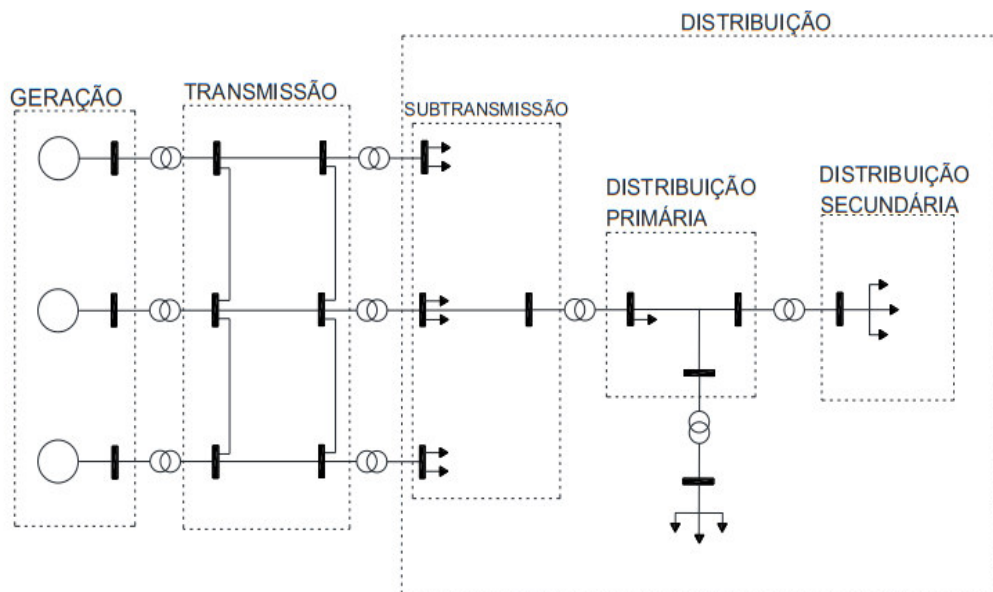


Figura 1 – Diagrama Unifilar do Sistema Elétrico de Potência.
Fonte: Adaptado UNESP (2012)

A rede de distribuição elétrica se divide em três partes, que são:

- i) Subtransmissão: A tensão recebida da transmissão (500/354/230 kV) é reduzida para níveis usuais de 138/69/34,5 kV, podendo ser distribuídas para consumidores de alta tensão, que são representados por instalações industriais e estações de tratamento de água;
- ii) Distribuição primária: A tensão recebida da subtransmissão é reduzida para níveis usuais de 34,5/13,8 kV, onde pode ser distribuída para consumidores de média tensão como grandes centros comerciais e condomínios residenciais;
- iii) Distribuição secundária: A tensão recebida da distribuição primária é reduzida para níveis usuais de 380/220 V ou 220/127 V, onde é distribuída para as residências.

Atualmente umas das maiores premissas do sistema elétrico brasileiro é a redução de custos e a maximização dos lucros. Isso ocorre devido a necessidade de se extrair o máximo do sistema elétrico postergando tarefas de manutenção, adiando expansões e reforços. Este fenômeno se torna mais visível nas redes de distribuição, pois estas são monopólios naturais das concessionárias de energia.

1.2. Desregulamentação do Setor Elétrico

Os benefícios obtidos em outros setores da economia (transportes, telecomunicações, gás etc.) com a desregulamentação resultaram na desverticalização e reestruturação da indústria de eletricidade. As principais características do processo de desregulamentação do setor elétrico são:

- i) Introdução de competição no nível da geração.
- ii) Acesso aberto ao sistema de transmissão.
- iii) Participação de consumidores em mercados de energia.

No nível de distribuição, não é possível introduzir competição entre concessionárias em um mesmo território de serviço devido a restrições de espaço físico para rotear alimentadores de várias concessionárias em uma mesma área. Desta forma, os consumidores da rede de distribuição permanecem como clientes cativos das concessionárias locais. Esta condição é denominada de monopólio natural. No setor elétrico nacional, a desregulamentação do segmento da distribuição foi realizada principalmente através da privatização de empresas estatais. Neste novo ambiente, não existem mais recursos do estado para financiar obras e subsidiar as tarifas. Desta forma, empresas de distribuição privatizadas devem reduzir os seus gastos para aumentar as suas receitas. Neste cenário, há uma tendência de deterioração da confiabilidade da rede de distribuição por causa da redução nos investimentos para reforço e expansão da rede elétrica. Devido a isso, as agências reguladoras têm estabelecido metas para a qualidade e confiabilidade do fornecimento de energia elétrica e multado (penalizado) as concessionárias que violem estas metas. Esta demanda por maiores níveis de confiabilidade se tornou mais acentuada com uma nova geração de cargas sensíveis (controladas por computador) que tornaram os consumidores mais conscientes sobre problemas de qualidade e confiabilidade de energia. Neste ambiente, as concessionárias de distribuição vivenciam o seguinte dilema: aumentar os lucros e maximizar a confiabilidade. Uma alternativa para solucionar este dilema é desenvolver ferramentas, métodos e estratégias para identificar ações de reforço e expansão da rede que tenham maior impacto na confiabilidade com o menor custo possível. Um pré-requisito importante para estes

desenvolvimentos é a Análise de Confiabilidade Preditiva (ACP). A ACP permite estimar (prever) as mudanças nos índices de confiabilidade quando estratégias de mitigação de interrupções são executadas, por exemplo: alocação de geradores distribuídos, instalação de chaves e proteções, reconfiguração, construção de novas subestações e a programação das atividades de inspeção e manutenção dos equipamentos da rede elétrica. Na próxima seção é apresentada uma introdução sobre índices de confiabilidade de redes de distribuição de energia elétrica.

1.3. Confiabilidade em Redes de Distribuição

1.3.1. Conceitos básicos

Ao longo das últimas décadas os investimentos no setor elétrico eram centralizados na geração e transmissão, enquanto que a distribuição teve menos prioridade com relação a investimentos. Atualmente houve a necessidade de implementar estratégias para tornar a rede distribuição cada vez mais confiável. A desregulamentação do setor elétrico e a maior conscientização dos consumidores sobre problemas de confiabilidade foram os fatores que motivaram esta melhoria na confiabilidade. Entre as principais estratégias para maximizar a confiabilidade da rede de distribuição estão a inserção de geração distribuída e a transição para o paradigma de rede elétrica inteligente.

ETO et al. (2019) apresentaram um estudo sobre a confiabilidade do sistema elétrico comparando as interrupções devido a problemas na distribuição e na transmissão/geração. Chegou-se à conclusão de que aproximadamente 92% das interrupções do sistema são ocasionadas por problemas na rede de distribuição. Com isso, pode-se concluir que há uma necessidade da realização de estudos para reduzir as interrupções associadas com a rede de distribuição.

O estudo da confiabilidade do sistema é de fundamental importância para detectar pontos de vulnerabilidade do sistema, indicando aos engenheiros responsáveis áreas da rede elétrica que precisam de maiores ações de manutenção preventiva e de futuras expansões na capacidade da rede.

A confiabilidade da rede de distribuição é fortemente dependente da sua topologia, ou seja, a geometria definida pela conexão dos seus componentes. Comumente a rede de distribuição possui a topologia radial devido a fatores como limitação do espaço físico, redução de custos e segurança para equipes de manutenção. Esse tipo de topologia não apresenta um alto nível de confiabilidade, pois os componentes estão ligados em série e a falta em qualquer ramo da rede faz com que todas as cargas a jusante sejam desenergizadas. Topologias como malha aberta, seletiva ou *Spot network* apresentam maior confiabilidade e podem ser utilizadas em regiões que possuem cargas que exigem uma alta confiabilidade na disponibilidade de energia elétrica (BROWN, 2009). Visto que a maioria das redes de distribuição é radial, os métodos mais usados no cálculo de índices de confiabilidade em redes de distribuição são orientados para esta topologia. A principal característica em comum entre estes métodos é a exploração da radialidade através da teoria de grafos em árvore para determinar os consumidores interrompidos pela falha em um determinado componente, isto é, o impacto da falha na continuidade do fornecimento de energia. Após este impacto ser determinado, aplicam-se técnicas estatísticas ou probabilísticas para acumular a contribuição da falha nos índices de confiabilidade. A estimação dos índices de confiabilidade é finalizada quando a acumulação das falhas de todos os componentes é realizada para um período de interesse (anual, semestral, mensal etc.). A escolha da técnica de acumulação resulta em dois paradigmas para a análise de confiabilidade em redes de distribuição. Estes dois paradigmas são explicados nas seções subsequentes.

Os tipos de componentes que estão conectados à rede elétrica são de suma importância nos estudos de confiabilidade, pois eles determinam a resposta do sistema de proteção e a estratégia de restauração para uma falha. Os componentes mais utilizados nas redes de distribuição são: transformadores, chaves seccionadoras, fusíveis, disjuntores etc. Os principais dados dos componentes requeridos para estimar índices de confiabilidade são:

- i) Elétricos: conectividade (nós inicial e final) resistências, reatâncias, capacidades nominais, carga ativa/reactiva etc.

- ii) Estatísticos: taxa de falha, taxa de reparo e o tempo de chaveamento.

Os dados estatísticos (também conhecidos como dados de confiabilidade) são obtidos a partir de estudos estatísticos (estimação de médias amostrais, intervalos de confiança, distribuições de probabilidade, etc.) sobre os dados históricos de falha e reparo, que a concessionária de energia possui, sobre cada equipamento no seu OMS (“*Outage Management System*”). Através de testes como Chi-quadrado ou Kolmogorov-Smirnov (BILLINTON; ALLAN, 1992) pode-se obter a distribuição de probabilidade que melhor se adequa aos dados de confiabilidade do equipamento elétrico.

A maioria dos índices de confiabilidade são valores médios associados com a frequência e a duração das interrupções que são calculados para consumidores individuais (pontos de carga) ou para uma área de interesse (estudo), por exemplo: território de serviço, subestação ou alimentador (BROWN, 2009). Na próxima seção são definidos os principais índices de confiabilidade das redes de distribuição.

1.3.2. Índices de confiabilidade

Com o intuito de evitar que os consumidores fiquem sujeitos a baixos níveis de confiabilidade e qualidade de energia, devido os interesses econômicos das concessionárias de energia, a ANEEL estabeleceu multas caso haja transgressões nos indicadores de continuidade do fornecimento de energia. Os principais índices de continuidade definidos pela ANEEL são:

1.3.2.1. Indicadores de continuidade individuais

Os indicadores de continuidade individuais são apurados para todas as unidades consumidoras ou por ponto de conexão (ponto de carga) (PRODIST, 2017). As definições matemáticas destes índices são apresentadas a seguir.

- a) Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de conexão (DIC):

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (1.1)$$

- b) Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de conexão (FIC):

$$FIC = n \quad (1.2)$$

- c) Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou Ponto de conexão (DMIC):

$$DMIC = t(i) \max \quad (1.3)$$

- d) Duração de Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora ou por Ponto de conexão (DICRI):

$$DICRI = t_{crítico} \quad (1.4)$$

Onde:

i é o índice de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão no período de apuração, variando de 1 a n ;

n é o número de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão considerado, no período de apuração;

$t(i)$ é o tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou do ponto de conexão, no período de apuração;

$t(i) \max$ é o valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua i , no período de apuração, verificada na unidade consumidora ou no ponto de conexão considerado, expresso em horas e centésimos de horas;

$t_{crítico}$ é a duração da interrupção ocorrida em Dia Crítico. Sendo Dia Crítico, o dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, supera a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários.

1.3.2.2. Indicadores de continuidade sistêmicos

Os indicadores de continuidade sistêmicos a seguir são apurados para cada conjunto de unidades consumidoras (ANEEL, 2010). As definições matemáticas destes índices são apresentadas a seguir.

- a) Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), utilizando a seguinte fórmula:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n DIC(i)}{Cc} \quad (1.5)$$

- b) Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), utilizando a seguinte fórmula:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n FIC(i)}{Cc} \quad (1.6)$$

Onde:

i é o índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;

Cc é o número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT;

$DIC(i)$ é a Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras;

$FIC(i)$ é a Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras.

1.3.2.3. Compensação

A ANEEL aplica uma multa a concessionária distribuidora de energia caso haja a violação dos limites dos indicadores de continuidade dos pontos de conexão em relação ao período de apuração. Os períodos de apuração são anuais, trimestrais e mensais.

As fórmulas abaixo calculam o valor da compensação para os índices DIC, FIC, DMIC e DICRI respectivamente (ANEEL, 2010).

$$Valor_{DIC} = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) \cdot DIC_p \cdot \frac{EUSD_{med}}{730} \cdot kei \quad (1.7)$$

$$Valor_{FIC} = \left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1 \right) \cdot FIC_p \cdot \frac{EUSD_{med}}{730} \cdot kei \quad (1.8)$$

$$Valor_{DMIC} = \left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1 \right) \cdot DMIC_p \cdot \frac{EUSD_{med}}{730} \cdot kei \quad (1.9)$$

$$Valor_{DICRI} = \left(\frac{DICRI_v}{DICRI_p} - 1 \right) \cdot DICRI_p \cdot \frac{EUSD_{med}}{730} \cdot kei \quad (1.10)$$

Onde:

DIC_v é a duração de interrupção por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora

DIC_p é o limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador DIC, expresso em horas e centésimos de hora

FIC_v é a frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em número de interrupções

FIC_p é o limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador FIC, expresso em número de interrupções e centésimo do número de interrupções

$DMIC_v$ é a duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora

$DMIC_p$ é o limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador DMIC, expresso em horas e centésimos de hora

$DICRI_v$ é a duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora

$DICRI_p$ é o limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador DICRI, expresso em horas e centésimos de hora

$EUSD_{med}$ é a média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador

O valor 730 é utilizado nas fórmulas, pois é o número médio de horas em um mês. A variável kei é denominada de coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em:

- i) 15, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Baixa Tensão;
- ii) 20, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Média tensão; e
- iii) 27, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Alta tensão.

1.3.3. Paradigmas usados na análise de confiabilidade

Os estudos de confiabilidade nos sistemas elétricos se baseiam em dois paradigmas: a análise pretérita (diagnose) ou análise preditiva (prognose). A análise pretérita está associada ao histórico de pós-operação do sistema e estima os índices de confiabilidade com base em dados históricos através de técnicas estatísticas. Já análise preditiva está associada com a obtenção de funções estocásticas que descrevem o comportamento do estado operacional do sistema e dos equipamentos em um horizonte de tempo (curto, médio ou longo prazo) para realizar previsões dos índices de confiabilidades para cenários futuros.

A maior desvantagem da análise pretérita está em assumir valores determinísticos (fixos) para representar o comportamento do sistema elétrico, sendo que, por sua natureza o sistema possui incertezas e variabilidade, por exemplo, a frequência e a duração das falhas são de natureza aleatória (BILLINTON; ALLAN, 1996). Outra desvantagem da análise pretérita, é a sua inadequação para estudos de planejamento, pois os índices estatísticos estimados com base em dados históricos só são válidos para a configuração do sistema na qual os dados foram coletados.

Por outro lado, a análise preditiva utiliza técnicas probabilísticas para representar o comportamento estocástico do sistema. Desta forma, torna-se possível realizar os seguintes estudos:

- i) Monitorar a resposta do sistema a mudanças de cenário;
- ii) Identificar áreas que necessitam de modificações ou reforços;
- iii) Realizar análise do estado futuro do sistema com base em índices já existentes;

- iv) Comparar previsões anteriores com a atual experiência operacional.

Os principais métodos probabilísticos usados na análise preditiva da confiabilidade de rede de distribuição são: o Método Analítico de Enumeração de Estados (MAEE) e a Simulação de Monte Carlo (SMC). O Capítulo quatro apresenta uma descrição detalhada destes métodos.

1.3.4. Técnicas de mitigação dos impactos das interrupções

Segundo GEDEMER (2002), as técnicas de mitigação das interrupções no fornecimento de energia elétrica em redes de distribuição podem ser classificadas em duas categorias: elétricas e não-elétricas. As técnicas de mitigação elétricas impactam diretamente o sistema de distribuição e afetam a sua análise. Estas técnicas incluem a adição de componentes de proteção (religadores e fusíveis), alocação de equipamentos de manobra (chaves automáticas e manuais) e reconfiguração da rede. A reconfiguração da rede está diretamente ligada com a qualidade de energia, redução das perdas e melhora na tensão; assim como, a melhora no fator de potência.

Por outro lado, os benefícios das técnicas de mitigação não-elétricas não podem ser avaliados usando-se ferramentas convencionais para planejamento de redes de distribuição, por exemplo, fluxo de potência e curto circuito. Os impactos das técnicas não-elétricas podem apenas ser avaliados com modelos de ACP. As técnicas de mitigação não-elétricas, incluem:

- i) Gerenciamento da vegetação para evitar faltas devido ao contato com a rede elétrica;
- ii) Instalação de para-raios;
- iii) Instalação de guarda para animais;
- iv) Construção de barreiras para evitar colisões com postes;
- v) Lavagem da rede elétrica para remoção de salitre;
- vi) Implantação de espaçadores nos cabos da rede.

Nesta dissertação, a técnica não elétrica usada para mitigação das falhas é o gerenciamento da vegetação. Ou seja, a determinação dos intervalos de

manutenção associados com a realização das podas das árvores. Desta forma, na próxima seção são abordados os principais aspectos referentes a manutenção de redes de distribuição.

1.4. Manutenção em Redes de Distribuição

Manutenção pode ser definida como toda ação realizada em um equipamento com a finalidade de mantê-lo em operação, realizando de forma satisfatória as funções determinadas no seu projeto. Segundo KARDEC e NASCIF (2009), após a manutenção o equipamento deve desempenhar sua função requerida com segurança e eficiência, considerando as condições operativas, econômicas e ambientais.

De acordo com a Norma NBR 5462 (ABNT, 1994), os tipos de manutenção existentes são:

- i) Manutenção corretiva: manutenção efetuada após a ocorrência de uma falha e destinada a recolocar um item em condições de executar uma função requerida;
- ii) Manutenção preventiva: manutenção efetuada em intervalos predeterminados ou de acordo com critérios prescritos e destinada a reduzir a probabilidade de falha ou degradação de um equipamento;
- iii) Manutenção preditiva: manutenção que permite garantir uma qualidade de serviço desejada, com base na aplicação sistemática de técnicas de análise, utilizando-se de meios de supervisão centralizados ou de amostragem, para reduzir ao mínimo a manutenção preventiva e diminuir a manutenção corretiva.

A manutenção preventiva executada na rede de distribuição é realizada a partir das inspeções dos equipamentos da rede. Tais inspeções têm por finalidade identificar as irregularidades e anomalias existentes nos equipamentos do sistema de distribuição, que se não corrigidas a tempo resultariam em falhas e interrupções no fornecimento de energia (ENERGISA, 2010). Após a identificação de componentes críticos na rede de distribuição, faz-se necessário a hierarquização dos procedimentos a serem realizados pela manutenção, com a

finalidade de dar prioridade as áreas de maior importância na rede com relação a confiabilidade.

Os principais aspectos das redes de distribuição para a hierarquização são os seguintes (ENERGISA, 2010):

- i) Desempenho operativo: Avaliação dos índices de continuidade de serviço;
- ii) Importância da rede: classificação dos alimentadores de acordo com a sua criticalidade;
- iii) Condições mecânicas e elétricas: Decorrentes da idade da rede e de sobrecargas permanentes nos condutores.

1.5. Gerenciamento das Podas de Árvores em Redes de Distribuição

O gerenciamento das podas de árvores na rede elétrica deve ser realizado de forma periódica a fim de diminuir as interrupções no fornecimento de energia causadas pelo contato de galhos das árvores com a rede energizada. A poda é uma atividade necessária, pois evita:

- i) Curto-circuito em redes aéreas;
- ii) Interrupção no fornecimento de energia;
- iii) Queima de eletrodomésticos;
- iv) Perda da eficiência da iluminação pública;
- v) Rompimento de cabos condutores da rede elétrica.

Segundo BROWN (2009), 35% da composição da taxa de falha (causas das falhas), nas seções em redes de distribuição, é formada pelas árvores. Na Figura 2 observa-se a composição da taxa de falha e se pode notar que a maior parcela se encontra devido a árvores. Portanto, é importante a implementação de uma política de manutenção que foque nas podas periódicas das vegetações.

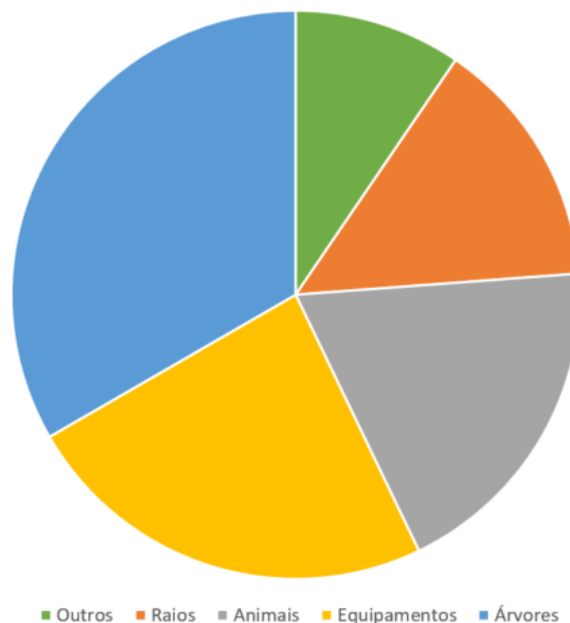


Figura 2 – Composição da taxa de falha
Fonte: Adaptado Brown (2009)

De acordo com dados obtidos de concessionárias de distribuição, a manutenção preventiva associada com a vegetação nas seções dos troncos e ramais de alimentadores é realizada logo após a inspeção da rede elétrica. Esta inspeção relaciona cada seção com os seguintes níveis de prioridades:

- i) Nível de prioridade P1: a inspeção identifica um galho ou árvore a uma distância menor ou igual a 0,5 metros da rede de média tensão (MT). Desta forma, caracteriza-se um evento de alta prioridade a ser tratado em no máximo 30 dias;
- ii) Nível de prioridade P2: a inspeção identifica um galho ou árvore a uma distância maior que 0,5 metros e menor ou igual a 1,5 metros da rede de MT. Portanto, tem-se um evento de média prioridade a ser tratado em no máximo 90 dias;
- iii) Nível de prioridade A: vegetação próxima à rede, mas não requer poda, apenas acompanhamento.

1.6. Revisão Bibliográfica

A otimização do gerenciamento da manutenção em redes de distribuição tem como pré-requisito a modelagem do impacto da manutenção e da condição dos equipamentos na taxa de falha dos equipamentos. Desta forma, inicialmente será realizada uma revisão bibliográfica sobre a modelagem da taxa de falha para estudos de manutenção centrada em confiabilidade. Em seguida, serão analisados artigos sobre a otimização da confiabilidade de redes de distribuição através do gerenciamento da manutenção. Finalmente, publicações referentes a otimização da confiabilidade através do gerenciamento da vegetação serão avaliadas.

1.6.1. Modelagem da taxa de falha para estudos de manutenção centrada em confiabilidade

Na literatura encontra-se uma gama de estudos que desenvolvem metodologias para elaboração de um programa de manutenção centrada na confiabilidade que aumente o máximo possível a longevidade dos equipamentos da rede de distribuição. As estimativas deste aumento na longevidade são obtidas expressando-se a taxa de falha como uma função da frequência da manutenção. Em (JARDINE,1973) foi proposto o modelo determinístico representado por (1.11).

$$\lambda(n) = \frac{k}{n + 1} \quad (1.11)$$

Onde:

$\lambda(n)$ é a taxa de falha após n atividades de manutenções serem realizadas;

n é o número de atividades de manutenção;

k é a taxa de falha quando nenhuma manutenção é realizada.

Observa-se em (1.11) que quanto maior for o número de manutenções, menor será o valor da taxa de falha, porém segundo LAFRAIA (2001) quanto maior for a quantidade de manutenções, mais tempo o componente estará indisponível para o sistema. Ou seja, o número de manutenções de um componente afeta diretamente a disponibilidade, pois o tempo gasto para reparar falhas e executar tarefas rotineiras de manutenção deixa o equipamento indisponível. A degradação

da disponibilidade pela manutenção excessiva geralmente ocorre em sistemas mecânicos onde o componente tem de ser removido de serviço para a realização da manutenção, por exemplo, sistemas ferroviários. Todavia, em redes elétricas, especialmente em redes de distribuição aéreas, é comum a realização de atividades de manutenção em linha viva (com o equipamento energizado). Desta forma, o equipamento não é removido de serviço e a disponibilidade não é afetada pela realização da manutenção. Este é um aspecto importante que deve ser considerado no desenvolvimento de modelos para avaliar o impacto da manutenção em redes de distribuição aéreas.

BERTLING et al. (2005) sugerem um método para comparar diferentes estratégias de manutenção levando em consideração a confiabilidade do sistema e o custo da manutenção. A partir do conhecimento teórico e empírico das causas de falhas dos componentes são propostas estratégias de manutenção. Consequentemente, as taxas de falha dos componentes são funções das causas de falhas e da estratégia de manutenção preventiva adotada. No modelo proposto por BERTLING et al. (2005), a taxa de falha é matematicamente definida pela soma de contribuições de diferentes causas de falha do tipo k , $k = 1, \dots, m$. Além disso, este modelo assume que um método de manutenção preventiva j , $j = 1, \dots, z$ é capaz de prevenir a causa de falha do tipo k em um dado componente. Desta forma, o efeito de aplicar um método de manutenção preventiva j é obter a redução de uma causa de falha k , com x_{jk} %, onde x_{jk} pertence ao intervalo $[0, a]$, onde a é a contribuição percentual para a taxa de falha total daquela causa de falha. Consequentemente, tem-se o modelo de taxa de falha dependente das causas de falhas e dos métodos de manutenção preventiva definido em (1.12).

$$\lambda^i(PM) = \lambda_{av}^i \left(1 - \sum_{j=1}^z \sum_{k=1}^m \frac{x_{jk}}{100} \right) \quad (1.12)$$

Onde:

$\lambda^i(PM)$ é a taxa de falha do componente i como função das ações de manutenção preventiva.

λ_{av}^i é taxa de falha média do componente i .

A partir da equação (1.12), pode-se concluir que se nenhuma ação de manutenção preventiva é realizada, então as reduções percentuais nas taxas de falha são nulas. Consequentemente, a taxa de falha do equipamento é igual a sua taxa de falha média. Uma vantagem deste modelo é a possibilidade de realizar a análise causa raiz para um dado tipo de componente. Esta análise é comumente realizada nas empresas de distribuição.

BROWN et al. (2004) propuseram um novo método para customizar as taxas de falhas usando os dados de inspeção dos equipamentos. Estes autores sugerem uma fórmula para converter a pontuação normalizada para a condição em taxa de falha. Para isso os autores utilizam um mapeamento dos dados de inspeção do componente. A classificação da condição do equipamento, baseada na inspeção, é normalizada de acordo com:

$$r_i = 0 \text{ melhor resultado de inspeção} \quad (1.13)$$

$$r_i = 1/2 \text{ resultado médio de inspeção} \quad (1.14)$$

$$r_i = 1 \text{ pior resultado de inspeção} \quad (1.15)$$

Cada item de inspeção possui um peso w_i baseado na sua relativa importância para a condição geral do equipamento. Por fim, a condição resultante x do equipamento é calculada através de uma média ponderada dos itens de inspeção conforme a fórmula abaixo:

$$x = \frac{\sum_{i=1}^n w_i r_i}{\sum_{i=1}^n w_i} \quad (1.16)$$

A partir da condição resultante definida em (1.16), pode-se utilizar a fórmula (1.17) para determinar a taxa de falha de um equipamento.

$$\lambda(x) = Ae^{Bx} + C \quad (1.17)$$

Em que:

$\lambda(x)$ é a taxa de falha em função da condição resultante.

A , B e C são parâmetros determinados a partir dos valores de $\lambda(0)$, $\lambda(1/2)$ e $\lambda(1)$.

O valor $\lambda(1/2)$ é aproximado para o valor médio obtido através de dados históricos ou publicados na literatura técnica. Os valores de $\lambda(0)$ e $\lambda(1)$ são mais difíceis de serem obtidos, sendo necessário a utilização de uma análise estatística ou heurística.

ANDERS (1990) propõe a modelagem de atividades de manutenção para a maximização da disponibilidade através da aplicação de modelos Markovianos de tempo contínuo. Esta modelagem reconhece diversos aspectos interessantes associados com a manutenção de equipamentos: estados de degradação, frequência das atividades de manutenção, duração da manutenção e falhas de natureza aleatórias e devido a degradação. Estes modelos foram aplicados no gerenciamento da manutenção de disjuntores (ENDRENYI et al., 1998) e linhas de transmissão (CASTRO, 2012; GUIA, 2019).

RADMER et al. (2002) apresentaram a comparação de quatro modelos para representar as variações na taxa de falha devido ao crescimento da vegetação:

- i) linear com dependência temporal;
- ii) exponencial com dependência temporal;
- iii) linear multivariável considerando-se os seguintes parâmetros: tempo, temperatura mínima, temperatura máxima e precipitação diária média;
- iv) Rede neural considerando os mesmos parâmetros do modelo linear multivariado.

Os resultados relatados por RADMER et al. (2002) demonstram que o modelo linear multivariado é o mais preciso para realizar previsões das taxas de falha variantes no tempo e dependentes da vegetação.

A partir da revisão bibliográfica sobre modelos de taxa de falha para estudos de manutenção centrada em confiabilidade, pode-se observar que a maioria dos modelos citados desconsidera características importantes referentes a realização das atividades de inspeção, por exemplo:

- i) Estados de degradação do componente;

- ii) Dependência da disponibilidade do componente com relação a frequência de manutenção;
- iii) Duração das atividades de manutenção;
- iv) Tempos de espera (retardo ou atraso) para o início da manutenção.

Somente os modelos propostos por ANDERS (1990) incluem os aspectos enumerados acima. Desta forma, estes modelos serão considerados na técnica proposta nesta dissertação para a manutenção centrada em confiabilidade.

A aplicação dos modelos de ANDERS (1990) na ACP de redes de distribuição não é direta nem trivial devido aos seguintes problemas:

- i) A dependência temporal não é explicitamente representada;
- ii) Os componentes são representados por modelos de dois estados (operação e falha) na ACP, enquanto os modelos de manutenção de ANDERS (1990) possuem múltiplos estados.

Os problemas enumerados nos itens (i) e (ii) podem ter impedido a aplicação dos modelos propostos em (ANDERS, 1990) na ACP. Portanto, a metodologia proposta nesta dissertação deve estabelecer uma integração entre modelos aprimorados de gerenciamento da manutenção e a ACP.

1.6.2. Otimização da confiabilidade de redes de distribuição através do gerenciamento da manutenção

ARAVINTHAN et al. (2013) propõem uma abordagem em duas etapas para minimizar o custo de manutenção nas redes de distribuição radiais. Primeiramente, ajusta-se as taxas de falha dos componentes através da minimização dos custos de manutenção para se obter uma redução desejada no índice DEC. Se estas reduções nas taxas de falha violam o valor do orçamento para a manutenção, então a reconfiguração da rede elétrica é realizada para aliviar o carregamento dos componentes que causaram a violação do orçamento. Esta redução no carregamento prolonga a vida útil dos componentes e aumenta a confiabilidade da rede. Apesar do uso de limites para o índice DEC, as penalidades

esperadas não foram consideradas em (ARAVINTHAN et al., 2013), pois o DEC foi estimado via MAEE. Esta limitação é devido ao MAEE não ser capaz de estimar o risco de violar metas para o índice DEC, pois este método não gera distribuições de probabilidade de índices de interesse.

USBERTI et al. (2015) sugerem uma metodologia para determinar estratégias otimizadas de manutenção em redes de distribuição baseado na solução de subproblemas multiobjetivos que minimizam os custos de manutenção e maximizam o valor do índice SAIFI (FEC). Estes subproblemas são solucionados usando-se o método de restrição- ϵ . As soluções dos subproblemas são combinadas através da técnica de otimização hierárquica com múltiplos critérios para obter um programa de manutenção global para a rede de distribuição. Para isso o problema possui dois critérios: 1) Custo das atividades de manutenção; 2) O valor máximo para o índice SAIDI (DEC), que pode ser obtido em um dado período de planejamento. Com isso se obtém uma solução local eficiente para cada rede. Estas soluções são otimamente combinadas para resolver um problema de otimização de múltiplos critérios, gerando soluções eficientes locais e as curvas de “*trade-off*” para um conjunto de redes ou para toda a empresa. Com a solução do problema de “alocação de recursos de manutenção de vários critérios hierárquicos” (MRAP), pode-se prover informações para tomada de decisões nas atividades de manutenção. Uma contribuição importante da metodologia proposta por USBERTI et al. (2015) é a aplicação de técnicas de otimização multiobjetivo para estabelecer um compromisso entre custos de manutenção e melhoria na confiabilidade. Adicionalmente, as variações temporais nas taxas de falha e nos planos de medição são consideradas. Todavia, diversos aspectos importantes do modelo de manutenção proposto por ANDERS (1990) são ignorados. Apesar dos autores mencionarem penalidades e metas no artigo, os valores esperados das penalidades não foram incluídos na função objetivo.

Uma técnica de otimização multiobjetivo para manutenção de redes de distribuição é proposta por HILBER et al. (2007). Estes autores combinaram custos de interrupção e de manutenção em uma função monobjetivo usando fatores de escalamento. Os fatores de escalamento foram variados para obter um conjunto de soluções não dominadas que estabelecem um acordo entre as componentes da

função objetivo. Uma contribuição relevante da referência (HILBER et al., 2007) foi a aplicação do método de SMC para estimar os custos de interrupção. No entanto, a metodologia não considerou multas por violações de penalidades e usou um modelo de manutenção simplificado (BERTLING et al., 2005) que ignora as características típicas do processo de manutenção introduzidas por ANDERS (1990).

SITTITHUMWAT et al. (2004) apresentaram uma técnica para otimização da programação da manutenção (se um determinado tipo de manutenção é realizado ou não) dos componentes da rede de distribuição através da solução de um problema de otimização linear nebuloso. A função objetivo do modelo de otimização proposto foi a minimização do valor esperado do índice FEC sujeito a restrições de orçamento para as atividades de manutenção. Os conjuntos nebulosos foram usados para modelar incertezas nos valores das taxas de falha e nos multiplicadores que reduzem as taxas de falha dos componentes devido a manutenção. A principal contribuição deste artigo foi a representação de incertezas nas taxas de falha que são provenientes da variabilidade amostral. Entretanto, assim como as metodologias citadas anteriormente, o modelo de manutenção não é muito realista e as penalidades devido as violações nas metas para os índices de confiabilidade são desprezadas. Além disso, o índice DEC não foi incluído na função objetivo.

PIASSON et al. (2016) apresentaram um modelo de gerenciamento das atividades de manutenção nos equipamentos da rede de distribuição que tem como objetivo minimizar os custos de manutenção e simultaneamente maximizar a confiabilidade da rede de distribuição. Esta otimização é realizada considerando-se restrições associadas com: limites para os índices de confiabilidade em determinados intervalos de tempo do período de estudo, tempo disponível para as atividades de manutenção e os limites máximos para o número de atividades de manutenção. O impacto da manutenção e da condição dos equipamentos é mapeado para as taxas de falhas dos equipamentos através de um sistema especialista nebuloso e estas taxas de falha são usadas para calcular os índices de confiabilidade via MAEE. O problema de otimização das atividades de manutenção descrito acima é solucionado através de um algoritmo genético multiobjetivo

baseado na Teoria Pareto. A técnica proposta por PIASSON et al. (2016) tem as seguintes desvantagens: as penalidades associadas com as violações nas metas nos índices de confiabilidade não são consideradas, as restrições de rede são ignoradas na estimação dos índices de confiabilidade, estados de degradação são ignorados no modelo de confiabilidade dos componentes, tempos de espera para a manutenção são desprezados e o impacto da manutenção no modelo é realizado através do ajuste explícito da taxa de falha.

MORADKHANI et al. (2015) propuseram um modelo de gerenciamento da manutenção em redes de distribuição que tem como objetivo maximizar os lucros da concessionária (bônus subtraído das penalidades para o índice DEC) e minimizar o risco de violação da meta para o índice DEC. Este objetivo é formulado matematicamente através da minimização de uma soma linear ponderada com coeficiente negativo para a componente referente ao risco. Esta combinação linear é maximizada sujeito a restrições de orçamento associadas com o número de horas disponíveis para a realização das atividades de manutenção. A solução deste problema de otimização é realizada usando-se Algoritmos Genéticos. As penalidades/bônus e riscos relacionados com o índice DEC são estimados usando-se o método de SMC. Adicionalmente, o impacto da manutenção sobre a confiabilidade dos componentes individuais se baseia no Modelo de Taxa de Falha Proporcional Generalizado. Este modelo considera o efeito de diversos fatores na taxa de falha do componente, por exemplo: idade, clima, tempo desde a última manutenção, comprimento, densidade de árvores etc. A contribuição mais importante deste artigo é a modelagem explícita das penalidades e riscos de violação do DEC na função objetivo. Porém, o modelo de manutenção desconsiderou alguns aspectos práticos importantes, tais como: degradação, tempo de espera para a manutenção, duração da manutenção, transições rápidas para o estado de falha em estados avançados de degradação. Outro problema com a metodologia proposta por MORADKHANI et al. (2015) é que o efeito da manutenção sobre a taxa de falha é estimado de forma indireta através do quociente entre o custo de uma ação de manutenção e o custo anual total das ações de manutenção. O racional nesta abordagem é que quanto maior for o investimento com manutenção em um equipamento menor será a sua indisponibilidade.

