

DIEGO PIASSON

**OTIMIZAÇÃO DE PLANOS DE MANUTENÇÕES
DE COMPONENTES DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA CENTRADOS EM CONFIABILIDADE**

Ilha Solteira
2014

DIEGO PIASSON

**OTIMIZAÇÃO DE PLANOS DE MANUTENÇÕES
DE COMPONENTES DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA CENTRADOS EM CONFIABILIDADE**

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia do Câmpus de Ilha Solteira - UNESP como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

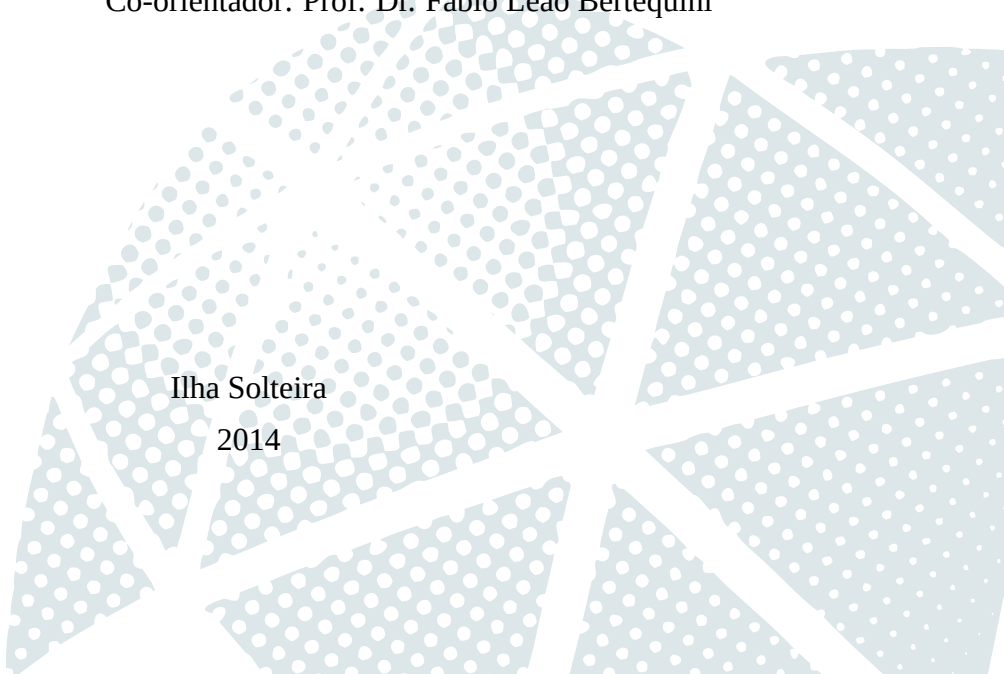
Especialidade: Automação.

Orientador: Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani

Co-orientador: Prof. Dr. Fábio Leão Bertequini

Ilha Solteira

2014



FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

P579o Piasson, Diego.
Otimização de planos de manutenções de componentes de sistemas de distribuição de energia elétrica centrados em confiabilidade / Diego Piasson. - Ilha Solteira: [s.n.], 2014
266 f.:il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de Conhecimento: Automação, 2014

Orientador: José Roberto Sanches Mantovani
Co-orientador: Fábio Leão Bertequini
Inclui bibliografia

1. Confiabilidade. 2. Indicadores de continuidade. 3. Manutenções centradas em confiabilidade. 4. Métodos de otimização. 5. Nsga-II. 6. Sistema de distribuição.



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: Otimização de planos de manutenções de componentes de sistemas de distribuição de energia elétrica centrados em confiabilidade

AUTOR: DIEGO PIASSON

ORIENTADOR: Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI

CO-ORIENTADOR: Prof. Dr. FÁBIO BERTEQUINI LEÃO

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de DOUTOR EM ENGENHARIA ELÉTRICA, Área: AUTOMAÇÃO, pela Comissão Examinadora:

Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. DENIS VINICIUS COURY
Departamento de Engenharia Elétrica / Escola de Engenharia de São Carlos-Usp

Prof. Dr. ARTURO SUMAN BRETAS
Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Data da realização: 25 de fevereiro de 2014.

DEDICATÓRIA

À minha esposa e filho pela compreensão e apoio ao longo desta empreitada.

AGRADECIMENTOS

Meus agradecimentos a todas pessoas que direta ou indiretamente contribuíram para a realização deste trabalho. Em especial, dedico meus agradecimentos:

- A Deus, por ter me dado força e saúde para chegar até aqui;
- A minha esposa pelo apoio, dedicação e compreensão durante toda a nossa vida conjugal, em especial, durante estes anos de curso;
- Ao meu orientador, Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani, por todo ensinamento, incentivo, confiança e orientação;
- Ao meu co-orientador, Prof. Dr. Fábio Leão Bertequini, pela atenção, paciência e orientações;
- A todos os meus amigos e colegas que de alguma forma me ajudaram ao longo destes anos do curso;
- Aos senhores Marco Aurélio Moreira e Afonso Celso Ferreira da Silva, pelos auxílio às dúvidas e informações relevantes para a realização deste trabalho;
- Ao Prof. Dr. Carlos J. Zapata da Universidade Tecnológica de Pereira - Colômbia, pelas orientações realizadas;
- A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (Capes) pela oportunidade e apoio financeiro.

*O único lugar
onde o sucesso vem antes do trabalho
é no dicionário.*

Albert Einstein

RESUMO

Neste trabalho, a programação de tarefas de manutenções preventivas para componentes e equipamentos de sistemas de distribuição de energia elétrica, com foco na confiabilidade dos sistemas, é tratada como um problema de otimização multiobjetivo não linear, restrito, *fuzzy*, binário e dinâmico. No modelo proposto, busca-se minimizar os custos com a realização de manutenções em equipamentos e componentes dos sistemas de distribuição e maximizar a confiabilidade dos mesmos, sob as restrições de índices de continuidade e frequência do fornecimento de energia elétrica, o DIC e o FIC, da disponibilidade das equipes de manutenção, entre outras. A modelagem é totalmente centrada sobre os índices de confiabilidade dos equipamentos e componentes, os quais são avaliados por uma abordagem envolvendo modelos probabilísticos de falhas e sistemas de inferência *fuzzy*. Para a solução do modelo utiliza-se um algoritmo evolutivo NSGA-II. A metodologia proposta foi testada em três alimentadores, individualmente, e com um sistema maior composto por esses três alimentadores, todos pertencentes a uma empresa de distribuição de energia elétrica do estado de São Paulo. Os resultados obtidos mostram a capacidade da metodologia de alocar manutenções em seções consideradas prioritárias e de convergir para uma fronteira de Pareto de soluções de qualidade. Também mostram a grande influência da probabilidade de falhas das linhas elétricas, mais especificamente, do conjunto de componentes que suportam os cabos de rede, como cruzetas, isoladores, entre outros; sobre a confiabilidade dos sistemas e, conseqüentemente, sobre a alocação de manutenções.

Palavras-chave: Confiabilidade. Indicadores de continuidade. Manutenções centradas em confiabilidade. Métodos de otimização. NSGA-II. Sistema de distribuição.

ABSTRACT

In this work, the scheduling of preventive maintenance tasks in components and equipment of electric power distribution systems, centered on system reliability is treated as a multiobjective nonlinear optimization, binary, dynamic and restricted problem. A pseudo-index of system unreliability and the costs of preventive maintenance programs are the conflicting objectives of the model proposed. The constraints considered in this modeling are the limits of the service continuity indicators (DIC - Individual Interruption Duration per Consumer unit and FIC - Interruption Frequency individual per Consumer unit) for each set of customers, the availability of maintenance crews and the limits for equipment maintenance. The modeling is focused on the equipment and components reliability indices. These indices are evaluated by an approach involving probabilistic fault models and inference fuzzy system. To solve the model is proposed an evolutionary algorithm NSGA-II. The proposed methodology was tested in three feeders, individually, and on a larger system composed of these three feeders, all belonging to an electricity distribution company in the state of São Paulo. The obtained results show the capacity of the methodology to allocate maintenance in sections considered priority and to converge for a frontier of Pareto with quality solutions. The results also show the great influence of the failure probability of power lines, more specifically, the set of components that support network cables such as crossarms, insulators, among others; about the reliability of the systems and, consequently, on the allocation of maintenance.

Keywords: Reliability. Continuity indicators. Reliability centered maintenance. Optimization methods. NSGA-II. System distribution.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 -	Curva banheira: típica curva de taxa de falhas.	53
Figura 2 -	Curva do gráfico da função $C(t) = e^{-\lambda t}$	54
Figura 3 -	Modelo da curva banheira com dentes de serra.	54
Figura 4 -	Diagrama ilustrativo das etapas da metodologia proposta para avaliação da confiabilidade de equipamentos de um SDEE.	57
Figura 5 -	Fuzzificação da variável probabilidade de falha.	58
Figura 6 -	Fuzzificação do índice de confiabilidade R	59
Figura 7 -	Fuzzificação dos conjuntos <i>fuzzy</i> da variável idade.	63
Figura 8 -	Fuzzificação dos conjuntos <i>fuzzy</i> da variável esforço.	64
Figura 9 -	Fuzzificação da variável desequilíbrio.	66
Figura 10 -	Fuzzificação dos conjuntos <i>fuzzy</i> da variável idade do regulador de tensão	67
Figura 11 -	Fuzzificação dos conjuntos <i>fuzzy</i> da variável idade dos bancos de capacitores	68
Figura 12 -	Fuzzificação da variável tensão do banco de capacitores	69
Figura 13 -	Fuzzificação da variável idade dos disjuntores.	71
Figura 14 -	Fuzzificação da variável número de operações do disjuntor.	72
Figura 15 -	Fuzzificação dos conjuntos <i>fuzzy</i> da variável tempo sem manutenção.	73
Figura 16 -	Fuzzificação dos conjuntos <i>fuzzy</i> da variável idade das chaves.	75
Figura 17 -	Fuzzificação da variável número de operações das chaves a óleo.	76
Figura 18 -	Fuzzificação dos conjuntos <i>fuzzy</i> da variável idade dos cabos	77
Figura 19 -	Fluxograma de avaliação da confiabilidade na presença de atividades de manutenção.	85
Figura 20 -	Componentes de transformadores de 34.5 kV versus estatísticas de falhas.	88
Figura 21 -	Diagrama de rede dos componentes de uma seção do SDEE.	114