1.6.3. Otimização da confiabilidade de redes de distribuição através do gerenciamento da manutenção orientado a podas de árvores

KUNTZ et al. (2001) propuseram um modelo Markoviano do processo de inspeção para determinar a frequência de inspeção ótima que minimiza a soma dos seguintes custos: manutenção, inspeção e de interrupção para os consumidores. O modelo Markoviano introduzido em KUNTZ et al. (2001) possui quatro estados: estado de operação (normal), pré-falha (a equipe de manutenção identifica uma falha potencial relacionada a contato de árvores com a rede), inspeção (poda de árvore é realizada para retornar o componente para o estado normal) e falha (componente fora de serviço devido a uma falha relacionada com árvore). O intervalo ótimo de inspeção é obtido através de uma busca direta unidimensional com base na variação incremental da frequência de inspeção. Uma contribuição bastante relevante deste artigo é a modelagem da inspeção e dos múltiplos estados do processo de degradação dos equipamentos devido à proximidade com a vegetação. Todavia, este modelo não foi diretamente conectado com modelos de ACP para estimar índices de confiabilidade, por exemplo, o DEC. Na verdade, as taxas de transição consideradas na função objetivo são as próprias taxas de transição entre os estados do modelo Markoviano. Desta forma, não foi possível estimar as penalidades devido as violações nas metas para os índices de confiabilidade. Além disso, as variações cronológicas intrínsecas ao modelo de quatro estados foram ignoradas, isto é, a solução transitória do modelo é ignorada. Os autores de (KUNTZ et al., 2001) variaram as taxas de transição do modelo para representar o crescimento das árvores e solucionaram uma série de modelos de quatro estados. Em outras palavras, o intervalo de inspeção ótimo é determinado com base em um modelo quase-estacionário. Esta modelagem não é incorreta, mas é possível definir as taxas de transição entre os estados de degradação de acordo com os tempos de crescimento das árvores exigidos para obter margens de segurança especificadas. Esta técnica elimina a solução-estacionária e a definição de uma função para modelar a variação da taxa de falha com relação ao tempo. É importante mencionar que é difícil obter as taxas de transição entre os estados de degradação (ANDERS, 1990; ENDRENYI et al., 1998), pois os estados de degradação podem não ser diretamente observáveis. Contudo, no caso das falhas

de degradação relacionadas com a vegetação, pode-se obter estimativas aceitáveis destas taxas com base na distância permitida entre a vegetação e a rede elétrica e nos modelos de crescimentos de árvores que são usados na área de Ciências Florestais.

KUNTZ et al. (2002) desenvolveram um algoritmo de otimização da programação da manutenção que determina a localização e o tempo para realizar a poda da vegetação nos alimentadores de redes de distribuição aéreas. O modelo de programação de manutenção é formulado como um problema de otimização combinatória que tem como objetivo minimizar os custos de confiabilidade para a concessionária (custos com as atividades de manutenção) e para o consumidor (custos de interrupção) sujeito a restrições associadas com: metas para índices de confiabilidade, disponibilidade das equipes de manutenção e restrições de orçamento. Este problema de otimização foi solucionado usando-se um método híbrido baseado na combinação dos Algoritmos Genéticos e de Escalada na Montanha ("*Hill Climbing*").

ARIAS et al. (2012) elaboraram dois modelos matemáticos para o gerenciamento das podas da vegetação que são caracterizados por funções monobjetivo. O primeiro modelo minimiza a Energia Não-Fornecida Esperada devido a falhas relacionadas a vegetação no sistema de distribuição. Este modelo apresenta restrições associadas com a disponibilidade dos equipamentos, o número máximo de podas que podem ser realizadas em uma seção do sistema e as restrições de confiabilidade. O segundo modelo possui a função objetivo de minimizar a porcentagem média de violação da zona de segurança. Essa zona é a distância mínima entre a rede de distribuição e a vegetação.

Mais recentemente, DOKIC e KEZUNOVIC (2018) propuseram uma gestão de risco preditiva para determinar o tempo de poda da vegetação em redes de distribuição. Para isso são utilizados dados históricos de contingências, dados do clima e uma variedade de índices de vegetação para calcular o estado de risco para cada seção do alimentador. O modelo preditivo utiliza um campo aleatório condicional gaussiano para prever a vulnerabilidade da rede, assim como os dados de correlação espacial. Com este modelo, pode-se obter os dados do clima e a distância da vegetação para a linha aérea no momento da interrupção. Isso é feito

para todo o histórico de interrupções. Desta forma, obtém-se o cronograma ótimo de podas das árvores com base no risco calculado.

As referências (YEDDANAPUDI, 2005) e (YEDDANAPUDI et al., 2008) apresentam uma metodologia para maximizar a redução no risco através da seleção otimizada das atividades de manutenção associadas com: disjuntores, postes de madeira e podas de árvores. O risco considerado nestas publicações consiste na soma de reduções esperadas de diversos índices probabilísticos, tais como: custo de reparo de componentes falhados, perdas de receita esperadas resultantes da energia não fornecida durante as interrupções, FEC, DEC e penalidades devido as violações nos índices FEC e DEC. As reduções são calculadas para estratégia de manutenção com relação a todos os componentes da rede. Em seguida as funções de risco são formuladas e a seleção otimizada das atividades de manutenção é obtida através da solução de um problema de programação linear inteira. Este problema contém restrições associadas com o orçamento e a quantidade de horas disponíveis para a realização das atividades de manutenção. Todos os componentes da função objetivo, associada com a redução no risco, são obtidos via MAEE, exceto as penalidades associadas com o FEC e DEC que são calculadas via o método de SMC. Uma contribuição importante de (YEDDANAPUDI, 2005) e (YEDDANAPUDI et al., 2008) é a inclusão das penalidades na função objetivo. Todavia, a modelagem do impacto das podas de árvore nas taxas de falha das seções de alimentadores aéreos foi obtida através de fatores de participação baseados na análise de causa raiz. Ou seja, os estados de degradação resultantes do crescimento das árvores foram ignorados. Adicionalmente, o modelo é simplificado, pois baseia-se na superposição dos efeitos. Em outras palavras, a redução resultante no risco é a soma das reduções individuais associada com cada tipo de manutenção nos componentes individuais. Esta simplificação é usada para obter um modelo cuja solução tem baixo custo computacional (programação linear inteira mista). Esta simplificação pode introduzir erros na solução ótima do problema de gerenciamento da manutenção, pois as funções associadas com as penalidades são não-lineares

1.6.4. Comentários finais sobre a revisão bibliográfica realizada

Primeiramente, deve-se destacar que a modelagem das taxas de falha em estudos de gerenciamento da manutenção de componentes individuais difere bastante daquela utilizada no gerenciamento da manutenção em redes de distribuição. Nestas redes, o efeito da manutenção sobre a taxa de falha segue três abordagens: indireta, estatística e experiência prática. Por outro lado, no nível de equipamentos individuais, os modelos da manutenção na taxa de falha/confiabilidade são mais rigorosos e reconhecem a presença de estados de degradação. Portanto, a modelagem do impacto da manutenção na taxa de falha/confiabilidade em redes de distribuição é mais simplificada com relação àquela usada no gerenciamento da manutenção dos componentes individuais, pois em redes de distribuição geralmente se desconsidera os estados de degradação.

A modelagem dos estados de degradação cria uma oportunidade para detectar níveis de degradação avançados através de inspeções periódicas. É também possível incluir decisões com relação a realização ou adiamento da manutenção e tempos de espera para a realização das manutenções. Por exemplo, a poda de árvores deve ser realizada de forma ágil se a distância das árvores para uma linha aérea viola a margem de segurança. A informação da condição dos equipamentos (que caracteriza a deterioração) obtida via inspeção representa as condições de partida para um modelo que reconhece dependência temporal. Estas condições refletem o estado atual de degradação do componente considerando-se diversos fatores. Portanto, a modelagem de múltiplos estados é mais precisa do que as modelagens baseadas em estatística e experiência de engenharia. Por exemplo, os dados históricos podem mostrar que a taxa de falha é baixa se o tempo com relação a última poda é pequeno. Porém, se o nível de precipitação pluviométrica atual e as temperaturas forem mais elevados do que a média, então as árvores podem crescer além do esperado. Consequentemente, a probabilidade de falha devido ao contato de árvores com a rede será maior. Este tipo de informação só pode ser embarcado em um modelo de ACP através de modelos de múltiplos estados que consideram a degradação. Todavia, os modelos de manutenção baseados em múltiplos estados não se tornaram difundidos no gerenciamento da manutenção em redes de distribuição. Por exemplo, somente

KUNTZ et al. (2001) modelou o processo de deterioração da condição de linhas aéreas devido ao crescimento da vegetação. Porém, este modelo não foi integrado com técnicas ACP para estimar índices de confiabilidade. Esta restrição pode ter sido causada pelas dificuldades de incorporar este modelo em modelos de ACP baseados no método de SMC ou MAEE devido a: dependência temporal (cronologia) não ser explicitamente modelada e as técnicas de ACP se basearem em modelos de dois estados.

Deve-se observar que diversos índices de confiabilidade são minimizados ou maximizados nas funções objetivo do gerenciamento da manutenção centrado em confiabilidade, por exemplo: FEC, DEC, Custos de Interrupção e Penalidade. Os custos de interrupção para os consumidores refletem os impactos econômicos das interrupções para diversas classes de consumidores. Todavia, a obtenção destes custos tem esforço computacional elevado devido a necessidade de realizar pesquisa em amostras das classes de consumidores no território de serviço de uma concessionária. Desta forma, os custos de interrupção tornam-se desatualizados após um certo tempo, pois os hábitos de consumo e os equipamentos dos consumidores são alterados com o decorrer do tempo. Além disso, os custos de interrupção calculados para um território de serviço não podem ser usados em outros territórios, mesmo para territórios localizados em um mesmo país, devido as desigualdades regionais. Por outro lado, os índices FEC, DEC e a energia não fornecida não refletem a realidade regulatória da era pós-desregulamentação do setor elétrico na qual as concessionárias são obrigadas a pagar multas por transgressões nos índices de continuidade. Desta forma, a métrica de confiabilidade mais adequada para o gerenciamento da manutenção na estrutura atual do setor elétrico são as penalidades. Todavia, somente YEDDANAPUDI (2005), YEDDANAPUDI et al. (2008) e MORADKHANI et al. (2015) consideraram as penalidades no gerenciamento da manutenção. Esta restrição pode ter sido causada pelo alto custo computacional associado com a estimação das penalidades. A estimação das penalidades requer a distribuição dos índices de confiabilidade (FEC ou DEC). Estas distribuições de probabilidade só podem ser geradas de forma precisa via o método de SMC. Contudo, o método de SMC é um algoritmo da classe CIS ("*Computational Intensive Statistics*"). Desta forma, a combinação do método

de SMC com algoritmos de otimização aumenta a complexidade da solução do problema de gerenciamento da manutenção do ponto de vista computacional.

Finalmente, outro ponto que não foi abordado pelos artigos foi a inclusão de restrição de rede no modelo de ACP usado para estimar os índices de confiabilidade no gerenciamento da manutenção. Ou seja, quando o sistema sofre uma falta deve-se analisar se as transferências de carga, realizadas para restaurar consumidores via chaves normalmente abertas, causam violações dos seguintes limites operacionais: (i) faixas de tensão admissíveis; (ii) corrente máxima nas seções dos alimentadores; (iii) potência nominal dos transformadores. A ausência desta análise pode resultar na superestimação dos índices de confiabilidade, pois sempre será suposto que se poderá realizar a transferência de carga para outro ponto de fornecimento. A omissão das restrições de carregamento em modelos de ACP se deve a dois fatores: (i) complexidade devido a necessidade de realizar um cálculo de fluxo de potência para cada cenário de falha que envolve transferência de carga; (ii) aumento no custo computacional do modelo de ACP devido à realização do fluxo de potência para identificar violações.

1.7. Motivação

O atual cenário do setor elétrico nacional foi marcado pela privatização de empresas estatais do setor, com isso as concessionárias de energia não podem mais contar com os subsídios do governo para tarifas e realização de investimentos. Outro fator de enorme impacto para as concessionárias são as metas para os índices de continuidade que afetam diretamente a receita da empresa devido o ressarcimento ao consumidor. As metas têm por objetivo estimular as concessionárias a alcançar padrões aceitáveis de qualidade e confiabilidade do fornecimento de energia.

A Figura 3 mostra as compensações pagas pela concessionária CEMIG-D no período de 2010 a 2018 devido as violações nas metas para os índices FIC, DIC, DMIC e DICRI (ANEEL, 2019).

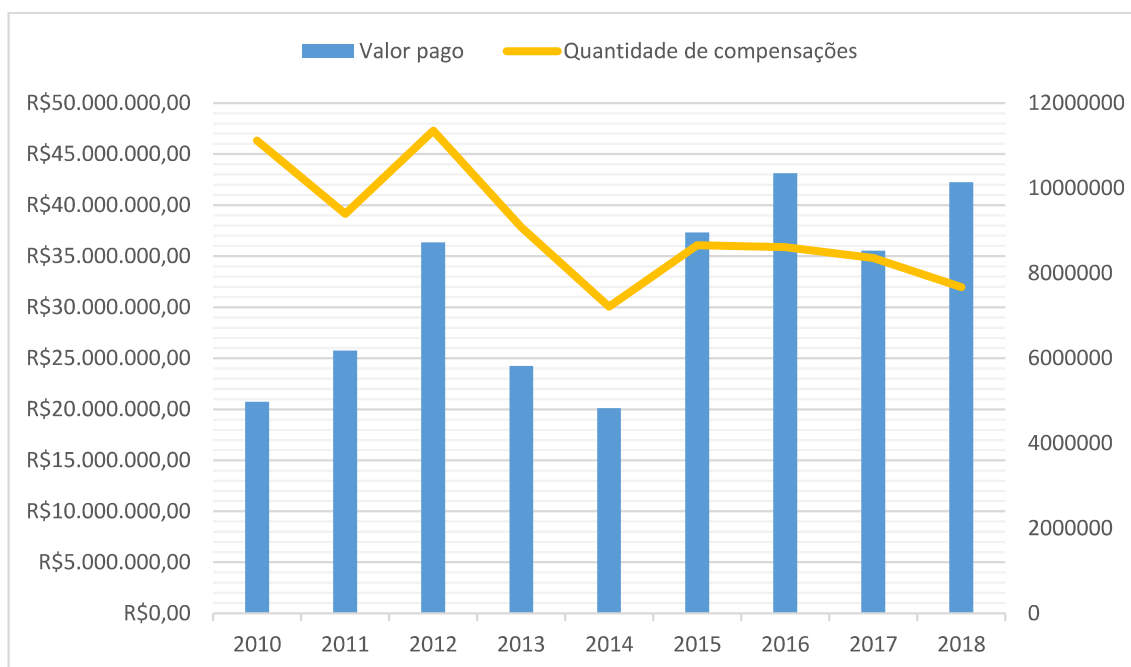


Figura 3 – Compensações de Continuidade – CEMIG-D
Fonte: Adaptado de Agência Nacional de Energia Elétrica (2019)

Observa-se que o valor pago de multa pela concessionária CEMIG-D está em torno dos 30 a 40 milhões de reais, o que demonstra a necessidade de estudos para implementar ferramentas que auxiliem a concessionária de energia no planejamento de estratégias de manutenção eficientes para a redução das multas.

A partir da Figura 4, observa-se que no cenário nacional as multas anuais pagas pelas concessionárias se somam em quase 500 milhões de reais, porém de 2015 até 2018 tem havido uma redução no valor da compensação.

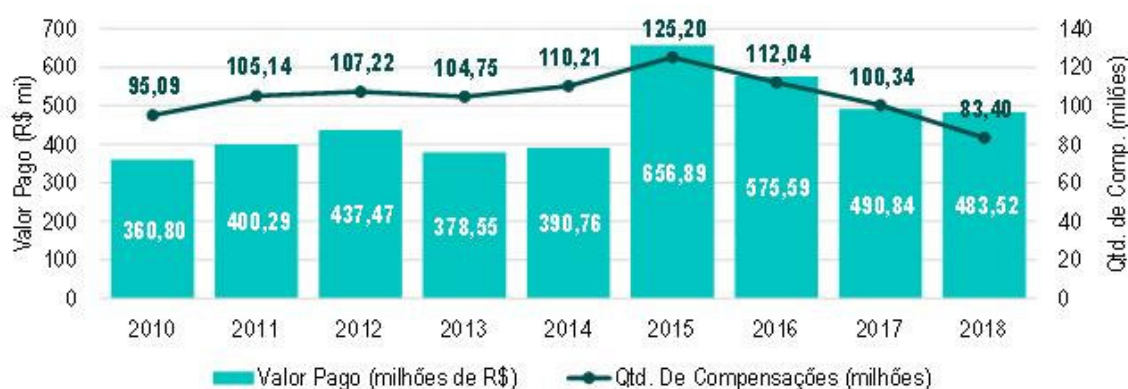


Figura 4 – Compensações de Continuidade - Concessionárias
Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2019)

Devido a estes fatores, surge a necessidade da realização de estudos que proporcionem ferramentas para as concessionárias de energia otimizarem processos e investimentos para reduzir as compensações (penalidades) pela transgressão de metas dos índices de continuidade. Um destes processos é o gerenciamento da manutenção associado com as podas de árvores. A importância deste processo é devido ao fato de que a maioria das redes de distribuição no território nacional são aéreas e, conseqüentemente, estão sujeitas a eventos de falha devido ao contato com a vegetação. Neste ponto deve-se salientar que a consideração do crescimento da vegetação em modelos de gerenciamento da vegetação só produzirá resultados eficazes se ela modelar de forma precisa e rigorosa os aspectos associados com a realidade operativa das redes de distribuição. Desta forma, de acordo com a revisão bibliográfica, o modelo de gerenciamento da vegetação centrado em confiabilidade deve considerar os seguintes aspectos:

- i) Múltiplos estados para incluir informações de inspeção e deterioração;
- ii) Restrições de rede durante a restauração para evitar superestimação dos índices de confiabilidade;
- iii) Penalidades pagas pelas concessionárias devido a transgressão de metas.

1.8. Objetivos

1.8.1. Objetivos gerais

O objetivo desta dissertação é a proposta de uma metodologia que otimize a frequência de manutenção da vegetação de redes de distribuição, considerando penalidades, estados de deterioração e restrições de rede, com o intuito de maximizar a confiabilidade da rede e minimizar os custos de manutenção.

Devido as características multicritério, combinatória, não-linear e estocástica do problema de gerenciamento da vegetação centrado em confiabilidade, utiliza-se uma otimização meta-heurística denominada PSO

(“*Particle Swarm Optimization*”) para determinar a frequência de manutenção para cada seção do sistema.

1.8.2. Objetivos específicos

Os objetivos específicos desta dissertação são:

- i) Desenvolver um algoritmo de ACP para estimar os índices de confiabilidade;
- ii) Aplicar modelos Markovianos de tempo contínuo para modelagem do processo de degradação resultante do crescimento da vegetação;
- iii) Integrar a solução transitória dos modelos Markovianos do crescimento da vegetação com modelos de ACP para incorporar variações temporais nos índices FEC, DEC e penalidades;
- iv) Inserir algoritmos de fluxo de potência em modelos de ACP para estimar índices de confiabilidade com restrições de rede;
- v) Desenvolver algoritmos de otimização meta-heurística para realizar a alocação de recursos de manutenção orientada a multas;
- vi) Reduzir o custo computacional da SMC na estimação de multas e riscos de violações de metas dos índices de confiabilidade através da utilização de modelos substitutos (“*Surrogate Model*”).

1.9. Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está dividida em oito capítulos que são descritos resumidamente a seguir:

Capítulo 1: descreve de forma introdutória os conceitos que envolvem o tema da dissertação. São abordados conceitos sobre sistema de distribuição e seus aspectos estruturais, assim como, conceitos que envolvem índices de confiabilidade em redes de distribuição e manutenção em redes de distribuição. É apresentada uma revisão bibliográfica que aborda a evolução do estudo da manutenção centrada em confiabilidade, os objetivos e a motivação para a realização desta dissertação.

Capítulo 2: este capítulo aborda conceitos sobre a estrutura de navegação da rede de distribuição através da estrutura pais/filhos. É apresentado o método da soma de correntes usado no cálculo de fluxo de potência para identificar

violações de restrições de rede em cenários de falha com restauração via transferência de carga.

Capítulo 3: apresenta a cadeia de Markov de tempo discreto, contínuo; as técnicas de agregação de estados e métodos de solução transitória, como o método da multiplicação de matrizes.

Capítulo 4: apresenta diversas técnicas probabilísticas utilizadas na estimação de índices de confiabilidade: MAEE, SMC e os métodos híbridos baseados em modelos substitutos (métodos baseados nas distribuições de Pearson e Lognormal).

Capítulo 4: introduz o modelo de estimação da recompensa/penalidade utilizado para obter o valor da compensação que a concessionária de distribuição de energia terá que pagar.

Capítulo 5: apresenta o modelo proposto para o gerenciamento ótimo da vegetação centrado em confiabilidade. Descreve o modelo utilizado para o gerenciamento de podas de árvores e como é realizado a estimação dos índices de confiabilidade via MAEE, SMC e métodos híbridos.

Capítulo 6: este capítulo apresenta as técnicas de otimização do gerenciamento das atividades associadas com as podas de árvores, comparando a formulação convencional com a formulação proposta nesta dissertação. Descreve a formulação do algoritmo do PSO discreto, da fronteira Pareto e do método utilizado como critério de decisão, para encontrar a melhor solução dentre o conjunto de soluções não-dominadas, denominado de MaxMin.

Capítulo 7: apresenta os resultados obtidos pela implementação do algoritmo de gerenciamento ótimo da vegetação centrado em confiabilidade. Os resultados se baseiam na definição de casos de estudo que visam demonstrar a importância da inclusão da restrição de rede e da minimização da multa paga pela concessionária ao invés da minimização do valor esperado do índice DEC.

Capítulo 8: este capítulo apresenta a conclusão desta dissertação com os principais resultados obtidos e sugestões para trabalhos futuros.

2. FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

2.1. Introdução

O cálculo de fluxo de potência é uma das ferramentas mais usadas no planejamento da expansão e da operação de sistemas elétricos de potência, pois ele fornece as tensões nodais para perfis de carga e geração especificados. Estas tensões nodais são usadas para se obter diversas grandezas de interesse, por exemplo: as perdas, carregamento dos circuitos, intercâmbios de fluxo de potência entre áreas do sistema e geração de potência reativa em barras de tensão controlada.

O interesse pelo cálculo de fluxo de potência em modelos de ACP é devido a possibilidade de identificar se uma transferência de carga via chaves normalmente abertas vai causar sobrecargas nos circuitos e/ou subtensões nos nós, isto é, violações das restrições de rede. A ocorrência destas violações pode resultar em interrupções adicionais nos pontos de carga devido a:

- i) Operação inadvertida de proteções devido a sobrecargas que são maiores do que as correntes de acionamento (“pick-up”).
- ii) Desligamento intempestivo de cargas devido aos seus dispositivos de proteção contra subtensão e/ou a própria sensibilidade das cargas com relação a subtensões.

Desta forma, é importante incluir restrições de rede em modelos de ACP para evitar uma subestimação dos índices de confiabilidade e a perda (cancelamento) dos benefícios de projetos de reforço (manutenção, alocação de chaves/proteções, conversão aérea/subterrânea, etc.) devido às restrições de rede em sistema com capacidade de carregamento superada. COELHO et al. (2006) modelaram restrições de rede na estimação de índices de confiabilidade em redes de distribuição. Todavia, o estudo realizado nesta referência não considerou os seguintes aspectos:

- i) Modelagem das restrições de rede no método de SMC, pois as restrições foram consideradas somente no método analítico em (COELHO et al., 2006).

- ii) Impacto das restrições de rede nas penalidades.
- iii) Otimização do gerenciamento da vegetação considerando-se os efeitos das restrições de rede nos índices de confiabilidade.

Nesta dissertação o gerenciamento ótimo da vegetação será realizado considerando-se restrições de rede para tornar mais realista e preciso o efeito das frequências de podas de árvores sobre os índices de confiabilidade (penalidades e DEC). As próximas subseções apresentarão os seguintes tópicos associados com fluxo de potência em redes de distribuição radiais:

- i) Aplicação da teoria de grafos as redes de distribuição radiais;
- ii) Estrutura de navegação de redes de distribuição radiais;
- iii) Fluxo de potência para redes de distribuição radiais (Método de Soma de Correntes);
- iv) Testes de validação do algoritmo de fluxo de potência implementado nesta dissertação em sistema de uso comum na literatura técnica.

2.2. Estrutura de Navegação da Rede de Distribuição

As redes de distribuição possuem uma geometria padrão que pode ser representada por um grafo. Os grafos são um conjunto de nós (vértices) e linhas que os conectam (ramos). Um caso particular de grafo são as árvores, pois não possuem caminhos fechados (malhas) e nós isolados da rede.

A rede de distribuição radial tem o formato de uma árvore. Com essa premissa pode-se determinar todos os pais, os filhos e as camadas de cada ramo da rede. O processo de identificação de paternidade, das camadas e sentido do fluxo em cada ramo define a estrutura de navegação da rede de distribuição. Esta estrutura permite programar rotinas computacionais para realizar cálculos de fluxo de potência e de ACP. Esta estrutura de navegação é descrita na seção a seguir.

Uma árvore é formada por um nó inicial denominado de nó raiz, o ramo conectado a esse nó recebe o nome de ramo raiz ou fonte. No ramo raiz o sentido

do fluxo é conhecido a priori e a partir dele é possível descobrir todos os sentidos dos fluxos para cada ramo da árvore.

Os componentes da árvore podem ser classificados por paternidade, ou seja, o componente que está imediatamente à jusante de um determinado componente é denominado de Filho. O componente imediatamente à montante de um determinado componente é denominado de Pai. O ramo raiz é o único que não possui Pai, pois a árvore se inicia a partir dele. Já os ramos que não possuem Filhos são denominados de ramos folhas.

Para formar a estrutura de navegação em redes de distribuição é necessário primeiramente ordenar todos os elementos da rede de forma sequencial, realizar a busca de todos os Pais/Filhos e com isso será possível determinar o sentido do fluxo para cada ramo. O ramo raiz em redes de distribuição está associado ao ponto de alimentação da rede, ou seja, uma subestação.

As árvores apresentam importância especial, para a análise de sistemas de distribuição de energia elétrica, dentre todas as possíveis configurações de grafos. Estas estruturas são caracterizadas por serem acíclicas e conexas (LEITE, 2014). Na Figura 5 tem-se a representação de uma rede com topologia radial. Esta rede possui os nós $V = \{1, 2, 3, 4, 5, 6, 7\}$ e os ramos $E = \{\underline{1}, \underline{2}, \underline{3}, \underline{4}, \underline{5}, \underline{6}\}$. Uma característica importante das árvores é que o número de nós é igual ao número de ramos mais um, conforme a equação abaixo:

$$N_{nós} = N_{ramos} + 1 \quad (2.1)$$

Onde:

$N_{nós}$ é o número de nós

N_{ramos} é o número de ramos.

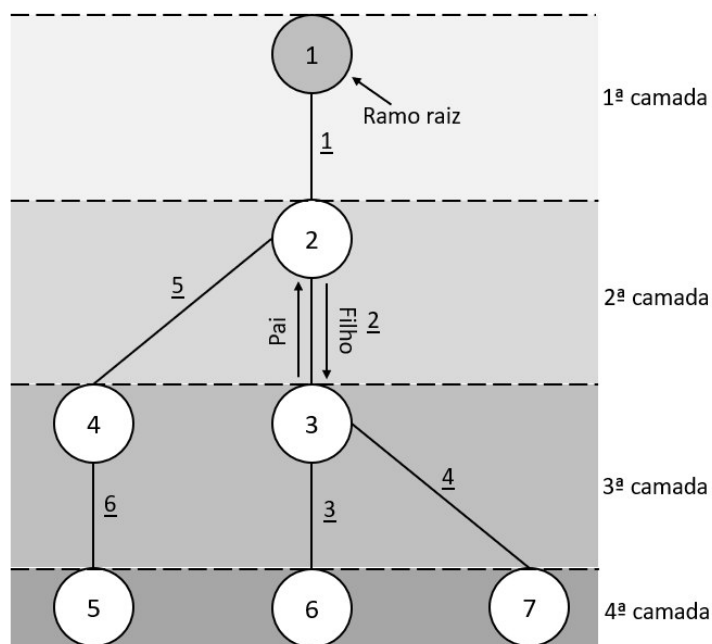


Figura 5 – Representação de uma árvore

Os algoritmos de navegação em árvore são fundamentais para a modelagem da confiabilidade do sistema de distribuição. Os dois principais requisitos de navegação para sistemas radiais são as buscas à montante e à jusante (“upstream search” and “downstream search”, respectivamente). As pesquisas à jusante se iniciam de um componente e seguem para a fonte de energia. Estas buscas são úteis para identificar fontes de energia, identificar dispositivos de proteção, identificar pontos de isolamento de falhas e executar várias outras funções. As pesquisas à jusante iniciam a partir de um componente e se afastam da fonte de energia. Eles são úteis para identificar clientes afetados por uma falha, identificar opções para restauração de clientes e várias outras tarefas (BROWN, 2009).

A pesquisa à montante se inicia de um componente da rede e rastreia os pais subsequentes até que os critérios de parada (exemplo: a proteção mais próxima entre o componente e a fonte) sejam atendidos ou uma fonte (ramo raiz) seja encontrada. O Algoritmo conceitual pode ser representado pelas seguintes etapas (BROWN, 2009):

- i) Limpar os sinalizadores de todos os componentes;
- ii) Começar em um dado componente C;
- iii) Sinaliza o componente C;

- iv) Se o critério de parada for satisfeito, ir para passo (vi);
- v) Se C tiver um pai, fazer C igual ao seu pai e ir para o passo (iii);
- vi) Fim.

A pesquisa à jusante se inicia de um componente e rastreia conjuntos subsequentes de filhos até que pontos normalmente abertos sejam encontrados, não sejam encontrados mais filhos ou os critérios de parada sejam atendidos. O algoritmo conceitual da pesquisa à jusante utiliza a função *Depth_First_Search*. Esta função é responsável por realizar uma busca em profundidade, onde segue os filhos subsequentes até o final de um caminho radial e recursivamente inicia novas pesquisas de profundidade para todos os filhos que foram ignorados nas iterações anteriores. O Algoritmo conceitual para a pesquisa à jusante pode ser representado pelas seguintes etapas (BROWN, 2009):

- i) Limpar os sinalizadores de todos os componentes;
- ii) Selecionar o componente inicial, S;
- iii) Chamar a função *Depth_First_Search(S)*;
- iv) Fim.
 - a. Função *Depth_First_Search(P)*;
 - b. Sinalizar o pai do componente P;
 - c. Para cada filho C de P, Chamar a função *Depth_First_Search(C)*.

2.3. Método da Soma de Correntes

O cálculo de fluxo de potência é de extrema importância nos estudos de planejamento e operação dos sistemas elétricos de potência. A modelagem do sistema é estática, sendo a rede representada por um conjunto de equações e inequações algébricas.

As equações básicas de fluxo de potência são obtidas impondo-se a primeira lei de Kirchhoff, no tocante à conservação das potências ativa e reativa em cada barra da rede, isto é, a potência líquida injetada em uma barra deve ser igual à soma das potências que fluem pelos componentes conectados a esta barra. A segunda lei de Kirchhoff é utilizada para expressar os fluxos de potência nos ramos como função das suas tensões terminais. (GÓMEZ, 2015).

Associadas a cada barra existem quatro grandezas que devem ser medidas: potência ativa injetada na barra, potência reativa injetada na barra, módulo da tensão e o ângulo de fase.

As barras podem ser classificadas basicamente em três tipos:

- i) $V\theta$: Barras em que as tensões e ângulos são conhecidos;
- ii) PQ : Barras em que a potência ativa e a potência reativa são conhecidas;
- iii) PV : Barras em que a potência ativa e tensão são conhecidas.

Aplicando a Lei de Kirchhoff no sistema elétrico se obtém as seguintes equações:

$$P_k = G_{kk}V_k + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (2.2)$$

$$Q_k = -B_{kk}V_k^2 + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (2.3)$$

Onde:

P_k e Q_k são as potências ativas e reativas injetadas na barra respectivamente

V_k e V_m são as tensões na barra k e m respectivamente.

G_{kk} é o somatório de todas as condutâncias conectadas a barra k .

B_{kk} é o somatório de todas as susceptâncias conectadas a barra k .

G_{km} e B_{km} são as condutâncias e susceptâncias conectadas a barra k e m respectivamente.

θ_{km} é o ângulo de fase entre as barras k e m .

Devido a não linearidade do problema de fluxo de carga para encontrar a sua solução é necessário à utilização de métodos iterativos para extrair as potências ativas, potências reativas, tensões e ângulo de fase de cada barra. Um método computacional muito utilizado é o *Newton-Raphson*.

Os métodos numéricos utilizados para a solução do problema de fluxo de potência são os métodos iterativos baseados na matriz Y como os métodos de Gauss, *Gauss-Seidel*, *Glim_Stagg*, *Ward-Hale* dentre outros.

Os métodos numéricos utilizados para a solução do problema de fluxo de potência são os métodos iterativos fundamentados no método do Ponto Fixo (com base nas matrizes Y_{bus}/Z_{bus} e na varredura progressiva/regressiva de redes radiais) e no método de Newton-Raphson e suas versões desacopladas.

O método da soma de corrente (MSC) é uma versão do método do ponto fixo baseado na varredura progressiva/regressiva de redes radiais. Este método é robusto e eficiente na solução de problemas em redes radiais ou fracamente malhadas que possuem milhares de nós e ramos (SHIRMOHAMMADI; HONG; SEMLYEN,1988).

Para a solução do problema de fluxo de potência o MSC é dividido em três partes:

- i) Calcular as correntes nodais utilizando a potência de cada barra e a sua respectiva tensão obtida pelo método. Na primeira iteração geralmente utiliza-se o perfil plano (“flat-start”) como tensão inicial (de partida);
- ii) Utilizar uma varredura regressiva dos nós que se encontram na última camada da rede até o nó raiz, fazendo a soma da corrente de barra com a barra jusante para se obter as correntes totais a jusante dos nós;
- iii) Após determinar a corrente total a jusante de cada nó, deve-se calcular a queda de tensão na rede fazendo uma varredura progressiva (do nó raiz ao nó na última camada).

O algoritmo conceitual para MSC é dado por (SHIRMOHAMMADI; HONG; SEMLYEN,1988; VIEIRA, 2012):

- i) Inicializa o contador de iterações (k) e as tensões nodais:

$$k = 0$$

$$V_i^{(k)} = 1\angle 0^\circ \text{ e } V_i^{last} = V_i^{(k)}, \text{ para } i = 1, 2, \dots, N_b$$

Onde:

N_b é número de nós da rede elétrica;

V_i^{last} é a última estimativa da tensão da barra i .

ii) Calcule as correntes à jusante dos nós utilizando a varredura regressiva:

a. Calcule as componentes locais das correntes à jusante de acordo com a equação (2.4):

$$I_i^{(k)} = \left(\frac{S_i}{V_i^{(k)}} \right)^* \text{ para } i = 1, 2, \dots, N_b \quad (2.4)$$

Onde:

$I_i^{(k)}$ é a corrente à jusante da barra i na iteração k .

b. Repita os passos (c) e (d) para $j = N_R, \dots, 2, 1$. Onde, N_R é o número de ramos da rede elétrica.

c. Obtenha os nós inicial (p) e final (q) do ramo j da lista ordenada.

d. Adicione a contribuição do ramo j para a corrente à jusante do nó (p) de acordo com a equação (2.5):

$$I_p^{(k)} = I_p^{(k)} + I_q^{(k)} \quad (2.5)$$

iii) Calcule as tensões nodais utilizando a varredura progressiva:

a. Repita os passos (b) e (c) para $j = 1, 2, \dots, N_R$;

b. Obtenha os nós inicial (p) e final (q) do ramo j da lista ordenada;

c. Calcule a tensão no nó final do ramo (q) usando (2.6):

$$V_q^{(k)} = V_p^{(k)} - Z_j I_q^{(k)} \quad (2.6)$$

Onde:

Z_j é a impedância série do ramo j .

$V_p^{(k)}$ e $V_q^{(k)}$ são as tensões nodais nos nós (p) e (q) , respectivamente, para a iteração k .

iv) Teste de convergência:

Obtenha o desvio máximo no módulo das tensões nodais entre iterações consecutivas de acordo com a equação (2.7).

$$\Delta V^{max} = \max \left\{ \text{abs} \left(|V_i^{(k)}| - |V_i^{last}| \right) \right\}, \text{ para } i = 1, \dots, N_b. \quad (2.7)$$

Se ΔV^{max} é menor do que a tolerância especificada, então o método de MSC convergiu. Caso contrário, prossiga para o passo (v).

v) Atualize o contador de iterações $k = k + 1$;

vi) Teste de não-convergência.

Caso k seja maior do que o número máximo de iterações, então o algoritmo é finalizado. Caso contrário, prossiga para o passo (vii);

vii) Armazene a última estimativa das tensões nodais de acordo com a equação (2.8) e retorne para o passo (ii).

$$V_i^{last} = V_i^{(k)}, \text{ para } i = 1, 2, \dots, N_b \quad (2.8)$$

Para demonstrar a eficiência do método de MSC realizou-se um comparativo com o método de Newton_Raphson (MONTICELLI, 1983). Utilizou-se um sistema teste conhecido como IEEE 33 barras, desenvolvido por Baran e Wu (1989). Escolheu-se esse sistema devido a sua vasta utilização em estudos de fluxo de potência e por ser amplamente difundido na literatura técnica. A Figura 6 ilustra o diagrama unifilar do sistema teste utilizado.

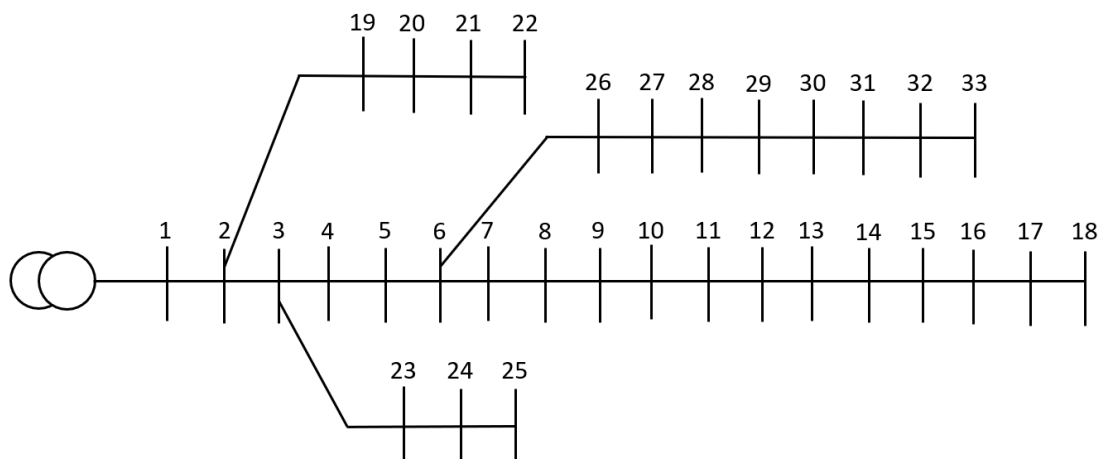


Figura 6 – Diagrama sistema IEEE 33 barras

A Tabela 1 mostra os resultados obtidos para ambos os métodos. Observa-se que eles apresentaram a mesma resposta, porém o método de Newton-Raphson apresenta um maior custo computacional. O seu tempo computacional foi de 0,0716 segundos, enquanto que o método de MSC apresentou um tempo de 0,0389 segundos. Isso ocorre devido a necessidade de realizar inversões de matrizes e a montagem do jacobiano. Devido a esses fatores se escolheu o método de MSC para determinar o fluxo de potência da rede. Os dados da plataforma computacional utilizada para a realização dos testes são definidos no Capítulo 7.

Tabela 1 – Método comparativo de Newton-Raphson e MSC

Barra	Newton-Raphson		MSC		Barra	Newton_Raphson		MSC	
	Tensão (pu)	Ângulo (°)	Tensão (pu)	Ângulo (°)		Tensão (pu)	Ângulo (°)	Tensão (pu)	Ângulo (°)
1	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	18	0.8815	-0.6952	0.8815	-0.6952
2	0.9960	0.0198	0.9960	0.0198	19	0.9953	0.0054	0.9953	0.0054
3	0.9769	0.1316	0.9769	0.1316	20	0.9905	-0.0836	0.9905	-0.0836
4	0.9667	0.2220	0.9667	0.2220	21	0.9896	-0.1094	0.9896	-0.1094
5	0.9566	0.3145	0.9566	0.3145	22	0.9888	-0.1365	0.9888	-0.1365
6	0.9315	0.1850	0.9315	0.1850	23	0.9721	0.0901	0.9721	0.0901
7	0.9267	-0.1347	0.9267	-0.1347	24	0.9632	-0.0295	0.9632	-0.0295
8	0.9201	-0.0839	0.9201	-0.0839	25	0.9587	-0.0886	0.9587	-0.0886
9	0.9116	-0.1854	0.9116	-0.1854	26	0.9289	0.2397	0.9289	0.2397
10	0.9036	-0.2727	0.9036	-0.2727	27	0.9254	0.3177	0.9254	0.3177
11	0.9024	-0.2624	0.9024	-0.2624	28	0.9097	0.4326	0.9097	0.4326
12	0.9004	-0.2461	0.9004	-0.2461	29	0.8985	0.5415	0.8985	0.5415
13	0.8920	-0.3744	0.8920	-0.3744	30	0.8936	0.6898	0.8936	0.6898
14	0.8889	-0.4856	0.8889	-0.4856	31	0.8879	0.5706	0.8879	0.5706
15	0.8869	-0.5389	0.8869	-0.5389	32	0.8866	0.5379	0.8866	0.5379
16	0.8851	-0.5719	0.8851	-0.5719	33	0.8863	0.5270	0.8863	0.5270
17	0.8823	-0.6816	0.8823	-0.6815					

3. TEORIA SOBRE MODELOS DE MARKOV

O modelo de Markov é largamente utilizado para representar processos estocásticos estacionários e sem memória, ou seja, tendo as probabilidades de transição entre estados constantes e não variantes no tempo (BROWN, 2009). O processo estocástico é dito sem memória quando apenas o estado atual é tido como função para determinar o estado futuro do sistema.

No modelo de Markov o espaço e tempo podem ser discretos ou contínuos, porém o espaço costuma ser representado por uma função discreta em estudos de confiabilidade, pois os estados nos quais os componentes residem são discretos e identificáveis (BILLINTON; ALLAN, 1992).

A variação do tempo pode ser do tipo discreta, que possui probabilidades de estados definidas e as transições entre estados ocorrem através de intervalos discretos de tempo; ou, contínua, que possui taxas de transição entre estados que proporcionam uma transição contínua entre os estados do modelo de Markov. O modelo de Markov de tempo discreto é também conhecido por cadeia de Markov, enquanto o modelo para tempo contínuo é chamado de processo de Markov (BROWN, 2009).

3.1. Cadeias de Markov Discretas

As cadeias de Markov discretas apresentam como principal característica o sistema estacionário e as transições entre estados de forma discreta.

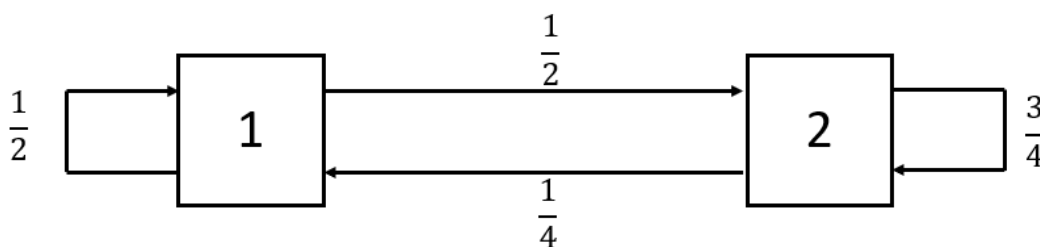


Figura 7 – Cadeia discreta de Markov
Fonte: Adaptado Billinton e Allan (1992)

Dada a Figura 7 a probabilidade de o sistema permanecer no estado 1 e de mudar para o estado 2 é de $1/2$. A probabilidade de o sistema estar no estado 2 e permanecer nele é de $3/4$. A probabilidade de o sistema mudar do estado 2 para o estado 1 é de $1/4$. Portanto, a soma das probabilidades de transição de cada estado é igual a um.

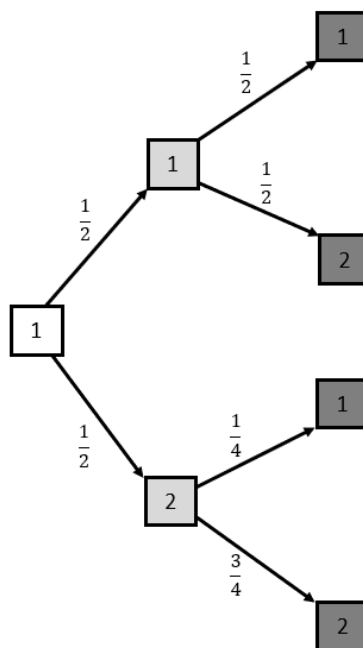


Figura 8 – Árvore de probabilidades do sistema com dois estados

A Figura 8 tem o diagrama de possibilidades do sistema da Figura 7, onde pode-se observar as transições entre os estados do sistema a cada intervalo de tempo. Estas probabilidades de transição podem ser expressas pela equação (3.1) abaixo:

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} \\ P_{21} & P_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1/2 & 1/2 \\ 1/4 & 3/4 \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Onde:

\mathbf{P} é a matriz de probabilidades de transição.

P_{ij} é a probabilidade de o sistema estar no estado i e transitar para o estado j .

3.2. Processos de Markov de Tempo Contínuo

O processo de Markov é caracterizado por taxas de transição constantes e são descritas pelas distribuições de Poisson ou Exponencial. Caso o estado do sistema seja caracterizado por outro tipo de distribuição (sistemas não exponenciais) então o sistema é considerado como não markoviano, sendo assim necessário a aplicação de outras técnicas para solução do problema.

As funções de densidade de probabilidade para os estados “operando” e “falhado” são descritas por funções exponenciais (negativas), que indica que com o passar do tempo a probabilidade de o componente permanecer no mesmo estado vai decrescendo. As equações (3.2) e (3.3) representam respectivamente, os estados “operando” e “falhado”.

$$f_0(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (3.2)$$

$$f_1(t) = \mu e^{-\mu t} \quad (3.3)$$

Os parâmetros λ e μ referem-se as taxas de transição entre os estados. A taxa de falha λ é definida pela equação (3.4) e a taxa de reparo μ pela equação (3.5).

$$\lambda = \frac{\text{número de falhas de um componente em um dado período}}{\text{período total em que o componente esteve operando}} \quad (3.4)$$

$$\mu = \frac{\text{número de reparos de um componente em um dado período}}{\text{período total em que o componente esteve sendo reparado}} \quad (3.5)$$

Na Figura 9 observa-se o diagrama do modelo de Markov para um componente, onde o Estado 1 e o Estado 2 representam a operação normal e o reparo, respectivamente do componente.

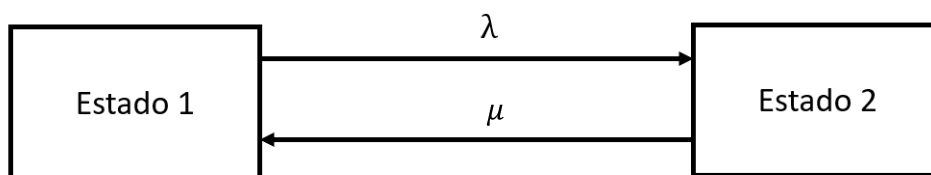


Figura 9 – Diagrama de Markov para um componente
Fonte: Adaptado Billinton e Allan (1992).

3.2.1. Agregação de estados

Observa-se da Figura 9 que os componentes de um sistema de distribuição irão estar sempre transitando entre os estados 1 e 2. A Figura 10 ilustra como seria o comportamento de um componente ao longo do tempo.

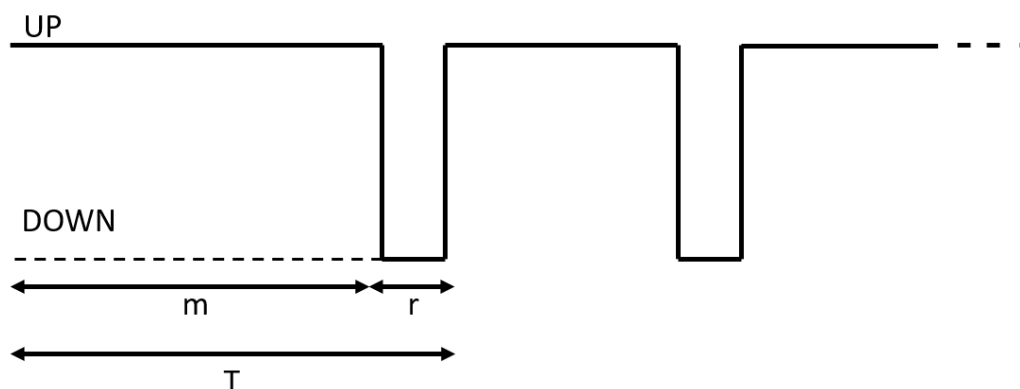


Figura 10 – Diagrama de transição entre estados
Fonte: Adaptado Billinton e Allan (1992).

O T da Figura 10 é a soma do “*mean time to failure*” – MTTF com o “*mean time to repair*” – MTTR e pode ser denominado de “*mean time between failures*” – MTBF. O MTTF representa o tempo médio que um componente passa entre o momento que ele começa a operar até a sua falha. O MTTR representa o tempo médio que se necessita para reparar um componente após a sua falha. A taxa de falha se relaciona com o MTTF pela expressão (3.6) e a taxa de reparo pode ser expressa pelo MTTR através de (3.7).

$$m = MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (3.6)$$

$$r = MTTR = \frac{1}{\mu} \quad (3.7)$$

A equação (3.8) representa matematicamente o MTBF:

$$T = MTBF = \frac{1}{f} \quad (3.8)$$

Onde:

λ é a taxa de falha do componente.

μ é a taxa de reparo do componente.

m é o tempo médio de operação do componente.

r é o tempo médio de reparo do componente.

f é a frequência de se encontrar o sistema em um dado estado.

Em muitos casos os estados do processo de Markov possuem o mesmo impacto no sistema e com isso pode-se realizar a agregação destes estados. O processo de agregação de estados consiste em realizar o balanço de frequência f entre os estados agregados. Esse procedimento consiste em adicionar as frequências dos estados que se deseja agregar e retirar os valores mútuos entre cada estado de agregação.

A Figura 11 ilustra um processo de Markov que apresenta 4 estágios, onde o diagrama de estados é composto por um sistema com dois componentes. A configuração em que estes componentes se encontram está diretamente relacionado com quais estados podem ser acumulados. Caso os dois componentes estejam em série, a falha de um dos componentes (estado Down) já deixa o sistema no estado falhado. Considerando os dois componentes em paralelo, somente quando os dois estiverem no estado de falha é que o sistema irá falhar.

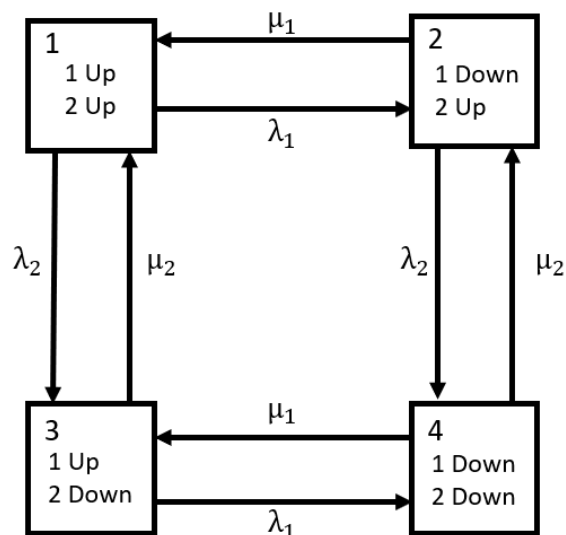


Figura 11 – Diagrama do processo de Markov com quatro estados
Fonte: Adaptado Billinton e Allan (1992).

3.2.1.1. Agregação de sistemas série

Em um sistema serie apenas a ocorrência da falha de um componente pode causar a falha de todo o sistema. A Figura 12 indica os estados que possuem o mesmo impacto no sistema (Up ou Down) considerando dois componentes configurados em série.

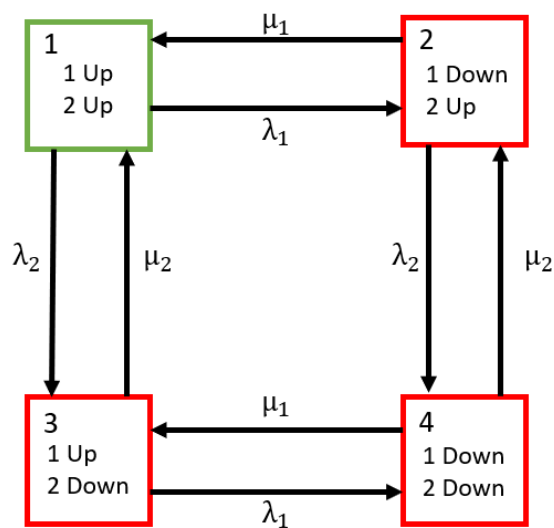


Figura 12 – Diagrama de Markov sistema série

O balanço de frequência é feito como segue:

$$f_{eq,up} = f_1 = p_1 (\lambda_1 + \lambda_2) \quad (3.9)$$

$$f_{eq,down} = f_2 + f_3 + f_4 - (\text{frequência mútua entre os estados})$$

$$f_{eq,down} = p_2 (\mu_1 + \lambda_2) + p_3 (\lambda_1 + \mu_2) + p_4 (\mu_1 + \mu_2) - p_3 \lambda_1 - p_4 \mu_1 - p_2 \lambda_2 - p_4 \mu_2 \quad (3.10)$$

Eliminando os termos semelhantes em (3.10), tem-se:

$$f_{eq,down} = p_2 \mu_1 + p_3 \mu_2 \quad (3.11)$$

Onde:

$f_{eq,up}$ é a frequência equivalente do estado operando (UP) do sistema.

$f_{eq,down}$ é a frequência equivalente do estado falhado (DOWN) do sistema.

p_i é a probabilidade do estado i .

μ_i é a taxa de reparo do estado i .

λ_i é a taxa de falha do estado i .

No estado 1 o sistema está sem falha, enquanto nos estados 2, 3 e 4 o sistema estará no estado de falha. O sistema com agregação dos estados de falha e de reparo é mostrado na Figura 13.

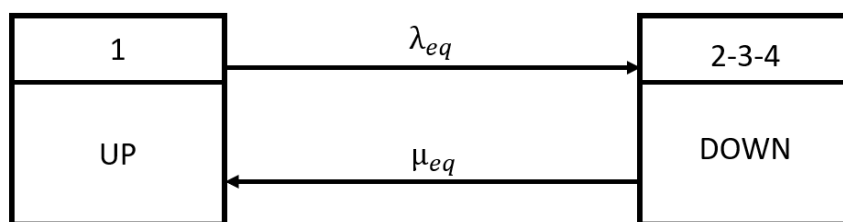


Figura 13 – Agregação de estados do sistema série

A taxa de falha e reparo equivalentes do sistema com estados agregados são determinadas pelas equações (3.12) e (3.13):

$$\lambda_{eq} = \frac{f_{eq,up}}{p_{eq,up}} \quad (3.12)$$

$$\mu_{eq} = \frac{f_{eq,down}}{p_{eq,down}} \quad (3.13)$$

Onde:

$p_{eq,up}$ é a soma das probabilidades de cada estado pertencente ao estado UP do sistema.

$p_{eq,down}$ é a soma das probabilidades de cada estado pertencente ao estado DOWN do sistema.

De acordo com as equações (3.12) e (3.13) a taxa de falha e reparo equivalentes são:

$$\lambda_{eq} = \frac{f_1}{p_1} = \frac{p_1(\lambda_1 + \lambda_2)}{p_1} = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (3.14)$$

$$\mu_{eq} = \frac{p_2\mu_1 + p_3\mu_2}{p_2 + p_3 + p_4} \quad (3.15)$$

3.2.1.2. Agregação de sistemas paralelo

A Figura 14 ilustra os estados que apresentam o mesmo impacto em um sistema com os componentes na configuração paralela.

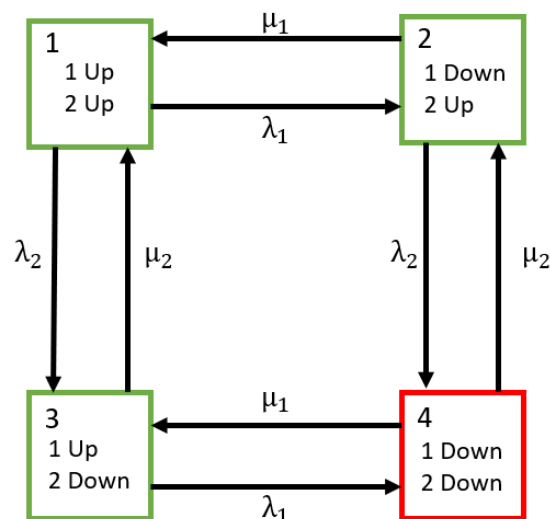


Figura 14 - Diagrama de Markov sistema paralelo

Com os dois componentes em paralelo o número de estados associados com o estado de operação aumenta, enquanto apenas o estado 4 produz a falha do sistema. Sendo assim a frequência equivalente dos estados agregados é:

$$f_{eq,up} = f_1 + f_2 + f_3 - (\text{frequência mútua entre os estados}) \quad (3.16)$$

$$f_{eq,up} = p_2\lambda_2 + p_3\lambda_1$$

$$f_{eq,down} = f_4 = p_4(\lambda_1 + \mu_2) \quad (3.17)$$

O sistema agregado resultante é ilustrado na Figura 15 abaixo:

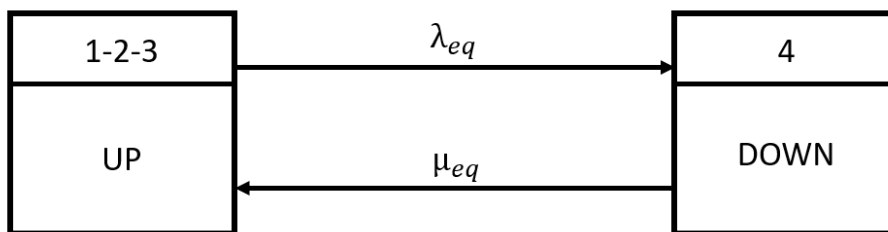


Figura 15 - Agregação de estados do sistema paralelo

De acordo com as equações (3.12) e (3.13) a taxa de falha e reparo equivalentes são:

$$\lambda_{eq} = \frac{p_2\lambda_2 + p_3\lambda_1}{p_1 + p_2 + p_3} \quad (3.18)$$

$$\mu_{eq} = \frac{f_4}{p_4} = \frac{p_4(\lambda_1 + \mu_2)}{p_4} = \lambda_1 + \mu_2 \quad (3.19)$$

Com a técnica de agregação de estados torna-se possível transformar um processo de Markov de vários estados em um de apenas dois estados. Com isso torna-se possível a implementação do modelo em algoritmos de estimação dos índices de confiabilidade.

3.2.1.3. Teoria geral de agregação de estados

As subseções anteriores mostram a teoria de agregação de estados para sistemas série e paralelo, que possuem somente dois componentes. Quando há a necessidade de realizar a agregação de estados em sistema com múltiplos estados deve-se utilizar a teoria geral de agregação de estados. O diagrama da Figura 16 ilustra a agregação de estados j para formar um único estado J .

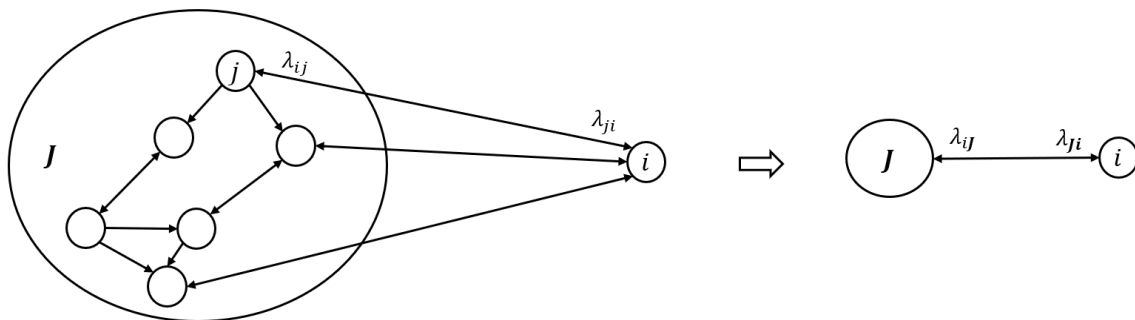


Figura 16 – Combinação de estados j para formar o estado agregado J

Fonte: Adaptado ENDRENYI (1978).

A probabilidade de J (p_J) é obtida adicionando-se todas as probabilidades (p_j) dos estados que formam o estado agregado J , conforme a equação (3.20) (ENDRENYI, 1978).

$$p_J = \sum_{j \in J} p_j \quad (3.20)$$

A frequência do estado agregado J é definida como o total de frequências que vão do estado j para o estado i saindo do estado agregado J , conforme a equação (3.21).

$$f_J = \sum_{i \notin J} \sum_{j \in J} f_{ji} = \sum_{i \notin J} \sum_{j \in J} p_j \lambda_{ji} = \sum_{j \in J} \left(p_j \sum_{i \notin J} \lambda_{ji} \right) \quad (3.21)$$

Para obter a solução do estado agregado J deve-se determinar as taxas de transição λ_{ij} e λ_{ji} apresentadas na Figura 16. Para isso, a frequência de transferência do estado i para o estado J (λ_{ij}) deve ser igual a frequência de

transferência do estado i para todos os estados j que fazem parte do estado agregado J . Além disso, ela deve ser igual a frequência de transição λ_{ji} . As equações (3.22) e (3.23) expressam essa relação entre a frequência dos estados.

$$\lambda_{ij} = \sum_{j \in J} \lambda_{ji} \quad (3.22)$$

$$\lambda_{ji} = \frac{\sum_{j \in J} p_j \lambda_{ji}}{\sum_{j \in J} p_j} \quad (3.23)$$

Se as condições para a agregação de estados expressas nas equações (3.22) e (3.23) forem satisfeitas, então pode-se assumir que λ_{ji} é o mesmo para todo j , sendo assim vale a equação (3.24).

$$\lambda_{ji} = \lambda_{ji}, \quad j \in J \quad (3.24)$$

Para se obter as taxas de transição entre dois estados agregados I e J , conforme ilustrado na Figura 17, deve-se garantir que os estados agregados não foram formados com sobreposição de estados do sistema original.

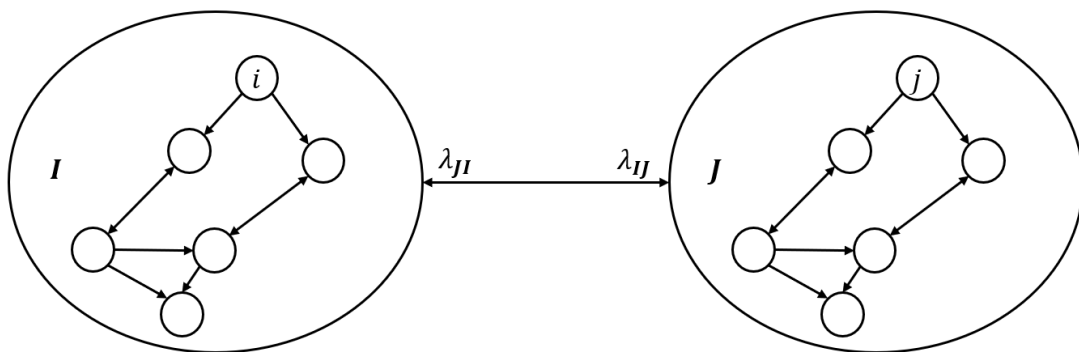


Figura 17 - Taxas de transição entre dois estados agregados
Fonte: Adaptado ENDRENYI (1978).

A partir das equações (3.22) e (3.23), tem-se que as taxas de transição, entre os estados aglomerados I e J , podem ser definidas pelas equações (3.25) e (3.26).

$$\lambda_{IJ} = \frac{\sum_{i \in I} p_i \sum_{j \in J} \lambda_{ij}}{\sum_{i \in I} p_i} \quad (3.25)$$

$$\lambda_{JI} = \frac{\sum_{j \in J} p_j \sum_{i \in I} \lambda_{ji}}{\sum_{j \in J} p_j} \quad (3.26)$$

Se as condições de agregação forem satisfeitas, então pode-se reduzir as expressões (3.25) e (3.26) para as equações (3.27) e (3.28).

$$\lambda_{IJ} = \sum_{j \in J} \lambda_{ji}, \quad i \in I \quad (3.27)$$

$$\lambda_{JI} = \sum_{i \in I} \lambda_{ij}, \quad j \in J \quad (3.28)$$

As taxas de transição dos estados agregados podem ser formuladas para a solução transitório do modelo Markoviano (no domínio do tempo). A equação (3.29) define essa dependência temporal (SINGH; BILLINTON, 1977).

$$\lambda_{JI}(t) = \frac{\sum_{i \in I} \sum_{j \in J} p_i(t) \lambda_{ij}}{\sum_{i \in I} p_i(t)} \quad (3.29)$$

O conceito de taxas de transição variantes do tempo entre os estados agregados foi utilizado nessa dissertação. Este conceito foi usado devido a necessidade de se obter um modelo markoviano transitório no qual as taxas de transição variem no tempo, possibilitando uma análise da evolução temporal dos índices de confiabilidade.

3.2.2. Agregação de estados e confiabilidade

A rede de distribuição é composta por milhares de componentes. Conseqüentemente, tem-se um sistema com múltiplos estados de grande porte.

Nestes casos, não é possível a aplicação direta de modelos Markovianos mesmo com o auxílio de programas computacionais. Uma alternativa para sistemas de grande porte é usar modelos Markovianos baseados em um conjunto de equações aproximadas (simplificadas). Estas equações podem então ser usadas como modelos de rede para fornecer resultados rápidos e suficientemente precisos. Nesta seção é mostrado como os princípios da teoria de agregação de estados são usados para simplificar o cálculo de índices de confiabilidade em redes de grande porte, tais como as redes de distribuição.

3.2.2.1. Sistemas série

A Figura 18 ilustra o caso de dois componentes ligados em série.

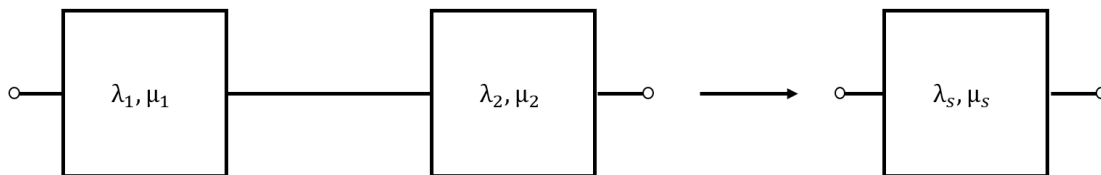


Figura 18 – Sistema série
Fonte: Adaptado Billinton e Allan (1992).

A probabilidade de os dois componentes estarem no estado UP é calculada pela equação (3.30):

$$p_{up} = \frac{\mu_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (3.30)$$

A probabilidade do componente resultante da configuração série estar no estado UP pode ser expressa por:

$$p_{up} = \frac{\mu_s}{\lambda_s + \mu_s} \quad (3.31)$$

Para que os dois sistemas sejam equivalentes as equações (3.30) e (3.31) devem ser idênticas. As equações que representam a taxa de falha e de reparo equivalente do sistema série é expressa pelas equações (3.32) e (3.33):

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (3.32)$$

$$r_s = \frac{1}{\mu_s} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_s} \quad (3.33)$$

O tempo de reparo r_s dos componentes costuma ser bem menor que o tempo de operação do componente. Com isso o MTBF do sistema acaba sendo quase idêntico ao MTTF (BILLINTON; ALLAN, 1992), sendo assim a indisponibilidade U do sistema série pode ser expressa por:

$$U_s = \lambda_s r_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \quad (3.34)$$

3.2.2.2. Sistemas paralelo

A Figura 19 considera um caso de dois componentes ligados em paralelo.

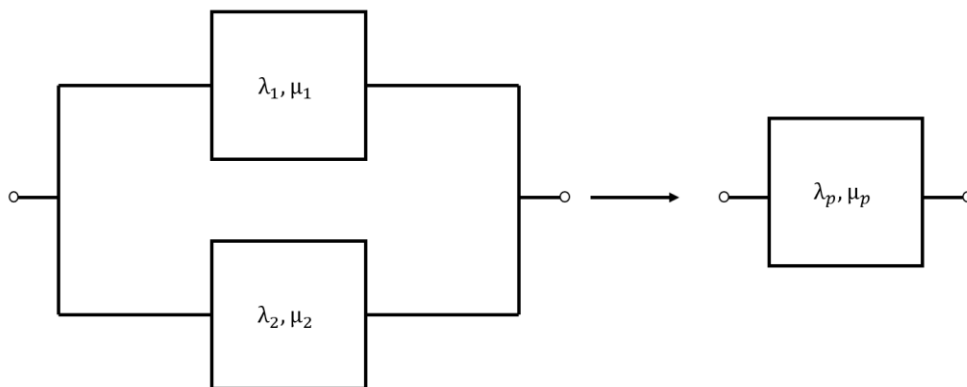


Figura 19 – Sistema paralelo.
Fonte: Adaptado Billinton e Allan (1992).

O estado paralelo equivalente dos estados 1 e 2 tem a taxa de falha, reparo e indisponibilidade equivalente expressas pelas equações (3.35), (3.36) e (3.37) respectivamente.

$$\lambda_p = \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (3.35)$$

$$r_p = \frac{1}{\mu_p} = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (3.36)$$

$$U_p = \lambda_p r_p = \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2 \quad (3.37)$$

Muitas das vezes o sistema não é composto apenas por componentes em série ou paralelo, então deve-se realizar o combinado destas técnicas para reduzir a rede, ou seja, aplicar a técnica de configuração série ou paralelo em pontos específicos da rede para assim reduzi-la a um modelo equivalente.

As redes de distribuição possuem topologia radial, isto é, a falha de qualquer componente causa a interrupção de todos os componentes a jusante do componente falhado. Desta forma, do ponto de vista da confiabilidade, a rede de distribuição está associada com um sistema conectado em série. Portanto, o cálculo dos índices de confiabilidade usados no gerenciamento da manutenção se baseará nas equações (3.32), (3.33) e (3.34).

3.3. Métodos de Solução Transitória

Os métodos de solução transitória podem ser categorizados como totalmente simbólico, semissimbólico ou numérico. A solução do tipo totalmente simbólica (ex.: Método da Transformada de Laplace) pode-se ser realizada para sistemas com processo de Markov altamente estruturado ou com processos de Markov com poucos estados. Na outra grande maioria dos casos deve-se utilizar o método de solução numérico (ex.: Método das Séries de Taylor). (TRIVEDI; BOBBIO, 2017).

Quando se trata de cadeias discretas de Markov a obtenção das probabilidades de transição entre os estados é relativamente simples, pois cada cadeia apresenta um intervalo de tempo igual, e a probabilidade de transição entre cada intervalo é igual. Todavia, os processos contínuos de Markov não apresentam tais características, pois o intervalo de tempo não faz parte do problema. Desta forma, faz-se necessário a inclusão de um intervalo de tempo Δt que seja pequeno o suficiente para que não haja mais de uma transição de estado dentro do intervalo (BILLINTON; ALLAN, 1992).

Sendo assim a matriz do processo contínuo de Markov pode ser discretizada de tal forma que para uma taxa de falha λ de um dado componente, pode-se determinar a probabilidade de uma transição de falha no tempo como:

$$\Delta t = \lambda \Delta t \quad (3.38)$$

E a probabilidade de não falhar no tempo, dada por:

$$\Delta t = 1 - \lambda \Delta t \quad (3.39)$$

Este processo de discretização permite modelar uma cadeia de Markov contínua como uma sequência de cadeias de Markov discretas associadas com os intervalos de tempo do período de estudo. Este processo de discretização é a base do Método de Multiplicação de Matrizes para a solução transitória de cadeias de Markov contínuas. Com a abordagem por solução transitória pode-se observar o comportamento do sistema ao longo de um período de estudo. Desta forma, é possível analisar a variação da penalidade/recompensa que a concessionária de distribuição deverá pagar ao longo de um dado horizonte de tempo usado no planejamento da rede elétrica.

3.3.1. Método de Laplace

O método de Laplace é considerado como totalmente simbólico e através dele é possível obter uma equação que representa matematicamente a probabilidade de o sistema se encontrar em um estado de operação ou falha. Dada uma função do tempo genérica $f(t)$ e sua transformada de Laplace dada por $\mathcal{L}[f(t)] = f^*(s)$, tem-se a seguinte relação:

$$\mathcal{L}\left[\frac{f(t)}{dt}\right] = f^*(s) - f(0) \quad (3.40)$$

Dada a equação matricial de probabilidade de estado abaixo:

$$\frac{d\mathbf{p}(t)}{dt} = \mathbf{p}(t) \cdot \mathbf{Q} \quad (3.41)$$

Expressando-se (3.41) em notação escalar, tem-se:

$$\begin{cases} \frac{dp_1(t)}{dt} = p_1(t)q_{11} + p_2(t)q_{21} + \dots + p_n(t)q_{n1} \\ \frac{dp_2(t)}{dt} = p_1(t)q_{12} + p_2(t)q_{22} + \dots + p_n(t)q_{n2} \\ \vdots \\ \frac{dp_n(t)}{dt} = p_1(t)q_{1n} + p_2(t)q_{2n} + \dots + p_n(t)q_{nn} \end{cases} \quad (3.42)$$

A partir da equação (3.40), a transformada de Laplace da equação (3.42) é dada por:

$$\begin{cases} sp_1^* - p_1(0) = p_1^*(s)q_{11} + p_2^*(s)q_{21} + \dots + p_n^*(s)q_{n1} \\ sp_2^* - p_2(0) = p_1^*(s)q_{12} + p_2^*(s)q_{22} + \dots + p_n^*(s)q_{n2} \\ \vdots \\ sp_n^* - p_n(0) = p_1^*(s)q_{1n} + p_2^*(s)q_{2n} + \dots + p_n^*(s)q_{nn} \end{cases} \quad (3.43)$$

Expressando (3.43) em notação matricial, tem-se que:

$$\mathbf{p}^*(s) = \mathbf{p}(0)(s\mathbf{I} - \mathbf{Q})^{-1} \quad (3.44)$$

Onde:

\mathbf{p} é o vetor probabilidade de estado.

\mathbf{I} é a matriz identidade.

\mathbf{Q} é a matriz estocástica de probabilidade transicional.

Resolvendo a transformada inversa de Laplace da equação (3.44), obtém-se a solução para o vetor de probabilidade de estado no domínio do tempo.

3.3.2. Método de multiplicação de matrizes

Neste método a matriz de probabilidade transicional estocástica é obtida para um pequeno intervalo de tempo Δt . Sendo o valor de Δt pequeno o suficiente para que não haja mais de uma transição de estado dentro do intervalo. Para se obter as probabilidades transicionais em um dado horizonte de tempo, deve-se multiplicar a matriz por ela mesma. O número de multiplicações (n) é definido de tal forma que $n\Delta t$ seja igual ao período de estudo. A equação matricial do método de multiplicação de matrizes é definida por:

$$\mathbf{p}(n\Delta t) = \mathbf{p}(0) \cdot \mathbf{P}^n \quad (3.45)$$

Onde:

$\mathbf{p}(n\Delta t)$ é o vetor de probabilidades de estado no instante $t = n\Delta t$ para $n = 0, 1, 2, \dots$

$\mathbf{p}(0)$ é o vetor de probabilidades de estado inicial no instante $t = 0$.

\mathbf{P} é a matriz estocástica de transição.

Δt é um intervalo de tempo suficientemente pequeno para permitir a discretização do sistema de equações diferenciais.

Levando em consideração o diagrama do processo contínuo de Markov para um único componente reparável, tem-se que a multiplicação da matriz de probabilidade de estado é representada por:

$$[p_1(n\Delta t) \quad p_2(n\Delta t)] = [p_1(0) \quad p_2(0)] \begin{bmatrix} 1 - \lambda\Delta t & \lambda\Delta t \\ \mu\Delta t & 1 - \mu\Delta t \end{bmatrix}^n \quad (3.46)$$

Por exemplo, se Δt é um intervalo de tempo de 10 minutos e deseja-se obter a matriz de probabilidade transicional estocástica após 60 minutos, então deve-se multiplicar a matriz por ela mesma $n = 60/10 = 6$ vezes.

3.3.3. Exemplo

A Figura 20 ilustra um modelo de Markov constituído por dois componentes que são reparáveis. O estado 1 é composto pelos dois componentes no estado UP, no estado 2 um dos dois componentes está no estado DOWN. O estado 3 ocorre quando os dois componentes estão no estado DOWN. Esse estado é denominado de absorvente, pois uma vez que o sistema entra no estado 3, não pode ser mais reparado e com isso não consegue mais transitar entre outros estados do sistema.