Figura 22 -	Rede de distribuição particionada em seções.	118
Figura 23 -	Diagrama de rede para a macrosessão 3.	119
Figura 24 -	Diagrama de rede das seções.	119
Figura 25 -	Fronteira de Pareto no espaço dos objetivos para um problema de minimização.	143
Figura 26 -	Ilustração do cubóide formado pelo vértice de duas soluções vizinhas utilizado para o cálculo da distância de multidão da solução i	145
Figura 27 -	Esquema do ciclo geracional do algoritmo NSGA-II.	148
Figura 28 -	Esquema de um cromossomo do NSGA-II com $ E $ genes.	151
Figura 29 -	Ilustração da seleção de uma cadeia de genes do cromossomo definida por dois pontos de corte.	152
Figura 30 -	Ilustração do processo de recombinação comparando a troca de genes entre dois cromossomos com a troca de folhas entre duas pilhas de folhas.	153
Figura 31 -	Ilustração do processo de mutação.	153
Figura 32 -	Fluxograma da metodologia proposta para otimização de planos de manutenções.	165
Figura 33 -	<i>Layout</i> do programa criado para otimização dos planos de manutenções preventiva de Sistemas de distribuição de energia elétrica.	167
Figura 34 -	Curvas das aptidões dos indivíduos da população do NSGA-II, para o alimentador P3-A8, considerando diferentes número de gerações como critério de parada.	173
Figura 35 -	Curvas das aptidões dos indivíduos da população do NSGA-II, para o alimentador P3-A8, considerando diferentes número de gerações como critério de parada. Na figura à direita, são evidenciados os pontos das curvas delimitados pelo retângulo enfatizado na figura da esquerda.	174
Figura 36 -	Comportamento das soluções dos NSGA-II com diferentes contingentes populacionais. De cima para baixo, têm-se o comportamento das soluções após 1.000 gerações, 50.000 gerações e a convergência das soluções do NSGA-II com população de 800 indivíduos, respectivamente.	175

Figura 37 - Comportamento das soluções obtidas após 50.000 gerações do NSGA-II proposto para o alimentador P3-A2, considerando diferentes contingentes populacionais.	176
Figura 38 - Comportamento das soluções não dominadas obtidas após 50.000 gerações do NSGA-II proposto para o alimentador P3-A9, considerando diferentes contingentes populacionais.	177
Figura 39 - Convergência das soluções não dominadas para diferentes taxas de mutação e diferentes números de gerações. Na primeira figura tem-se a convergência após 50 gerações; na figura do meio, após 10.000 gerações; e na última figura é apresentada a convergência das soluções após 50.000 gerações.	179
Figura 40 - Fronteiras das soluções de Pareto obtidas pelo teste da metodologia proposta com o alimentador P3-A4. Na primeira figura é apresentada as fronteiras obtidas após 10.000 gerações, e na segunda, as fronteiras após 50.000 gerações.	180
Figura 41 - Curvas das aptidões dos indivíduos da população após 50.000 ciclos geracionais do NSGA-II para o alimentador P3-A8.	181
Figura 42 - Curvas das aptidões das populações dos NSGA-II para o alimentador P3-A8, com diferentes taxas de recombinação e 1.000 ciclos geracionais.	182
Figura 43 - Curvas das aptidões das populações dos NSGA-II para o alimentador P3-A8, com diferentes taxas de recombinação e 50.000 ciclos geracionais.	183
Figura 44 - Curvas das soluções não dominadas dos NSGA-II para o alimentador P4-A4, com diferentes taxas de recombinação e 10.000 ciclos geracionais.	183
Figura 45 - Curvas das soluções não dominadas dos NSGA-II para o alimentador P4-A4, com diferentes taxas de recombinação e 50.000 ciclos geracionais.	184
Figura 46 - Esquema representativo do alimentador P3-A8 por meio de suas seções e interligações. As seções em vermelho são aquelas definidas por chaves de proteção, enquanto as seções em branco são definidas por chaves somente de manobras.	187
Figura 47 - Diagrama da configuração do alimentador P3-A8 em função das macroseções definidas pelas chaves de proteção da rede, incluindo o disjuntor.	187

Figura 48 - Evolução e convergência das soluções para o teste com o alimentador P3-A8.	189
Figura 49 - Fronteira de Pareto para o alimentador P3-A8. Em destaque, as duas soluções extremas da fronteira.	189
Figura 50 - Comportamento esperado para a confiabilidade do alimentador P3-A8 em função do plano de manutenções da solução extrema $f_2(x^*)$	194
Figura 51 - Comportamento estimado da confiabilidade do alimentador P3-A8 diante dos planos de manutenções das soluções extremas $f_1(x^*)$ e $f_1(x^*)$	195
Figura 52 - Comportamento esperado para a confiabilidade do alimentador P3-A8, ao longo do horizonte de planejamento considerado, para um cenário sem manutenção e para um cenário considerando as manutenções programadas pelo plano da solução extrema $f_1(x^*)$	196
Figura 53 - Distribuição do número tarefas de manutenções, ao longo do horizonte de planejamento, alocadas pelo plano de manutenções da solução extrema $f_2(x^*)$	196
Figura 54 - Classificação das soluções de Pareto obtidas para o alimentador P3-A8 em função do valor esperado com pagamento de compensações.	199
Figura 55 - Fronteiras das soluções de Pareto obtidas pelo teste da metodologia proposta considerando: (em azul) os valores esperados com compensações como sendo a penalidade devido às violações das restrições (77c) - (77h), e; (em vermelho) utilizando penalização tradicional.	199
Figura 56 - Esquema representativo do alimentador P3-A4 por meio de suas seções e interligações. As seções em vermelho, são aquelas definidas por chaves de proteção, enquanto as seções em branco, são definidas por chaves com função apenas de manobras.	201
Figura 57 - Diagrama da configuração do alimentador P3-A4 em função das macroseções definidas pelas chaves de proteção da rede, incluindo o disjuntor.	202
Figura 58 - Esquema representativo do alimentador P3-A2 por meio de suas seções e interligações. As seções em vermelho, são aquelas definidas por chaves de proteção, enquanto as seções em branco, são definidas por chaves com função apenas de manobras.	203

Figura 59 - Evolução das soluções do alimentador P3-A4.	204
Figura 60 - Evolução das soluções do alimentador P3-A2.	205
Figura 61 - Classificação das soluções de Pareto do alimentador P3-A4 de acordo com o valor esperado com compensações.	206
Figura 62 - Classificação das soluções de Pareto do alimentador P3-A2 de acordo com o valor esperado com compensações.	206
Figura 63 - Comportamento esperado para a confiabilidade do alimentador P3-A4. .	208
Figura 64 - Comportamento esperado para a confiabilidade dos alimentadores P3-A8, P3-A4 e P3-A2, em função dos programas de manutenções das soluções extremas $f_2(x^*)$ das fronteiras de Pareto obtidas para esses alimentadores.	208
Figura 65 - Esquema representativo do sistema SYS3A através de suas seções e interligações. Em vermelho, tem-se as seções definidas por chaves de proteção e, em branco, as seções definidas por chaves exclusivamente de manobras.	209
Figura 66 - Evolução e convergência das soluções para o sistema SYS3A.	211
Figura 67 - Classificação das soluções de Pareto do sistema SYS3A de acordo com o valor esperado com pagamento de compensações.	211
Figura 68 - Comportamento esperado para os índices de confiabilidade dos alimentadores que compõem o sistema SYS3A, em função do plano de manutenções apresentado na Tabela 44.	213
Figura 69 - Comportamento esperado para os índices de confiabilidade do alimentador P3-A2, em função dos planos de manutenções fornecidos pelas soluções extremas obtidas com o teste considerando apenas o alimentador P3-A2 e com o teste considerando o sistema SYS3A.	214
Figura 70 - Comportamento esperado para os índices de confiabilidade do alimentador P3-A8, em função dos planos de manutenções fornecidos pelas soluções extremas obtidas com o teste considerando apenas o alimentador P3-A8 e com o teste considerando o sistema SYS3A.	215

Figura 71 -	Fronteiras das soluções de Pareto obtidas pelo teste da metodologia proposta considerando: (em azul) os valores esperados com compensações como sendo a penalidade devido às violações das restrições (77c) - (77h), e; (em vermelho) utilizando penalização tradicional.	216
Figura 72 -	Curva característica da distribuição normal	246
Figura 73 -	Curva característica da distribuição exponencial	247
Figura 74 -	Curvas características da distribuição de Weibull para diferentes valores de α e β	248
Figura 75 -	Curva característica da distribuição lognormal	248
Figura 76 -	Etapas para ajustar uma distribuição a um modelo probabilístico.	250
Figura 77 -	Ilustração do processo de chegada de falhas de um equipamento.	256
Figura 78 -	Procedimento para determinar um modelo probabilístico para um processo de chegada de falhas de equipamentos.	257

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 -	Diferenças entre as manutenções tradicionais e a MCC.	41
Tabela 2 -	Universo de discurso para os conjuntos <i>fuzzy</i> da variável "probabilidade de falha" dos componentes do SDEE sob estudo.	59
Tabela 3 -	Valores da taxa de falha $\hat{\lambda}$ estimada para n falhas em um Período de tempo $T = 11$ anos.	62
Tabela 4 -	Universo de discurso para os conjuntos fuzzy da variável "idade". .	63
Tabela 5 -	Universo de discurso para os conjuntos fuzzy da variável "esforço".	64
Tabela 6 -	Universo de discurso para os conjuntos fuzzy da variável "desequilíbrio".	65
Tabela 7 -	Universo de discurso para os conjuntos fuzzy da variável "idade". .	66
Tabela 8 -	Universo de discurso para os conjuntos fuzzy da variável "esforço".	67
Tabela 9 -	Universo de discurso para os conjuntos fuzzy da variável "idade". .	68
Tabela 10 -	Universo de discurso para os conjuntos <i>fuzzy</i> da variável "tensão". .	69
Tabela 11 -	Faixa de vida útil de disjuntores por faixa de tensão.	70
Tabela 12 -	Universo de discurso para os conjuntos fuzzy da variável "idade". .	71
Tabela 13 -	Universo de discurso dos conjuntos fuzzy da variável "número de operações" dos disjuntores.	72
Tabela 14 -	Universo de discurso para os conjuntos fuzzy da variável "tempo sem manutenção".	73
Tabela 15 -	Universo de discurso para os conjuntos <i>fuzzy</i> da variável "idade das chaves".	74
Tabela 16 -	Universo de discurso dos conjuntos <i>fuzzy</i> da variável "número de operações" das chaves a óleo.	76
Tabela 17 -	Universo de discurso para os conjuntos <i>fuzzy</i> da variável "idade dos cabos".	77