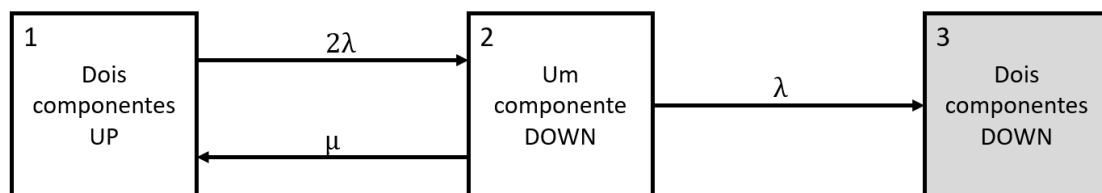


Figura 20 – Modelo de Markov – dois componentes reparáveis
Fonte: Adaptado Trivedi e Bobbio (2017)

Usando a equação (3.41) pode-se obter o sistema de equações diferenciais de Kolmogorov do modelo de Markov acima, conforme a equação abaixo:

$$\left[\frac{dp_1(t)}{dt} \quad \frac{dp_2(t)}{dt} \quad \frac{dp_3(t)}{dt} \right] = [p_1(t) \quad p_2(t) \quad p_3(t)] \cdot \begin{bmatrix} -2\lambda & 2\lambda & 0 \\ \mu & -(\lambda + \mu) & \lambda \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

Método de Laplace

Para resolver esse problema pelo método de Laplace deve-se primeiramente expandir a equação matricial (3.47), como:

$$\begin{cases} \frac{dp_1(t)}{dt} = -2\lambda p_1(t) + \mu p_2(t) \\ \frac{dp_2(t)}{dt} = 2\lambda p_1(t) - (\lambda + \mu)p_2(t) \\ \frac{dp_3(t)}{dt} = \lambda p_2(t) \end{cases} \quad (3.48)$$

Aplicando a transformada de Laplace para os dois lados da equação (3.48) e tendo como vetor de condição de probabilidade inicial $\mathbf{p}(0) = [1,0,0]$, tem-se que:

$$\begin{cases} sp_1^*(s) - 1 = -2\lambda p_1^*(s) + \mu p_2^*(s) \\ sp_2^*(s) = 2\lambda p_1^*(s) - (\lambda + \mu)p_2^*(s) \\ sp_3^*(s) = \lambda p_2^*(s) \end{cases} \quad (3.49)$$

Resolvendo (3.49) no domínio s e aplicando a transformada inversa de Laplace, tem-se:

$$\begin{cases} p_1(t) = e^{-2\lambda t} \\ p_2(t) = -2e^{-2\lambda t} + 2e^{-\lambda t} \\ p_3(t) = 1 + e^{-2\lambda t} - 2e^{-\lambda t} \end{cases} \quad (3.50)$$

A confiabilidade em $R(t)$ do sistema é expressa pela soma das probabilidades dos estados 1 e 2, pois os componentes do sistema estão em paralelo, sendo assim tem-se:

$$R(t) = p_1(t) + p_2(t) = -e^{-2\lambda t} + 2e^{-\lambda t} \quad (3.51)$$

Método da Multiplicação de Matrizes

Para resolver esse problema pelo método da multiplicação de matrizes deve-se obter a matriz estocástica transicional \mathbf{P} . Considerando o modelo acima a matriz \mathbf{P} é expressa por:

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} (1 - 2\lambda)\Delta t & 2\lambda\Delta t & 0 \\ \mu\Delta t & [1 - (\lambda + \mu)]\Delta t & \lambda\Delta t \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.52)$$

O valor de Δt é igual a uma hora e o vetor de probabilidade inicial é $\mathbf{P}(0) = [1,0,0]$. Desta forma, pode-se aplicar a equação (3.45) para determinar a probabilidade em qualquer tempo expresso por $n\Delta t$, conforme a expressão abaixo:

$$\begin{aligned} \mathbf{p}(n\Delta t) &= \mathbf{p}(0)\mathbf{P}^n \Rightarrow \\ [p_1(n\Delta t) \quad p_2(n\Delta t) \quad p_3(n\Delta t)] &= [1 \quad 0 \quad 0] \begin{bmatrix} (1 - 2\lambda)\Delta t & 2\lambda\Delta t & 0 \\ \mu\Delta t & [1 - (\lambda + \mu)]\Delta t & \lambda\Delta t \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}^n \end{aligned} \quad (3.53)$$

Usando um intervalo de tempo $t = 15$ anos, e considerando $\Delta t = 1$ hora, o valor de multiplicações da matriz \mathbf{P} será de $n = \frac{15 \times 8760}{1} = 131400$ vezes. Utilizou-se a taxa de falha $\lambda = \frac{0.5}{8760}$ para se obter a taxa de falha por hora.

Como forma de validação dos métodos utilizou-se uma função do *software* MATLAB® para determinar a confiabilidade do sistema através da solução do sistema de equações diferenciais (3.47) pelo Método de Runge-Kutta. No método de Laplace utilizou-se a equação (3.51) no intervalo de tempo [0,131400] horas (15 anos). Para o método da multiplicação de matrizes utilizou-se a equação (3.53) e depois somou-se as probabilidades dos estados 1 e 2 para se obter a confiabilidade do sistema. A Figura 21 mostra o resultado obtido com os três métodos utilizados.

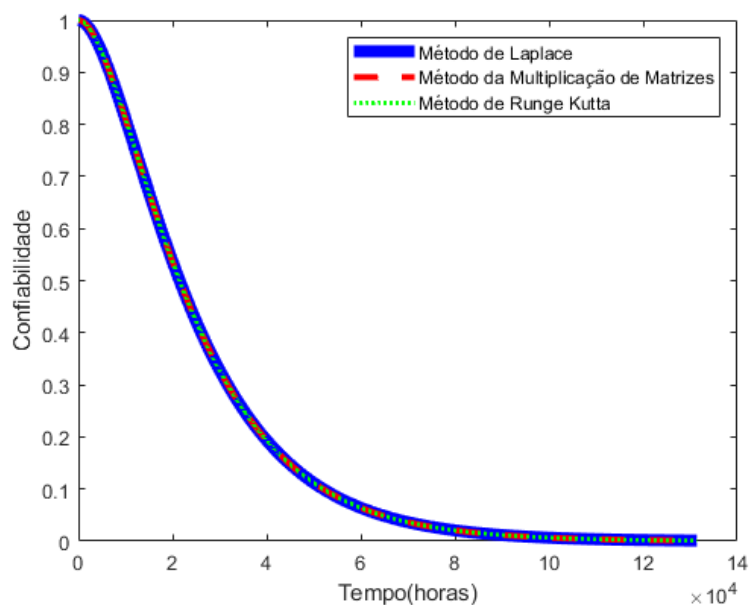


Figura 21 – Comparativo das soluções obtida pelos métodos

Observa-se que os três métodos obtiveram a mesma solução transitória ao longo dos 15 anos e que a confiabilidade do sistema vai se deteriorando com o passar do tempo. Isso ocorre, porque o estado absorvente vai se tornando cada vez mais provável com o passar do tempo.

O método de Laplace torna-se inviável quando o modelo de Markov se torna mais complexo, devido a ordem do sistema ou por não ser possível realizar as transformadas de Laplace. O método da multiplicação de matrizes apresenta a grande vantagem de desacoplamento temporal. Ou seja, as probabilidades nos instantes de tempo n e $n + 1$ podem ser calculadas de forma independente. Sendo assim, pode-se utilizar intervalos de tempo discretos mensais em estudos com períodos de tempos plurianuais sem a necessidade de se calcular todos os

intervalos de tempo horários ou diários dentro de um mês. Em outras palavras, pode-se calcular as probabilidades apenas dos intervalos de interesse sem a necessidade de percorrer todos os intervalos do período de estudo de forma sequencial.

Essa é a grande vantagem que o método da multiplicação de matrizes possui sobre o método numérico de Runge-Kutta, pois este último apresenta uma dependência cronológica entre as soluções que exige a determinação da solução no instante n para se obter a solução no instante $n + 1$ durante o processo de solução.

3.4. Solução em Regime Permanente

A solução em regime permanente para o processo de Markov consiste na obtenção das probabilidades do sistema em estado estacionário. Ou seja, esta solução indica a probabilidade do sistema se encontrar em cada estado quando $t \rightarrow \infty$. Pode-se obter esta solução aplicando-se o método da multiplicação de matrizes para um período de estudo suficientemente longo. Porém, esta abordagem não é a mais eficiente, pois as probabilidades limites acabam sendo inalteradas quando multiplicadas pela matriz estocástica de transição e, com isso, a relação abaixo torna-se verdadeira:

$$\mathbf{pP} = \mathbf{p} \quad (3.54)$$

Onde:

\mathbf{p} é o vetor de probabilidades de limites de estado.

\mathbf{P} é a matriz estocástica de transição.

Levando em consideração o diagrama do processo contínuo de Markov para um único componente reparável, a equação (3.54) pode ser escrita da forma:

$$[p_0 \quad p_1] \begin{bmatrix} 1 - \lambda\Delta t & \lambda\Delta t \\ \mu\Delta t & 1 - \mu\Delta t \end{bmatrix} = [p_0 \quad p_1] \quad (3.55)$$

Desenvolvendo a multiplicação de matrizes, tem-se:

$$-\lambda\Delta t p_0 + \mu\Delta t p_1 = 0 \quad (3.56)$$

$$\lambda\Delta t p_0 - \mu\Delta t p_1 = 0 \quad (3.57)$$

Sendo o valor de Δt finito e diferente de zero, pode-se eliminá-lo das equações (3.56) e (3.57), resultando em:

$$-\lambda p_0 + \mu p_1 = 0 \quad (3.58)$$

$$\lambda p_0 - \mu p_1 = 0 \quad (3.59)$$

As equações (3.58) e (3.59) são redundantes e para resolver o sistema de equações necessita-se de uma nova equação que é dada por $p_0 + p_1 = 1$. Esta equação substitui uma das equações do sistema. Com isso, pode-se determinar as probabilidades limites utilizando qualquer técnica para a solução de sistemas lineares.

4. ESTIMAÇÃO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDADE

As técnicas de estimação dos índices de confiabilidade podem ser divididas em duas categorias: analíticas e de simulação estocástica. As técnicas analíticas têm por princípio a utilização de fórmulas matemáticas para representar o comportamento do sistema e, com isso, determinar os índices de confiabilidade com base no conceito de valor esperado. As técnicas de simulação estocástica determinam esses índices a partir de uma amostra de estados ou cenários (estados em ordem cronológica) do sistema através do conceito de média amostral. Estes cenários ou estados são geralmente produzidos usando-se geradores de números aleatórios para sortear as durações dos estados (representação sequencial ou cronológica) de acordo com as suas respectivas distribuições de probabilidade ou para amostrar os próprios estados (representação não-sequencial) conforme as probabilidades de suas ocorrências, respectivamente.

A principal vantagem das técnicas analíticas é o baixo custo computacional quando comparado aos métodos de simulação estocástica. Porém, as técnicas analíticas estimam apenas o valor esperado dos índices de confiabilidade, o que torna o método limitado para estudos mais avançados sobre o comportamento probabilístico do sistema. Neste caso, torna-se de fundamental importância a utilização de técnicas de simulação estocástica.

4.1. MÉTODO ANALÍTICO

O método analítico de enumeração de estados (MAEE) analisa o impacto da falha de todos os componentes do sistema para determinar os índices de confiabilidade individuais (FIC/DIC) ou sistêmicos (FEC/DEC) da rede de distribuição. Para isso há um conjunto de funções que compõe esse método, que são:

- i) Construção da estrutura de navegação: determina as relações pai/filho entre os componentes da rede de distribuição que é usada para determinar a conectividade da rede de distribuição após a abertura de um dispositivo de proteção ou chaveamento;

- ii) Resposta da proteção do sistema: determina qual dispositivo de proteção irá atuar para eliminar a falta;
- iii) Restauração à montante da falta: determina a chave que pode ser aberta para isolar da fonte o componente falhado. Sendo assim, pode-se realizar a restauração dos componentes que estão a montante da falta;
- iv) Restauração à jusante da falta: determina o componente que pode ser aberto à jusante da falta e, se possível, realizar a transferência da carga à jusante para outro alimentador através do fechamento da chave NA que conecta os alimentadores.

A Figura 22 mostra o sistema exemplo utilizado para demonstrar o funcionamento da resposta da proteção e da restauração para uma falta na seção SE9.

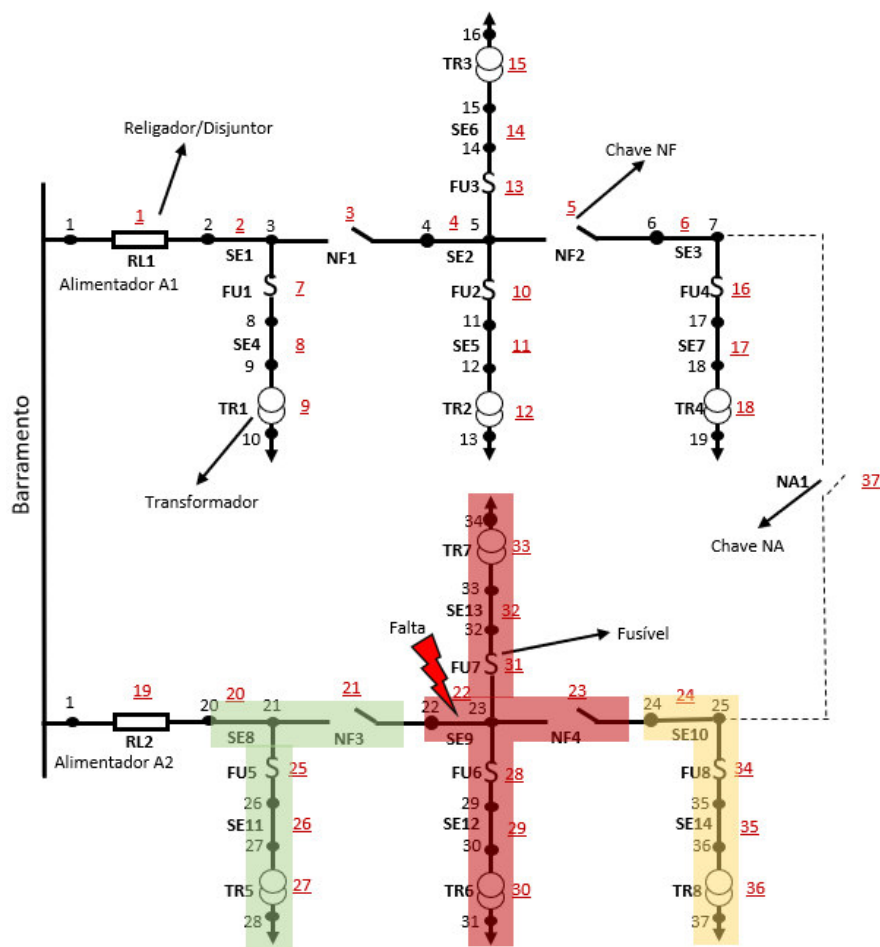


Figura 22 - Sistema exemplo para resposta da rede a uma falta em SE9

Ao ocorrer uma falta na seção do tronco **SE9**, deve-se primeiramente eliminar a falta interrompendo o suprimento de energia para o elemento defeituoso. Para isso o religador/disjuntor **RL2** irá atuar fazendo com que todo o **alimentador A2** fique sem o fornecimento de energia. Logo após a atuação da proteção é verificada a possibilidade de uma restauração à montante da falta. No sistema exemplo da Figura 22, a chave normalmente fechada **NF3** pode ser aberta, restaurando toda área na cor verde. Esses componentes da rede que foram restaurados após a abertura da chave NA necessitam somente do tempo de chaveamento para que voltem a receber energia, quando há uma falta em **SE9**.

Os componentes à jusante da falta podem ser restaurados através da abertura da chave **NF4** e da transferência de carga para o **alimentador A1** a partir do fechamento da chave normalmente aberta **NA1**. Toda a área, a montante da falta, na cor amarela pode ser restaurada com o tempo de chaveamento necessário para realizar esse procedimento. A área na cor vermelha só irá ser restaurada após o reparo da seção **SE9**, fazendo com que todos os componentes desta área só voltem a receber energia após o tempo de reparo.

No MAEE o procedimento descrito acima é realizado para todos os equipamentos da rede para se obter as suas contribuições para os índices nodais (para os pontos de carga) associados com a frequência e a indisponibilidade (duração acumulada) das interrupções. A modelagem da restrição de rede é incluída na estimação dos índices de confiabilidade através de um algoritmo de fluxo de potência que utiliza o MSC, visto no Capítulo 2, para determinar se há sobrecargas e/ou violações de tensão no cenário de restauração à jusante. Na prática pode haver mais que uma chave NA que podem ser fechadas para restaurar o fornecimento de energia para os consumidores à jusante da falta. Desta forma, constrói-se uma lista de chaves NA à jusante da falta classificadas em ordem decrescente de acordo com o número de consumidores restaurado. Primeiramente, seleciona-se a chave da lista que restaura o maior número de consumidores. Caso não haja violações nos limites da rede, a transferência de carga identificada na restauração à jusante (abertura de **NF4** e fechamento de **NA1** no sistema exemplo) pode ser realizada e os componentes à jusante da falta terão um tempo de restauração igual ao tempo de chaveamento. Porém, se houver violação,

deve-se selecionar a próxima chave NF que restaura o maior número de consumidores e, pode-se realizar novamente o fluxo de potência e a análise de restrição de rede. Esse procedimento deve ser feito até se encontrar uma chave NA que não viola as restrições de rede; ou, caso contrário, deve-se descartar a restauração a jusante neste cenário de falta. Neste caso, todos os componentes à jusante da falta terão o tempo de restauração igual ao tempo de reparo do componente defeituoso (seção **SE9**).

Uma vez que os impactos da restauração e da proteção nos pontos de carga estão determinados, pode-se adicionar a contribuição do componente falhado (contingência) j para os índices nodais como se segue:

- i) Os pontos de carga interrompidos pela proteção (conjunto \mathcal{P}_j): adiciona-se a taxa de falha do componente falhado j (λ_j) ao índice FIC dos pontos de carga interrompidos, isto é: $E[FIC_i] = E[FIC_i] + \lambda_j \forall i \in \mathcal{P}_j$, onde $E[FIC_i]$ é o valor esperado índice FIC no ponto de carga i .
- ii) Componentes cujo fornecimento de energia foi restabelecido pelos procedimentos de restauração à jusante e à montante (conjunto \mathcal{R}_j): adiciona-se o produto da taxa de falha do componente falhado i pelo tempo de chaveamento (t^{sw}) ao índice DIC dos pontos de carga que foram restaurados, isto é: $E[DIC_i] = E[DIC_i] + \lambda_j \times t^{sw} \forall i \in \mathcal{R}_j$, onde $E[DIC_i]$ é o valor esperado do índice DIC no ponto de carga i .
- iii) Componentes cujo fornecimento de energia foi restaurado após o reparo do componente defeituoso (conjunto \mathcal{F}_j): adiciona-se a produto da taxa de falha do componente falhado j pelo seu tempo de reparo (t_j^{rep}) ao índice nodal DIC, isto é: $E[DIC_i] = E[DIC_i] + \lambda_j \times t_j^{rep} \forall i \in \mathcal{F}_j$.

Para se obter os índices de confiabilidade sistêmicos, utiliza-se as equações (4.1) e (4.2).

$$E[FEC] = \frac{\sum_{i=1}^{N^{LP}} E[FIC_i] N_i^{cust}}{N_{tot}^{cust}} \quad (4.1)$$

$$E[DEC] = \frac{\sum_{i=1}^{N^{LP}} E[DIC_i] N_i^{cust}}{N_{tot}^{cust}} \quad (4.2)$$

Onde:

$E[FEC]$ e $E[DEC]$ são os valores esperados dos índices FEC e DEC, respectivamente.

N_i^{cust} é o número de consumidores no ponto de carga i .

N^{LP} é o número de pontos de carga do sistema.

$N_{tot}^{cust} = \sum_{i=1}^{N^{LP}} N_i^{cust}$ é o número total de consumidores do sistema.

Pode-se também utilizar a formulação matricial na estimativa para os índices de confiabilidade FIC/FEC e DIC/DEC, que pode ser definida por:

$$E[FIC] = W^{fail} \lambda \quad (4.3)$$

$$E[DIC] = W^{rep} \Lambda t^{rep} + t^{sw} W^{sw} \lambda \quad (4.4)$$

$$E[FEC] = \frac{(N^{cust})^T E[FIC]}{N_{tot}^{cust}} \quad (4.5)$$

$$E[DEC] = \frac{(N^{cust})^T E[DIC]}{N_{tot}^{cust}} \quad (4.6)$$

Onde:

$$E[FIC] = \begin{bmatrix} E[FIC_1] \\ \vdots \\ E[FIC_{N^{LP}}] \end{bmatrix};$$

$$E[DIC] = \begin{bmatrix} E[DIC_1] \\ \vdots \\ E[DIC_{N^{LP}}] \end{bmatrix};$$

$$\mathbf{N}^{cust} = \begin{bmatrix} N_1^{cust} \\ \vdots \\ N_{N^{LP}}^{cust} \end{bmatrix};$$

O sobrescrito T , como em $(\mathbf{N}^{cust})^T$, denota a transposta de uma matriz ou vetor.

$$W_{ij}^{fail} = \begin{cases} 1, & \text{se o ponto de carga } i \text{ é interrompido por uma} \\ & \text{falha no componente } j. \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases}$$

$$W_{ij}^{rep} = \begin{cases} 1, & \text{se o tempo de restauração do ponto de carga } i \text{ for igual ao tempo} \\ & \text{de reparo para uma falha no componente } j. \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases}$$

$$W_{ij}^{sw} = \begin{cases} 1, & \text{se o tempo de restauração do ponto de carga } i \text{ for igual ao tempo} \\ & \text{de chaveamento para uma falha no componente } j. \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases}$$

$$\boldsymbol{\lambda} = \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \vdots \\ \lambda_{N^{comp}} \end{bmatrix} \text{ é um vetor com dimensão } N^{comp} \text{ (número de componentes da rede)}$$

que contém as taxas de falha de cada componente.

$$\mathbf{t}^{rep} = \begin{bmatrix} t_1^{rep} \\ \vdots \\ t_{N^{comp}}^{rep} \end{bmatrix} \text{ é um vetor com dimensão } N^{comp} \text{ (número de componentes da}$$

rede) que contém os tempos de reparo de cada componente.

Λ é uma matriz diagonal cujos elementos não-nulos são os respectivos elementos do vetor $\boldsymbol{\lambda}$.

As matrizes W^{fail} , W^{rep} e W^{sw} são responsáveis por indicar o impacto de uma contingência no sistema de distribuição. A matriz W^{fail} indica os componentes que têm o seu fornecimento de energia interrompido pela ação da proteção que elimina a falta. As matrizes W^{rep} e W^{sw} indicam os componentes nos quais os tempos de restauração são iguais aos tempos de reparo e de chaveamento, respectivamente.

Desta forma, tem-se o seguinte algoritmo conceitual para a estimação dos índices de confiabilidade via MAEE:

- i) Ler os dados de entrada da rede elétrica (topologia, dados de fluxo de potência e de confiabilidade)

- ii) Construir a estrutura de navegação da rede (relação pais/filhos e lista de ramos ordenada por camada).
- iii) Repita os passos (iv) até (xiii) para $j = 1, \dots, N^{comp}$.
- iv) Identificar o dispositivo de proteção que eliminou a falta usando a busca a montante baseada nos pais.
- v) Definir o conjunto \mathcal{P}_j (pontos de carga interrompidos pela proteção).
- vi) Identificar o dispositivo de seccionamento acima da falta, usando a busca a montante baseada nos pais, que pode ser aberto para fechar a proteção e restaurar o fornecimento de energia para os consumidores entre a proteção e o dispositivo de seccionamento acima da falta.
- vii) Definir o conjunto de pontos de carga \mathcal{U}_j que foram restaurados pela manobra do passo (vi) (restauração a montante).
- viii) Definir o conjunto \mathcal{O}_j (conjunto de chaves normalmente abertas que podem ser usadas nas transferências de carga).
- ix) Identificar a chave normalmente aberta do conjunto \mathcal{O}_j que restaura o maior número de consumidores sem violar restrições de rede usando o MSC para identificar violações de tensão e de carregamento.
- x) Definir o conjunto de pontos de carga \mathcal{D}_j que foram restaurados pelo fechamento da chave normalmente aberta identificada no passo (ix) (restauração a jusante).
- xi) Definir o conjunto de pontos de carga restaurados após o chaveamento:
 $\mathcal{R}_j = (\mathcal{U}_j \cup \mathcal{D}_j)$.
- xii) Identificar o conjunto de pontos de carga restaurados após o reparo do componente defeituoso (\mathcal{F}_j), isto é, conjuntos de pontos de carga que não foram restaurados após o chaveamento.
- xiii) Atualizar os índices de confiabilidade dos pontos de carga:
 - a. $E[FIC_i] = E[FIC_i] + \lambda_j \forall i \in \mathcal{P}_j$
 - b. $E[DIC_i] = \begin{cases} E[DIC_i] + \lambda_j \times t^{sw} \forall i \in \mathcal{R}_j \\ E[DIC_i] + \lambda_i \times t_j^{rep} \forall i \in \mathcal{F}_j \end{cases}$
- xiv) Calcular os índices de confiabilidade do sistema:

$$a. E[FEC] = \frac{\sum_{i=1}^{N^{LP}} E[FIC_i] N_i^{cust}}{N_{tot}^{cust}}$$

$$b. E[DEC] = \frac{\sum_{i=1}^{N^{LP}} E[DIC_i] N_i^{cust}}{N_{tot}^{cust}}$$

4.2. MÉTODO DE SMC

4.2.1. Introdução

A o método de Simulação Monte Carlo (SMC) pode ser classificada de acordo com a representação das incertezas em (BROWN, 2009; BILLINTON e ALLAN, 1996):

- i) Sequencial: considera a conexão cronológica (dependência temporal) entre os estados do sistema.
- ii) Não-sequencial: os estados do sistema são amostrados sem considerar a dependência temporal entre os mesmos.

A principal vantagem do método de SMC sequencial é a possibilidade de estimar índices de confiabilidade considerando-se incertezas dependentes do tempo, por exemplo: flutuações sazonais na carga e variabilidade na potência de saída de geradores distribuídos renováveis. O custo computacional do método de SMC sequencial é bastante elevado devido a necessidade de se avaliar vários cenários do sistema (convolução estados de carga, geração e dos componentes individuais em ordem cronológica) para estimar índices de confiabilidade com precisão aceitável. A principal vantagem do método de SMC não-sequencial é a rapidez de simulação, pois sorteia-se apenas estados do sistema sem considerar a dependência temporal. Contudo, o método de SMC não-sequencial não possui a capacidade de capturar incertezas dependentes do tempo. Apesar disso, é possível utilizar o método de SMC não-sequencial para realizar estimativas dos índices FEC e DEC e de suas penalidades com precisão aceitável e baixo custo computacional (Brown, 2009). Esta característica é muito importante em aplicações associadas com a solução de problemas de otimização via meta-heurísticas. Nestes problemas é necessário avaliar um grande número de soluções candidatas para identificar a solução ótima. Portanto, o algoritmo/modelo que estima a função objetivo deve ter

baixo custo para que a solução do problema de otimização seja factível do ponto de vista computacional. Devido a isso, a SMC não-sequencial é usada no modelo de gerenciamento ótimo da vegetação orientado a minimização das penalidades.

4.2.2. Método de SMC Não-Sequencial

O método de SMC Não-Sequencial, assim como o método analítico, podem ser formulados de forma escalar e matricial. O algoritmo conceitual da SMC Não-Sequencial escalar é dado a seguir:

i) Repita os passos (ii)-(xi) para $y = 1, \dots, N^{year}$, onde N^{year} é o número de anos simulados (tamanho da amostra).

ii) Inicialize os índices anuais simulados como se segue:

$$FIC_l^{sim} = 0 \text{ e } DIC_l^{sim} = 0 \text{ para } l = 1, \dots, N^{LP}; \text{ } FEC^{sim} = 0 \text{ e } DEC^{sim} = 0.$$

Onde:

FIC_l^{sim} é o valor do FIC anual simulado para o ponto de carga l .

DIC_l^{sim} é o valor do DIC anual simulado para o ponto de carga l .

iii) Repita os passos (iv)-(ix) para $c = 1, \dots, N^{comp}$.

iv) Amostre o número de falhas do componente c N_c^{fail} usando a distribuição de Poisson e a taxa de falha deste componente.

v) Repita os passos (vi)-(ix) para $f = 1, \dots, N_c^{fail}$.

vi) Sorteie o tempo de reparo para a falha f no componente c $t_{f,c}^{rep}$ usando a distribuição de probabilidade que modela o tempo de reparo.

vii) Sorteie o tempo de chaveamento para a falha f no componente c $t_{f,c}^{sw}$ usando a distribuição de probabilidade que modela o tempo de chaveamento.

- viii) Realize a análise de contingência para a falha f no componente c (resposta do sistema de proteção, restauração à montante e restauração à jusante).
- ix) Acumule a contribuição da falha f no componente c para os índices de ponto de carga do ano simulado como se segue:

$$FIC_l^{sim} = FIC_l^{sim} + F^{FIC}(p, f, c) \text{ para } l = 1, \dots, N^{LP};$$

$$DIC_l^{sim} = DIC_l^{sim} + F^{DIC}(p, f, c) \text{ para } l = 1, \dots, N^{LP}.$$

Onde:

$F^{FIC}(p, f, c)$ é a função-teste associada com o índice FIC definida como:

$$F^{FIC}(p, f, c) = \begin{cases} 1, & \text{se o ponto de carga } p \text{ é interrompido pela falha} \\ & \text{no componente } c \\ 0, & \text{se a carga } p \text{ não é interrompida por uma falha} \\ & \text{no componente } c \end{cases}$$

$F^{DIC}(p, f, c)$ é a função-teste associada com o índice DIC definida como:

$$F^{DIC}(p, f, c) = \begin{cases} t_{f,c}^{rep}, & \text{se a carga } p \text{ é restaurada somente} \\ & \text{após o reparo do componente } c \\ t_{f,c}^{sw}, & \text{se a carga } p \text{ é restaurada após ações de} \\ & \text{chaveamento para uma falha no componente } c \\ 0, & \text{se a carga } p \text{ não é interrompida por uma} \\ & \text{no componente } c \end{cases}$$

- x) Calcule os índices de confiabilidade FEC e DEC anuais simulados como :

$$FEC^{sim} = \frac{\sum_{l=1}^{N^{load}} N_l^{cust} \times FIC_l^{sim}}{N_{tot}^{cust}}$$

$$DEC^{sim} = \frac{\sum_{l=1}^{N^{load}} N_l^{cust} \times DIC_l^{sim}}{N_{tot}^{cust}}$$

- xi) Atualize as amostras de índices anuais FIC/FEC e DIC/DEC com os valores obtidos para o ano simulado y . Por exemplo, a amostra do índice DEC é atualizada como se segue: $DEC_y^{samp} = DEC^{sim}$, onde DEC_y^{samp} é o elemento y da amostra de valores do índice DEC anualizado.

- xii) Estime os valores médios dos índices de confiabilidade FIC/FEC e DIC/DEC com base nas suas respectivas amostras de anos simulados. Por exemplo, o valor esperado do índice DEC é dado por:

$$\text{xiii) } \tilde{E}[DEC] = \frac{1}{N^{year}} \sum_{y=1}^{N^{year}} DEC_y^{samp}$$

Onde $\tilde{E}[DEC]$ é o valor esperado do índice DEC para amostra com dimensão N^{year} .

O algoritmo conceitual da SMC não sequencial matricial é dado abaixo:

- i) Defina as matrizes W^{fail} , W^{rep} e W^{sw} realizando a análise de contingências (resposta da proteção, restauração à montante e restauração à jusante) para cada componente do sistema.
- ii) Repita os passos (iii)-(xii) para $y = 1, \dots, N^{year}$.
- iii) Repita os passos (iv)-(x) para $c = 1, \dots, N^{comp}$.
- iv) Amostre o número de falhas do componente c N_c^{fail} usando a distribuição de Poisson e a taxa de falha deste componente. Em seguida armazene este número no elemento referente ao componente c do vetor de taxas de falhas simuladas (λ_c^{fsim}), isto é, $\lambda_c^{fsim} = N_c^{fail}$.
- v) Inicialize os elementos referentes ao componente c dos vetores de indisponibilidades simuladas devido aos processos de reparo (U_c^{rsim}) e de chaveamento (U_c^{ssim}) como se segue: $U_c^{rsim} = 0$ e $U_c^{ssim} = 0$.
- vi) Repita os passos (vii)-(x) para $f = 1, \dots, N_c^{fail}$.
- vii) Sorteio o tempo de reparo para a falha f no componente c $t_{f,c}^{rep}$ usando a distribuição de probabilidade que modela o tempo de reparo.
- viii) Atualize a posição c do vetor de indisponibilidades simuladas devido ao reparo:

$$U_c^{rsim} = U_c^{rsim} + t_{f,c}^{rep}$$

A atualização realizada em (viii) é justificada pelo fato de que a indisponibilidade anual devido ao reparo é um índice de duração acumulada, ou

seja, ela é igual ao somatório dos tempos de reparo do componente c para durante ano simulado y .

- ix) Sorteio o tempo de chaveamento para a falha f no componente c $t_{f,c}^{sw}$ usando a distribuição de probabilidade que modela o tempo de chaveamento.
- x) Atualize o elemento c do vetor de indisponibilidades simuladas devido ao chaveamento:

$$U_c^{ssim} = U_c^{sim} + t_{f,c}^{sw}$$

- xi) Calcule os valores simulados dos índices FIC/FEC e DIC/DEC como:

$$FIC^{sim} = W^{fail} \lambda^{sim}$$

$$FEC^{sim} = [(N^{cust})^T FIC^{sim}] / N_{tot}^{cust}$$

$$DIC^{sim} = W^{rep} U^{rsim} + W^{sw} U^{ssim}$$

$$DEC^{sim} = [(N^{cust})^T DIC^{sim}] / N_{tot}^{cust}$$

- xii) Atualize as amostras de índices anuais FIC/FEC e DIC/DEC com os valores obtidos para o ano simulado y .
- xiii) Estime os valores médios dos índices de confiabilidade FIC/FEC e DIC com base nas suas respectivas amostras de anos simulados.

A partir dos algoritmos da SMC Não-Sequencial, pode-se concluir que a grande diferença com relação a método analítico é que a SMC utiliza números aleatórios que seguem a distribuição de Poisson para determinar, com base na taxa de falha do componente, o número de falhas desse componente no ano simulado. Além disso, são utilizados números aleatórios que seguem as distribuições que representam os tempos de reparo e chaveamento (por exemplo, a distribuição exponencial ou lognormal) do componente falhado.

4.2.3. Estimação das Penalidades via o método de SMC Não-Sequencial

Para determinar as penalidades do sistema com base no DEC, deve-se primeiramente determinar a zona de recompensa, a zona morta e a zona de penalidade, conforme a Figura 23. Estas zonas indicam intervalos de valores onde o DEC está melhor do que o intervalo especificado (zona de recompensa), dentro do intervalo especificado (zona morta); e, pior do que o intervalo especificado (zona de penalidade). Quando o valor de DEC_y^{samp} para o ano y se encontra na zona de recompensa, projeta-se esse valor na função que determina o comportamento desta zona e se obtém a recompensa devido ao baixo valor do DEC.

Quando o valor de DEC_y^{samp} para o ano y se encontra dentro da zona morta não há recompensa ou penalidade, pois, este valor está dentro da faixa aceitável. Já quando o valor de DEC_y^{samp} para o ano y se encontra na zona de penalidade há a projeção desse valor na função que rege essa zona para se obter o valor da penalidade. Realizando-se esse procedimento para todos os anos de simulação, pode-se obter a penalidade média. Ou seja, a estimativa do valor esperado da penalidade considerando-se uma amostra de N^{year} elementos. Sendo que os valores dentro da zona de recompensa possuem valor negativo e os valores dentro da zona de penalidade são positivos.

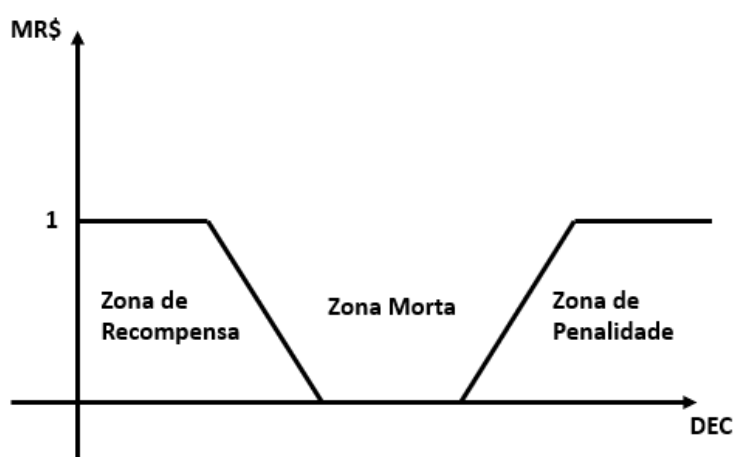


Figura 23 – Estrutura da Recompensa/Penalidade

Matematicamente o gráfico da Figura 23 pode ser representado pela Figura 24 (PAN, 2003), onde cr , sr e wr representam o valor máximo da recompensa, os valores da inclinação e do ponto final na zona da recompensa, respectivamente; e, wp , sp e cp são os ponto de partida, a inclinação e os valores de penalidade máxima na zona de penalidade, respectivamente.

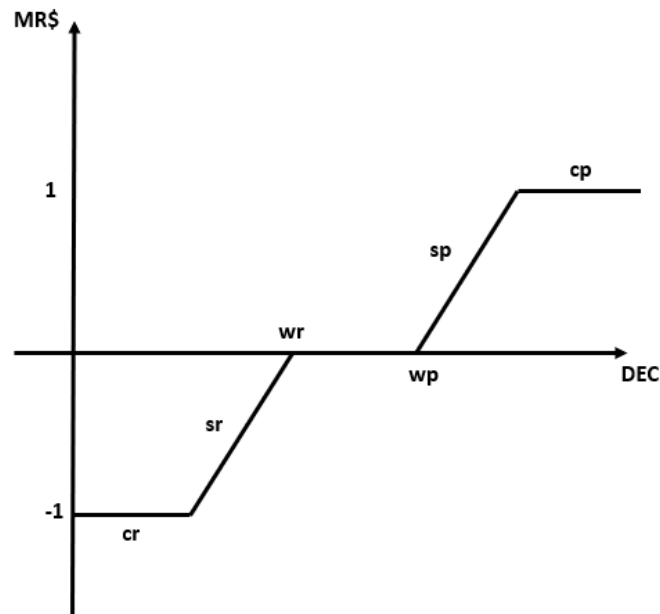


Figura 24 – Estrutura matemática da Recompensa/Penalidade
Fonte: Adaptado Pan (2003)

O modelo matemático pode ser representado pela equação abaixo (PAN, 2003):

$$RP_y^{samp} = \begin{cases} V_{RP} \times cr, & \text{se } DEC_y^{samp} \leq wr + cr/sr \\ V_{RP} \times (DEC_y^{samp} - wr)sr, & \text{se } DEC_y^{samp} \in (wr + cr/sr, wr) \\ 0, & \text{se } DEC_y^{samp} \in [wr, wp] \\ V_{RP} \times (DEC - wp)sp, & \text{se } DEC_y^{samp} \in (wp, wp + cp/sp) \\ V_{RP} \times cp, & \text{se } DEC_y^{samp} \geq wp + cp/sp \end{cases} \quad (4.7)$$

Onde, RP_y^{samp} é a recompensa/penalidade associada com o valor do DEC para o ano y (DEC_y^{samp}) e V_{RP} é a valor base para o pagamento da recompensa/penalidade.