Tabela 18 -	Valores do índice IR_m^t de impacto das manutenções nos transformadores de distribuição.	90
Tabela 19 -	Valores do índice IR_m^t de impacto das manutenções para os reguladores de tensão.	92
Tabela 20 -	Valores do índice IR_m^t de impacto das manutenções para os disjuntores.	93
Tabela 21 -	Impacto das manutenções nos bancos de capacitores.	95
Tabela 22 -	Impacto das manutenções para chaves a óleo/vácuo/SF6.	97
Tabela 23 -	Impacto das manutenções para as chaves fusíveis.	100
Tabela 24 -	Valores do índice IR_m^t de impacto das manutenções para os seccionadores.	101
Tabela 25 -	Impacto das manutenções para os cabos primários.	103
Tabela 26 -	Limites para o indicador de continuidade DIC e a relação de proporcionalidade entre o limite mensal e os limites trimestrais e anuais, para cada faixa de DEC e FEC.	126
Tabela 27 -	Limites do indicador de continuidade FIC e a relação de proporcionalidade entre os limites de FIC trimestral e anual com os valores acumulados de FICs mensais para os respectivos intervalos de apuração.	132
Tabela 28 -	Matriz das informações de cada gene $x_{(e,m)}^t$	152
Tabela 29 -	Valores para as constantes a_{ij} e b_i das restrições (72i) - (72k).	169
Tabela 30 -	Valores adotados para os custos das tarefas de manutenções de cada classe de equipamentos considerado neste estudo.	169
Tabela 31 -	Valores dos indicadores de atendimento considerados para os componentes dos alimentadores de cada subestação.	171
Tabela 32 -	Tempo mensal à disposição das equipes de manutenções, por alimentador, para execução de tarefas de manutenções preventivas.	172
Tabela 33 -	Parâmetros de controle adotados para o NSGA-II implementado.	172
Tabela 34 -	Acréscimos mensais considerados sobre as cargas de potências para cada fase da rede.	185

Tabela 35 -	Taxas mensais de redução (em pu.) consideradas para a tensão de cada fase da rede.	185
Tabela 36 -	Macrosseções do alimentador P3-A8 e as seções nelas contidas. . .	188
Tabela 37 -	Plano de manutenções da solução extrema $f_2(x^*)$	190
Tabela 38 -	Distribuição das 304 tarefas de manutenções alocadas pela solução extrema $f_2(x^*)$ para o alimentador P3-A8.	192
Tabela 39 -	Distribuição das 91 tarefas de manutenções alocadas pela solução extrema $f_1(x^*)$ para o alimentador P3-A8.	193
Tabela 40 -	Distribuição das tarefas de manutenções, por classe de componentes do sistema, alocadas pelo plano de manutenções fornecido pela solução extrema $f_2(x^*)$	197
Tabela 41 -	Comparando os valores previstos com pagamento de compensações e com energia não suprida.	197
Tabela 42 -	Macrosseções do alimentador P3-A4 e as seções nelas contidas. . .	202
Tabela 43 -	Macrosseções do alimentador P3-A2 e as seções nelas contidas. . .	204
Tabela 44 -	Distribuição das tarefas de manutenções, por seções da rede, do programa de manutenções da solução extrema $f_2(x^*)$ destacado na Figura 67.	212
Tabela 45 -	Comparação entre os planos de manutenções correspondentes às soluções extremas $f_2(x^*)$ das fronteiras de Pareto da Figura 71.	217
Tabela 46 -	Distribuição do número e do tipo de manutenções preventivas alocadas nos componentes do sistema SYS3A.	218
Tabela 47 -	Limites dos indicadores de continuidade para tensão entre 69 e 230 kV.	235
Tabela 48 -	Limites dos indicadores de continuidade para unidades consumidoras situadas em áreas urbanas com tensão contratada entre 1 e 69 kV.	236
Tabela 49 -	Limites dos indicadores de continuidade para unidades consumidoras situadas em áreas não-urbanas com tensão contratada entre 1 e 69 kV.	237

Tabela 50 -	Limites dos indicadores de continuidade para unidades consumidoras situadas em áreas urbanas com tensão contratada menor ou igual a 1 kV.	238
Tabela 51 -	Limites dos indicadores de continuidade para unidades consumidoras situadas em áreas não-urbanas com tensão contratada menor ou igual a 1 kV.	239
Tabela 52 -	Limites de continuidade DEC e FEC dos conjuntos da Caiuá Distribuição de Energia S.A. (CAIUÁ-D), para os anos de 2013 a 2016. .	240
Tabela 53 -	Base de regras linguísticas para previsão do índice de confiabilidade dos bancos de capacitores.	259
Tabela 54 -	Base de regras linguísticas para previsão do índice de confiabilidade dos disjuntores.	260
Tabela 55 -	Base de regras linguísticas para previsão do índice de confiabilidade dos transformadores de distribuição.	262
Tabela 56 -	Base de regras linguísticas para previsão do índice de confiabilidade dos reguladores de tensão.	265
Tabela 57 -	Base de regras linguísticas para previsão do índice de confiabilidade das chaves a óleo/vácuo/hexafluoreto.	266
Tabela 58 -	Base de regras linguísticas para previsão do índice de confiabilidade dos cabos.	266

LISTA DE ABREVIACÕES E SIGLAS

AE	Algoritmo Evolutivo
AEM	Algoritmo Evolutivo Multiobjetivo
AG	Algoritmo Genético
AT	Alta Tensão
BC	Banco de capacitores
BT	Baixa Tensão
CH	Chaves de proteção e/ou manobras
CP	Cabos de rede primária
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DJ	Disjuntor
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
<i>HP</i>	Conjunto dos meses do horizonte de planejamento dos planos de manutenções
<i>hp</i>	Número de meses do horizonte de planejamento, ou seja, $hp = HP $
MCC	Manutenção Centrada em Confiabilidade
MP	Manutenção(es) Preventiva(s)
MT	Média Tensão
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RCM	Reliability Centered Maintenance
RT	Regulador de tensão
SC	Seccionalizadores
<i>t</i> _{tf}	Time to failure
<i>t</i> _{tr}	Time to repair
TR	Transformador de distribuição
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
SDEE	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	35
2	MANUTENÇÕES CENTRADAS EM CONFIABILIDADE	39
2.1	TIPOS DE MANUTENÇÕES PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	40
2.1.1	Etapas da MCC	41
2.2	PROGRAMAS DE MANUTENÇÕES CENTRADAS EM CONFIABILIDADE	43
3	CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	45
3.1	ESTADO DA ARTE	45
3.2	ABORDAGEM ESTOCÁSTICA DA CONFIABILIDADE	48
3.2.1	Função de distribuição acumulada e função densidade de probabilidade	49
3.3	TAXA DE FALHAS	51
3.3.1	Modelos de falhas	52
3.4	ABORDAGEM INTEGRADA	55
3.5	ETAPAS DA PROPOSTA	56
3.5.1	Bloco 1: Modelo Probabilístico de Falhas	56
3.5.2	Bloco 2: Sistema de Inferência Fuzzy da Confiabilidade	57
3.5.2.1	<i>Fuzzificação dos fatores de falhas dos equipamentos sob estudo</i>	58
3.5.2.2	<i>Fuzzificação do índice de confiabilidade de saída</i>	59
3.5.2.3	<i>Definição das regras de inferência</i>	60
3.5.2.4	<i>Método de Inferência e Defuzzificação</i>	60
3.6	DISCUSSÃO DA MODELAGEM DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE	60
3.6.1	Considerações sobre os modelos probabilísticos	60

3.6.1.1	Ajuste da metodologia para pequenas amostras	61
3.6.2	Considerações sobre a composição do sistema de inferência	62
3.6.2.1	Transformadores de distribuição	62
3.6.2.1.1	<i>Idade dos transformadores de distribuição</i>	63
3.6.2.1.2	<i>Esforço operacional</i>	64
3.6.2.1.3	<i>Desequilíbrio das cargas</i>	65
3.6.2.2	Reguladores de tensão	65
3.6.2.2.1	<i>Idade dos reguladores de tensão</i>	66
3.6.2.2.2	<i>Esforço operacional</i>	66
3.6.2.3	Banco de Capacitores	67
3.6.2.3.1	<i>Idade dos capacitores</i>	68
3.6.2.3.2	<i>Tensão</i>	68
3.6.2.4	Disjuntores	70
3.6.2.4.1	<i>Idade dos disjuntores</i>	70
3.6.2.4.2	<i>Número de operações</i>	72
3.6.2.4.3	<i>Tempo entre manutenções</i>	73
3.6.2.5	Chaves	74
3.6.2.5.1	<i>Idade das chaves fusíveis e a óleo/vácuo/hexafluoreto</i>	74
3.6.2.5.2	<i>Número de operações das chaves a óleo/vácuo/hexafluoreto</i>	75
3.6.2.6	Cabos	76
3.6.2.6.1	<i>Idade dos cabos</i>	77
3.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	78
4	MANUTENÇÕES E IMPACTOS SOBRE A CONFIABILIDADE	79
4.1	MANUTENÇÕES E SEUS IMPACTOS: UM ESTADO DA ARTE	80

4.2	AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DAS MANUTENÇÕES	82
4.3	DEFINIÇÃO DAS ATIVIDADES DE MANUTENÇÕES	84
4.3.1	Manutenções em transformadores de distribuição e reguladores de tensão	88
4.3.1.1	<i>Impacto das atividades de manutenções para os transformadores de distribuição</i>	<i>90</i>
4.3.1.2	<i>Impacto das atividades de manutenções para os reguladores de tensão</i>	<i>91</i>
4.3.2	Manutenções nos disjuntores das subestações	91
4.3.2.1	<i>Impacto das atividades de manutenções para os disjuntores</i>	<i>92</i>
4.3.3	Manutenções em bancos de capacitores	92
4.3.3.1	<i>Impacto das atividades de manutenções para os bancos de capacitores</i>	<i>94</i>
4.3.4	Manutenções em chaves a óleo/vácuo/hexafluoreto	94
4.3.4.1	<i>Impacto das atividades de manutenções para as chaves a óleo/vácuo/SF6</i>	<i>96</i>
4.3.5	Manutenções em chaves fusíveis simples, religadoras e by-pass	96
4.3.5.1	<i>Impacto das manutenções em chaves fusíveis, religadoras e de by-pass</i>	<i>98</i>
4.3.6	Manutenções em seccionalizadores	101
4.3.6.1	<i>Impacto das atividades de manutenções dos seccionalizadores</i>	<i>101</i>
4.3.7	Manutenções em cabos	102
4.3.7.1	<i>Impacto das atividades de manutenções dos cabos</i>	<i>103</i>
4.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	104
5	MODELO PARA OTIMIZAÇÃO DE PLANOS DE MANUTENÇÕES	105
5.1	ESTADO DA ARTE DE MODELOS E TÉCNICAS DE SOLUÇÕES	105
5.2	A MODELAGEM DO PROBLEMA	107
5.2.1	Considerações iniciais	107
5.2.2	Codificação das variáveis do modelo	109
5.2.3	As funções objetivos do modelo	109

5.2.3.1	<i>Função de custo dos planos de manutenção preventivas</i>	110
5.2.3.2	<i>Função da confiabilidade do SDEE</i>	110
5.2.4	Cálculo do índice de confiabilidade das seções	112
5.2.4.1	<i>Confiabilidade das seções em função dos componentes que às compõem</i>	113
5.2.4.2	<i>Confiabilidade do conjunto de cabos primários de uma seção</i>	117
5.2.4.3	<i>Confiabilidade de uma seção em função de outras</i>	117
5.2.5	Indicadores de continuidade	120
5.2.5.1	<i>DIC mensal</i>	121
5.2.5.2	<i>DIC trimestral</i>	125
5.2.5.3	<i>DIC anual</i>	127
5.2.5.4	<i>FIC mensal</i>	128
5.2.5.5	<i>FIC trimestral</i>	130
5.2.5.6	<i>FIC anual</i>	132
5.2.6	Limite do número de manutenções	133
5.2.7	Equipes de manutenção	134
5.2.8	Confiabilidade dos bancos de capacitores	135
5.2.9	Depreciação dos ativos	136
5.2.10	O modelo matemático do plano de manutenções	136
5.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	138
6	TÉCNICA DE SOLUÇÃO DO MODELO E PROCEDIMENTOS	139
6.1	ALGORITMOS GENÉTICOS E O NSGA-II	140
6.2	O NSGA-II	141
6.2.1	Conceito de dominância	141
6.2.1.1	<i>Ordenamento por não dominância</i>	142

6.2.1.2	<i>Otimidade de Pareto</i>	142
6.2.2	Etapas do NSGA-II	144
6.2.2.1	<i>Distância de multidão</i>	144
6.2.2.2	<i>Operador de seleção por torneio de multidão</i>	146
6.2.2.3	<i>Elitismo</i>	146
6.2.2.4	<i>Algoritmo do NSGA-II</i>	147
6.2.3	Tratamento das infactibilidades	148
6.3	ESTRATÉGIAS E PROCEDIMENTOS DA IMPLEMENTAÇÃO DO NSGA-II	150
6.3.1	Representação do cromossomo	150
6.3.2	Operador de recombinação	152
6.3.3	Operador de mutação	153
6.3.4	Penalidades sobre as restrições dos indicadores de continuidade	154
6.3.4.1	<i>Função penalidade para o objetivo de custo</i>	156
6.3.4.2	<i>Função penalidade para o objetivo de confiabilidade</i>	158
6.3.5	Penalidade sobre a restrição das equipes de manutenções	159
6.3.6	Penalidade sobre a restrição de confiabilidade dos bancos de capacitores	160
6.3.7	Penalidade sobre a restrição de depreciação dos ativos	161
6.3.8	Penalidade sobre a restrição do número de manutenções	163
6.3.9	Funções objetivos penalizadas	164
6.3.10	Fluxograma completo	164
6.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	166
7	RESULTADOS	167
7.1	DADOS DE ENTRADA DO MODELO E DO NSGA-II	168
7.1.1	Horizonte de planejamento	168

7.1.2	Constantes das equações (72i) - (72k)	168
7.1.3	Custos das tarefas de manutenções	169
7.1.4	Custo da potência entregue aos consumidores	170
7.1.5	Tempos das manutenções preventivas e corretivas	170
7.1.6	Disponibilidade das equipes de manutenção	171
7.1.7	Parâmetros de controle do NSGA-II	172
7.1.7.1	<i>Critério de parada</i>	173
7.1.7.2	<i>Número de indivíduos da população</i>	174
7.1.7.3	<i>População inicial</i>	178
7.1.7.4	<i>Taxa de mutação</i>	178
7.1.7.5	<i>Taxa de recombinação</i>	181
7.1.8	Perturbações no sistema	184
7.2	RESULTADOS OBTIDOS	185
7.2.1	Resultados para o alimentador P3-A8	186
7.2.1.1	<i>Composição do alimentador P3-A8</i>	186
7.2.2	Evolução e convergência das soluções para o alimentador P3-A8	188
7.2.3	Confiabilidade do alimentador ao longo do horizonte de planejamento	194
7.2.4	Factibilidade das soluções	197
7.2.5	Impacto das soluções utilizando funções de penalização tradicionais	198
7.2.6	Resultados para os alimentadores P3-A2 e P3-A4	200
7.2.6.1	<i>Composição do alimentador P3-A4</i>	200
7.2.6.2	<i>Composição do alimentador P3-A2</i>	201
7.2.7	Evolução e convergência das soluções para os alimentadores P3-A4 e P3-A2	203
7.2.8	Resultados para o sistema de distribuição com 3 alimentadores	207
7.2.8.1	<i>Composição do sistema SYS3A</i>	207

7.2.8.2	<i>Evolução e convergência das soluções para os sistema SYS3A</i>	210
7.2.8.3	<i>Factibilidade das soluções</i>	210
7.2.8.4	<i>Distribuição das tarefas de manutenções</i>	212
7.2.8.5	<i>Comportamento da confiabilidade dos alimentadores do sistema SYS3A</i>	213
7.2.8.6	<i>Impacto das soluções utilizando funções de penalização tradicionais</i>	214
7.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	217
8	CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	219
	REFERÊNCIAS	225
	APÊNDICE A - INDICADORES DE CONTINUIDADE	231
A.1	INDICADORES DE CONTINUIDADE ADOTADOS NO BRASIL	231
A.1.1	Duração de interrupção por unidade consumidora	231
A.1.2	Frequência de interrupção por unidade consumidora	231
A.1.3	Duração máxima de interrupção por unidade consumidora	232
A.1.4	Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora	232
A.1.5	Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora	232
A.2	OS LIMITES DOS INDICADORES E O CÁLCULO DAS COMPENSAÇÕES	235
A.2.0.1	<i>Crítérios para aplicação das compensações</i>	241
A.3	INDICADORES DE CONTINUIDADE INTERNACIONAIS	242
A.3.1	System average interruption duration index	242
A.3.2	System average interruption frequency index	243
	APÊNDICE B - ANÁLISE ESTOCÁSTICA DOS DADOS DE FALHAS	245
B.1	DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE	245
B.1.1	Aleatoriedade Versus Determinismo	245

B.1.2	Distribuição Normal	246
B.1.3	Distribuição Exponencial	247
B.1.4	Distribuição de Weibull	247
B.1.5	Distribuição Lognormal	248
B.1.6	Outras Distribuições	249
B.1.7	Ajuste Do Modelo De Falha Aos Dados	249
B.2	PROCESSOS ESTOCÁSTICOS PONTUAIS	253
B.2.1	Ajuste dos dados de falhas a um modelo pontual	256
	APÊNDICE C - REGRAS DE INFERÊNCIA	259

1 INTRODUÇÃO

Serviços de fornecimento ininterruptos são impossíveis de serem praticados. Um sistema de potência está suscetível à ocorrência de inúmeras falhas, pois é constituído por um número muito grande de componentes/equipamentos que sofrem deteriorização natural com o tempo e podem vir a falhar. Além disso, os sistemas de potências estão expostos às ações imprevisíveis da natureza como terremotos, tempestades, furacões, enchentes, queda de raios, e etc. Embora muitas medidas preventivas podem ser tomadas, para atenuarem os impactos das ações da natureza e/ou do envelhecimento dos componentes dos sistema sobre a continuidade dos serviço de fornecimento de energia elétrica, o custo global dessas medidas elevaria os preços deste serviço para valores inviáveis de serem praticados, e mesmo assim, não garantem um fornecimento absolutamente ininterrupto. Por outro lado, a demanda por serviços de qualidade (com baixos índices de interrupção) e a fiscalização em relação aos limites dos indicadores de continuidade por parte dos órgãos reguladores, pressionam as empresas de distribuição de energia elétrica à investirem em programas de manutenções preventivas para assegurar a confiabilidade dos seus sistemas de potência. Portanto, essas empresas precisam buscar alternativas viáveis para melhorar a confiabilidade de seus sistemas, garantindo assim bons índices de continuidade de fornecimento, sem elevarem os custos de produção à valores impraticáveis, ou, preferencialmente, minimizando-os. Nesse sentido, a programação de manutenções centrada em confiabilidade se apresenta como uma técnica promissora para a elaboração de uma ferramenta de otimização capaz de alocar manutenções preventivas em componentes e equipamentos de sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE), que atendam satisfatoriamente os dois objetivos conflitantes (confiabilidade e custos) dessas empresas.

Neste trabalho, apresenta-se um modelo de otimização multiobjetivo, combinatorial, binário, dinâmico e não linear para otimizar a alocação de manutenções em equipamentos e componentes de um sistema de distribuição de energia elétrica. Neste modelo, objetiva-se minimizar os custos com as manutenções dos equipamentos (programadas dentro de um horizonte de planejamento), ao mesmo tempo que se deseja maximizar a confiabilidade do sistema. As restrições do modelo estão relacionadas com os limites dos indicadores de continuidade DIC e FIC, os limites de manutenções por componentes, a disponibilidade das equipes de manutenções e a vida útil econômica dos equipamentos sob estudo. O desenvolvimento do modelo está centrado nos índices de confiabilidade dos equipamentos dos SDEE. A inferência destes índices é realizada por uma metodologia diferenciada que integra modelos probabilísticos e sistemas de inferência *fuzzy*. Nesta proposta, os modelos probabilísticos de falhas, de cada componente do SDEE sob estudo, são obtidos a partir da análise estocástica dos registros históricos de fa-

lhas destes equipamentos e, posteriormente, são integrados aos sistemas de inferência *fuzzy* que, juntamente com os valores extraídos dos principais fatores de falhas dos equipamentos, inferem sobre a confiabilidade desses equipamentos. O modelo também é integrado por uma metodologia de avaliação dos impactos das atividades de manutenções sobre a confiabilidade dos equipamentos. Nesta metodologia, para cada nível de tarefa de manutenção estabelecido para uma determinada classe de componentes do SDEE, é definido um índice de restauração que é utilizado para avaliar os impactos das tarefas de manutenções sobre os índices de confiabilidade dos equipamentos.