Considerando-se a amostra de recompensas/penalidades, pode-se calcular o valor médio da recompensa/penalidade como:

$$\tilde{E}[RP] = \frac{1}{N^{year}} \sum_{y=1}^{N^{year}} RP_y^{samp} \quad (4.8)$$

Onde, $\tilde{E}[RP]$ é a estimativa (média amostral) do valor esperado da recompensa/penalidade considerando-se uma amostra de N^{year} elementos.

Para se obter a probabilidade de se encontrar o DEC em uma dada zona utiliza-se as equações abaixo:

$$\tilde{E}[\mathbb{P}\{R\}] = 100\% \times \frac{1}{N^{year}} \sum_{y=1}^{N^{year}} F^R(DEC_y^{samp}) \quad (4.9)$$

$$\tilde{E}[\mathbb{P}\{M\}] = 100\% \times \frac{1}{N^{year}} \sum_{y=1}^{N^{year}} F^M(DEC_y^{samp}) \quad (4.10)$$

$$\tilde{E}[\mathbb{P}\{P\}] = 100\% \times \frac{1}{N^{year}} \sum_{y=1}^{N^{year}} F^P(DEC_y^{samp}) \quad (4.11)$$

Onde:

$\tilde{E}[\mathbb{P}\{R\}]$, $\tilde{E}[\mathbb{P}\{M\}]$ e $\tilde{E}[\mathbb{P}\{P\}]$ são as estimativas das probabilidades das zonas de recompensa, morta e penalidade, respectivamente, para uma amostra de N^{year} elementos.

$F^R(DEC_y^{samp})$, $F^M(DEC_y^{samp})$ e $F^P(DEC_y^{samp})$ são as funções-teste associadas com os índices $\tilde{E}[\mathbb{P}\{R\}]$, $\tilde{E}[\mathbb{P}\{M\}]$ e $\tilde{E}[\mathbb{P}\{P\}]$, respectivamente, definidas como se segue:

$$F^R(DEC_y^{samp}) = \begin{cases} 1, & DEC_y^{samp} < wr \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.12)$$

$$F^M(DEC_y^{samp}) = \begin{cases} 1, & wr \leq DEC_y^{samp} \leq wp \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.13)$$

$$F^P(DEC_y^{samp}) = \begin{cases} 1, & DEC_y^{samp} > wp \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.14)$$

Finalmente, é importante destacar que a ANEEL possui uma estrutura de metas e penalidades para os índices FIC/FEC e DIC/DEC que é estabelecida no

módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2010; ANEEL, 2019). Nesta estrutura as penalidades são funções das médias aritméticas dos encargos de uso do sistema de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador e de coeficientes que majoram as penalidades de acordo com a classe de tensão da unidade consumidora. As funções de penalidade definidas pela ANEEL possuem uma zona morta de zero até o valor da meta, mas não têm uma zona de bônus (recompensa) para as concessionárias que reduzirem os indicadores abaixo de limites especificados. Desta forma, a pesquisa desta tese é coerente com a realidade regulatória atual do setor elétrico nacional. Na verdade, as zonas de bônus e penalidade associadas com os índices FEC e DEC são mais usadas em países da América do Norte, tais como os Estados Unidos e Canadá (Brown, 2009).

As escolhas das funções de penalidade/bônus para o índice DEC nesta dissertação tem como objetivo explorar ao máximo a melhoria na confiabilidade da rede de distribuição obtidas com as podas das árvores, pois reduções significativas nas taxas de falha dos alimentadores aéreos podem resultar em penalidades negativas (lucros para as concessionárias).

4.3. MÉTODO HÍBRIDOS

Devido ao alto custo computacional da SMC para se obter as penalidades no algoritmo de otimização populacionais (exigem o cálculo das penalidades para cada indivíduo da população para várias iterações/gerações), faz-se necessário a implementação de modelos substitutos (*Surrogate Models*) (LIM et al., 2009; MIRANDA e VON ZUBEN, 2016), que apresentam o comportamento semelhante ao modelo original, porém com um custo computacional bem menor.

Os modelos substitutos imitam o comportamento complexo do modelo original subjacente e podem ser usados para automação do projeto, estudos paramétricos, exploração do espaço do projeto, otimização e análise de sensibilidade. Modelos substitutos também são chamados de modelos de superfície de resposta (RSM), emuladores, modelos auxiliares, repromodelos ou metamodelos.

Nesta dissertação utilizou-se as distribuições de Pearson e Lognormal como modelos substitutos da distribuição de probabilidade do índice DEC gerada via SMC Não-Sequencial que é usada para estimar as recompensas/penalidades. Os parâmetros das distribuições de probabilidade Lognormal e de Pearson são obtidos através do cálculo dos momentos (média, variância, assimetria/obliquidade, curtose/achatamento etc.) do índice DEC via métodos analíticos (fórmulas analíticas fechadas). Uma vez que os parâmetros da distribuição do DEC são definidos, pode-se utilizar dois procedimentos para obter as penalidades relacionadas com o DEC:

- i) Integração numérica com base na função analítica da função densidade de probabilidade lognormal;
- ii) SMC baseada na distribuição de probabilidade identificada da família de Pearson.

No caso do método de Pearson, o desenvolvimento do modelo substituto é equivalente ao projeto de um gerador de números aleatórios customizado para o índice DEC cujos parâmetros do gerador são calculados analiticamente. Devido a isso, o modelo substituto baseado no método de Pearson pode ser classificado como um método híbrido, pois os parâmetros da distribuição de Pearson são calculados analiticamente e as penalidades são estimadas via método de SMC, através da geração de números aleatórios distribuídos de acordo com a função densidade de probabilidade identificada a partir da família de funções de Pearson. Por outro lado, o modelo substituto baseado no método de Pearson também pode ser classificado como um método analítico, pois a SMC também é um método de integração numérica. O modelo substituto baseado no método de Pearson possui as seguintes características em comum com a SMC Não-Sequencial matricial: o cálculo das penalidades é realizado via método de SMC e ambos exigem a definição das matrizes de falha, reparo e chaveamento. No entanto, as seguintes diferenças deste modelo substituto com relação a SMC Não-Sequencial matricial afetam significativamente o desempenho computacional do método de SMC:

- i) No modelo substituto de Pearson só é necessário gerar N^{year} números aleatórios para se estimar as probabilidades. Por outro

lado, na SMC Não-Sequencial deve-se sortear o número de falhas e os tempos de reparo para cada falha de um componente para cada ano da amostra.

- ii) Não é necessário realizar operações matriciais no modelo substituto para se obter os elementos da amostra do índice DEC. Por outro lado, a SMC Não-Sequencial requer diversas operações matriciais para converter os números de falhas e os tempos de reparos dos componentes individuais em indicadores de interrupções sistêmicos.

Desta forma, o custo computacional do modelo substituto baseado no método de Pearson é muito menor que aquele referente a SMC Não-Sequencial.

4.3.1. Log-Normal

Segundo BROWN e BURKE (2000), o índice DEC obedece aproximadamente a uma distribuição lognormal. Esta distribuição é definida como se segue:

$$f(x) = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} e^{\left[-\frac{(\ln x - \mu)^2}{2\sigma^2}\right]}; \quad x \geq 0 \quad (4.15)$$

Os parâmetros μ e σ podem ser determinados por vários métodos de ajuste de curva. No entanto, quando não se dispõem de amostra, estes parâmetros podem ser obtidos através do cálculo analítico dos momentos de uma variável de saída (o índice DEC). Visto que a distribuição lognormal possui dois parâmetros é necessário calcular apenas dois momentos do índice DEC: a média e a variância. A média é diretamente fornecida pelo MAEE. Todavia, a obtenção do desvio padrão requer alguns cálculos adicionais. O cálculo dos momentos DEC é realizado considerando-se que este índice é dado pela seguinte combinação linear de variáveis aleatórias:

$$\begin{aligned}
DEC &= (1/N_{tot}^{cust})(N^{cust})^T DIC \\
&= (1/N_{tot}^{cust})(N^{cust})^T [W^{rep} \quad W^{sw}] \begin{bmatrix} U^{rep} \\ U^{sw} \end{bmatrix} \\
&= [A^{rep} \quad A^{sw}] \begin{bmatrix} U^{rep} \\ U^{sw} \end{bmatrix} \\
&= A^{rep} U^{rep} + A^{sw} U^{sw}
\end{aligned} \tag{4.16}$$

Onde:

$A^{rep} = (1/N_{tot}^{cust})(N^{cust})^T W^{rep}$ é um vetor linha com dimensão igual a $1 \times N^{comp}$

$A^{sw} = (1/N_{tot}^{cust})(N^{cust})^T W^{sw}$ é um vetor linha com dimensão igual a $1 \times N^{comp}$

$$U^{rep} = \begin{bmatrix} U_1^{rep} \\ \vdots \\ U_{N^{comp}}^{rep} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{f=0}^{N_1^{fail}} t_{f,1}^{rep} \\ \vdots \\ \sum_{f=0}^{N_{N^{comp}}^{fail}} t_{f,N^{comp}}^{rep} \end{bmatrix} \text{ é o vetor de somas aleatórias dos tempos de}$$

reparo cujos números de termos nas somas ($N_c^{fail} \forall c = 1, \dots, N^{comp}$) estão associados com os números de falhas dos componentes que são representados por distribuições de Poisson. Isto é, o vetor de indisponibilidades anuais (durações acumuladas) dos tempos de reparos dos componentes.

$$U^{sw} = \begin{bmatrix} U_1^{sw} \\ \vdots \\ U_{N^{comp}}^{sw} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{f=0}^{N_1^{fail}} t_{f,1}^{sw} \\ \vdots \\ \sum_{f=0}^{N_{N^{comp}}^{fail}} t_{f,N^{comp}}^{sw} \end{bmatrix} \text{ é o vetor de somas aleatórias dos tempos de}$$

chaveamento. Isto é, o vetor de indisponibilidades anuais (durações acumuladas) dos tempos de chaveamento dos componentes.

$t_{f,c}^{sw}$ e $t_{f,c}^{rep}$ são variáveis aleatórias exponencialmente distribuídas associadas com os tempos de chaveamento e reparo do componente c e cujas distribuições de probabilidade são dadas por: $\mu_c^{sw} \exp(-\mu_c^{sw} t)$ e $\mu_c^{rep} \exp(-\mu_c^{rep} t)$, respectivamente.

$\mu_c^{sw} = \frac{1}{MTTS_c}$ e $\mu_c^{rep} = \frac{1}{MTTR_c}$ são as taxas de chaveamento e reparo do componente c , respectivamente.

$MTTS_c$ (“Mean Time to Switching”) e $MTTR_c$ (“Mean Time to Repair”) são os tempos médios de chaveamento e reparo do componente c , respectivamente.

N_c^{fail} é uma variável aleatória com distribuição de Poisson associada com o número de falhas do componente c e cuja distribuição de probabilidade é dada por:

$$\mathbb{P}_c(k, T) = \frac{(\lambda_c T)^k}{k!} e^{-\lambda_c T}$$

$\mathbb{P}_{c,k}(k, T)$ é a probabilidade do componente c apresentar k falhas no período T (geralmente um ano).

λ_c é a taxa de falha do componente c .

Os cumulantes da combinação linear $DEC = A^{rep}U^{rep} + A^{sw}U^{sw}$ de variáveis aleatórias podem ser calculados a partir de (4.17).

$$\gamma_k(DEC) = \sum_{c=1}^{N^{comp}} (A_c^{rep})^k \gamma_k(U_c^{rep}) + \sum_{c=1}^{N^{comp}} (A_c^{sw})^k \gamma_k(U_c^{sw}) \quad (4.17)$$

$\gamma_k(DEC)$ é o k -ésimo cumulante do índice DEC.

$\gamma_k(U_c^{rep})$ e $\gamma_k(U_c^{sw})$ são os k -ésimos cumulantes das somas aleatórias U_c^{rep} e U_c^{sw} , respectivamente.

A partir dos cumulantes do DEC, pode-se obter a média e a variância do DEC, pois o primeiro e o segundo cumulantes são a média $E[DEC]$ e a variância $var[DEC]$, respectivamente. O principal pré-requisito para se obter os cumulantes do DEC é determinar os cumulantes das componentes da combinação linear. Em outras palavras, das somas aleatórias associadas com os tempos de reparo e chaveamento dos componentes. Estes cumulantes podem ser obtidos a partir dos momentos brutos (não centralizados) das somas aleatórias. Os momentos brutos de variáveis aleatórias são representados por uma série de derivadas conforme a equação (4.18) (MILLER; CHILDERS, 2012):

$$\alpha_n(X) = (-j)^n \frac{d^n}{d\omega^n} \Phi_X(\omega) \Big|_{\omega=0} \quad \forall n = 1, 2, 3, \dots \quad (4.18)$$

Onde:

$\alpha_n(X)$ é o momento de n -ésima ordem da variável aleatória X .

$\Phi_X(\omega)$ é a função característica da variável aleatória X .

Desta forma, deve-se determinar primeiramente a função característica de cada soma aleatória. As funções características das somas aleatórias U_c^{rep} e U_c^{sw} são dadas por:

$$\Phi_{U_c^{rep}}(\omega) = H_{N_c^{fail}}\left(\Phi_{t_c^{rep}}(\omega)\right) \text{ para } c = 1, \dots, N^{comp} \quad (4.19)$$

$$\Phi_{U_c^{sw}}(\omega) = H_{N_c^{fail}}\left(\Phi_{t_c^{sw}}(\omega)\right) \text{ para } c = 1, \dots, N^{comp} \quad (4.20)$$

Onde:

$\Phi_{U_c^{rep}}(\omega)$ e $\Phi_{U_c^{sw}}(\omega)$ são as funções características das somas aleatórias U_c^{rep} e U_c^{sw} , respectivamente.

$\Phi_{t_c^{rep}}(\omega)$ e $\Phi_{t_c^{sw}}(\omega)$ são as funções características dos tempos de reparo e de chaveamento do componente c , respectivamente.

$H_{N_c^{fail}}(z)$ é a função geradora de probabilidade para a variável aleatória N_c^{fail} que possui distribuição de Poisson. Esta função é dada por:

$$H_{N_c^{fail}} = e^{\lambda_c(z-1)} \text{ para } c = 1, \dots, N^{comp} \quad (4.21)$$

Lembrando-se que os tempos de reparo e chaveamento dos componentes possuem distribuição exponencial, tem-se que as funções características de $\Phi_{t_c^{rep}}(\omega)$ e $\Phi_{t_c^{sw}}(\omega)$ são dadas por:

$$\Phi_{t_c^{rep}}(\omega) = \frac{\mu_c^{sw}}{\mu_c^{sw} - j\omega} \text{ para } c = 1, \dots, N^{comp} \quad (4.22)$$

$$\Phi_{t_c^{sw}}(\omega) = \frac{\mu_c^{rep}}{\mu_c^{rep} - j\omega} \text{ para } c = 1, \dots, N^{comp} \quad (4.23)$$

Substituindo-se $z = \Phi_{t_c^{rep}}(\omega)$ e $z = \Phi_{t_c^{sw}}(\omega)$ em $H_{N_c^{fail}}(z)$, pode-se obter as funções geradoras de probabilidade $H_{N_c^{fail}}\left(\Phi_{t_c^{rep}}(\omega)\right)$ e $H_{N_c^{fail}}\left(\Phi_{t_c^{sw}}(\omega)\right)$. Portanto, as funções características $\Phi_{U_c^{rep}}(\omega)$ e $\Phi_{U_c^{sw}}(\omega)$ são dadas por:

$$\Phi_{U_c^{rep}}(\omega) = e^{\lambda_c \left[\left(\frac{\mu_c^{rep}}{\mu_c^{rep} - j\omega} \right) - 1 \right]} \text{ para } c = 1, \dots, N^{comp} \quad (4.24)$$

$$\Phi_{U_c^{sw}}(\omega) = e^{\lambda_c \left[\left(\frac{\mu_c^{sw}}{\mu_c^{sw} - j\omega} \right) - 1 \right]} \text{ para } c = 1, \dots, N^{comp} \quad (4.25)$$

Substituindo-se (4.24) e (4.25) em (4.18) e calculando-se as derivadas com relação a ω , obtém-se as seguintes expressões para quatro primeiros os momentos brutos de U_c^{rep} e U_c^{sw} :

$$\alpha_1(U_c^\tau) = \frac{\lambda_c}{\mu_c^\tau} \quad (4.26)$$

$$\alpha_2(U_c^\tau) = \frac{\lambda_c(2 + \lambda_c)}{(\mu_c^\tau)^2} \quad (4.27)$$

$$\alpha_3(U_c^\tau) = \frac{\lambda_c(6 + 6\lambda_c + \lambda_c^2)}{(\mu_c^\tau)^3} \quad (4.28)$$

$$\alpha_4(U_c^\tau) = \frac{\lambda_c(24 + 36\lambda_c + 12\lambda_c^2 + \lambda_c^3)}{(\mu_c^\tau)^4} \quad (4.29)$$

$$c = 1, \dots, N^{comp} \text{ e } \tau \in \{rep, sw\}$$

Onde o sobrescrito τ indica o tempo de restauração acumulado em uma soma aleatória, ou seja:

$$U_c^\tau = \begin{cases} U_c^{rep}, & \tau = rep \text{ (tempo de reparo)} \\ U_c^{sw}, & \tau = sw \text{ (tempo de chaveamento)} \end{cases}$$

A relação entre os momentos e os cumulantes de uma variável aleatória X é dada por (WIKIPÉDIA, 2013):

$$\gamma_n(X) = \alpha_n(X) - \sum_{m=1}^{n-1} \binom{n-1}{m-1} \gamma_m(X) \alpha_{n-m}(X) \quad (4.30)$$

Onde $\binom{n-1}{m-1}$ é o número de combinações de $m-1$ elementos tomados a partir de $n-1$ elementos.

A partir da equação (4.30), calcula-se os quatro primeiros cumulantes de U_c^{rep} e U_c^{sw} como se segue:

$$\gamma_1(U_c^\tau) = \frac{\lambda_c}{\mu_c^\tau} \quad (4.31)$$

$$\gamma_2(U_c^\tau) = \frac{2\lambda_c}{(\mu_c^\tau)^2} \quad (4.32)$$

$$\gamma_3(U_c^\tau) = \frac{6\lambda_c}{(\mu_c^\tau)^3} \quad (4.33)$$

$$\gamma_4(U_c^{rest}) = \frac{24\lambda_c}{(\mu_c^{rest})^4} \quad (4.34)$$

$$c = 1, \dots, N^{comp} \text{ e } \tau \in \{rep, sw\}$$

A partir dos cumulantes do DEC ($\gamma_k(DEC)$) obtidos de (4.17), pode-se obter a média e a variância do DEC, pois o primeiro e o segundo cumulantes são a média e a variância, respectivamente, isto é: $E[DEC] = \gamma_1(DEC)$ e $Var[DEC] = \gamma_2(DEC)$. Sendo assim, aplica-se as expressões (4.35) e (4.36) para se obter os parâmetros da lognormal.

$$\sigma = \sqrt{\ln(Var[DEC] + e^{2\ln(E[DEC])}) - 2\ln(E[DEC])} \quad (4.35)$$

$$\mu = \ln(E[DEC]) - \frac{1}{2}\sigma^2 \quad (4.36)$$

Após obtidos os parâmetros μ e σ , utiliza-se a equação (4.15) para representar o comportamento da função densidade de probabilidade (pdf) do índice DEC. Para determinar a penalidade/recompensa relacionadas com o DEC, deve-se integrar essa pdf de acordo com os limites pré-estabelecidos para cada região (zona de recompensa, zona morta e zona de penalidade), conforme a estrutura vista na Figura 23. A expressão abaixo ilustra como se determina a penalidade para uma função de recompensa/penalidade $RP(DEC)$ no intervalo $[0, \infty]$ (BRONW; BURKE, 2000).

$$E[RP] = \int_0^{\infty} RP(DEC) \cdot f(DEC) dDEC \quad (4.37)$$

Onde:

$$RP(DEC) = \begin{cases} V_{RP} \times cr, & \text{se } DEC \leq wr + cr/sr \\ V_{RP} \times (DEC - wr)sr, & \text{se } DEC \in (wr + cr/sr, wr) \\ 0, & \text{se } DEC \in [wr, wp] \\ V_{RP} \times (DEC - wp)sp, & \text{se } DEC \in (wp, wp + cp/sp) \\ V_{RP} \times cp, & \text{se } DEC \geq wp + cp/sp \end{cases}$$

$f(DEC) = \frac{1}{DEC\sigma\sqrt{2\pi}} e^{\left[-\frac{(\ln(DEC)-\mu)^2}{2\sigma^2}\right]}$ é a distribuição de probabilidade lognormal associada com índice DEC.

$dDEC$ é uma mudança infinitesimal no índice DEC.

Nesta dissertação, a integral definida em (4.37) foi calculada usando-se funções nativas do MATLAB® para integração numérica.

Enfim, com os valores da recompensa/penalidade obtidos, pode-se realizar a otimização da frequência de manutenção das podas de árvores sem utilizar a SMC durante o processo de otimização, o que resulta em uma redução do custo computacional.

4.3.2. Pearson

O modelo substituto pela técnica da Lognormal calcula-se analiticamente o valor esperado da penalidade associada com índice DEC. Já o modelo substituto utilizando o método de Pearson tem por princípio a geração de uma amostra de DEC (similar a SMC) a partir dos valores dos cumulantes do índice de confiabilidade. O grupo de distribuições proposto por Karl Pearson pode ser expresso pela equação abaixo (PEARSON, 1895):

$$\frac{df(x)}{dx} = \frac{(x - \phi_3)f(x)}{\phi_0 + \phi_1x + \phi_2x^2} \quad (4.38)$$

Onde:

x é um valor aleatório.

$f(x)$ é a função densidade de probabilidade.

ϕ_0, ϕ_1, ϕ_2 e ϕ_3 são os parâmetros da distribuição de Pearson.

De acordo com os valores dos parâmetros, essa função assumirá o tipo de uma das distribuições de probabilidade da família de Pearson. Os tipos de distribuições da família de Pearson são (LAHCENE, 2013):

- i) Tipo I: Distribuição Beta (primeiro tipo);
- ii) Tipo II: Distribuição Uniforme;
- iii) Tipo III: Distribuição Gama e Distribuição chi-quadrado;
- iv) Tipo IV: Região acima do Tipo V
- v) Tipo V: Distribuição de três parâmetros representada pela curva;
- vi) Tipo VI: Distribuição Beta (segundo tipo) e a Distribuição F - Fisher;
- vii) Tipo VII: Distribuição T- Student;

viii) Tipo X: Distribuição Exponencial;

ix) Tipo XI: Distribuição de Pareto.

Os parâmetros para a distribuição de Pearson são obtidos a partir dos cumulantes do índice de confiabilidade DEC, conforme visto na subseção anterior, utilizando-se das equações (4.31)-(4.34). Os quatro parâmetros são: média, desvio padrão, assimetria (*skewness*) e curtose (*kurtosis*). A média e variância podem ser obtidas a partir dos cumulantes brutos, enquanto a assimetria e curtose são obtidas a partir dos cumulantes padronizados. As equações abaixo expressam as fórmulas para se obter cada parâmetro a partir dos cumulantes brutos.

$$media = \gamma_1(DEC) \quad (4.39)$$

$$desvio\ padrão = \sqrt{\gamma_2(DEC)} \quad (4.40)$$

$$assimetria = \frac{\gamma_3(DEC)}{\sqrt{\gamma_2(DEC)^3}} \quad (4.41)$$

$$curtose = \frac{\gamma_4(DEC) + 3\gamma_2(DEC)^2}{\sqrt{\gamma_2(DEC)^4}} \quad (4.42)$$

Com o auxílio da função nativa *pearsrnd* do *software* MATLAB®, pode-se inserir os parâmetros da distribuição de Pearson e as dimensões da matriz de amostras de DEC, que se deseja obter. Esta função retorna a matriz de amostras e o tipo de distribuição de Pearson. A partir destes dados de saída, pode-se determinar a recompensa/penalidade do sistema aplicando-se as equações (4.7) e (4.8) na amostra de valores do índice DEC produzida pela função *pearsrnd*.

5. MODELO PROPOSTO PARA INCLUSÃO DO GERENCIAMENTO DA MANUTENÇÃO NA ANÁLISE DE CONFIABILIDADE PREDITIVA

Os modelos propostos nesta dissertação têm por base o apresentado por ANDERS (1990) e ENDRENYI et al. (1998), onde são incluídos no modelo de Markov estados de degradação para os componentes da rede elétrica. Nesta dissertação, estes estados de degradação indicam o crescimento da vegetação e a sua aproximação com as seções da rede de distribuição aérea. A Figura 25 ilustra o modelo Markov proposto sem aplicação da manutenção e com três estados de degradação.

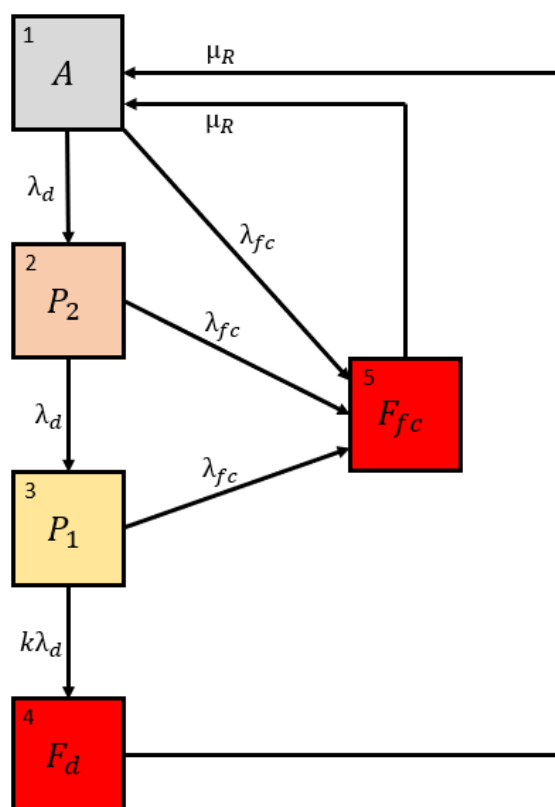


Figura 25 – Modelo de Markov proposto sem manutenção

Para este modelo as taxas de degradação são constantes, porém quando o sistema se encontra no estado 3 (amarelo) a taxa de degradação λ_d é multiplicada por fator k para reduzir o tempo de permanência no estado 3. Esta característica do modelo proposto representa uma transição acelerada para o estado de falha em

níveis avançados de degradação. Adicionalmente, o modelo apresenta dois modos de falhas que são representados pelos estados 4 e 5 (vermelho). Sendo o estado 4 causado por uma falha por deterioração, ou seja, a vegetação entra em contato com a rede de distribuição gerando uma falta. Já o estado 5 é ocasionado por um modo de falha das seções sem degradação, isto é, falhas que ocorrem de forma aleatória durante o estado operacional do sistema.

Os valores médios utilizados para as taxas de degradação λ_d foram obtidos da referência BROWN (2009) e os valores médios das taxas de falha por modo comum λ_{fc} e de reparo μ_R foram obtidos da referência ALLAN et al. (1991) e são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 - Valores médios das taxas de transição

Taxa	Valor
k	2
λ_d	0.5 falha/ano
λ_{fc}	0.065 falha/ano.km
μ_R^{-1}	5 horas

A matriz de probabilidade transicional estocástica do modelo de Markov apresentado na Figura 25 é dada pela equação abaixo:

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} P_{11} & \lambda_d & 0 & 0 & \lambda_{fc} \\ 0 & P_{22} & \lambda_d & 0 & \lambda_{fc} \\ 0 & 0 & P_{33} & k\lambda_d & \lambda_{fc} \\ \mu_R & 0 & 0 & P_{44} & 0 \\ \mu_R & 0 & 0 & 0 & P_{55} \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

Onde:

$P_{ii} = 1 - \sum_{j \neq i} P_{ij}$, sendo P_{ij} um elemento não-diagonal da matriz \mathbf{P} .

Utilizando a equação (3.43) para solucionar o sistema de equações lineares formado a partir da matriz transicional estocástica da equação (5.1) e o vetor de probabilidades limite $\mathbf{p} = [p_1 \ p_2 \ p_3 \ p_4 \ p_5]$. As probabilidades de limite de estado são dadas pelas equações (5.2) - (5.6).

$$p_1 = \frac{\mu_R(k\lambda_d + \lambda_{fc})(\lambda_d + \lambda_{fc})}{C} \quad (5.2)$$

$$p_2 = \frac{\mu_R\lambda_d(k\lambda_d + \lambda_{fc})}{C} \quad (5.3)$$

$$p_3 = \frac{\mu_R\lambda_d^2}{C} \quad (5.4)$$

$$p_4 = \frac{k\lambda_d^3}{C} \quad (5.5)$$

$$p_5 = \frac{\lambda_{fc}(2k\lambda_d^2 + k\lambda_d\lambda_{fc} + 2\lambda_d\lambda_{fc} + \lambda_{fc}^2 + \lambda_d^2)}{C} \quad (5.6)$$

A indisponibilidade do sistema é dada pela soma dos estados não operativos (estados 4 e 5) e representado pela equação abaixo:

$$U = \frac{(k\lambda_d + \lambda_{fc})(\lambda_d + \lambda_{fc})^2}{C} \quad (5.7)$$

Sendo C uma constante para equações (5.2) - (5.7), dada por:

$$C = k\lambda_d^3 + 2k\lambda_d^2\lambda_{fc} + k\lambda_d\lambda_{fc}^2 + 2k\lambda_d^2\mu_R + k\lambda_d\mu_R\lambda_{fc} + \lambda_d^2\lambda_{fc} + 2\lambda_d\lambda_{fc}^2 + \lambda_{fc}^3 + 2\lambda_d\mu_R\lambda_{fc} + \mu_R\lambda_{fc}^2 + \lambda_d^2\mu_R \quad (5.8)$$

Substituindo na equação (5.7) os valores da Tabela 2, com as taxas de falha anualizadas (divididas por 8760), tem-se que a indisponibilidade é igual a:

$$U = 0,000211032 \quad (5.9)$$

Observa-se um baixo valor de indisponibilidade causado principalmente pelos valores muito pequeno de taxa de falha da seção e pelo curto tempo necessário para o reparo da seção (5h).

A Figura 26 mostra a resposta transitória do modelo sem manutenção usando o método de multiplicação de matrizes definido na equação (3.45) para a seguinte condição inicial: $\mathbf{p}(t) = [1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0]$:

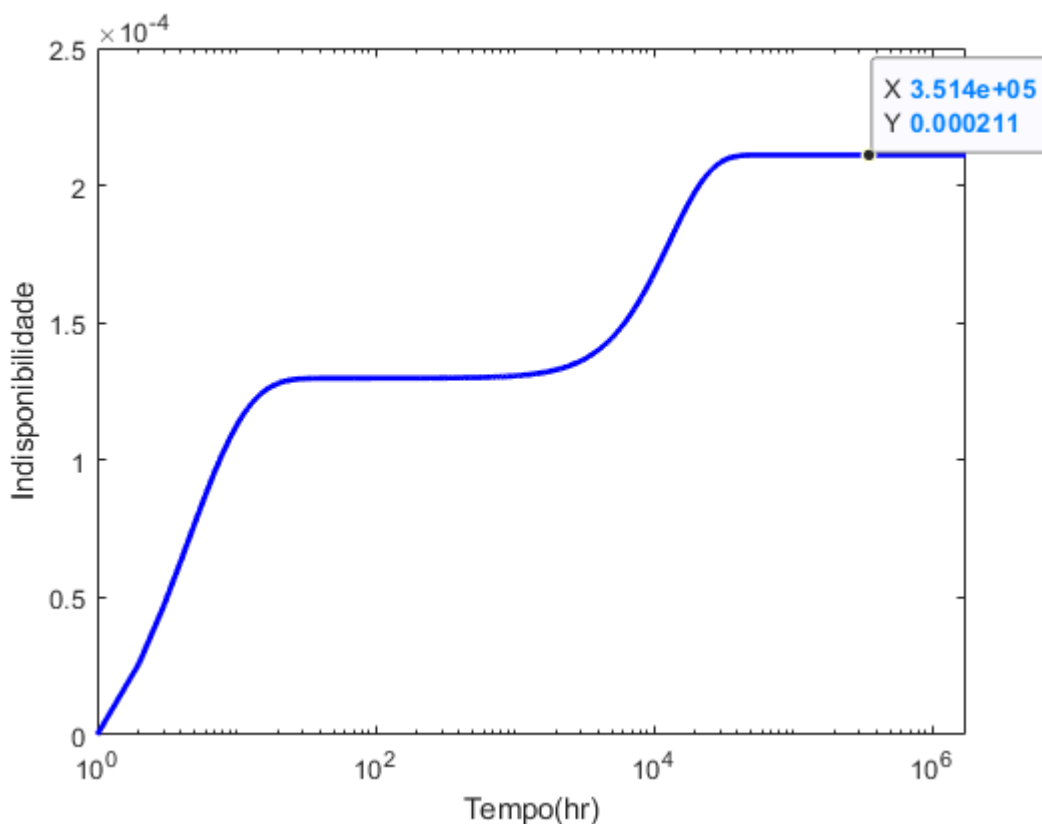


Figura 26 - Resposta transitória da indisponibilidade

Observa-se que após um longo intervalo de tempo t , a indisponibilidade tende a um valor constante, que é igual ao valor obtido para regime permanente, dado em (5.9).

O modelo com manutenção proposto nesta dissertação é composto por 8 estados, conforme a Figura 27, onde:

- i) Os estados A , P_2 e P_1 representam os estados de degradação (cinza, laranja e amarelo). O estado 1 (cinza) representa a condição na qual vegetação se encontra a mais de 1,5 m de distância da seção da rede de distribuição. O estado 2 (laranja) indica que a vegetação se encontra mais próxima da rede elétrica com distância $0,5 \text{ m} \leq d \leq 1,5 \text{ m}$. O estado 3 (amarelo) indica um nível de proximidade maior da vegetação com a seção ($d < 0,5 \text{ m}$);

- ii) Os estados F_d e F_{fc} representam os estados de falha devido ao contato da vegetação com a rede de distribuição e a eventos aleatórios, respectivamente (vermelho);
- iii) Os estados E_2 e E_1 representam o tempo de espera (atraso/retardo) para realização da manutenção após a identificação das seções que se encontram nos estados P_2 e P_1 , respectivamente. O estado E_2 gera uma espera de até 90 dias para a realização da manutenção da vegetação, enquanto o estado E_1 gera uma espera de até 30 dias. Tais valores foram obtidos a partir de dados fornecidos por concessionárias de distribuição no Nordeste do Brasil;
- iv) O estado M é representa a manutenção da vegetação. A manutenção da seção devido a poda de árvores é realizada com a rede energizada. Com isso, o estado M não gera uma interrupção no fornecimento de energia.

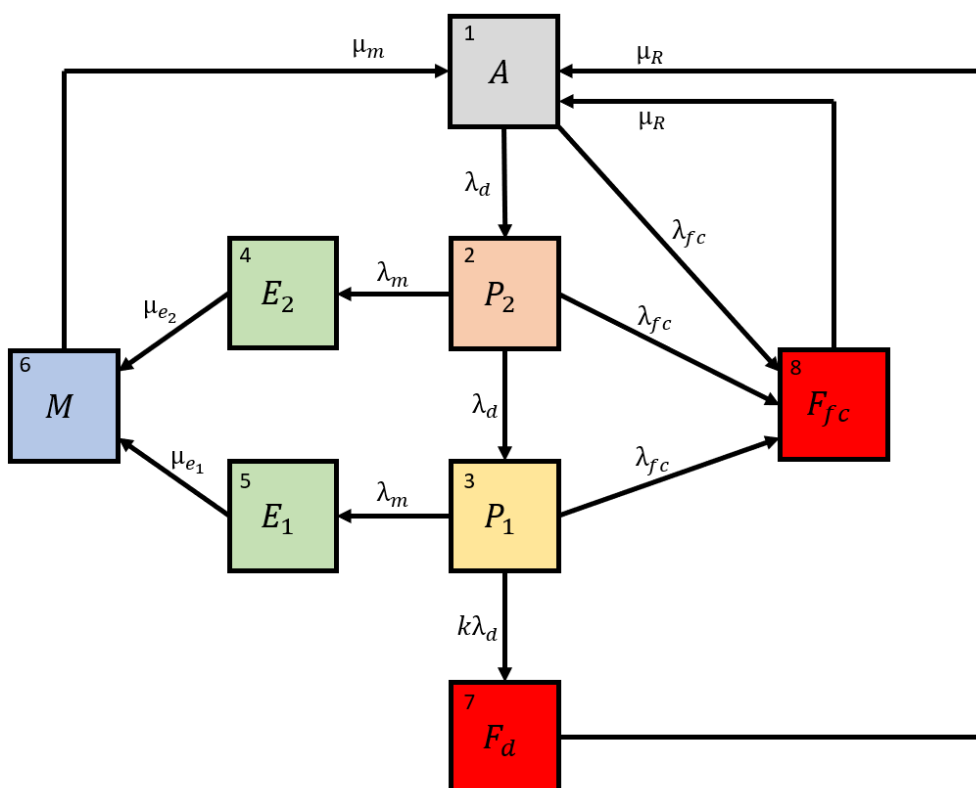


Figura 27 – Modelo de Markov proposto com manutenção

A matriz de probabilidade transicional estocástica do modelo de Markov apresentado na Figura 27 é dada pela equação abaixo:

$$P = \begin{bmatrix} P_{11} & \lambda_d & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{fc} \\ 0 & P_{22} & \lambda_d & \lambda_m & 0 & 0 & 0 & \lambda_{fc} \\ 0 & 0 & P_{33} & 0 & \lambda_m & 0 & k\lambda_d & \lambda_{fc} \\ 0 & 0 & 0 & P_{44} & 0 & \lambda_{e_2} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & P_{55} & \lambda_{e_1} & 0 & 0 \\ \mu_m & 0 & 0 & 0 & 0 & P_{66} & 0 & 0 \\ \mu_R & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & P_{77} & 0 \\ \mu_R & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & P_{88} \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

A Tabela 3 abaixo fornece o significado de cada taxa de transição utilizado no modelo da Figura 27.

Tabela 3 - Descrição das taxas de transição

Taxa	Descrição
λ_d	Taxa de degradação da seção devido à proximidade da vegetação à seção
λ_{fc}	Taxa de falha de modo comum devido a fenômenos aleatórios que ocorrem na rede distribuição
μ_R	Taxa de transição de reparo da seção para ir do estado falhado para o operativo normal
μ_e	Taxa de transição de espera para o estado de manutenção
λ_m	Taxa de manutenção
μ_m	Taxa de transição do estado de manutenção para o operativo normal

Os valores das taxas de transição do modelo com manutenção são os mesmos do modelo da Figura 25 e são apresentados na Tabela 2. As taxas de transição adicionais do modelo com manutenção são definidas conforme a Tabela 4.