O modelo matemático proposto é resolvido através de um algoritmo evolutivo baseado no NSGA-II (*Nondominated Sorting Genetic Algorithm*). Os algoritmos evolutivos mostram-se bastante eficientes para solução de problemas de otimização multiobjetivo como o que é proposto neste trabalho (DEB, 2001; MICHALEWICZ, 1998). Além disso, a metodologia para obtenção dos índices de confiabilidade dos equipamentos, utilizada neste trabalho, inviabiliza o uso das técnicas clássicas para a resolução do modelo.

A metodologia proposta neste trabalho é implementada em linguagem de programação C++ e testada em SDEE reais pertencentes a uma empresa de distribuição de energia elétrica do estado de São Paulo. As informações necessárias para a obtenção dos modelos probabilísticos de falhas e para a modelagem dos sistemas de inferência *fuzzy* dos índices de confiabilidade de cada componente dos sistemas a serem testados, bem como as informações para alimentar os parâmetros do modelo, são extraídos de um conjunto de registros históricos de falhas abrangendo o período de 01/2001 a 12/2011.

Este trabalho está organizado em 8 (oito) capítulos, incluindo este capítulo introdutório. No capítulo 2, é feita uma descrição das diferentes alternativas de manutenções de SDEE, com ênfase nas manutenções centradas em confiabilidade (MCC). O capítulo 3 é dedicado à discussão das metodologias de avaliação da confiabilidade dos equipamentos de um SDEE. Neste capítulo é apresentada e discutida a metodologia proposta para avaliar estes índices de confiabilidade, a qual integra modelos probabilísticos e sistemas de inferência *fuzzy*. No capítulo 4, são definidas as tarefas de manutenções preventivas de cada classe de equipamentos sob estudo. Também é apresentada a metodologia de avaliação do impacto de cada atividade de manutenção sobre a confiabilidade dos equipamentos. No capítulo 5, é apresentado e discutido o modelo proposto para otimização de planos de manutenções preventivas centrados em confiabilidade. O capítulo 6 é dedicado à apresentação da técnica de solução utilizada e das estratégias e procedimentos adotados para implementação do modelo e, finalmente, no capítulo 7 são apresentados e discutidos os resultados obtidos com os testes realizados em dois alimentadores reais. No capítulo 8, são feitas as considerações finais sobre a proposta e os resultados obtidos. Ao final do trabalho, três apêndices são integrados para melhor compreensão e detalhamento das metodologias propostas neste estudo. No Apêndice A, os principais índices de continuidade do fornecimento de

energia elétrica são apresentados, bem como, as tabelas de limites destes índices, estabelecidas pelos órgãos reguladores para definir metas de qualidade dos serviços prestados pelas empresas de distribuição. No Apêndice B, é apresentado o conceitos e estratégias utilizadas para obtenção dos modelos probabilísticos de falhas de cada equipamento considerado na análise de confiabilidade dos sistemas. E no Apêndice C são apresentadas as tabelas com as regras de inferência *fuzzy* da confiabilidade dos equipamentos considerados neste trabalho.

2 MANUTENÇÕES CENTRADAS EM CONFIABILIDADE

De acordo com Warren (1996), as concessionárias de SDEE que possuem sistemas confiáveis são àquelas que possuem maior domínio dos fatores de falhas que afetam os seus sistemas. Define-se falha como sendo a perda da habilidade de um item/equipamento realizar uma função requerida, (ENDRENYI et al., 2001). As falhas em componentes de SDEE provocam, dependendo da configuração destes sistemas, a interrupção do fornecimento da energia elétrica a uma parcela ou totalidade dos consumidores, podendo causar às empresas detentoras destes sistemas, despesas com manutenções de reparação, prejuízos com energia não servida e, ainda, em certos casos, com o pagamento de multas por violação dos índices de continuidade estabelecidos pelos órgãos reguladores do setor. As falhas podem ocorrer devido ao desgaste dos equipamentos ao longo do tempo (falhas esperadas), ou em virtude de eventos naturais (imprevistas), ou ainda, por consequência de ações do homem (imprevistas), como vandalismo e acidentes de forma geral. Para todos os casos, é necessário portanto, a execução de tarefas de manutenções para devolver ou manter a funcionalidade dos equipamentos e/ou sistemas e, assim, aumentar a confiabilidade dos mesmos. Por outro lado, os próprios programas de manutenção podem se constituir em elementos de despesas tão indesejados quanto os custos decorrentes das falhas. Neste contexto, programas de manutenções preventivas centrados na confiabilidade do sistema, se apresentam como uma alternativa para garantir o equilíbrio entre a confiabilidade dos sistemas e os custos com as manutenções.

De acordo com Endrenyi et al. (2001), empresas distribuidoras de energia elétrica, sempre contam com programas de manutenções para manter seus equipamentos em boas condições de funcionamento por um tempo tão longo quanto possível. Tradicionalmente, de acordo com Lafraia (2001), essas manutenções são planejadas utilizando as experiências das equipes de manutenções e as orientações dos fabricantes dos equipamentos. No entanto, segundo Mendes e Ribeiro (2011), no que concerne às orientações dos fabricantes, especialmente sobre os intervalos entre as manutenções de seus equipamentos, elas podem ser tendenciosas para que se estabeleçam intervalos de manutenções mais curtos do que realmente necessitam ser, com o intuito de minimizar suas responsabilidades e aumentar suas vendas. Assim, planos de manutenções baseados nestas informações podem ser caros e não necessariamente melhores, pois de acordo com Lafraia (2001), grande parte das falhas são introduzidas pelas próprias equipes de manutenção, assim, quanto maior o número de manutenções, maior é a probabilidade do equipamento e/ou sistema apresentar falhas inseridas pelas equipes de manutenção. Na política de manutenções centrada na confiabilidade do sistema, os planos de manutenções são otimizados através da análise das consequências das falhas funcionais (operacionais) dos equipamentos,

sob o ponto de vista de segurança, meio ambiente, qualidade e custos (LAFRAIA, 2001). Além disso, de acordo com Rausand (1998, apud MENDES; RIBEIRO, 2011), as MCC possibilitam a redução de custos das manutenções por meio da priorização das funções mais importantes do sistema, agregando atividades de manutenções estritamente necessárias para a continuidade destas funções e evitando ações de manutenções desnecessárias.

Neste capítulo, as diferentes alternativas de manutenções para SDEE são apresentadas, com ênfase para a manutenção centrada em confiabilidade. Suas vantagens para a programação de planos otimizados de manutenções, diante das outras alternativas de manutenções, são destacadas.

2.1 TIPOS DE MANUTENÇÕES PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Na literatura especializada, encontra-se uma variedade de tipos de manutenções, sendo as mais mencionadas: a manutenção corretiva, a manutenção programada, a manutenção preditiva e a manutenção centrada em confiabilidade.

A manutenção corretiva, segundo Raposo (2004), é aquela realizada após a ocorrência de uma falha ou defeito, envolvendo na intervenção, reparos, substituição de peças ou substituição do próprio equipamento. De acordo com Hamaoka e Silva (2000, apud RAPOSO, 2004), esse tipo de manutenção é considerado desvantajoso pela necessidade de se trabalhar com estoques além da possibilidade de falhas dos equipamentos em horários de maior produção, que no caso de sistemas de energia elétrica, corresponde ao horário de maior demanda de potência do sistema, onde a falha de um equipamento pode acarretar grandes prejuízos e riscos ao sistema.

Nas manutenções programadas, as tarefas de manutenções são agendadas com intervalos de tempo regulares, definidos de acordo com a experiência das equipes de manutenções, ou de acordo com as informações oferecidas pelas empresas fornecedoras dos equipamentos. Essa política de manutenção garante maior confiabilidade do sistema, se comparada com a manutenção corretiva, contudo, segundo Endrenyi et al. (2001), tal política pode ser ineficiente pelo tratamento precário da informação para alocação de recursos.

A manutenção preditiva ou preventiva é aquela que leva em consideração, para a elaboração de tarefas de manutenções, uma análise das necessidades e prioridades detectadas através do estudo de dados obtidos por inspeções periódicas ou contínuas do sistema e seus componentes. Ela é realizada antes da ocorrência da falha e/ou durante um estágio inicial da falha. Esse tipo de manutenção tem como vantagem a maior continuidade operacional, maior facilidade de gerenciamento das atividades e nivelamento de recursos e previsibilidade de consumo de materiais e sobressalentes; e como desvantagens a necessidade de acompanhamento do plano de manutenção montado, a necessidade de uma equipe de executantes eficazes e treinados e a possibilidade de introdução de defeitos não existentes no equipamento durante as intervenções

(PINTO; XAVIER, 2009 apud RAPOSO, 2004).

A Manutenção centrada em confiabilidade, do inglês *Reliability Centered Maintenance*, de acordo com Pinto e Xavier (2009), é um enfoque sistemático para o planejamento de manutenções considerando aspectos de confiabilidade com o objetivo de assegurar que um sistema ou item continue a executar suas funções requeridas. Para Lafraia (2001), nas manutenções centradas em confiabilidade, a ênfase é determinar as manutenções preventivas necessárias para manter os equipamentos e/ou sistemas funcionando, ao invés de tentar restaurá-los a uma condição ideal. Logo, na política de manutenção focada nas MCC, os recursos com manutenções são economizados ao mesmo tempo que a confiabilidade do sistema é otimizada. "A aplicação da MCC resulta em otimização das tarefas de manutenções sob o ponto de vista de segurança, meio ambiente, qualidade e custos". (LAFRAIA, 2001, p. 239).

Para alguns autores, no entanto, como Lafraia (2001) e Monchy (1989), todos esses tipos de manutenções, bem como outros encontrados na literatura, podem ser agrupados em apenas dois tipos: a corretiva e a preventiva, caracterizando as demais como combinações ou nuances destas. Assim, a manutenção centrada em confiabilidade é considerada uma ferramenta que, através de uma sistemática conhecida, permite a aplicação dos tipos de manutenção citados anteriormente, de acordo com as características do modo de falha dos componentes e/ou sistemas (PINTO; XAVIER, 2009 apud RAPOSO, 2004). Na Tabela 1 apresentam-se as principais diferenças da MCC em relação aos tipos de manutenções mais tradicionais¹.

Tabela 1 - Diferenças entre as manutenções tradicionais e a MCC.

Questões	Manutenção tradicional	MCC
Foco	Equipamento	Função do sistema
Objetivo	Manter o equipamento	Preservar a função do sistema
Atuação	Componente (parte)	Sistema (todo)
Atividades	O que pode ser feito	O que deve ser feito
Dados	Pouca importância	Muita importância
Documentação	Pouca	Fundamental
Metodologias	Empírica	Estruturada
Ação	Desgaste do equipamento	Planejamento: Consequência da falha
Normalização	Não	Sim

Fonte: Extraída de Sucena (2012)

2.1.1 Etapas da MCC

A elaboração de uma política de manutenção centrada na confiabilidade compreende a realização de três etapas fundamentais: (1) o estudo da topologia e a identificação dos elementos

¹Por manutenções tradicionais são entendidas, neste trabalho, como sendo as manutenções programadas e preditivas.

críticos do sistema; (2) a definição das tarefas de manutenção a serem tomadas e; (3) a determinação dos intervalos entre as manutenções. Na primeira etapa, é realizado um levantamento dos componentes do sistema e suas funções. Cada equipamento em um SDEE, possui uma função específica: manobra, proteção, adequação dos níveis de tensão e transformação, condutores e infraestruturas associadas com postes, cruzetas e amarrações. Este conjunto de equipamentos compõe cada um dos circuitos que partem das subestações e transportam energia até os consumidores. Dentre eles, deve-se identificar os elementos críticos do sistema, ou seja, aqueles com alto impacto na confiabilidade e/ou com alto custo de reparo ou com alta taxa de falha. Após a identificação dos elementos críticos do sistema e, avaliada as consequências e suas falhas, é necessário estabelecer quais ações deverão ser executadas para eliminar as possíveis falhas ou reduzir suas consequências. Tal tarefa é denominada por Moubray (2000) de gerenciamento de falhas.

As definições das tarefas de manutenção caracterizam a segunda etapa na elaboração da MCC. Moubray (2000, apud RAPOSO, 2004) as classifica em dois tipos/grupos: (1) as tarefas pró-ativas e; (2) as tarefas *default*. Ainda segundo o autor, as tarefas pró-ativas estão divididas em três categorias: (1) tarefas programadas sob condição; (2) tarefas de restauração programada e; (3) tarefas de substituição. As tarefas de restauração ou substituição programada podem ser classificadas como um tipo de manutenção preventiva. Elas são baseadas na idade limite dos componentes do sistema, enquanto as tarefas sob condições baseiam-se em sinais previamente identificáveis que indicam a ocorrência de uma possível falha do equipamento. No entanto, cada ação pró-ativa tem seu efeito sobre o sistema investigado, ou seja, é analisado o impacto de cada ação sobre a confiabilidade do sistema. E somente após conhecidos os efeitos de cada ação é que são escolhidas quais ações de manutenções serão adotadas. No caso de nenhuma ação pró-ativa ser adotada para determinado estado de falha, uma ação *default* é executada. Por tarefa *default*, o autor define a ação padrão tomada sob qualquer estado de falha, caso nenhuma tarefa pró-ativa seja considerada tecnicamente viável, e elas podem ser divididas em três categorias: (1) tarefas de busca de falhas; (2) reprojeto (*redesign*) do item ou sistema; (3) manutenção não programada (*run-to-failure*). Como resultado desta fase, são definidas as ações de manutenções a serem utilizadas para cada classe de elementos, existindo a possibilidade de manter determinado conjunto de elementos sem manutenção, devido ao baixo impacto na confiabilidade do sistema (REIS, 2007).

Na terceira e última etapa da elaboração de uma política de manutenção baseada na confiabilidade, devem-se definir os intervalos de tempo para a execução de cada tarefa determinada na etapa anterior. A frequência de cada manutenção deve ser otimizada de forma que não sejam realizadas manutenções mais frequentes do que o necessário para garantir os índices de confiabilidade do sistema. Segundo Rausand (1998), na prática, esses intervalos para manutenções são comumente definidos com base nas recomendações dos fabricantes dos equipamentos e nas experiências passadas, resultando muitas vezes em manutenções mais frequentes do que

necessários para atingir determinados níveis de confiabilidade.

Nessa etapa, abordagens utilizando técnicas de otimização podem ser empregadas para a determinação das tarefas de manutenções e dos intervalos de tempo mais adequados entre elas de modo a garantir níveis de confiabilidade satisfatórios e redução dos custos com manutenções desnecessárias.

2.2 PROGRAMAS DE MANUTENÇÕES CENTRADAS EM CONFIABILIDADE

O custo com a realização de manutenções nos ativos dos SDEE é um dos custos predominantes para as empresas concessionárias destes sistemas (BERTLING; ALLAN; ERIKSSON, 2005). No entanto, as manutenções são necessárias para estender a vida útil desses ativos ou, no mínimo, estender o tempo até a próxima falha cuja reparação é muito cara (ENDRENYI et al., 2001). As manutenções realizadas nos componentes dos sistemas de distribuição de energia elétrica, melhoram a confiabilidade destes, ou seja, aumentam a probabilidade destes sistemas de manterem o fornecimento de energia elétrica a seus consumidores e, assim, atingirem as metas de qualidade impostas pelos órgãos reguladores do setor. Portanto, a definição de planos de manutenção otimizados, ou seja, de baixo custo e que resultem em alta confiabilidade dos sistemas, torna-se uma meta essencial para a uma boa saúde financeira das empresas detentoras destes sistemas. Neste contexto, a utilização das MCC para o planejamento de tarefas de manutenções em SDEE, se apresentam com uma ferramenta poderosa, pois permite minimizar os recursos destinado às manutenções ao mesmo tempo que busca maximizar a confiabilidade do sistema (HAUGE; JOHNSTON, 2001 apud FERREIRA, 2009). "A MCC busca desenvolver um programa ótimo de manutenção". (BLOOM, 2005 apud MENDES; RIBEIRO, 2011, p. 583).

Com o emprego das MCC para a formulação de planos de manutenções otimizados, os dois objetivos mencionados anteriormente, são atingidos, segundo Reis (2007), evitando ou removendo ações não identificadas como estritamente necessárias e/ou pelo direcionamento dos recursos em ações mais efetivas. Assim, orçamentos destinados aos programas de manutenção são reduzidos ao mesmo tempo que a confiabilidade é otimizada. Hauge e Johnston (2001) também enfatizam a utilização das MCC para otimização de planos de manutenções quando afirmam: "As MCC visam a otimização das tarefas de manutenção para alcançar o nível desejado de confiabilidade dos equipamentos a um custo mínimo".

Para que técnicas de otimização possam ser empregadas, modelos matemáticos se fazem necessários, os quais devem representar os efeitos das tarefas de manutenções sobre a confiabilidade dos equipamentos e, conseqüentemente, sobre a confiabilidade do sistema como um todo (ENDRENYI et al., 2001). Tais modelos, segundo Endrenyi et al. (2001), podem ser tanto determinísticos quanto probabilísticos, sendo os do último tipo os mais empregados, dada a

natureza aleatória da ocorrência de falhas.

Neste trabalho, é apresentada uma modelagem matemática para a otimização de programas de manutenções em SDEE com foco nas MCC. A confiabilidade de cada componente dos SDEE sob estudo é modelada através de uma abordagem envolvendo modelos probabilísticos de falhas e sistemas de inferência *fuzzy*, os quais levam em consideração também os fatores que afetam a funcionalidade dos equipamentos, entre eles, a idade. Esses fatores são atualizados diante de cada atividade de manutenção planejada e são reavaliados pelo sistema de inferência *fuzzy* proposto para atualização do índice de confiabilidade de cada equipamento. Nos dois capítulos que prosseguem, a modelagem dos índices de confiabilidade e o impacto das tarefas de manutenções sobre estes índices são apresentados e discutidos.

3 CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A avaliação dos índices de confiabilidade de um SDEE requer um estudo detalhado da confiabilidade de cada equipamento que o compõe, o que por sua vez, requer o domínio/conhecimento dos fatores causadores de suas falhas e do comportamento dessas ao longo do tempo. Quanto maior for domínio dos fatores que afetam o sistema, mais confiáveis eles se tornam. (WARREN, 1996). Logo, a metodologia a ser empregada na confiabilidade de SDEE deve ser capaz de considerar na análise tanto a natureza aleatória da ocorrência de falhas, quanto o conjunto dos fatores que afetam a funcionalidade de seus componentes.

Na literatura especializada em estudos de confiabilidade, muitos dos trabalhos desenvolvidos têm se dedicado à elaboração de modelos probabilísticos como em Billinton (1986), Yang e Chang (2009), Chmura et al. (2011), Zapata et al. (2008), enquanto uma pequena parte tem utilizado sistemas de inferência *fuzzy*. (EMJEDI et al., 2010; FOTUHI; GHAFOURI, 2007; NAHMAN, 1997). Na seção que prossegue, um estado da arte é apresentado para contextualização destas duas metodologias.

Neste capítulo é realizada a apresentação e fundamentação de uma metodologia para avaliação da confiabilidade de componentes de um SDEE que integra os modelos probabilísticos de falhas à um sistema de inferência *fuzzy*, o qual considera também os fatores de falha de cada componente. Tal proposta é utilizada para obtenção de índices de confiabilidade dos principais componentes de um SDEE, os quais são utilizados num modelo de otimização de tarefas de manutenção centradas na confiabilidade, conforme apresentado e discutido no Capítulo 5.

3.1 ESTADO DA ARTE

Por confiabilidade de um equipamento entende-se que é a probabilidade dele realizar sua função requerida sob certas condições em um certo intervalo de tempo (LEES, 1980). De acordo com Billinton (1986), os índices básicos geralmente utilizados para avaliar ou prever a confiabilidade de SDEE são: a taxa de falha dos pontos de carga, duração das falhas e disponibilidade anual do serviço. Para a programação de tarefas de manutenção centrada na confiabilidade do sistema, a construção de modelos que predizem os valores desses índices ao longo do tempo é uma das etapas mais importantes e também uma das mais complexas do processo.

Através de uma revisão da bibliografia especializada, podem-se destacar duas metodologias predominantes no que se refere a obtenção dos índices de confiabilidade de equipamentos de um SDEE: (1) o emprego de modelos probabilísticos de falhas, e; (2) o uso de sistemas de

inferência difusos (*fuzzy*).

Uma vez que a natureza da ocorrência de falhas de um equipamento é aleatória, muitos pesquisadores como Billinton (1986), Yang e Chang (2009), Chmura et al. (2011), Zapata et al. (2008) entre outros, têm empregado modelos probabilísticos para modelar a confiabilidade dos equipamentos ao longo do tempo. Billinton (1986), destaca que os índices de confiabilidade de um SDEE são funções de fatores tais como falhas de componentes e tempo de falha e reparação, os quais são variáveis aleatórias e, portanto, podem ser descritas por funções de distribuição.