Tabela 4 – Valores médios das taxas de transição com manutenção

Taxa	Valor
$\mu_{e_2}^{-1}$	90 dias
$\mu_{e_1}^{-1}$	30 dias
μ_m^{-1}	3 horas

5.1. Estimação dos Índices de Confiabilidade para o Modelo Proposto

No processo de estimação dos índices de confiabilidade necessita-se que o modelo de Markov dos componentes do sistema sejam apenas de dois estados para se aplicar a técnica de agregação de sistemas série e paralelo para determinar o impacto de cada componente na rede de distribuição. Nota-se que os modelos Markovianos propostos para as seções das redes de distribuição na Figura 25 e Figura 27, apresentam múltiplos estados, o que impossibilita a sua aplicação direta para estimação dos índices de confiabilidade.

Para contornar esse problema utiliza-se a técnica de agregação de estados, vista no Capítulo 3, que consiste em agregar os estados que apresentam o mesmo impacto para o sistema, ou seja, os estados que mantêm o componente operando e os estados que deixam o componente fora de serviço. Para o modelo de Markov sem manutenção da Figura 25 os estados UP (estados de verde: 1, 2 e 3) e estados DOWN (estados de cor vermelha: 4 e 5) são ilustrados na Figura 28.

O diagrama resultante para o modelo de Markov de dois estados é ilustrado na Figura 29, onde as taxas de transição resultantes são dadas pelas equações abaixo:

$$\lambda_{eq} = \lambda_{fc} + \frac{p_3 k \lambda_d}{p_1 + p_2 + p_3} \quad (5.11)$$

$$\mu_{eq} = \mu_R \quad (5.12)$$

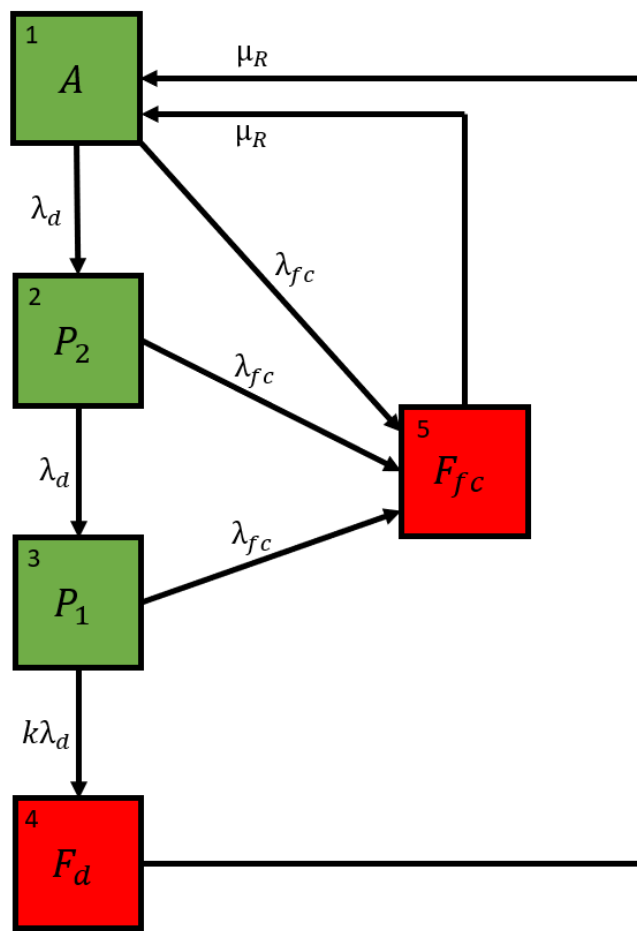


Figura 28 - Estados com mesmo impacto - sem manutenção

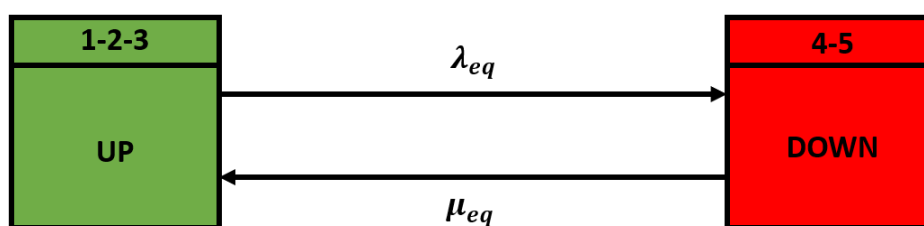


Figura 29 - Modelo resultante de dois estados - sem manutenção

Para o modelo com manutenção da Figura 27 a agregação de estados ocorre conforme a Figura 30, onde estados UP (estados de cor verde: 1, 2, 3, 4, 5 e 6) e os estados DOWN (estados de cor vermelha: 7 e 8) são agregados para transformar o modelo de múltiplos estados em um modelo Markoviano de apenas dois estados, conforme a Figura 31.

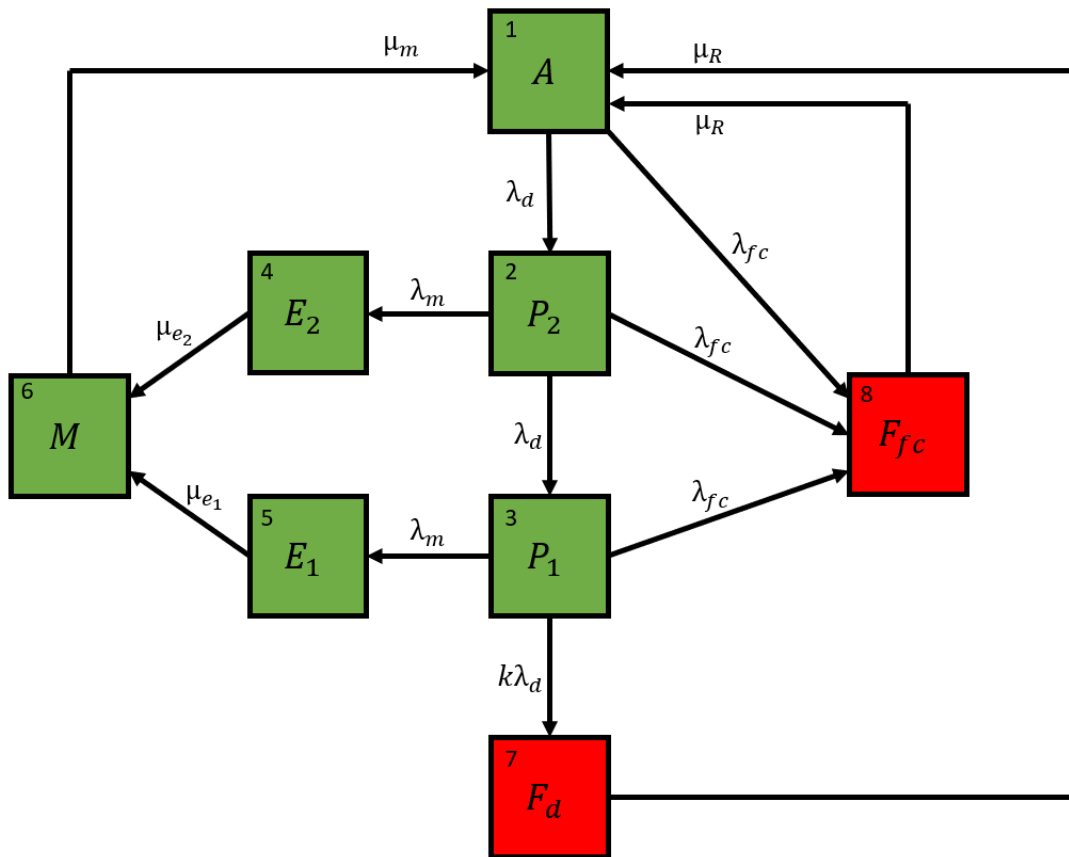


Figura 30 - Estados com mesmo impacto – com manutenção

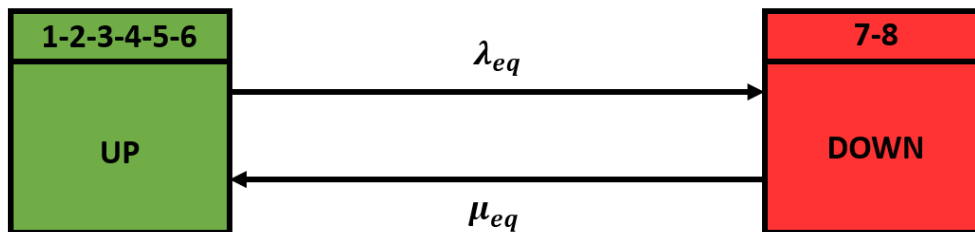


Figura 31 - Modelo resultante de dois estados – com manutenção

As taxas de transição resultantes do diagrama da Figura 31 são dadas pelas equações a seguir:

$$\lambda_{eq} = \frac{\lambda_{fc}(p_1 + p_2 + p_3) + p_3 k \lambda_d}{1 - (p_7 + p_8)} \quad (5.13)$$

$$\mu_{eq} = \mu_R \quad (5.14)$$

De posse das equações das taxas de transição equivalentes, pode-se utilizar os métodos de estimação dos índices de confiabilidade (método analítico, o método de SMC e os métodos híbridos), onde as taxas de falha e reparo equivalentes resultantes da agregação ficam em função das probabilidades de cada estado e das suas respectivas taxas de transição nos modelos originais.

Os tempos de residências nos estados de degradação 1 e 2 são iguais a dois anos. Ou seja, o tempo médio para uma seção obter o nível crítico de degradação é de quatro anos. Por outro lado, o processo de apuração das penalidades é mensal. Em outras palavras, a apuração das penalidades e a deterioração possuem escalas de tempo distintas. Desta forma, podem ocorrer variações significativas nas penalidades mensais, de acordo com a frequência das podas das árvores, durante o período no qual uma seção atinge a condição crítica. Devido a isso, deve-se recorrer a uma solução transitória do modelo multiestados para capturar as variações mensais nas penalidades. Portanto, as probabilidades de cada estado do modelo Markoviano, devem ser calculadas utilizando os métodos de solução transitória vistos no Capítulo 3, por exemplo: solução numérica de sistemas de equações diferenciais, multiplicação de matrizes ou transformada de Laplace. O diagrama da Figura 32 ilustra o procedimento de estimação transitória de índices de confiabilidade.

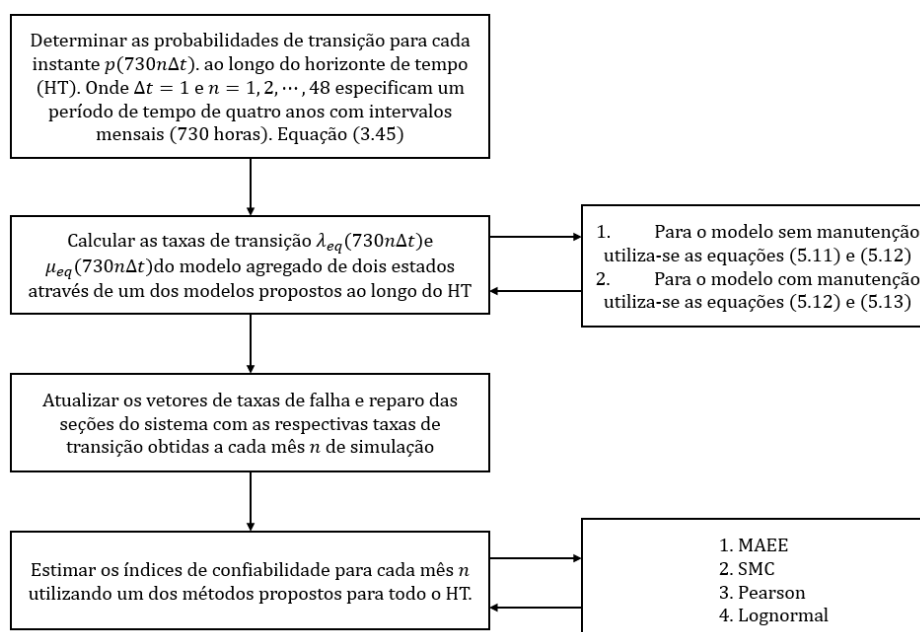


Figura 32 - Diagrama do processo para determinar os índices de confiabilidade

A metodologia ilustrada no fluxograma da Figura 32 foi usada para demonstrar o efeito da manutenção no índice DEC. Esta análise foi realizada sob as seguintes condições:

- i) O índice DEC foi calculado no sistema RBTS barra 4 (BILLINTON et al., 1991). As principais características do sistema RBTS são apresentadas no Capítulo 7 (Resultados dos Testes).
- ii) Os modelos de degradação com múltiplos estados com e sem manutenção foram considerados.
- iii) O horizonte de tempo considerado é de quatro anos.
- iv) O período de apuração do índice DEC é mensal.
- v) O índice DEC foi estimado via SMC.
- vi) O intervalo de manutenção é de um ano e quatro meses (média entre a frequência mínima e a frequência máxima de manutenção utilizada no modelo de otimização, que será abordado no Capítulo 6).

Os gráficos do DEC com relação ao tempo para os modelos de degradação com e sem manutenção são mostrados na Figura 33. No modelo sem manutenção o DEC apresenta uma grande variação, enquanto o modelo com manutenção mantém um DEC dentro de uma faixa de valores bem menor. Isso ocorre, pois com o passar tempo a taxa de falha equivalente das seções vai se tornando maior (modelo sem manutenção da vegetação) devido à proximidade da vegetação com as seções da rede de distribuição.

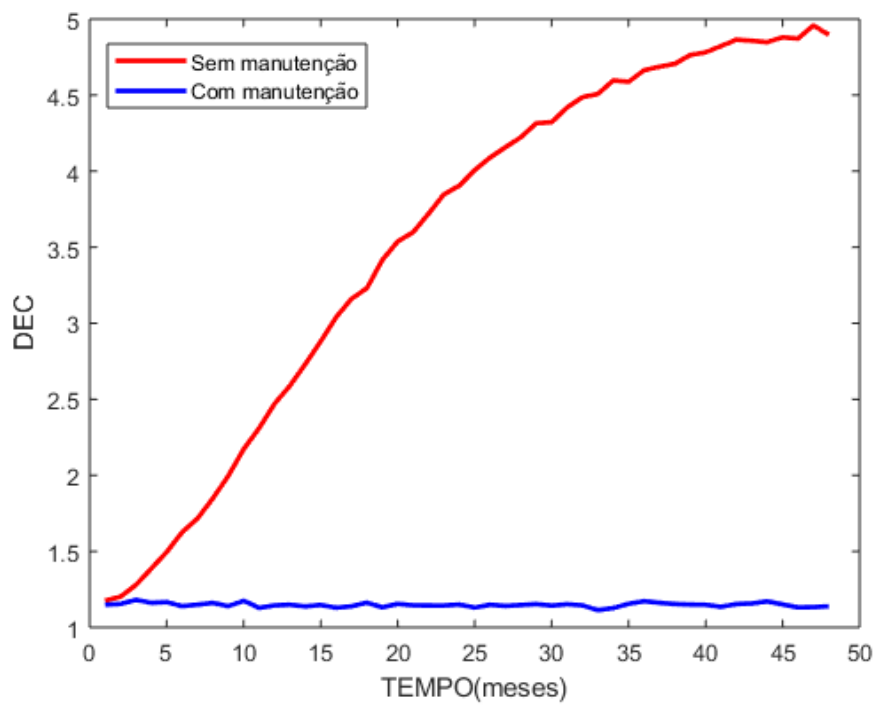


Figura 33 – Impacto da manutenção sobre o índice DEC.

6. TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO PARA O GERENCIAMENTO DAS ATIVIDADES DE MANUTENÇÃO ASSOCIADAS COM AS PODAS DE ÁRVORES

Técnicas de otimização da frequência de manutenção das podas de árvores são de grande importância, pois a vegetação é a terceira maior causa de interrupções do fornecimento de energia para os consumidores sendo superada somente pelo contato de animais com a rede e pelas descargas atmosféricas. Segundo BROWN (2009) os modos de falhas associados com a vegetação são:

- i) Danos mecânicos nos condutores da rede de distribuição aérea causado pela queda de galhos ou tronco de árvores;
- ii) Falhas causadas por animais que utilizam as árvores como acesso ao poste de energia;
- iii) Falhas causadas por galhos das árvores crescem e fazem com que dois condutores de energia entrem em contato;
- iv) Falhas causadas pelo vento que impele galhos contra os condutores, resultando no contato entre dois condutores de energia;
- v) Falhas causadas quando um galho cai sobre dois condutores.

6.1. Formulação Convencional

As técnicas de otimização da frequência da manutenção das podas de árvores comumente minimizam os custos de manutenção e o valor esperado para um índice de confiabilidade, por exemplo: custos de interrupção, energia não fornecida e DEC. Para isso utilizam-se de ferramentas meta-heurísticas no processo de otimização, pois esse tipo de problema tem as seguintes características:

- i) Combinatória: os intervalos de manutenção estão associados com discretos, por exemplo: mensal, bimestral, trimestral, semestral, etc.
- ii) Não-linear: os índices de confiabilidade são funções não lineares das frequências de manutenção em modelos com múltiplos estados de degradação.

- iii) Estocástico: incertezas associadas com a frequência e duração das interrupções.

Desta forma, não se pode aplicar algoritmos de programação matemática convencionais para obter um programa ótimo de manutenção. Além das complexidades citadas acima, a definição dos intervalos de manutenção deve também minimizar os custos de podas de árvore (custos de manutenção). Portanto, têm-se dois objetivos conflitantes na programação da manutenção, pois quanto maior a frequência de poda menor será o número de falhas devido a vegetação, mas os custos para obter esta melhoria na confiabilidade serão mais elevados. Desta forma, o gerenciamento da vegetação centrado em confiabilidade pode ser formulado através da solução do seguinte problema de otimização multiobjetivo:

$$\text{Min} \left\{ \frac{1}{48} \sum_{t=1}^{48} E[DEC(\lambda^m, t)], C_{tot}^m(\lambda^m) \right\} \quad (6.1)$$

Sujeito a:

$$C_{tot}^m = \sum_{s \in \mathbb{S}} C_s^m(\lambda_s^m) \quad (6.2)$$

$$E[DEC(\lambda^m, t)] = A^{rep} \bar{U}^{rep}(\lambda^m, t) + A^{sw} \bar{U}^{sw}(\lambda^m, t) \quad (6.3)$$

$$\bar{U}^{rep}(\lambda^m, t) = \Lambda^{eq}(\lambda^m, t) t^{req}(\lambda^m, t) \quad (6.4)$$

$$\bar{U}^{sw}(\lambda^m, t) = \Lambda^{eq}(\lambda^m, t) t^{sw} \quad (6.5)$$

$$\forall s \in \mathbb{S} \text{ e } \lambda_s^m \in \mathbb{F}$$

Onde:

λ_s^m é a frequência de manutenção da seção s ;

C_{tot}^m é o custo total de manutenção;

\mathbb{S} é o conjunto de ramos associados com seções do tronco e das laterais;

$C_s^m(\lambda_s^m) = C^m \times \ell_s \times \lambda_s^m$ é o custo de manutenção associado com a seção s ;

C^m é o custo unitário de manutenção expresso em \$/km;

ℓ_s é o comprimento da seção s ;

$\mathbf{t}^{req}(\lambda^m, t)$ é o vetor de tempos de reparo equivalentes dos componentes. Os elementos deste vetor são definidos como:

$$t_c^{req}(\lambda_c^m, t) = \begin{cases} \mu_c^{req}(\lambda_c^m, t) & c \in \mathbb{S} \\ \mu_c^{rep} & c \notin \mathbb{S} \end{cases} \quad \forall c = 1, \dots, N^{comp}$$

$\mu_c^{req}(\lambda_c^m, t)$ é o tempo de reparo equivalente do modelo agregado de dois estados (obtido pela solução transiente do modelo de Markov) para o mês t ;

\mathbf{t}^{sw} é o vetor de tempos de chaveamento dos componentes;

$\Lambda^{eq}(\lambda^m, t)$ é a matriz diagonal das taxas de falha equivalentes dos componentes. Os elementos diagonais desta matriz são definidos como:

$$\Lambda_{cc}^{eq}(\lambda_c^m, t) = \begin{cases} \lambda_c^{req}(\lambda_c^m, t) & c \in \mathbb{S} \\ \lambda_c & c \notin \mathbb{S} \end{cases}$$

$\lambda_c^{req}(\lambda_c^m, t)$ é a taxa de falha equivalente do modelo agregado de dois estados (obtida pela solução transiente do modelo de Markov) para o mês t ;

\mathbb{F} é o conjunto de valores discretos das frequências de manutenção;

$E[DEC(\lambda^m, t)]$ é o valor esperado do DEC em função do tempo e das frequências de manutenção das seções.

O espaço de busca da solução é constituído por um conjunto discreto de frequências de manutenção referentes as podas de árvores, que são combinadas com o conjunto de seções da rede de distribuição. Quanto maior o sistema sob estudo, maior será a dimensão do problema de otimização combinatória. Portanto, a dimensão do espaço de busca do problema de gerenciamento ótimo da manutenção é dada por: $|\mathbb{F}|^{|\mathbb{S}|}$, onde $|\mathbb{S}|$ e $|\mathbb{F}|$ são as cardinalidades dos conjuntos \mathbb{S} e \mathbb{F} , respectivamente.

Nesta dissertação, os valores mínimo e máximo da frequência de manutenção são uma manutenção a cada quatro anos e dezesseis manutenções a cada quatro anos, respectivamente. Entre o valor mínimo e o máximo da frequência de manutenção existem mais seis possibilidades de frequências de manutenções. A Tabela 5 apresenta todos os valores possíveis da frequência de manutenção. Os valores desta tabela estão limitados ao período máximo sem

manutenção, que é de quatro anos. Ou seja, o sistema deve receber pelo menos uma manutenção a cada quatro anos (48 meses). O período mínimo entre manutenções é de três meses, o que equivale a 16 manutenções quando se observa o horizonte de tempo de quatro anos. A definição de valores específicos para as frequências de manutenção evita que o algoritmo de otimização obtenha valores de intervalos de manutenção que não estão de acordo com as práticas de gerenciamento da manutenção, por exemplo, frequências com partes decimais. Portanto, o tomador de decisão terá mais familiaridade com os valores ótimos dos intervalos de manutenção fornecidos pelo algoritmo de otimização. Além disso, evita-se perda de qualidade da solução com o arredondamento das frequências com partes decimais.

Tabela 5 – Frequências de manutenção adotadas (elementos do conjunto \mathbb{F})

Número de manutenções	Período entre manutenções
1	48 meses
2	24 meses
3	16 meses
4	12 meses
6	8 meses
8	6 meses
12	4 meses
16	3 meses

6.2. Formulação Proposta

A formulação proposta nesta dissertação tem por objetivo a minimização da penalidade (multa) paga pela concessionária de energia e a minimização dos custos de manutenção com podas de árvores. A simples minimização do valor esperado do DEC, que é utilizado pela formulação convencional, não assegura que o DEC com a otimização da manutenção não viole os limites estabelecidos pela agência reguladora. Ou seja, o algoritmo meta-heurístico pode determinar um plano de manutenção ótimo no qual o valor esperado do DEC está dentro da faixa

permissível, mas a concessionária de energia está pagando uma compensação de energia ao consumidor. Em outras palavras o risco de transgressão das metas ainda é alto. Este efeito é causado pela dispersão de uma variável aleatória ao redor do seu valor médio devido as incertezas associadas com a frequência e a duração das falhas. Desta forma, podem ocorrer meses onde a concessionária não foi multada, mas com certeza haverá meses nos quais a concessionária será penalizada. A variabilidade do DEC em torno do seu valor médio é ilustrada na Figura 34. Esta figura mostra a distribuição de probabilidade do índice DEC cujo valor médio é 3,0 horas/ano. A meta e a penalidade para o índice DEC nesta figura são iguais a de 6,0 horas/ano e \$10 milhões. Desta forma, pode-se observar que o valor médio do DEC é inferior à meta. Todavia, é importante notar que existe um risco de o DEC violar a meta (área sombreada à direita) e a concessionária pode pagar uma multa de \$10 milhões por esta violação.

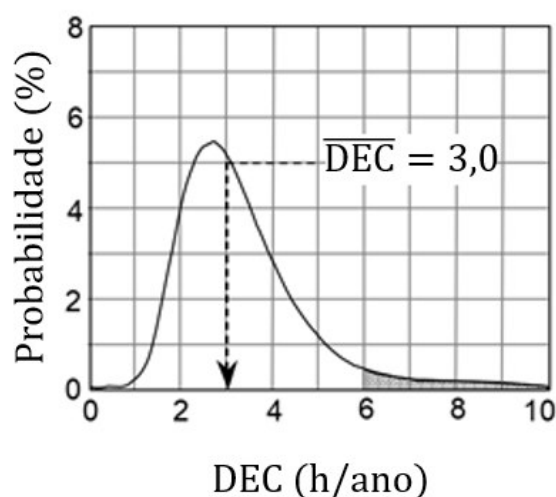


Figura 34 - Distribuição de probabilidade do DEC com a visualização do risco de violação de uma meta de 6.0 horas/ano.

Fonte: Adaptado BROWN (2009)

A minimização da exposição do risco de penalidade experimentado pela concessionária só pode ser realizada se o modelo de otimização da manutenção considerar a minimização do valor esperado da penalidade na sua função objetivo. Todavia, não se pode utilizar o MAEE para estimação das penalidades, pois tal método só fornece o valor médio do índice de confiabilidade DEC e a penalidade é obtida a partir da distribuição de probabilidade do índice DEC. Em outras palavras,

não há uma fórmula analítica fechada associada com a recompensa/penalidade do sistema. Para determinar a recompensa/penalidade ao longo de um dado horizonte de tempo, necessita-se da utilização da SMC para estimar a variação do índice de confiabilidade DEC ao redor da sua média. Todavia a SMC possui alto custo computacional. Desta forma, nesta dissertação são propostos dois modelos substitutos para estimar a recompensa/penalidade: um baseado na distribuição lognormal e outro na família de distribuições de Pearson. A SMC e os dois modelos substitutos serão avaliados, com relação a precisão e tempo computacional, no cálculo da função objetivo baseada na penalidade.

Assim como no paradigma convencional (minimização do DEC), o paradigma proposto, baseado na minimização das multas, também deve minimizar os custos de manutenção para que a programação ótima das manutenções seja economicamente viável. Desta forma, o programa de podas de árvore baseado na formulação proposta (redução das multas e custos) pode ser obtido através da solução do seguinte problema de otimização multiobjetivo:

$$\text{Min} \left\{ \sum_{t=1}^{48} E[RP(\lambda^m, t)], C_{tot}^m(\lambda^m) \right\} \quad (6.6)$$

Sujeito a:

$$C_{tot}^m = \sum_{s \in \mathbb{S}} C_s^m(\lambda_s^m) \quad (6.7)$$

$$E[RP(\lambda^m, t)] = \int_0^{\infty} RP(\xi) \cdot f(\xi) d\xi \quad (6.8)$$

$$\xi = DEC(\lambda^m, t) = A^{rep} \hat{U}^{rep}(\lambda^m, t) + A^{sw} \hat{U}^{sw}(\lambda^m, t) \quad (6.9)$$

$$\forall s \in \mathbb{S} \text{ e } \lambda_s^m \in \mathbb{F}$$

Onde:

$E[RP(\lambda^m, t)]$ é o valor esperado da recompensa/penalidade em função do tempo e das frequências de manutenção das seções;

$DEC(\lambda^m, t)$ é a variável aleatória associada com o índice DEC em função do tempo e das frequências de manutenção das seções;

$f(\xi) = f(DEC(\lambda^m, t))$ é função densidade de probabilidade de $DEC(\lambda^m, t)$;

$d\xi = dDEC(\lambda^m, t)$ é uma mudança infinitesimal em $DEC(\lambda^m, t)$;

$\widehat{U}^{rep}(\lambda^m, t)$ é o vetor de somas aleatórias dos tempos de reparo com dependência em relação ao tempo e a frequência de manutenção. Os elementos deste vetor são definidos como:

$$\widehat{U}_c^{rep}(\lambda^m, t) = \begin{cases} \sum_{f=0}^{N_c^{fail}(\lambda^m, t)} t_{f,1}^{rep}(\lambda^m, t) & c \in \mathbb{S} \\ \sum_{f=0}^{N_c^{fail}} t_{f,c}^{rep} & c \notin \mathbb{S} \end{cases}$$

$\widehat{U}^{sw}(\lambda^m, t)$ é o vetor de somas aleatórias dos tempos de chaveamento com dependência em relação ao tempo e a frequência de manutenção. Os elementos deste vetor são definidos como:

$$\widehat{U}_c^{sw}(\lambda^m, t) = \begin{cases} \sum_{f=0}^{N_c^{fail}(\lambda^m, t)} t_{f,1}^{sw} & c \in \mathbb{S} \\ \sum_{f=0}^{N_c^{fail}} t_{f,c}^{sw} & c \notin \mathbb{S} \end{cases}$$

$N_c^{fail}(\lambda^m, t)$ é uma variável aleatória com distribuição de Poisson que representa o número de falhas no componente $c \in \mathbb{S}$. A taxa de falha desta distribuição é igual a taxa de falha equivalente do modelo agregado de dois estados para o mês t . A taxa de falha equivalente é obtida através da solução transitória do modelo de Markov;

$t_{f,c}^{rep}(\lambda^m, t)$ é uma variável aleatória com distribuição exponencial que representa o tempo de reparo do componente $c \in \mathbb{S}$ para o evento de falha f associado com $N_c^{fail}(\lambda^m, t)$. A taxa de reparo desta distribuição é igual a taxa de reparo equivalente do modelo agregado de dois estados para o mês t . A taxa de reparo equivalente é obtida pela solução transitória do modelo de Markov.

Comparando-se os paradigmas convencional e proposto para o gerenciamento da vegetação centrado em confiabilidade, pode-se concluir que no modelo convencional a função objetivo e as restrições estão associadas com valores esperados das indisponibilidades anuais (reparo e chaveamento) que definem o DEC. Por outro lado, no modelo proposto a função objetivo e as restrições estão relacionadas com as somas aleatórias (processos estocásticos geradores) das indisponibilidades anuais que definem o índice DEC.

O modelo convencional definido nesta dissertação tem uma função objetivo similar aquelas identificadas na revisão bibliográfica sobre gerenciamento da manutenção centrada em confiabilidade. No entanto, o modelo convencional tem uma vantagem com relação aos previamente publicados: a representação da evolução temporal da degradação através de um modelo Markoviano de múltiplos estados.

6.3. Técnica de Otimização

Os problemas de gerenciamento da manutenção definidos nas seções 6.1 e 6.2 foram resolvidos usando-se o PSO multiobjetivo. Esta meta-heurística se baseia na utilização de um enxame de partículas que são geradas de forma aleatória dentro de um espaço de busca previamente delimitado. Neste algoritmo cada partícula é vista como uma possível solução dentro do espaço de busca para um dado problema. Cada partícula está associada a um valor de velocidade, que sofre a ação de três vetores.

Esses três vetores se somam e indicam a direção que a partícula irá tomar. O primeiro vetor é a memória da partícula, ou seja, a velocidade e posição atual. O segundo vetor é a inércia que atrai a partícula para a melhor posição já encontrada pela partícula. Já o terceiro vetor é o de cooperação que atrai a partícula para a melhor posição já visitada pelo enxame. A Figura 35 mostra a composição das forças que geram o movimento da partícula.

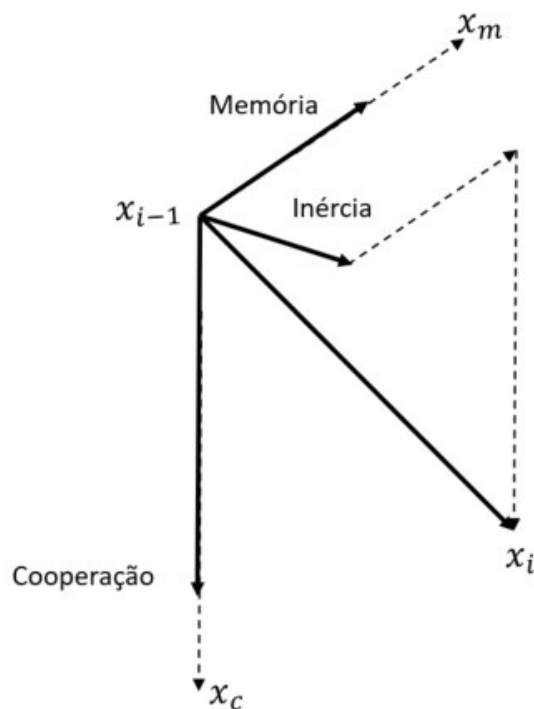


Figura 35 – Movimento de uma partícula
 Fonte: Adaptado Borges (2006)

A implementação do algoritmo se faz gerando as N partículas que formarão o enxame com suas respectivas posições. Pode-se neste momento gerar o vetor de velocidades iniciais para cada partícula. Os vetores de velocidade e posição de todas as partículas são atualizados a cada geração (iteração), até que seja atingindo um critério de parada (número máximo de gerações/iterações, partícula com valor desejado etc.).

No PSO cada partícula irá possuir um $pbest$ que é a melhor posição já visitada por essa partícula. O enxame terá o $gbest$, que a melhor posição já visitada pelo enxame. Para atualizar as velocidades de cada partícula, utiliza-se o peso w , que representa a inércia da partícula e os parâmetros de confiança $c1$ e $c2$. O parâmetro $c1$ define o quanto a partícula confia em si, enquanto o $c2$ define o quanto a partícula confia no enxame. A equação (6.10) é utilizada para atualizar a velocidade de cada partícula.

$$v_i^{(k+1)} = wv_i^{(k)} + c1r1(pbest_i - x_i^{(k)}) + c2r2(gbest^{(k)} - x_i^{(k)}) \quad (6.10)$$

Onde:

$x_i^{(k)}$ é a posição da partícula i na iteração k .

$v_i^{(k)}$ é a velocidade da partícula i na iteração k .

$pbest_i$ é a melhor posição encontrada pela partícula i .

$gbest^{(k)}$ é a melhor posição encontrada pelo enxame até a iteração k .

$r1$ e $r2$ são número aleatórios entre zero e um.

A equação (6.11) mostra como é feita a atualização da posição futura de cada partícula no algoritmo.

$$x_i^{(k+1)} = x_i^{(k)} + v_i^{(k+1)} \quad (6.11)$$

Onde:

x_{k+1}^i é a posição de cada partícula i na iteração $k+1$

v_{k+1}^i é o vetor de velocidade da partícula

Na Figura 36 tem-se o diagrama que representa o fluxo do algoritmo PSO.

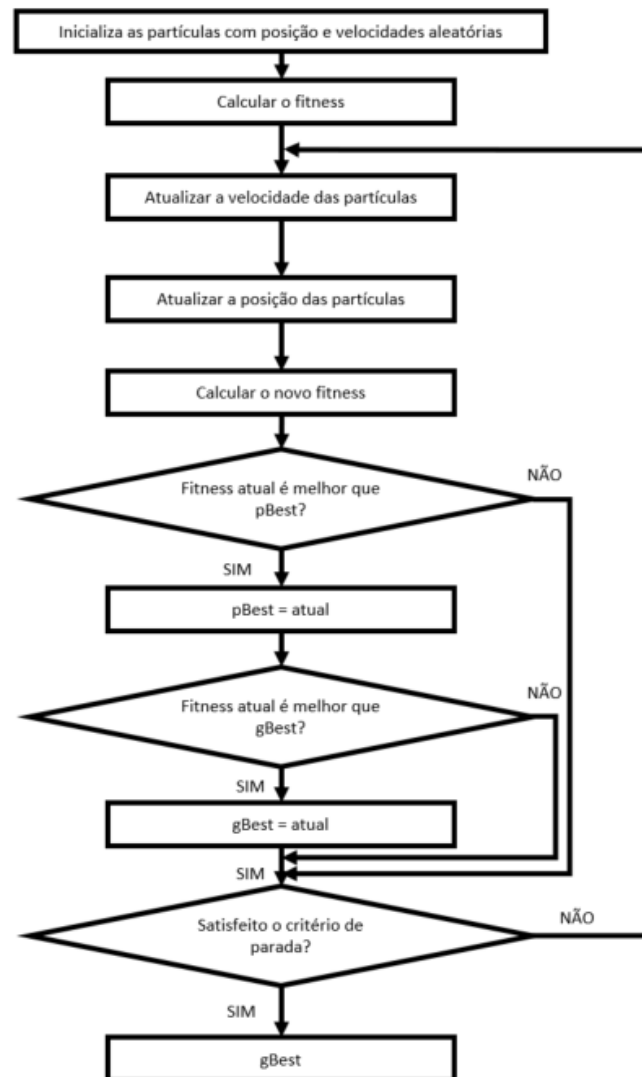


Figura 36 - Diagrama do algoritmo PSO.

O algoritmo PSO foi originalmente projetado para problemas com variáveis aleatórias contínuas. Porém as frequências de manutenção são discretas, conforme pode-se observar na Tabela 5. Para contornar esse problema utiliza-se o PSO de forma contínua, porém os valores são arredondados para o inteiro mais próximo quando o algoritmo vai atualizar a posição das partículas.

Foi implementada uma estratégia de mutação no PSO para evitar a convergência do mesmo para uma solução ótima local. Esta estratégia consiste em alterar de forma aleatória algumas partículas de acordo com o valor percentual escolhido para uma taxa de mutação.

Após a determinação dos valores das funções objetivos para cada partícula, utiliza-se a teoria da dominância de Pareto, introduzida por Vilfredo Pareto no século XIX (DEB, 2001), para comparar as soluções do PSO multiobjetivo. Este processo é realizado para encontrar as soluções não-dominadas do conjunto de partículas do PSO, ou seja, dado um conjunto de soluções V , diz que a solução x_1 é não-dominada por x_2 quando $f_m(x_1) \leq f_m(x_2)$ para todo $m = 1, 2, \dots, M$ e $\exists_m \rightarrow f_m(x_1) < f_m(x_2)$, tratando-se de um problema de minimização.

Um vetor com as soluções não-dominadas é criado e compara-se esse vetor com o conjunto de partículas que é gerado aleatoriamente a cada geração do PSO. Para garantir que o espaço de busca da solução seja o maior possível (para evitar que o algoritmo encontre um ótimo local como solução ótima do problema), além da mutação introduzida nas partículas do PSO, utiliza-se a técnica de *Crowding Distance* (Distância do Aglomerado) para estimar a densidade de soluções em torno de uma dada solução (DEB, 2000).