Em concordância com Billinton (1986) e Chmura et al. (2011) funções de distribuição de probabilidades de falhas são usadas para modelar o comportamento de falhas de subcomponentes de transformadores de potência, enquanto que Zapata, Silva e Burbano (2008) utiliza funções de distribuição de probabilidades para modelar tempos de reparação de componentes de um SDEE sob estudo.

No entanto, de acordo com Zapata (2011), outros modelos probabilísticos também podem e têm sido empregados para descrever essas variáveis aleatórias, como por exemplo: Cadeias de Markov (contínuas homogênea e não homogêneas), Séries Temporais, Processos Pontuais, Simulação de Monte Carlo, entre outros. Entre esses, Cadeia de Markov tem sido amplamente utilizada. Yang e Chang (2009) utiliza Cadeia de Markov de tempo contínuo para modelar o processo de deteriorização de componentes individuais de um SDEE. São consideradas nesta modelagem, diferentes taxas de transição entre estados de falha de cada equipamento considerando as diferentes extensões de manutenções aplicadas e seu estágio de envelhecimento. Cadeia de Markov também é utilizada em Endrenyi, Anders e Silva (1998) para modelar as probabilidades de estados de deteriorização, taxas de falha e tempo médio para execução de uma tarefa de manutenção escolhida pela metodologia aplicada. Simulação de Monte Carlo também é utilizada para considerar taxas de transição com distribuição não exponencial.

Alguns trabalhos no entanto, não chegam a encontrar modelos probabilísticos para estudar o comportamento dos índices de confiabilidade ao longo do tempo, como é o caso dos trabalhos supracitados, mas utilizam as estatísticas descritivas dos registros operativos do sistema e/ou seus componentes para o desenvolvimento de metodologias de avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica. Nessa linha, podem-se citar os trabalhos de Phothong et al. (2008), Sittithumwat, Soudi e Tomsovic (2004), Teera-achariyakul et al. (2010), que através da análise estatística dos dados históricos são obtidos valores de tempo médio de duração de falhas, taxas de falhas de equipamentos, entre outros.

A avaliação da confiabilidade de sistemas de potência usando métodos estocásticos é um processo complexo e relativamente difícil. (FOTUHI; GHAFOURI, 2007). Além disso, tem o inconveniente de que o dados necessários para análise estocástica podem não estar prontamente disponíveis, ou pior, não serem tão precisos (LANG; PAHWA, 2000). Por fim, ainda é necessário considerar que a abordagem por modelos probabilísticos é reativa no sentido que

decisões sobre melhorias no desempenho do sistema deverão ser tomadas com base no passado operativo. (LANG; PAHWA, 2000).

Para contornar essas desvantagens dos modelos probabilísticos, os sistemas de inferência *fuzzy* se apresentam como uma metodologia consistente e de fácil implementação para análise da confiabilidade, embora não tenha sido tão utilizada quanto os modelos probabilísticos. Entre os trabalhos que utilizam os sistemas de inferência *fuzzy* para avaliação de confiabilidade, podem-se citar Nahman (1997), Fotuhi e Ghafouri (2007), Li W. (2007), Emjedi et al. (2010). Para o primeiro, conjuntos *fuzzy* para a confiabilidade baixa, média e alta são definidos para cada barra de uma rede de distribuição. O grau de pertinência da confiabilidade da barra em cada um destes conjuntos leva em consideração a indisponibilidade anual e a taxa de falha anual da barra sob estudo. Um método de defuzzificação é posteriormente utilizado para obter o índice de confiabilidade global da rede.

Em Fotuhi e Ghafouri (2007), um sistema de inferência *fuzzy* é usado para calcular a confiabilidade de um sistema de potência completo (geração, transmissão e distribuição) em tempo real. Na análise são assumidas conhecidas as taxas de falhas das partes do sistema e são acrescentadas, na forma de conjuntos *fuzzy*, variáveis sobre condições meteorológicas, temperatura e estação do ano. Para avaliação da confiabilidade de sistemas de potência (centrada na previsão de carga), Li W. (2007) utiliza a teoria dos conjuntos *fuzzy* para modelar a carga de pico. Na sua avaliação da confiabilidade, são combinados modelos *fuzzy* com modelos probabilísticos.

Emjedi et al. (2010), utiliza sistemas de inferência *fuzzy* para avaliar a confiabilidade de redes de distribuição, assim como Nahman (1997). Contudo, a confiabilidade da rede é obtida considerando os resultados de quatro sistemas de inferência *fuzzy* separados e independentes os quais consideram a confiabilidade devido a topologia da rede, as subestações de distribuição, a política de manutenção e as condições meteorológicas. Em cada um desses sistemas, as variáveis de entrada são números *fuzzy*. Para a confiabilidade devido a configuração da rede é levada em conta a idade da rede, a bitola dos cabos, comprimento, tipo de condutor e dispositivo seccionadores da rede; para a confiabilidade devido às condições climáticas são considerados apenas vento e relâmpagos; já para a confiabilidade devido a política de manutenção e topologia são considerados diferentes programas de manutenções para o sistema, incluindo não fazer nenhuma manutenção, e topologia radial ou malhada; e por sua vez, para a confiabilidade devido a subestação de distribuição, é considerada a idade, a sua automação, o tempo médio para reparos e entre reparos, além de tempo médio para comutação dos seccionadores. Em todos os sistemas de inferência é usado o método de inferência de Mamdani para obter o valor de saída de cada sistema.

Os sistemas de inferência *fuzzy* constituem uma ferramenta poderosa e flexível para incorporar as diversas variáveis que afetam a confiabilidade de um SDEE, sejam estas oriundas de registros operativos ou valores de estado do sistema em tempo real. Contudo, a otimalidade dos

resultados dependerá de uma grande quantidade de informações refinadas/especializadas de fatores que afetam a funcionalidade (logo afetam a confiabilidade) de cada componente do sistema, as quais são praticamente impossíveis de se obter. Por outro lado, os modelos probabilísticos obtidos através da análise dos dados históricos podem fornecer informações importantes sobre o comportamento do sistema, principalmente quando as condições operativas permanecem praticamente constantes. Assim, é de se esperar que uma abordagem que combine essas duas metodologias possa contribuir na análise da confiabilidade de SDEE.

Neste trabalho propõe-se uma metodologia de avaliação da confiabilidade de cada componente de um SDEE, que incorpora os resultados obtidos pelos modelos probabilísticos ao sistema de inferência *fuzzy*, integrando assim estas duas metodologias. Nessa abordagem, o comportamento das falhas de cada equipamento, modelado através da análise de seus registros operativos, será convertido em número *fuzzy* e constituirá o conjunto das variáveis de entrada do sistema de inferência *fuzzy* a fim de complementar o conjunto dos fatores que afetam a funcionalidade de equipamento, e consequentemente, afetam a confiabilidade do sistema. Para uma maior compreensão da metodologia proposta, nas próximas seções são apresentados os principais conceitos em torno da confiabilidade de um equipamento, tanto através de uma abordagem estocástica (sob a qual se fundamentam os modelos probabilísticos) quanto através de uma abordagem *fuzzy* (na qual se fundamentam os sistemas de inferência *fuzzy*).

3.2 ABORDAGEM ESTOCÁSTICA DA CONFIABILIDADE

De acordo com Billinton (1986), os índices de confiabilidade de SDEE dependem de fatores/variáveis como:

1. Taxa de falha (λ);
2. Taxa de reparação (μ);
3. Tempo para falha ($tt f^1$);
4. Tempo entre falhas (tbt^2);
5. Tempo até reparo ou restauração (ttr^3);

Essas variáveis são de natureza aleatória e, portanto, seus valores não podem ser preditos de forma exata, as quais então somente podem ser expressas em termos de probabilidades. Assim, sob esta ótica e de acordo Eletrobras (1982), a confiabilidade de um item/equipamento pode ser expressa como uma probabilidade.

¹do inglês: *time to failure*

²do inglês: *time between failure*

³do inglês: *time to repair*

A confiabilidade $C(t)$ de um equipamento pode ser definida como a probabilidade P deste sobreviver por um tempo t . Ou seja, é o grau de certeza que se tem que sua vida T exceda um valor estipulado t . Matematicamente, $C(t)$ é expressa por:

$$C(t) = P[T > t] \quad (1)$$

Desta forma, o estudo da confiabilidade pode ser realizado através da teoria da probabilidade e da estatística uma vez que, de acordo com Zapata (2011), a primeira contempla a porção da teoria matemática encarregada do planejamento dos modelos para estudar fenômenos aleatórios; e a segunda, se encarrega da aplicação desta teoria aos problemas reais.

Nas seções subsequentes, uma breve abordagem dos conceitos básicos destas teorias são apresentados para fundamentar os conceitos da teoria da confiabilidade.

3.2.1 Função de distribuição acumulada e função densidade de probabilidade

Para uma variável aleatória T , a probabilidade de que seu valor seja menor ou igual a um número real t , é dada pelo valor de sua função de distribuição acumulada, $F(t)$. Tem-se, portanto, que:

$$F(t) = P[T \leq t] \quad (2)$$

De acordo com Brown (2009), funções de distribuição acumuladas são equações matemáticas que permitem que uma grande quantidade de informações, características e comportamentos sejam descritos por um pequeno número de parâmetros.

Além disso, toda função de distribuição acumulada $F(t)$, tem uma função densidade de probabilidade associada, $f(t)$, que representa a probabilidade de que t seja um valor específico. Logo, $f(t)$ é tal que,

$$0 \leq f(t) \leq 1, \quad (3)$$

sendo que $f(t) = 0$ indica que a probabilidade de ocorrência da t ser um valor específico é nula, e $f(t) = 1$ indica certeza absoluta de ocorrência desse evento.

Uma outra característica da função densidade de probabilidade, é que sua integral sobre todos os resultados possíveis (a área abaixo de sua curva), deve ser igual a unidade, ou seja,

$$\int_{-\infty}^{+\infty} f(t) dt = 1 \quad (4)$$

A função de densidade de probabilidade se relaciona com a função de distribuição acumulada, da seguinte forma:

$$\int_{-\infty}^t f(\xi) d\xi = P[T \leq t] = F(t) \quad (5)$$

Porém, quando a variável t representa tempo, a qual assume valores no intervalo $[0, +\infty)$, tem-se

$$\int_0^{+\infty} f(t) dt = 1 \quad (6)$$

e

$$\int_0^t f(\xi) d\xi = P[T \leq t] = F(t) \quad (7)$$

Logo, a função de distribuição acumulada fornece a probabilidade de que $f(t)$ seja igual a, ou menor que t .