A Figura 37 ilustra como se determina a distância do aglomerado para uma dada solução i , onde estima-se o maior cuboide que se pode obter sem incluir nenhuma outra solução.

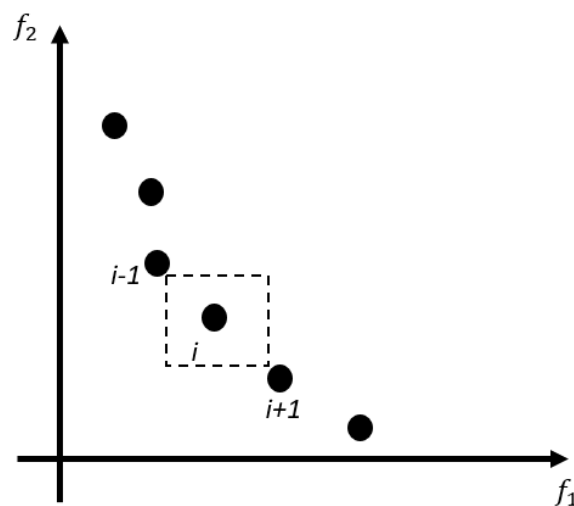


Figura 37 – Determinação da distância do aglomerado
Fonte: Adaptado Raquel e Naval (2005)

Na Figura 38 tem um exemplo de espaço de soluções, onde se deseja minimizar as funções f_1 e f_2 . O gráfico é composto por seis pontos, onde cada um representa uma solução distinta no espaço de busca.

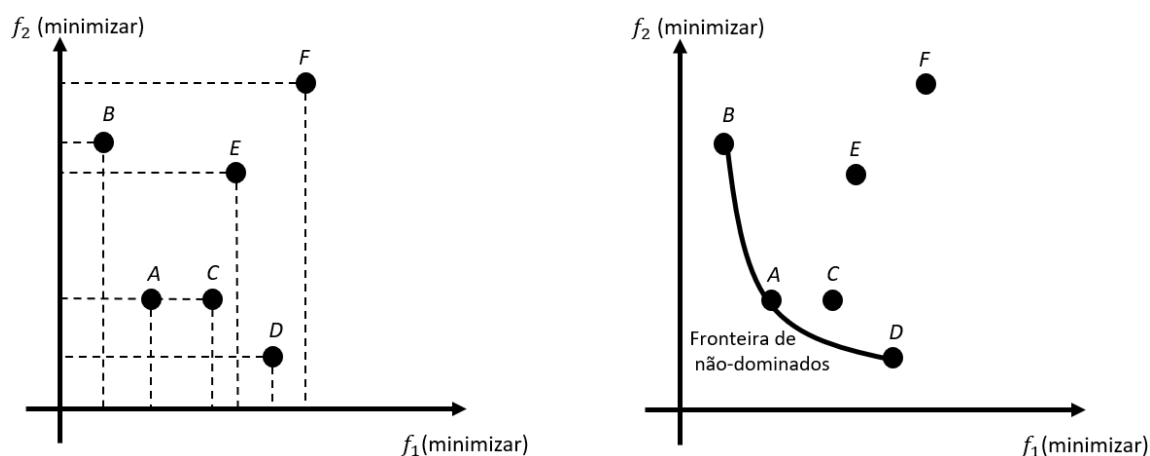


Figura 38 – Espaço de soluções e Fronteira Pareto
Fonte: Adaptado DEB (2002)

Tabela 6 – Relação de dominância entre soluções

Combinação	Relação de dominância	Combinação	Relação de dominância
A e B	Não comparáveis	B e F	B domina F
A e C	A domina C	C e D	Não comparáveis
A e D	Não comparáveis	C e E	C domina E
A e E	A domina E	C e F	C domina F
A e F	A domina F	D e E	Não comparáveis
B e C	Não comparáveis	D e F	D domina F
B e D	Não comparáveis	E e F	E domina F
B e E	Não comparáveis		

A Tabela 6 possui a relação de dominância entre todas as possíveis soluções dadas no gráfico da Figura 38. Nota-se que as soluções A, B e D não são dominadas por nenhuma outra. Sendo assim, tais soluções formam a fronteira Pareto. Pares de soluções como o C e D, onde a solução C apresenta o menor valor para a função objetivo f_1 , enquanto a solução D apresentam o menor valor para a função objetivo f_2 ; são tidas como não comparáveis.

Após estimar a densidade das soluções obtidas pelo algoritmo PSO, pode-se utilizar as soluções não-dominadas mais distantes (com menor densidade) como *gbest's* do PSO, ou seja, utiliza-se o vetor de soluções não-dominadas com menor densidade de soluções como o vetor que contém as melhores posições já visitadas

pelo enxame. Esse processo torna o algoritmo ainda mais robusto fazendo com que haja um maior espalhamento das partículas no espaço de busca das soluções.

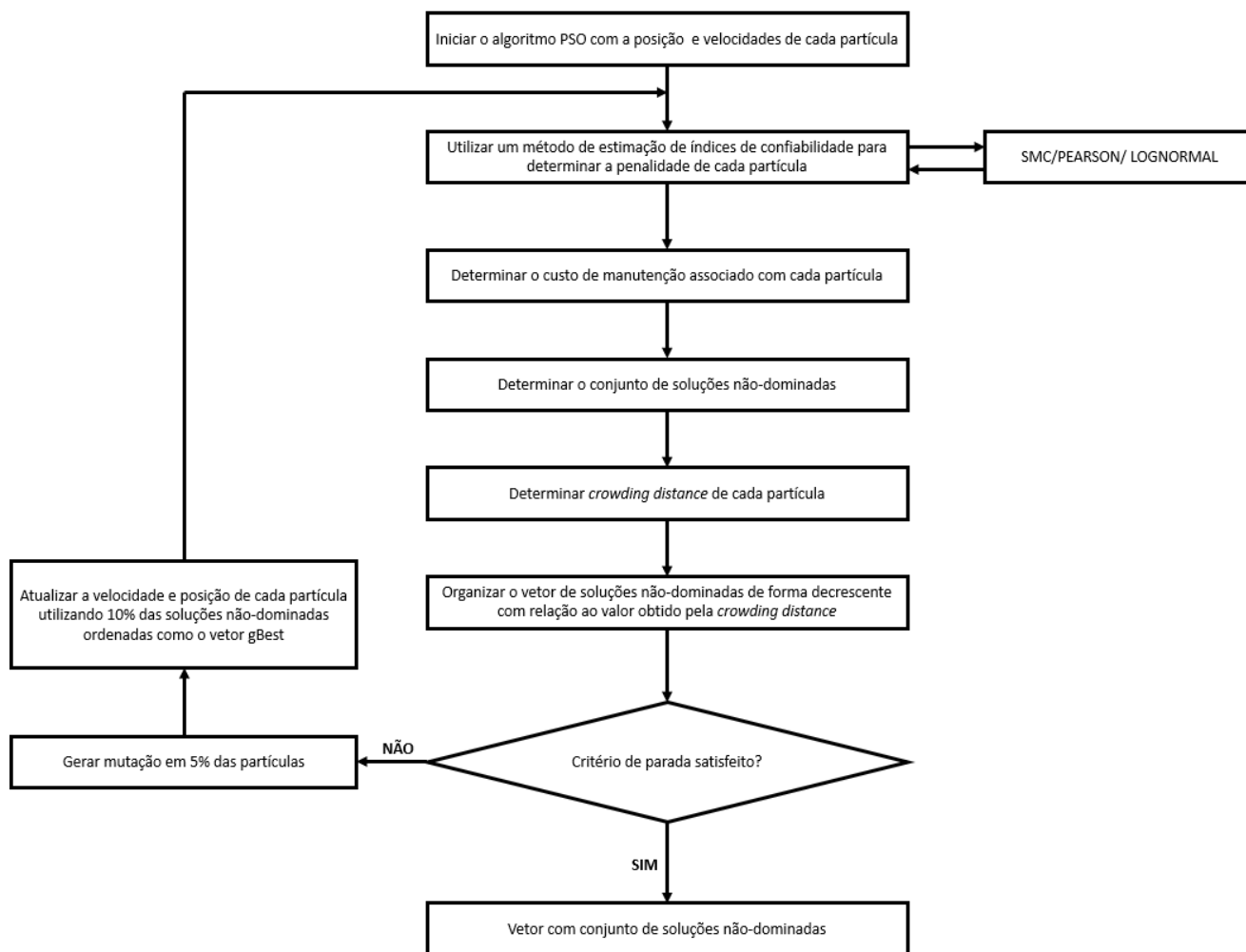


Figura 39 – Diagrama do algoritmo de otimização

A Figura 39 ilustra o diagrama do algoritmo de otimização utilizado nesta dissertação. Os valores das frequências de manutenção são discretos conforme a Tabela 5, sendo assim, houve a necessidade de utilizar um gerador de números aleatórios do *software* MATLAB® para sortear números contínuos dentro do intervalo [1,8] (corresponde ao número de valores possíveis para frequência de manutenção) e arredondá-los para o número inteiro mais próximo. Sendo assim, pode-se selecionar a frequência de manutenção discreta para cada seção que compõem as partículas do algoritmo.

O critério de parada adotado neste algoritmo foi o número de gerações do PSO. (1000 gerações). Quando o critério de parada é alcançado se obtém um vetor com todas as soluções não-dominadas, que formam a fronteira Pareto. Com isso, necessita-se de um critério de decisão para determinar a melhor solução Pareto dentre o conjunto de soluções encontrado. Utilizou-se a métrica de aproximação Max-Min, que encontra uma solução equilibrada (mediana) entre as funções objetivos, sendo calculada pelas expressões abaixo (NEGRETE; BRIGATTO; ZANIN, 2018):

$$AMM^{(i)} = \left[\frac{f_{max}^{(1)} - f^{(i1)}}{f_{max}^{(1)} - f_{min}^{(1)}} \dots \frac{f_{max}^{(j)} - f^{(ij)}}{f_{max}^{(j)} - f_{min}^{(j)}} \dots \frac{f_{max}^{(m)} - f^{(im)}}{f_{max}^{(m)} - f_{min}^{(m)}} \right] \quad (6.12)$$

$$solução = x_k \mid k = \text{índice} \left(\max \left[\min_{i=1, \dots, n} \{AMM_i\} \right] \right) \quad (6.13)$$

Onde:

$AMM^{(i)}$ é o valor da métrica da i -ésima solução de um conjunto com n soluções não-dominadas;

$f_{max}^{(j)}$ e $f_{min}^{(j)}$ são os pontos máximos e mínimos, respectivamente, da j -ésima função objetivo;

$f^{(ij)}$ é o valor da função objetivo j para a alternativa i ;

n é o número de soluções não-dominadas;

x_k é a solução final.

O algoritmo Max-Min consiste basicamente em padronizar cada solução com o valor máximo e mínimo da sua função objetivo. Com isso, pode-se obter o menor valor dentre cada função objetivo associado com uma dada solução não-dominada. Após ter sido selecionado o menor valor de cada solução é selecionado o maior valor dentre todas as soluções não-dominadas, sendo assim o algoritmo rastreia o “centro de gravidade” da fronteira Pareto.

7. RESULTADOS

7.1. Características do Sistema-Teste

O algoritmo de gerenciamento da vegetação centrado em confiabilidade proposto nesta dissertação foi testado no sistema RBTS (*Roy Billinton Test System*) barra 4 para estudos de confiabilidade em redes de distribuição (BILLINTON et al., 1991). Este sistema foi escolhido devido a quantidade de alimentadores (sete alimentadores) com possíveis transferências de carga através de um conjunto de chaves normalmente abertas. Esta característica é importante na estimação de índices de confiabilidade com restrições de rede durante a restauração à jusante. Outro motivo para a escolha desse sistema é a vasta gama de publicações que utilizam o RBTS barra 4 como sistema teste para implementação de estudos de confiabilidade em redes de distribuição. O diagrama unifilar deste sistema é mostrado na Figura 40. As principais características deste sistema são apresentadas na Tabela 7. Os dados de confiabilidade dos equipamentos do RBTS, barra 4, usados nos testes com os modelos de gerenciamento da vegetação centrado em confiabilidade são mostrados na Tabela 8.

Tabela 7 – Principais características do sistema RBTS

Número de Alimentadores	7
Número de Pontos de Carga	38
Carga ativa Total	26,8158 MW
Comprimento Total	48,2 km
Número total de consumidores	4779
Número de Fusíveis	38
Número de Chaves	51
Número de disjuntores/religadores	7
Número de seções	67

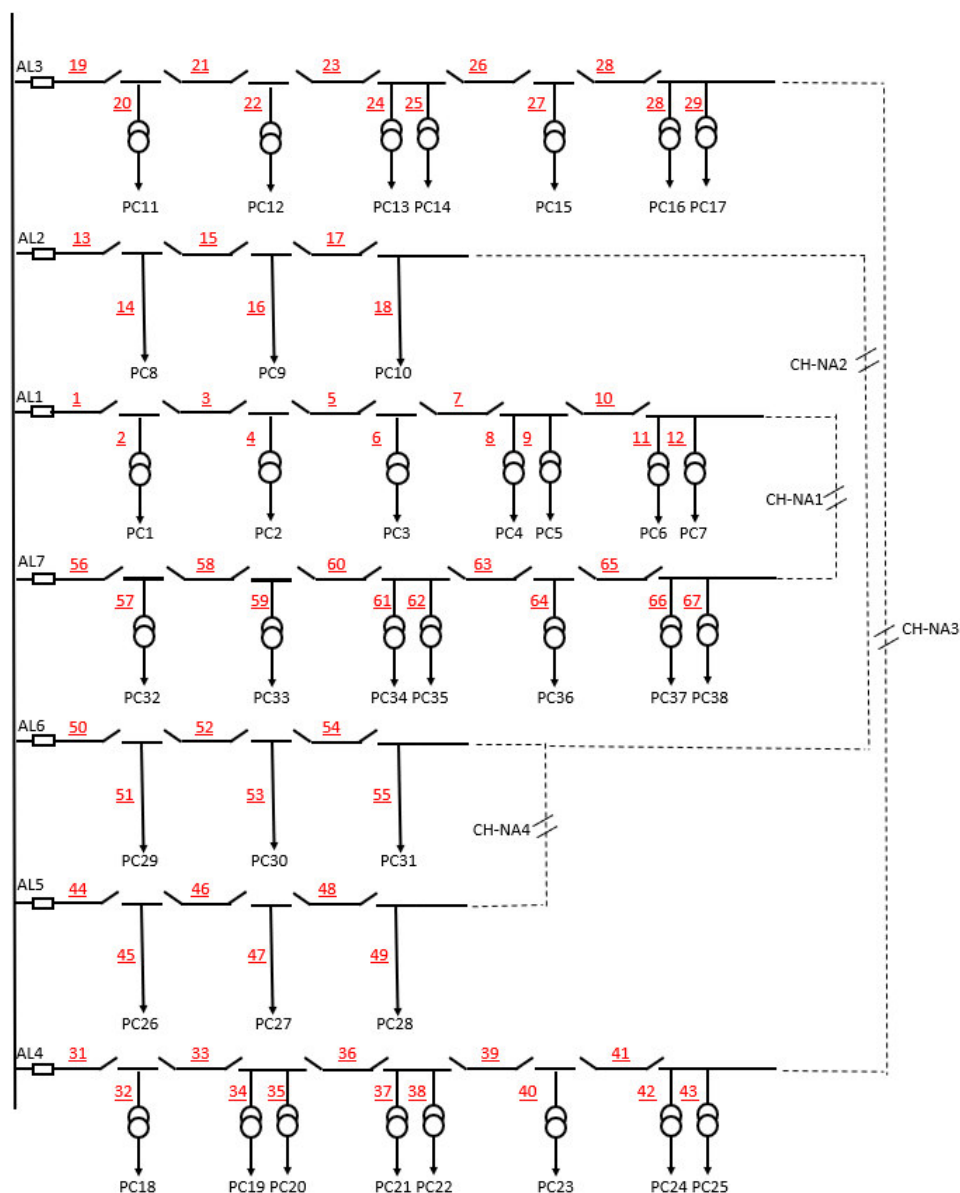


Figura 40 – Diagrama do sistema teste RBTS barra 4

Tabela 8 – Dados de confiabilidade dos equipamentos do RBTS

Tipo do equipamento	Taxa de falha	Tempos de Reparo
Disjuntor/Religador	0	0
Seção do Tronco	0,065	5
Seção da Lateral	0,065	5
Chave	0	0
Transformador	0,015	10
Fusível	0	0

Os índices de confiabilidade do sistema RBTS barra 4 foram calculados considerando a existência de restrições de rede durante o processo de restauração à jusante. As violações nestas restrições são identificadas usando-se um algoritmo de fluxo de potência baseado no método de MSC. Todavia, a referência original do RBTS barra 4 (BILLINTON et al., 1991) não disponibiliza os dados para estudos de fluxo de potência. Desta forma, considerou-se os dados mostrados na Tabela 9 para a realização de estudos de fluxo de potência no sistema RBTS. As resistências e reatâncias dos condutores foram calculadas considerando-se a geometria definida na Figura 41. Desta forma, tem-se os seguintes valores de resistência e reatância de sequência positiva usando-se as equações de KERSTING (2001):

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ca}} \quad (7.1)$$

$$z_{positivo} = r + j0,12134 \times \ln\left(\frac{D_{eq}}{GMR}\right) \quad (7.2)$$

Onde:

D_{ab} , D_{bc} e D_{ca} são os espaçamentos entre os cabos, conforme a Figura 41, sendo $D_{ab} = 2,5 \text{ ft}$, $D_{bc} = 4,5 \text{ ft}$ e $D_{ca} = 7,0 \text{ ft}$.

D_{eq} é o espaçamento equivalente.

$z_{positivo}$ é a impedância de sequência positiva dada em Ω/km .

r é a resistência do condutor.

GMR é a média geométrica do condutor dada em radianos.

Tabela 9 – Dados de fluxo de potência para o sistema RBTS barra 4.

Tipo do Componente	Dado
Seção do Tronco	336,4 – ACSR, $r = 0,306$, $GMR = 0,0244$, 530A
Seção da Lateral	1/0 – ACSR, $r = 1,12$, $GMR = 0,00446$, 230A
Transformadores dos pontos de carga	1500 kVA, 11 kV/415 V, $Z_{\%} = 5,5 \%$
Tensão na barra da subestação	1,01875 (p.u)
Tensão de base (kV)	11
Potência de Base (kVA)	10
Fator de potência das cargas	0.95

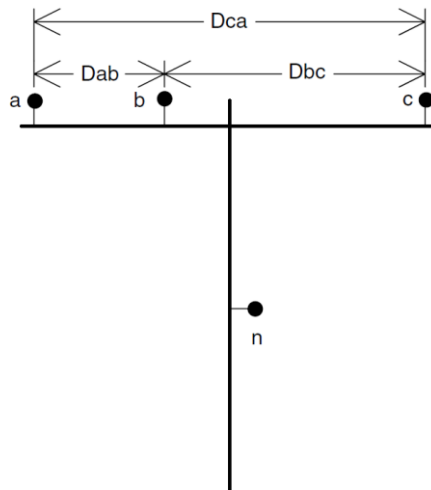


Figura 41 – Geometria dos condutores do RBTS barra 4

As impedâncias dos transformadores foram calculadas como (MAMEDE, 1994):

$$I_p = \frac{P_{nt}}{\sqrt{3} \cdot V_{nt}} \quad (7.3)$$

$$P_{cu,\phi} = \frac{P_{cu,3\phi}}{3} \quad (7.4)$$

$$R_{eq} = \frac{P_{cu,\phi}}{I_p^2} \quad (7.5)$$

$$V_{cc} = \frac{Z_{\%} V_p}{\sqrt{3}} \quad (7.6)$$

$$Z_{eq} = \frac{V_{cc}}{I_p} \quad (7.7)$$

$$X_{eq} = \sqrt{Z_{eq}^2 - R_{eq}^2} \quad (7.8)$$

Onde:

I_p é a corrente do primário do transformador.

P_{nt} e V_{nt} são a potência e tensão nominais do transformador, respectivamente.

$P_{cu,\phi}$ e $P_{cu,3\phi}$ são as perdas no cobre monofásicas e trifásicas.

R_{eq} é a resistência equivalente do transformador.

V_{cc} e V_p é a tensão de curto-circuito e a tensão do primário do transformador, respectivamente.

$Z_{\%}$ é a impedância percentual do transformador.

Z_{eq} e R_{eq} são a impedância e resistência equivalentes, respectivamente.

7.2. Definição dos Casos de Estudo

Para fins de análise dos resultados obtidos nessa dissertação, optou-se por utilizar diferentes casos de estudo para averiguar o impacto de cada metodologia na otimização dos intervalos de manutenção associados às podas de árvores. Os casos de estudo para o sistema-teste utilizados nesta dissertação para avaliar e validar os modelos propostos são definidos na Tabela 10.

Tabela 10 - Definição dos casos de estudo

Casos	Descrição
#0.1	sem restrição de rede e sem modelagem da degradação
#0.2	com restrição de rede e sem modelagem da degradação
#0.3	com restrição de rede, com modelagem da degradação e sem manutenção
#1	com restrição de rede, com modelagem da degradação e manutenção otimizada baseada na minimização do DEC
#2	com restrição de rede, com modelagem da degradação e manutenção otimizada baseada na minimização da penalidade via SMC
#3	com restrição de rede, com modelagem da degradação e manutenção otimizada baseada na minimização da penalidade esperada via Método de Pearson
#4	com restrição de rede, com modelagem da degradação e manutenção otimizada baseada na minimização da penalidade esperada via Método Lognormal

Os casos de estudos definidos na Os casos de estudo para o sistema-teste utilizados nesta dissertação para avaliar e validar os modelos propostos são definidos na Tabela 10.

Tabela 10 foram avaliados considerando as seguintes suposições:

- i) O tamanho da população do PSO: 40;
- ii) O número máximo de gerações do PSO: 1000;
- iii) A taxa de mutação do PSO: 5%;
- iv) O custo de manutenção associados com as podas de árvores: 147,38 R\$/km;
- v) O valor base para pagamento da penalidade/recompensa: R\$ 1.000.000,00;
- vi) O intervalo de tempo incremental (Δt) usada na solução transiente do modelo Markoviano com múltiplos estados: 1 hora. Utiliza-se um passo de $730 \cdot n$ horas para se obter mensalmente a solução transiente do modelo Markoviano. Onde $n = 1, 2, \dots, 48$;
- vii) Os modelos convencional e proposto de gerenciamento da vegetação centrada em confiabilidade foram implementados usando-se a linguagem de programação do MATLAB®;
- viii) A plataforma computacional usada nos testes tem as seguintes características: computador com processador Intel Core i5-7200U de 2.5 GHz, 8 GB de RAM e sistema operacional Windows 10.

Nas próximas seções são apresentados os resultados dos casos de estudos definidos em 7.2.

7.3. Avaliação do Impacto da Restrição de Rede (Casos de Estudo: #0.1, #0.2 e #0.3)

Quando o sistema é capaz de realizar a transferência de carga para outro alimentador através do fechamento da chave NA após a falha de um equipamento, torna-se necessário realizar um estudo de restrições de rede. Este estudo avalia a capacidade de restauração do alimentador, que irá receber a carga. Ou seja, fornecer energia para os consumidores sem violar limites de tensões, potências nominais de transformadores e de fluxos de corrente dos circuitos. Estudos de

confiabilidade que não levam em consideração o impacto das restrições de rede, podem sobrestimar os índices associados com a duração das interrupções (DEC/DIC, custos de interrupção, penalidades, energia não fornecida, etc.) da rede de distribuição, pois supõem-se que o sistema é capaz de alimentar qualquer valor de carga que é transferido para outro alimentador.

Levando em consideração essa situação desenvolve-se os casos de estudo #0.1 e #0.2, que analisam o impacto da restrição de rede sobre o índice de confiabilidade DEC. Na Figura 42 tem-se a “função densidade de probabilidade” – PDF para os dois casos de estudo obtidas via a SMC.

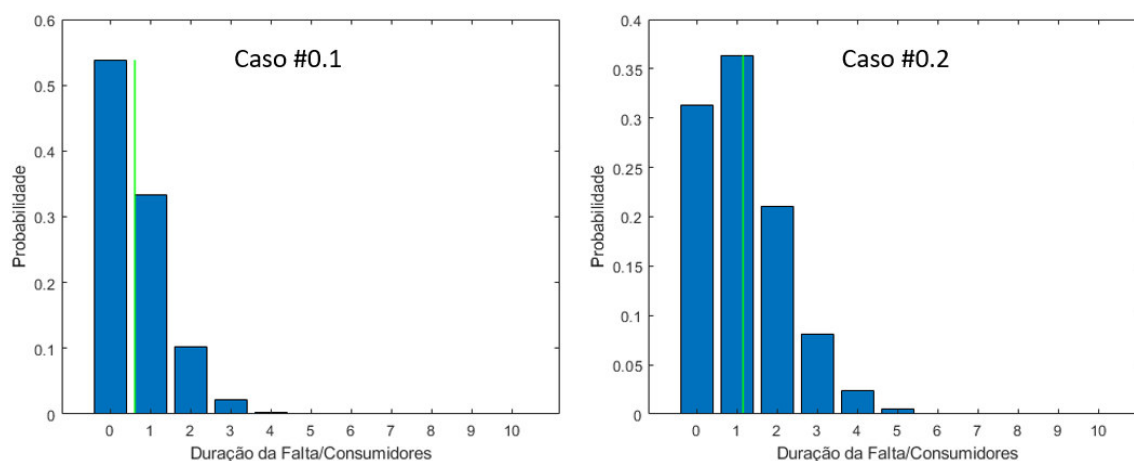


Figura 42 – Comparativo PDF do DEC dos casos #0.1 e #0.2

Para o caso #0.1 o DEC obtido para o sistema foi de 0,6191 horas/ano, enquanto no caso #0.2 o DEC obtido foi de 1,1600 horas/ano, o que mostra uma diferença de aproximadamente 87% no valor obtido para o índice de confiabilidade. Este resultado indica que a modelagem de restrições de rede é muito importante na estimação de índices de confiabilidade coletivos em redes de distribuição.

A Figura 43 ilustra o impacto da restrição de rede sobre os índices DIC dos pontos de carga. Observa-se que há um aumento significativo do DIC em quase todos os 38 pontos de carga do sistema. Isso é devido às restrições de rede limitarem a quantidade de carga que é transferida para outro alimentador.

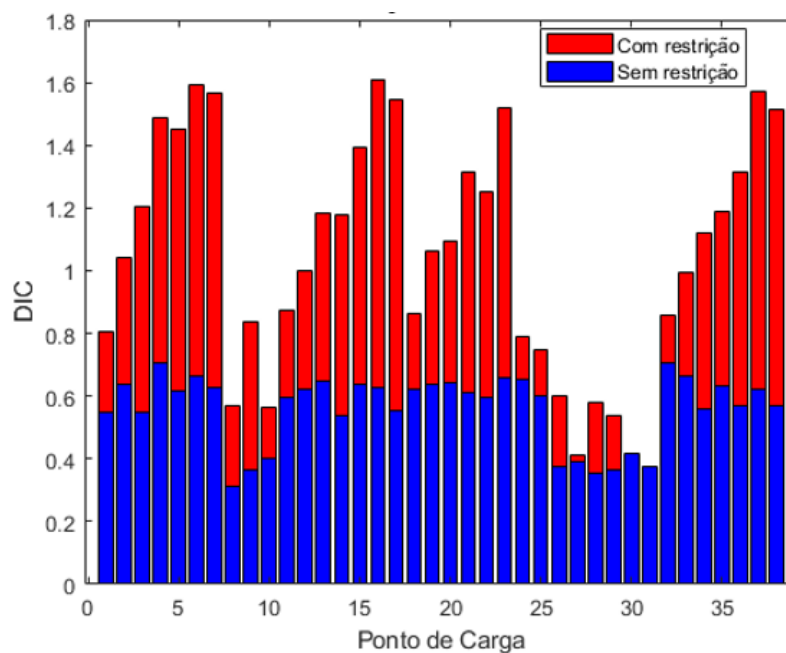


Figura 43 – Impacto da restrição de rede sobre o DIC

7.4. Resultado dos Modelos da Manutenção Baseados na SMC (Casos de Estudo: #0.3, #1 e #2)

O modelo convencional para gerenciamento da manutenção consiste na minimização do valor esperado para o índice de confiabilidade DEC e do custo de manutenção. A Figura 44 apresenta a fronteira Pareto obtida com as soluções não-dominadas que foram encontradas durante o processo de otimização utilizando a meta-heurística do PSO para o caso de estudo #1. O ponto em destaque na Figura 44 é a solução ótima escolhida através do método Max-Min, visto no Capítulo 6. Observa-se que essa solução se encontra no “meio” da fronteira Pareto.

O modelo proposto nesta dissertação minimiza a penalidade do custo de manutenção das podas de árvores (Caso de estudo #2). A fronteira Pareto obtida após o processo de otimização para o caso de estudo #2 é conforme a Figura 45. Esta figura também mostra a solução ótima escolhida através do método Max-Min.

Os valores das componentes da função objetivo obtidos para os dois paradigmas de manutenção são mostrados na Tabela 11. Esta tabela também mostra as reduções percentuais (com relação ao caso sem manutenção) na

penalidade e no DEC obtidas com as estratégias de manutenção convencional e proposta (valores entre parênteses). A última linha da Tabela 11 mostra a relação custo/benefício obtida pelos modelos de otimização convencional e proposto. A relação custo/benefício é definida como:

$$RCB = \frac{CM^{ótimo}}{(PA^{base} - PA^{ótimo})} \times 100\% \quad (7.9)$$

Onde:

$CM^{ótimo}$ é o custo de manutenção de um dado caso de estudo (caso #1 ou #2).

PA^{base} é a penalidade acumulada do caso base (caso #0.3).

$PA^{ótimo}$ é a penalidade acumulada de um dado caso de estudo (caso #1 ou #2).

A partir da Tabela 11, pode-se concluir que o modelo proposto obteve reduções mais significativas no índice DEC e na penalidade do que o modelo convencional. Todavia, estas reduções foram obtidas com um aumento nos custos de manutenção com podas de árvore. Neste ponto, é importante identificar qual das metodologias de manutenção obteve a melhor relação custo benefício. A partir da última linha da Tabela 11, pode-se observar que as relações custo benefício associadas com as manutenções convencional e proposta são próximas. Desta forma, o tomador de decisão poderia optar entre uma metodologia ou outra. Porém, o fato de que a metodologia proposta obtém penalidades menores indica que pode haver uma melhora na imagem da concessionária diante dos consumidores com o uso desta estratégia.

Tabela 11 – Componentes da função objetivo para os casos de estudo #0.3, #1 e #2

Índice	Caso #0.3 (sem man.)	Caso #1 (man. convencional)	Caso #2 (man. proposta)
Média do DEC (horas/ano)	3,5518	1,6295 (-54,1219%)	1,506 (-57,5990%)
Penalidade Acumulada (R\$)	36.708.364,68	18.053.199,20 (-50,8199%)	14.452.182,90 (-60,6297)
Custos de Manutenção (R\$)	0,00	31.937,00	39.431,00
RCB (%)	–	0,1712	0,1772

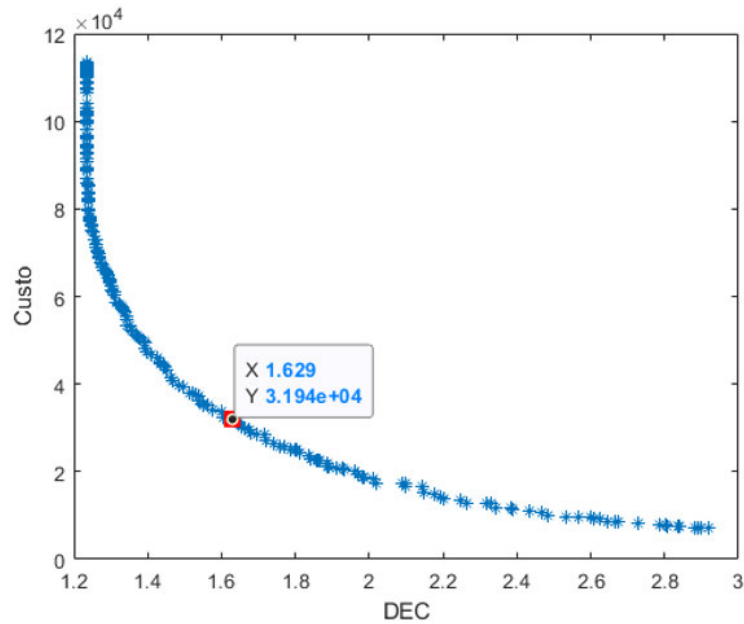


Figura 44 – Fronteira Pareto Caso #1

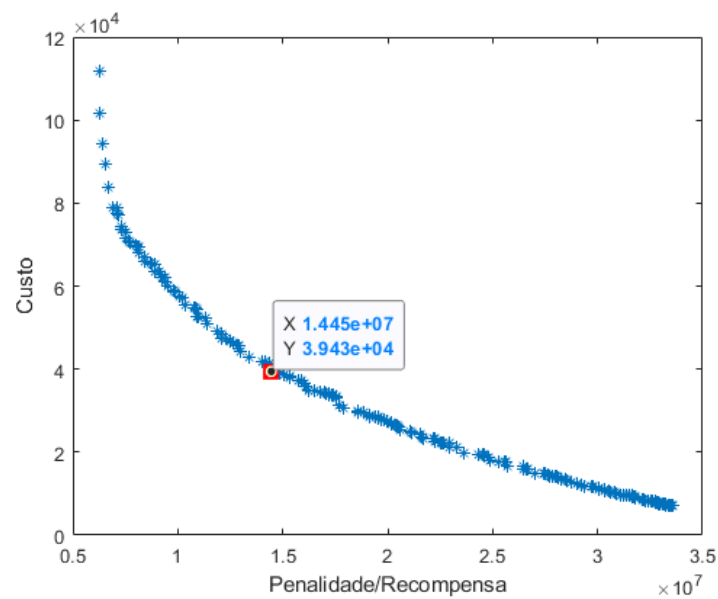


Figura 45 – Fronteira Pareto Caso #2

A Figura 46 mostra a evolução temporal das probabilidades associadas com as zonas de bônus, morta e de penalidade durante o período de quatro anos para os modelos de otimização convencional (Caso #1) e proposto (Caso #2). A partir desta Figura, pode-se observar que a área vermelha no gráfico da Figura 46-(a) é maior que aquela do gráfico da Figura 46-(b). Este resultado demonstra

qualitativamente que o modelo proposto é mais eficaz que o modelo convencional para reduzir o risco de penalidade, pois ele incorpora a penalidade de forma explícita na função objetivo. Também é possível notar um aumento expressivo na área verde da Figura 46-(b) com relação a da Figura 46-(a). Em outras palavras, o modelo proposto resultou em maiores bônus para a concessionária do que o modelo convencional.

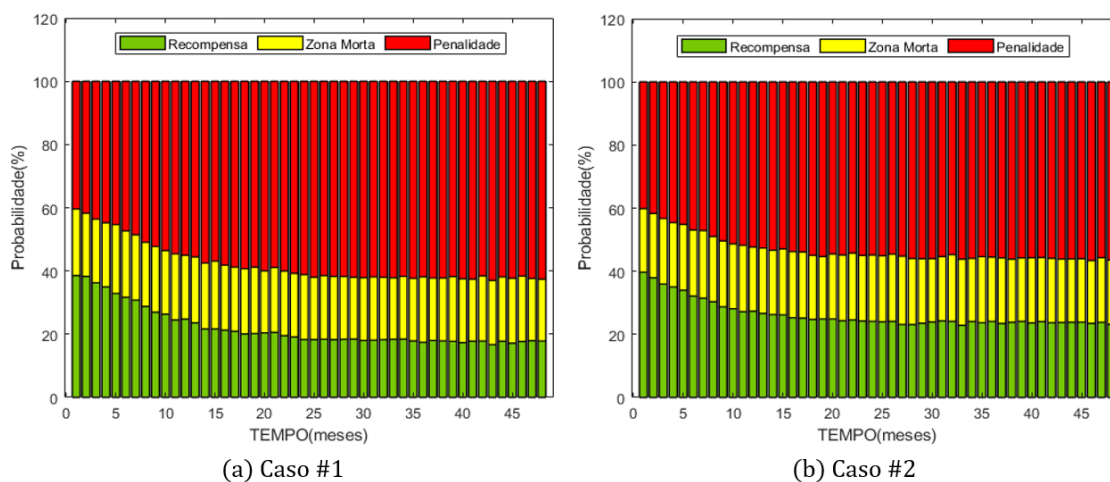


Figura 46 – Evolução cronológica das probabilidades das zonas de bônus, morta e de penalidade ao longo do tempo

As Figuras 47, 48 e 49 mostram a evolução temporal dos índices DEC recompensa/penalidade e probabilidades das zonas para os casos de estudo #0.3 (sem manutenção), #1 (manutenção com modelo convencional) e #2 (manutenção com modelo proposto), respectivamente, durante um período de quatro anos (horizonte de tempo considerado no gerenciamento das podas das árvores, isto é, 48 meses).

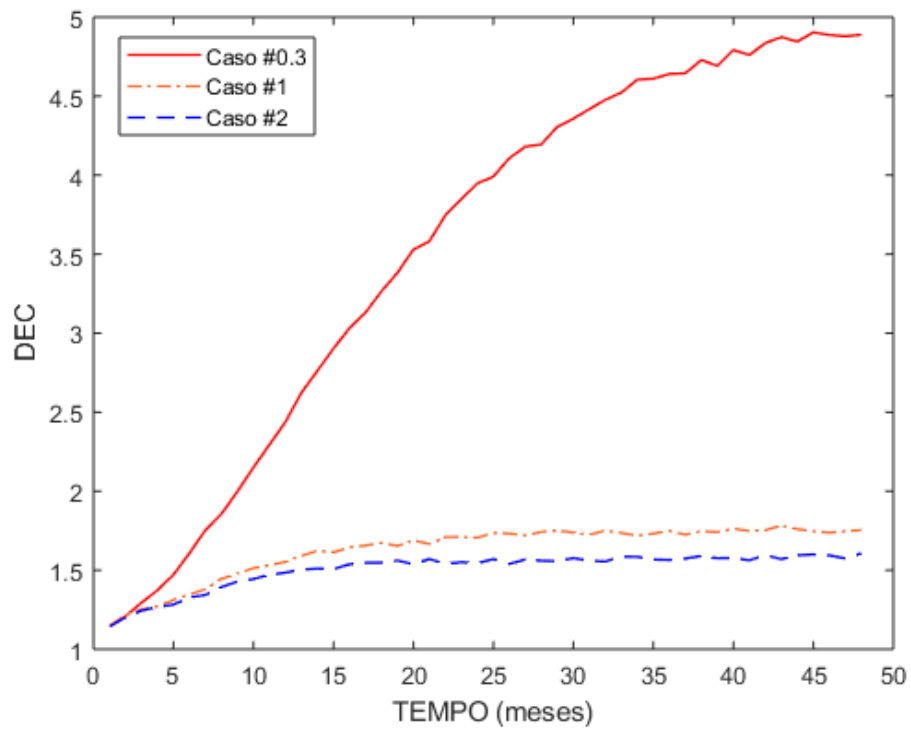


Figura 47 - Comparativo com relação ao DEC dos casos #0.3, #1 e #2

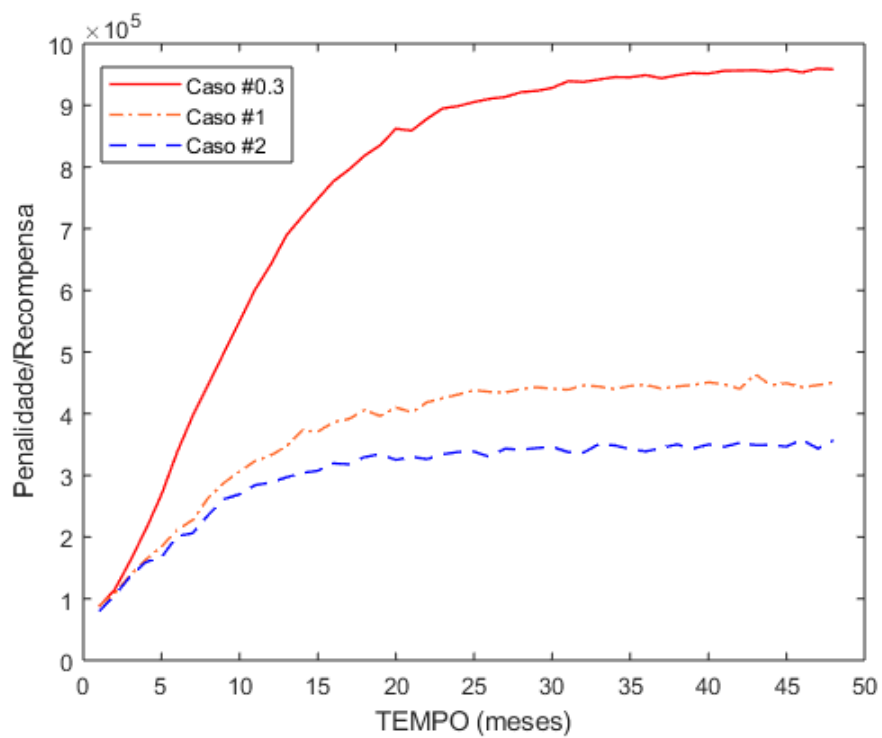


Figura 48 - Comparativo com relação à penalidade dos casos #0.3, #1 e #2

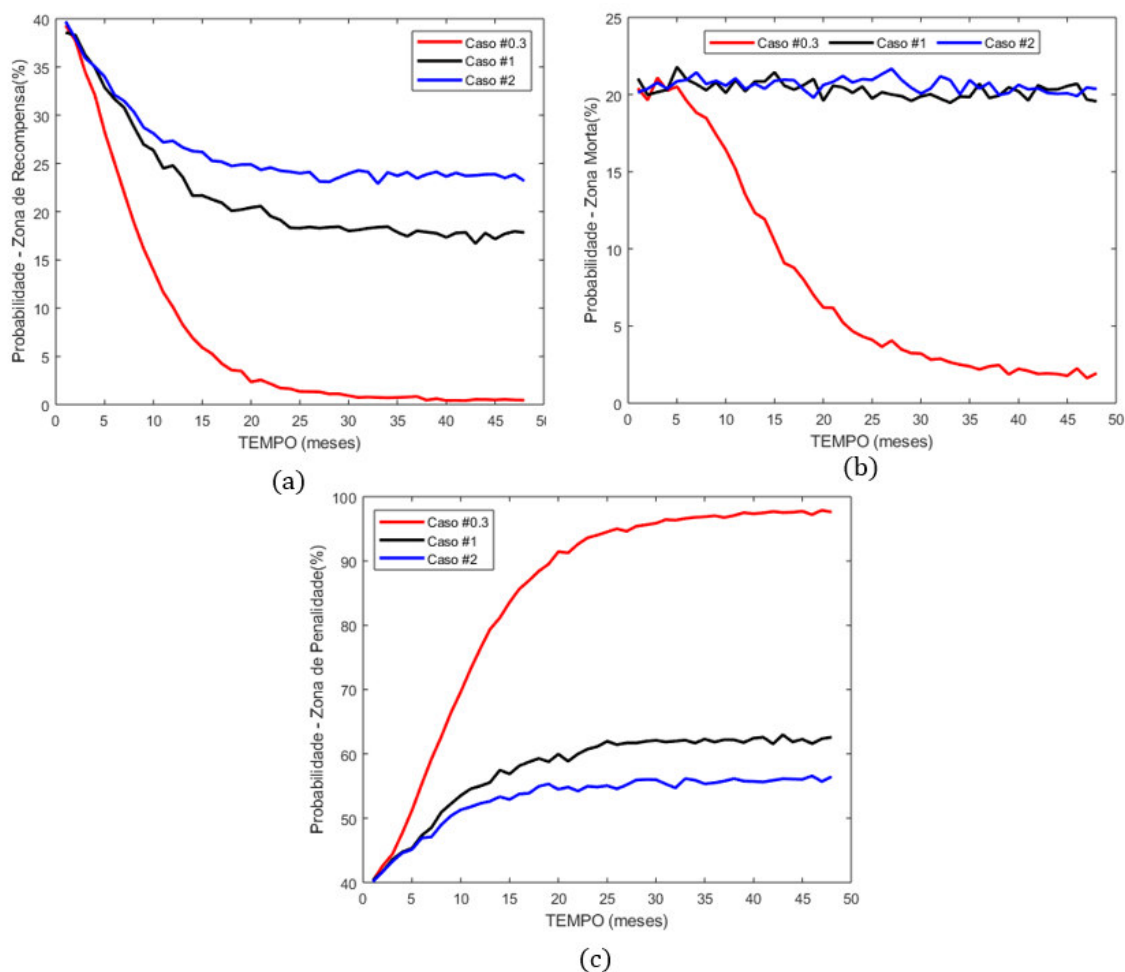


Figura 49 – Variação das probabilidades de cada zona nos casos #0.3, #1 e #2.

A partir dos gráficos das Figuras 47, 48 e 49, pode-se observar que a estratégia de manutenção proposta obteve índices melhores do que a estratégia de manutenção convencional.

As Figuras 50 e 51 ilustram as variações percentuais mensais da penalidade/recompensa do caso #2 (manutenção com o método proposto) com relação aos casos #0.3 (sem manutenção) e #1 (manutenção convencional). Estas figuras também mostram o valor do índice MAPE (*Mean Absolute Percentage Error*) que expressa o valor médio da variação percentual. Estas figuras demonstram quantitativamente que: (i) o método de manutenção proposto obtém uma melhora expressiva da penalidade/recompensa com relação ao caso sem manutenção desde o primeiro mês de simulação; (ii) a técnica de gerenciamento proposta também obtém ganhos significativos com relação ao método de

manutenção convencional. Por exemplo, o valor do MAPE associado com a variação percentual entre os casos #1 e #2 é cerca de 23%.

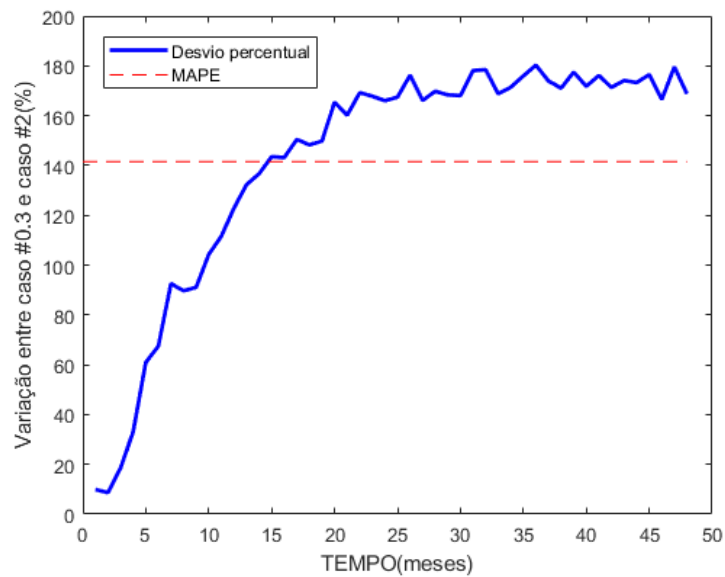


Figura 50 – Variação percentual da penalidade/recompensa entre os casos #0.3 e #2

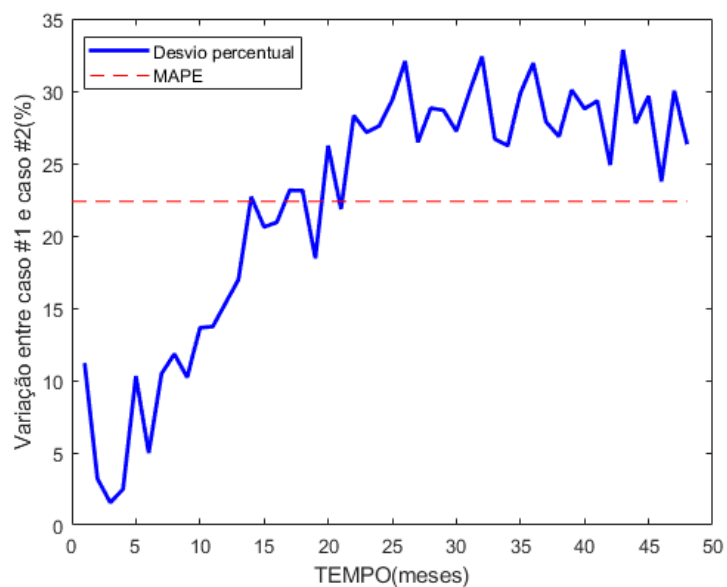


Figura 51 - Variação percentual da penalidade/recompensa entre os casos #1 e #2

A variação cronológica para o índice DEC e para a penalidade/recompensa é apresentada na Tabela 12. Essa variação cronológica para o índice de interesse é obtida através da equação (7.10).

$$VP = \frac{|II(t^{fin}) - II(t^{ini})|}{II(t^{ini})} \times 100\% \quad (7.10)$$

Onde:

VP é a variação percentual para o índice de interesse.

$II(t)$ é o valor do Índice de Interesse no instante t .

t^{ini} e t^{fin} são os instantes de tempo inicial e final do período de estudo, respectivamente.

Observa-se através da Tabela 12 que o caso de estudo #2 (caso proposto) apresenta uma variação bem menor para todos os índices de interesse. Pode também ser observado que ao longo do horizonte de tempo de quatro anos o modelo proposto foi o que apresentou a menor deterioração da confiabilidade do sistema devido a otimização da frequência de manutenção.

Tabela 12 – Variação cronológica dos índices de interesse para os casos de estudo #0.3, #1 e #2

Índice	Caso #0.3 (sem man.)	Caso #1 (man. Convencional)	Caso #2 (man. proposta)
Varição do DEC (%)	328	55	40
Varição da penalidade (%)	1001	426	351

O grande problema do modelo proposto para gerenciamento da manutenção via a SMC é o custo computacional para a sua implementação. Devido a isto surgiu a necessidade da implementação dos modelos substitutos (Pearson e Lognormal) para reduzir o custo computacional do modelo proposto. Na próxima

seção é realizada uma avaliação do custo computacional e da precisão dos modelos substitutos propostos nesta dissertação com relação a SMC.

7.5. Resultados do Modelo Proposto via Métodos Substitutos (Casos de Estudo: #3 e #4)

Inicialmente utilizou-se o caso #0.3 (sem manutenção) como base para a comparação entre a SMC (método principal) e as simulações dos modelos substitutos de Pearson e Lognormal, pois a resposta do sistema é sempre a mesma devido a não existência de um processo de otimização meta-heurístico para a escolha da frequência de manutenção para cada seção do sistema. Os gráficos das penalidades obtidos pela SMC e pelos modelos substitutos são mostrados na Figura 52. A Figura 53 mostra os erros relativos e médios dos modelos substitutos com relação a SMC. A partir destas figuras pode-se observar que o modelo substituto baseado no método de Pearson é mais preciso que aquele baseado na distribuição lognormal. Por exemplo, os erros médios dos modelos substitutos baseados nas distribuições de Pearson e lognormal são iguais a 5,61% e 12,66%, respectivamente.

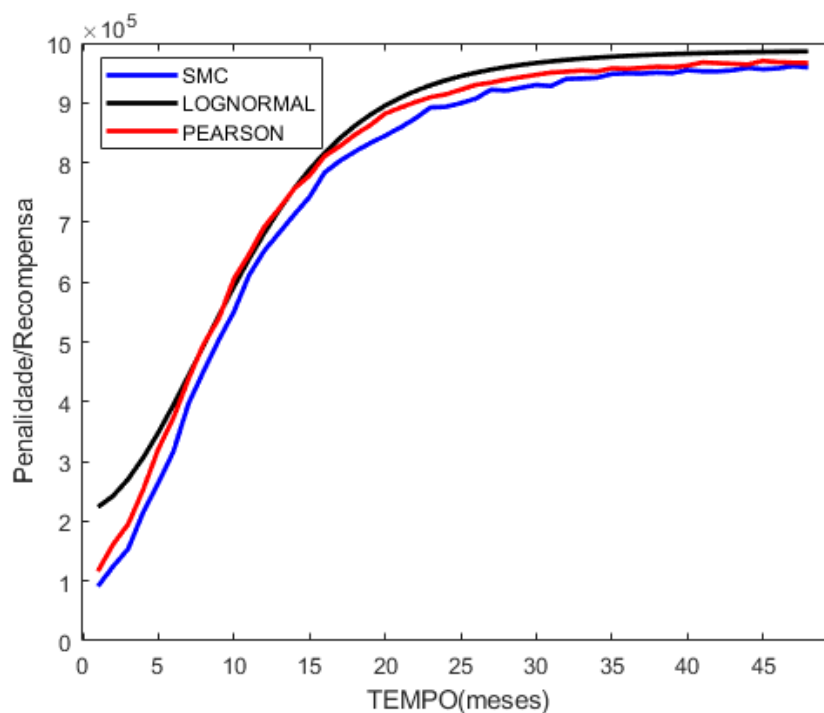


Figura 52 – Comparação entre o modelo com SMC e os modelos substitutos

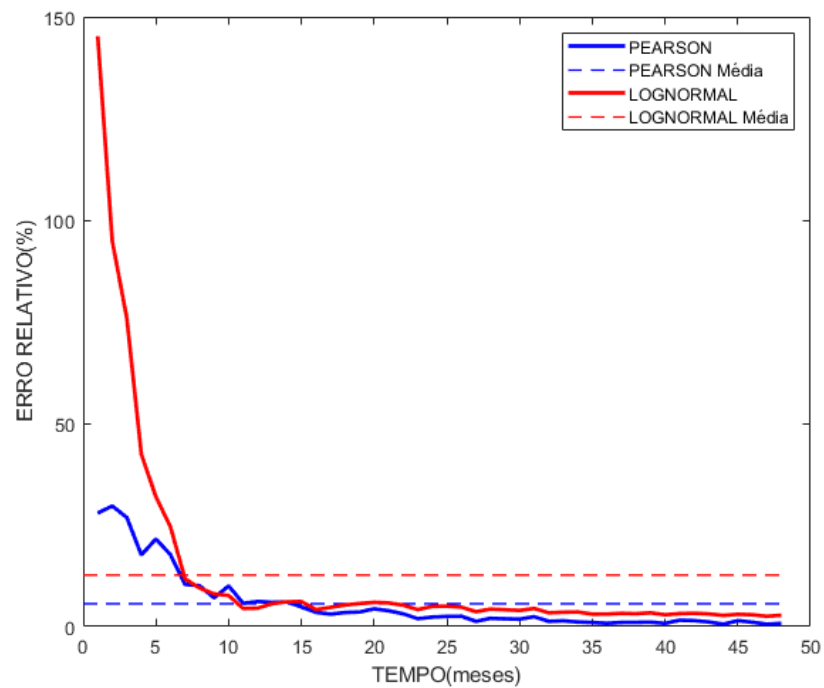


Figura 53 – Erros relativos associados aos métodos substitutos

As Figuras 54 e 55 mostram o índice DEC e a penalidade, respectivamente, obtidos com a aplicação dos modelos substitutos no gerenciamento ótimo da manutenção. Nestes gráficos, a SMC é substituída pelos modelos lognormal (Caso #4) e de Pearson (Caso #3) na estimação da função objetivo baseada nas penalidades.

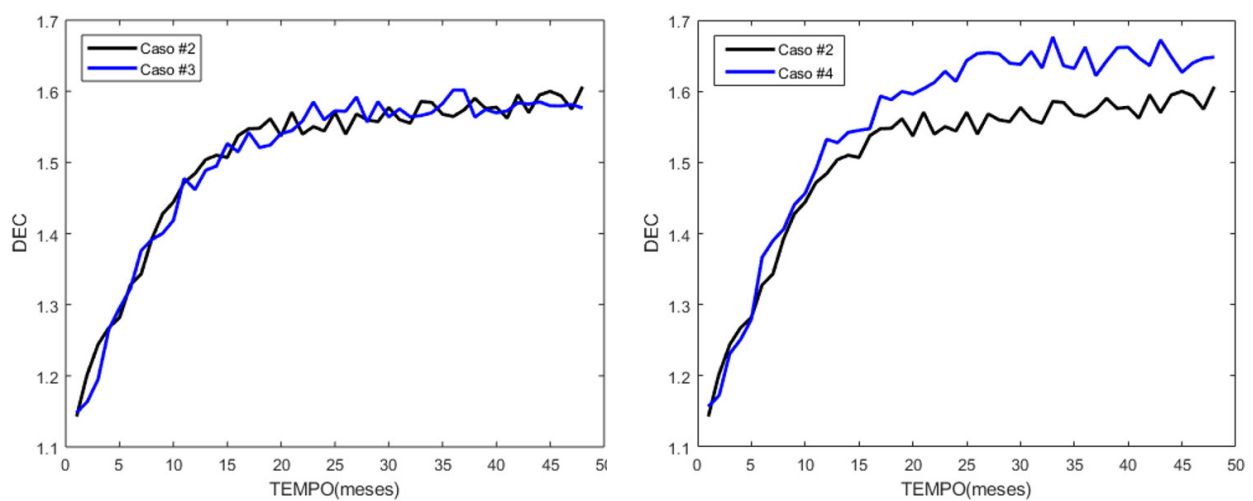


Figura 54 – Comparativo da variação do DEC obtidos com modelos substitutos.

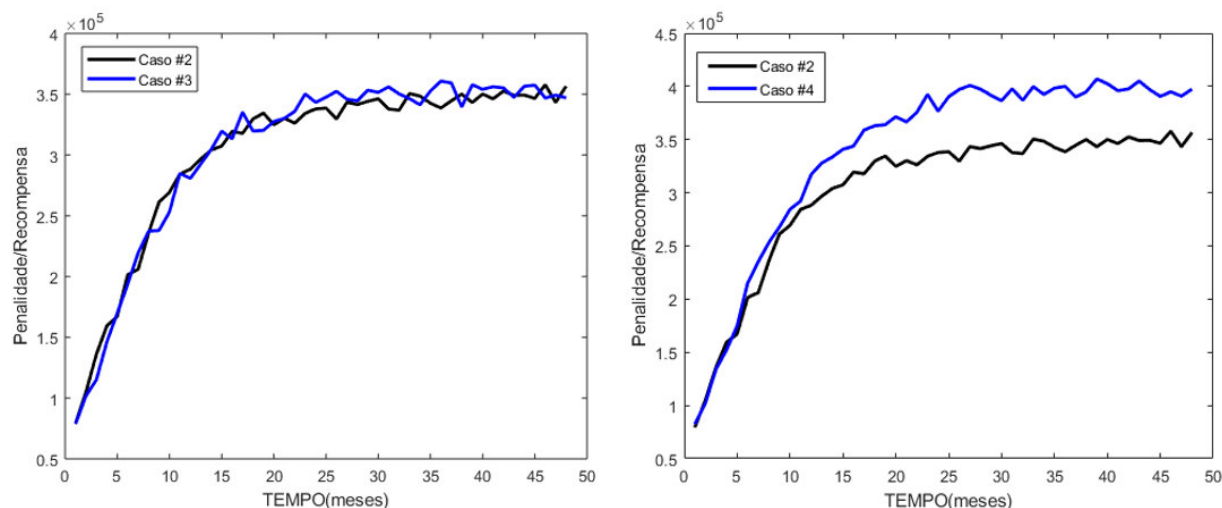


Figura 55 - Comparativo da variação da penalidade obtidos com modelos substitutos.

A partir das Figuras 54 e 55, pode-se observar que o modelo substituto baseado na distribuição de Pearson é mais preciso que aquele associado com a distribuição lognormal.

A Tabela 13 apresenta um resumo dos valores esperados dos índices probabilísticos e custos de manutenção obtidos com os modelos baseados na SMC (Caso #2) e nas distribuições lognormal (Caso #4) e de Pearson (Caso #3). A partir desta tabela pode-se observar que o modelo substituto baseado no método de Pearson é mais preciso que aquele baseado na distribuição lognormal. Por exemplo, os erros relativos, com relação a SMC (Caso #2), associados com os modelos substitutos lognormal e de Pearson são iguais a 10,92% e 0,65%, respectivamente.

O principal motivo para a implementação dos métodos híbridos foi a necessidade de redução do custo computacional, pois o modelo via a SMC apresentou um tempo de CPU elevado. A Tabela 14 mostra os tempos computacionais da SMC e dos modelos substitutos baseados nas distribuições lognormal e de Pearson. Adicionalmente, esta tabela mostra os ganhos de tempo (tempo da SMC dividido pelo tempo de um modelo substituto) e os inversos dos ganhos em porcentagem (que expressa o tempo de um modelo substituto como uma fração do tempo da SMC). A partir desta tabela, pode-se concluir que os modelos substitutos são muito mais rápidos do que a SMC. Por exemplo, o método de Pearson é cerca de 43 vezes mais rápido que a SMC. Em outras palavras, o custo

computacional do método de Pearson é apenas 2.3204% do custo computacional da SMC. Isto é, o modelo substituto de Pearson obteve uma redução de cerca de 97.6796% no custo computacional da SMC.

Tabela 13 – Dados dos casos de estudo #2, #3 e #4

Casos	#2	#3	#4
Média do DEC	1,506	1,5884 (5,18%)	1,6480 (8,61%)
Média da penalidade (R\$)	303.005,29	305.013,72 (0,65%)	340.182,91 (10,92%)
Penalidade acumulada (R\$)	14.452.182,90	14.640.658,94 (1,28%)	16.328.779,91 (11,49%)
Custo de manutenção (R\$)	39.431,00	40.448,44	36.277,58

Tabela 14 – Tempos computacionais dos métodos propostos

Métodos	TEMPO (s)	Ganho⁻¹ (%)	Ganho
SMC	111.577,399	-	-
PEARSON	2.589,00	2,32036	43,09
LOG-NORMAL	4.585,00	4,10925	24,33

8. CONCLUSÃO

8.1. Introdução

Esta dissertação apresenta uma metodologia para a minimização das multas pagas pelas concessionárias distribuidoras de energia através do gerenciamento da manutenção, centrada na confiabilidade, associada a podas de árvores. O modelo proposto utiliza o processo Markoviano para representar as etapas de degradação e tempo de espera para a realização da manutenção nas seções da rede de distribuição. A integração do modelo Markoviano da manutenção com técnicas de Análise de Confiabilidade Preditiva (ACP) exigiu a utilização de técnicas de agregação de estados para transformar o modelo Markoviano de múltiplos estados, utilizado nessa dissertação, em um modelo reduzido de dois estados que é usado na ACP. Esse procedimento se torna imprescindível para a estimação dos índices de confiabilidade a partir de métodos como o Método Analítico de Enumeração de Estados (MAEE) e o método de Simulação Monte Carlo (SMC). Adicionalmente, a solução transitória do modelo Markoviano foi usada para incorporar a variação cronológica das penalidades ao longo de um período de estudo. Isto foi necessário porque as apurações das penalidades são mensais, trimestrais e anuais. O MAEE e a SMC foram usados para estimar os seguintes índices: DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e as penalidades e riscos de violação nas metas para o índice DEC. Estes índices foram calculados considerando-se restrições de rede (limites de tensão e carregamento) durante a transferência de carga para alimentadores adjacentes na restauração à jusante. A inclusão das restrições de rede torna o modelo de ACP mais fidedigno a realidade, quando se trata da transferência de carga entre alimentadores do sistema. A técnica de ACP descrita acima foi combinada com técnicas de otimização multiobjetivo para a determinação da frequência ótima para a realização das tarefas de manutenção nas seções da rede de distribuição associadas com as podas da vegetação. O modelo de otimização proposto tem como objetivos a minimização simultânea das penalidades e dos custos de manutenção associados com as podas das árvores.

8.2. Modelagem de Restrições de Rede

A modelagem de restrições de rede foi realizada inserindo-se no modelo de ACP um algoritmo de fluxo de potência para redes de distribuição radiais baseado no método de Soma de Correntes (MSC).

Os resultados dos testes com a inclusão de restrições de rede no modelo de ACP demonstraram que há um grande impacto na confiabilidade da rede quando não se utiliza essa técnica. O fato é que quando se supõe que a rede de distribuição possui capacidade de transferência de carga infinita, os índices de confiabilidade apresentam melhores valores do que quando as restrições de rede são consideradas.

Desta forma, a otimização da manutenção da vegetação foi realizada com base em um modelo de ACP que inclui restrições de rede.

8.3. Otimização da Manutenção da Vegetação

Nesta dissertação comparou-se os modelos convencionais de otimização da manutenção da vegetação, que utilizam o valor esperado do índice de confiabilidade DEC, com o modelo proposto, que utiliza a penalidade no processo de otimização da frequência de manutenção. Os resultados dos testes demonstraram que o modelo de otimização proposto obtém reduções mais significativas no índice DEC e nas penalidades do que o paradigma convencional de manutenção. Isso ocorre, pois durante o processo de otimização o algoritmo proposto consegue relacionar diretamente o custo final (penalidades + manutenção da rede) para assim obter melhores resultados. Por outro lado, quando se otimiza apenas o valor esperado para o DEC e o custo de manutenção o método possui menos sensibilidade com relação as penalidades.

8.4. Modelos Substitutos

Nesta dissertação apresentou-se modelos substitutos ao proposto via a SMC. A proposição destes modelos é devido ao alto custo computacional que a SMC possui para a obtenção da penalidade. Sendo assim, utilizou-se técnicas para a

obtenção dos cumulantes associados ao índice de confiabilidade DEC para se obter a sua distribuição de probabilidade. Duas distribuições hipotéticas foram consideradas no ajuste da distribuição do DEC: a de Pearson e a lognormal. Ambos os métodos apresentaram um custo computacional bem menor do que o modelo via a SMC, porém o método de Pearson obteve melhor precisão com relação a SMC.

8.5. Sugestão para Trabalhos Futuros

Por fim, tendo como base essa dissertação, pode-se sugerir os seguintes tópicos para trabalhos de pesquisa futuros:

- i) Inclusão dos custos de interrupção na função objetivo;
- ii) Modelagem da curva de carga;
- iii) Modelagem de geração distribuída renovável;
- iv) Exploração de algoritmos de otimização alternativos ao PSO, por exemplo, o algoritmo genético com chaves aleatórias viciadas;
- v) Pesquisa por métodos alternativos para reduzir o custo computacional da SMC, por exemplo, a entropia cruzada;
- vi) Multa por violação do indicador FEC.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), 2010. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>, Acesso em: 20 de Maio 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), 2019. **Compensação pela Transgressão dos Limites de Continuidade**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>, Acesso em: 26 de Novembro 2019.

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, pp. 813-820, 1991.

ANDERS, G. J. **“Probability Concepts in Electric Power Systems”**, Wiley-Interscience, 1990.

ARAVINTHAN, V.; JEWELL, W. **Optimized Maintenance Scheduling for Budget-Constrained Distribution Utility**. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 4, No. 4, pp. December 2013.

ARIAS, A. et al. **Optimal scheduling of vegetation maintenance underneath overhead power distribution lines**. In: 2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA). IEEE, 2012. pp. 1-6.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5462: Confiabilidade e manutenibilidade**. ABNT, 1994.

BARAN, M. E.; WU, F. F. **Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing**. IEEE Power Engineering Review, v. 9, n. 4, pp. 101-102, 1989.

BERTLING L.; ALLAN R. N.; ERIKSSON, R. **A reliability-centred asset maintenance method for assessing the impact of maintenance in power distribution systems**. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 1, pp. 75-82, Feb. 2005.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability evaluation of engineering systems**. New York: Plenum press, 1992.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N.. **Reliability evaluation of power systems, 2^a ed.** New York: Plenum press, 1996.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N.; SJARIEF, I.; GOEL, L.; SO, K. S., 1991. **A Reliability Test System for Educational Purposes - Basic Distribution System Data and Results**. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6 , No. 2 , pp. 813-820, May 1991.

BORGES, G. S. **Desenvolvimento de Ambientes Computacionais para Análise de Dispositivos e Sistemas para Redes de Comunicações Ópticas e Móveis**. Universidade Federal do Pará. Pará, pp.54. 2006.

BROWN, R. E. **Electric Power Distribution Reliability**. 2009, CRC Press.

BROWN, R. E. **Impact of Smart Grid on Distribution System Design**. IEEE Power Engineering Society General Meeting, pp.1 – 4, 2008.

BROWN, R. E.; BURKE, J. J. **Managing the risk of performance based rates**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 15, n. 2, pp. 893-898, 2000.

BROWN, R. E.; FRIMPONG, G.; WILLIS, H. L. **Failure Rate Modeling Using Equipment Inspection Data**. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 19, No. 2, pp. 782-787, May 2004.

CASTRO, J. F. C. **Modelo markoviano para a Otimização o Intervalo de Inspeção de Linhas de Transmissão, Estudo de Caso: linhas de transmissão do sistema ELETRONORTE**. 2012. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – UFMA, São Luís, 2012.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS (CGEE), 2012. **Redes Elétricas Inteligentes: contexto nacional**. Disponível em <<http://www.cgee.org.br>>, Acesso em: 28 de Novembro 2019.

CUMULANTE. In: WIKIPÉDIA, a enciclopédia livre. Flórida: Wikimedia Foundation, 2013. Disponível em: < <https://en.wikipedia.org/wiki/Cumulante>>. Acesso em: 16 DEZEMBRO 2019.

DEB, K. et al. **A fast elitist non-dominated sorting genetic algorithm for multi-objective optimization: NSGA-II**. In: International conference on parallel problem solving from nature. Springer, Berlin, Heidelberg, 2000. pp. 849-858.

DEB, K. **Multi-objective optimization using evolutionary algorithms**. John Wiley & Sons, 2001.

DOKIC, T.; KEZUNOVIC, M. **Predictive Risk Management for Dynamic Tree Trimming Scheduling for Distribution Networks**. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018.

ENDRENYI, J. **Reliability modeling in electric power systems**. New York: Wiley, 1978.

ENDRENYI, J.; ANDERS, G. J.; DA SILVA, AM. L. **Probabilistic evaluation of the effect of maintenance on reliability. An application** [to power systems]. IEEE Transactions on power systems, v. 13, n. 2, pp. 576-583, 1998.

ENERGISA, 2010. **Cr terios e procedimentos b sicos para inspe o e manuten o de redes de distribui o**. Dispon vel em: < <https://www.energisa.com.br>>, Acesso em: 18 de Dezembro 2019.

ETO, J. H.; LACOMMARE, K. H.; CASWELL, H. C.; TILL, D. **Distribution system versus bulk power system: identifying the source of electric service interruptions in the US**. IET Generation, Transmission & Distribution, v. 13, n. 5, pp. 717-723, 2019.

GEDEMER, C. **Reliability simulation shows results**. IEEE Computer Applications in Power, v. 15, n. 3, pp. 39-43, 2002.

G MEZ, D. A. A. (2015). **Identifica o das Barras Cr ticas do Ponto de Vista de Estabilidade de Tens o**. Dispon vel em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/26243/26243_4.PDF>, Acesso em: 24 de Abril 2018

GUIA, D. L. **Otimiza o do Intervalo de Inspe o de Linhas de Transmiss o Considerando-se Incertezas nos Dados de Falha**. 2019. Disserta o de Mestrado, Programa de P s-Gradua o em Engenharia El trica, UFMA, S o Lu s, 2019.

HILBER, P.; MIRANDA, V.; MATOS, M. A.; BERTLING, L. **Multiobjective Optimization Applied to Maintenance Policy for Electrical Networks**. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 22, No. 4, pp. 1675-1682, Nov. 2007.

JARDINE, A. K. S. **Maintenance, Replacement and Reliability**. Pitman Publishing, London, 1973.

KARDEC, A.; NASCIF, J. **Manutenção-função estratégica**. Qualitymark Editora Ltda, 2009.

KERSTING, W. W. **"Distribution System Modeling and Analysis"**, CRC Press, 2001.

KUNDUR, P. **"Power System Stability and Control"**, McGraw-Hill, 1994.

KUNTZ, P. A.; CHRISTIE, R. D.; VENKATA, S. S. **"A Reliability Centered Optimal Visual Inspection Model for Distribution Feeders"**, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 16, No. 4, October 2001, pp. 718-723.

KUNTZ, P. A.; CHRISTIE, R. D.; VENKATA, S. S. **Optimal vegetation maintenance scheduling of overhead electric power distribution systems**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 17, n. 4, pp. 1164-1169, 2002.

LAFRAIA, J. R. B. **Manual de confiabilidade, manutenibilidade e disponibilidade**. Rio de Janeiro: Qualitymark: Petrobras, 2001.

LAHCENE, B. **On Pearson families of distributions and its applications**. African Journal of Mathematics and Computer Science Research, v. 6, n. 5, pp. 108-117, 2013.

LEITE, M. A. O. (2014). **Reconfiguração de Redes de Distribuição Primária de Energia Elétrica para Redução de Perdas Técnicas**. Disponível em: <<https://www.ppgee.ufmg.br/defesas/1275M.PDF>>, Acesso em: 20 de Abril 2018.

LEON-GARCIA, A. **Probability, statistics, and random processes for electrical engineering**. 2017.

LIM, D. et al. **Generalizing surrogate-assisted evolutionary computation**. IEEE Transactions on Evolutionary Computation, v. 14, n. 3, pp. 329-355, 2009.

MAMEDE FILHO, J. **“Manual de Equipamentos Elétricos”**, Vol. 2, 2ª Ed., LTC-Livros Técnicos e Científicos Editora SA, 1994.

MILLER, S.; CHILDERS, D. **Probability and random processes: With applications to signal processing and communications**. Academic Press, 2012.

MIRANDA, C. S.; VON ZUBEN, F. J. **Necessary and sufficient conditions for surrogate functions of Pareto frontiers and their synthesis using gaussian processes**. IEEE Transactions on Evolutionary Computation, v. 21, n. 1, pp. 1-13, 2016.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. E. Blucher, 1983.

MORADKHANI, A.; HAGHIFAM, M. R.; ABEDI, S. M. **“Risk-based maintenance scheduling in the presence of reward penalty scheme”**, Electric Power Systems Research, vol. 121, April, 2015, pp. 126–133

NEGRETE, L. PG.; BRIGATTO, G. AA.; ZANIN, P. S. **Multi-objective siting and sizing decision model of distributed generation for distribution networks**. In: 2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE). IEEE, 2018. pp. 1-6.

PAN, Z. **Electric Distribution System Risk Assessment Using Reliability Index Probability Distributions**. 2003. Tese de Doutorado. University of Saskatchewan.

PEARSON, K. X. **Contributions to the mathematical theory of evolution. —II. Skew variation in homogeneous material**. Philosophical Transactions of the Royal Society of London. (A.), n. 186, pp. 343-414, 1895.

PIASSON, D. et al. **“A new approach for reliability-centered maintenance programs in electric power distribution systems based on a multiobjective genetic algorithm”**, Electric Power System Research, Volume 137, August 2016, pp. 41-50.

RADMER, D. T. et al. **Predicting vegetation-related failure rates for overhead distribution feeders**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 17, n. 4, pp. 1170-1175, 2002.

RAQUEL, C. R.; NAVAL JR, P. C. **An effective use of crowding distance in multiobjective particle swarm optimization**. In: Proceedings of the 7th annual conference on Genetic and evolutionary computation. ACM, 2005. pp. 257-264.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A.; LUO, G. X. A. (1988). **A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks**. IEEE Transactions on Power Systems, 3 (2) MAIO, pp. 753-762.

SINGH, C.; BILLINTON, R., **System reliability, modelling and evaluation**. London: Hutchinson, 1977.

SITTITHUMWAT, A.; SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. “**Optimal allocation of distribution maintenance resources with limited information**”, Electric Power Systems Research, vol. 68, March 2004, pp. 208–220.

SUDKET, N.; CHAITUSANEY, S. **Optimal Maintenance of Substation Equipment by Considering Maintenance Cost and Reliability**. In: 2014 11th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON). IEEE, 2014. pp. 1-6.

TRIVEDI, K. S.; BOBBIO, A. **Reliability and availability engineering: modeling, analysis, and applications**. Cambridge University Press, 2017.

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA (UNESP), 2012. **Distribuição de energia elétrica**. Disponível em < <https://www.feis.unesp.br> >, Acesso em: 12 de Novembro 2019.

USBERTI, F. L.; LYRA, C.; CAVELLUCI, C.; GONZÁLEZ, J. F. V. **Hierarchical Multiple Criteria Optimization of Maintenance Activities on Power Distribution Networks**. Annals of Operations Research, January 2015, Vol. 224, No. 1, pp. 171–192.

VIEIRA, C. H. S, **Análise Probabilística da Conformidade de Tensão em Redes de Distribuição Considerando a Presença de Geração Distribuída**. Dissertação de Mestrado, PPGE, UFMA, São-Luís-MA, 2012.

YAN, F.; WANG, S.; HAN, N. **Tree modeling based on GA-fitted growth function**. In: 2009 International Conference on Computational Intelligence and Software Engineering. IEEE, 2009. pp. 1-4.

Yeddanapudi, S. R. K. “**Risk based allocation of distribution system maintenance resources**”, Master Thesis, Iowa State University, Ames, Iowa, 2005.

Yeddanapudi, S. R. K.; LI, Y.; MCCALLEY, J. D.; CHOWDHURY, A. A.; JEWELL, W. T.
“Risk-Based Allocation of Distribution System Maintenance Resources”, IEEE
Trans. On Power Systems, Vol. 23, No. 2, pp. 287-295, May 2008.