No Apêndice B, são apresentadas as distribuições de probabilidades mais utilizadas em análise de confiabilidade de equipamentos de SDEE, bem como a metodologia para ajuste das mesmas aos dados de falhas dos equipamentos sob análise.

Da equação 7, segue que:

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} \quad (8)$$

Por sua vez, $C(t)$ e $F(t)$ se relacionam através da equação,

$$C(t) = 1 - F(t) \quad (9)$$

ou ainda,

$$C(t) = 1 - \int_0^t f(\xi) d\xi \quad (10)$$

Também é possível determinar a confiabilidade de itens/equipamentos em termos de valores populacionais, embora seja difícil e, às vezes impraticável, observar a população completa de forma a obter esses valores. Contudo, em termos populacionais, a confiabilidade $C(t)$ pode ser determinada pela relação:

$$C(t) = \frac{N(t)}{N} \quad (11)$$

onde $N(t)$ é o número de componentes sobreviventes⁴ de uma população no tempo t e N é o total de componentes da população.

3.3 TAXA DE FALHAS

O termo falha é empregado para caracterizar o término das funções requeridas de um equipamento. Entre as causas que provocam a falha de um equipamento, o processo de deteriorização do item ao longo do tempo, é um dos principais fatores. Neste caso, modelos de taxa de falhas são aplicados para determinar o provável momento da falha de um item.

No estudo do comportamento das falhas dos componentes de um sistema está o cerne da confiabilidade do sistema. Entretanto, a questão é muito mais complexa, pois os modelos de taxas de falhas variam de acordo com as características de cada componente do sistema. Além disso, algumas falhas são resultados de eventos independentes do sistema, como por exemplo, a queda de um raio.

Em termos populacionais, a taxa de falha média $\bar{\lambda}$, de um componente é a relação entre a quantidade de componentes que falharam e o número de componentes que sobreviveram em um intervalo de tempo Δt . Mais especificamente, se $N(t_1)$ é o número de componentes sobreviventes de uma população no tempo t_1 e $N(t_2)$ é o número de componentes sobreviventes dessa população no tempo t_2 , então, a taxa de falha $\bar{\lambda}$ desse componente no intervalo de tempo $\Delta t = t_2 - t_1$, é:

$$\bar{\lambda}(t_1, t_2) = \frac{N(t_1) - N(t_2)}{\Delta t \cdot N(t_1)}. \quad (12)$$

No entanto, muitas vezes, é quase impossível ou inviável estudar a população dos componentes do sistema para determinar o valor verdadeiro da taxa de falhas do componente. Neste caso, o valor é estimado a partir de uma amostra dessa população, por meio de uma análise probabilística, onde o valor obtido é o valor limite de um intervalo de confiança. Assim, estatisticamente, pode-se dizer que o valor da taxa de falha $\bar{\lambda}$, para um período de tempo de t_1 a t_2 , é a probabilidade condicionada, no instante t_1 , de um item falhar no intervalo de tempo $\Delta t = t_2 - t_1$, dado que ele sobreviveu por um tempo t_1 , dividida por Δt . Ou seja,

$$\bar{\lambda}(t_1, t_2) = \frac{P[t_1 < T \leq t_2 / T > t_1]}{\Delta t} \quad (13)$$

⁴O número de componentes sobrevivente após determinado intervalo de tempo $\Delta t = t - 0$, é o número de componentes, entre um conjunto sob análise, que não apresentaram nenhuma falha durante o intervalo de tempo Δt .

ou ainda,

$$\bar{\lambda}(t_1, t_2) = \frac{F(t_2) - F(t_1)}{[1 - F(t_1)]} \frac{1}{\Delta t} \quad (14)$$

Considerando agora a equação (9):

$$\bar{\lambda}(t_1, t_2) = \frac{C(t_1) - C(t_2)}{C(t_1)} \frac{1}{\Delta t} \quad (15)$$

Fazendo com que $\Delta t \rightarrow 0$, obtêm-se a taxa instantânea λt_1 , ou seja,

$$\lambda(t_1) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \bar{\lambda}(t_1, t_2) \quad (16)$$

Fazendo agora $t_1 = t$ e $t_2 = t + \Delta t$, tem-se:

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \bar{\lambda}(t, t + \Delta t) \quad (17)$$

De (17) e (15) segue que:

$$\lambda(t) = -\frac{1}{C(t)} \frac{d}{dt} C(t) \quad (18)$$

Utilizando agora as equações (8) e (9), tem-se que:

$$f(t) = -\frac{d}{dt} C(t) \quad (19)$$

e, conseqüentemente,

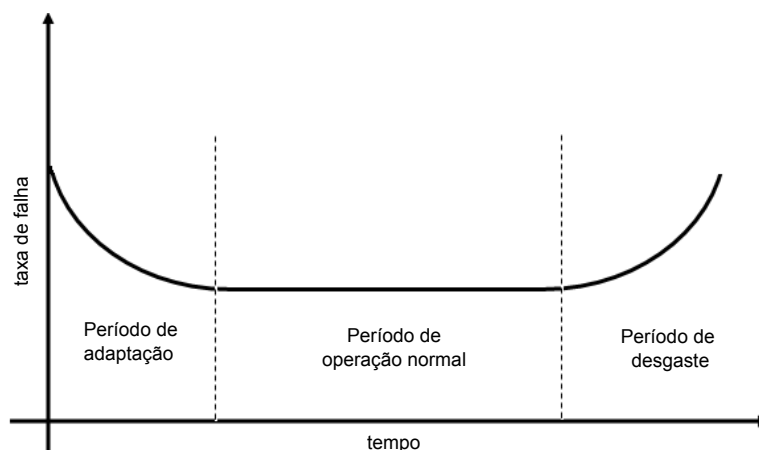
$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{C(t)} \quad (20)$$

3.3.1 Modelos de falhas

Os modelos de falhas, ou de taxas de falhas, são funções que descrevem o comportamento da taxa de falha de um item ao longo do tempo. De acordo com Eletrobras (1982), "embora existam muitas possibilidades de representação matemática das taxas de falhas, usa-se muitas vezes uma aproximação baseada na escolha de um modelo apropriado da família de distribuição

de tempo de vida de Weibull. Este modelo está apresentado na Figura 1 e é conhecido como a **curva da banheira** (*bathtub*).

Figura 1 - Curva banheira: típica curva de taxa de falhas.



Fonte: Adaptada de Brown (2009).

A curva da banheira apresenta três fases, uma de decréscimo, uma de valor constante e uma de crescimento. Na primeira fase, tem-se um período de alta taxa de falha que decresce com o tempo. Este período é conhecido como período de "mortalidade infantil" ou "período de adaptação", de acordo com Brown (2009). Ainda segundo Brown (2009), certos equipamentos, principalmente elétricos, recentemente instalados têm uma taxa de falha relativamente alta, devido que há possibilidade de que o equipamento tenha falhas de fabricação e/ou foi danificado durante o transporte ou durante a instalação, ou ainda, devido à uma instalação incorreta. Com o tempo, essa taxa decai para um valor constante, correspondente a fase de operação normal ou vida útil do equipamento.

A fase de operação normal é caracterizada por uma taxa de falha constante e, consequentemente, nesta fase, pode-se aplicar modelos de distribuição exponencial para determinar a probabilidade de um item sobreviver após um tempo t . Assim, considerando então,

$$\lambda(t) = \lambda$$

e, de acordo com a equação (18), tem-se:

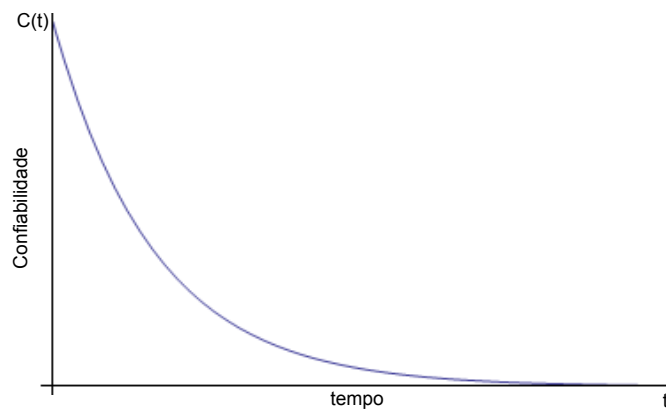
$$\begin{aligned} \lambda &= -\frac{1}{C(t)} \frac{d}{dt} C(t) \\ \int_0^t -\lambda d\xi &= \int_0^t \frac{d}{d\xi} C(\xi) \\ -\lambda t + k &= \ln |C(t)| \\ C(t) &= Ke^{-\lambda t} \end{aligned} \tag{21}$$

Sendo $C(0) = 1$ (condição inicial), tem-se:

$$C(t) = e^{-\lambda t} \quad (22)$$

A equação 22, fornece a probabilidade de um item ter sobrevivido no tempo t . De acordo com o esboço de $C(t)$ na Figura 2, pode-se verificar que a confiabilidade é uma função decrescente no tempo, mesmo considerando a taxa de falha constante.

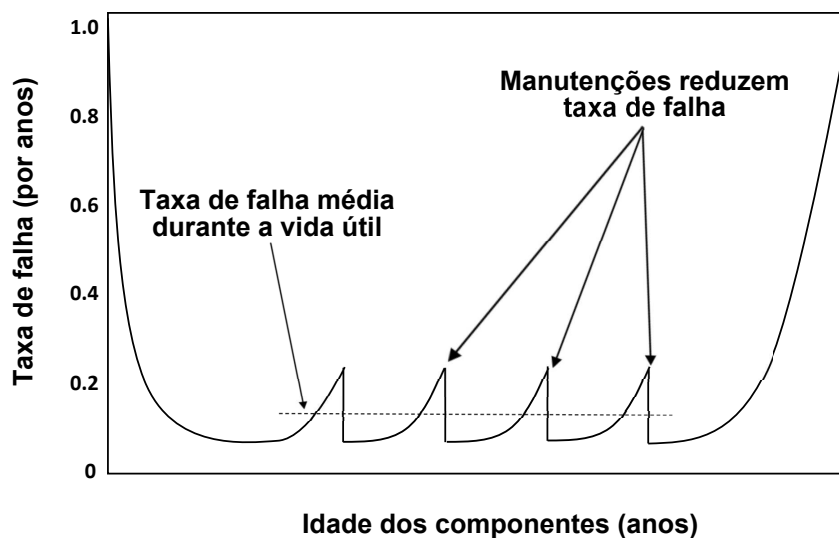
Figura 2 - Curva do gráfico da função $C(t) = e^{-\lambda t}$.



Fonte: Próprio autor.

Com as devidas manutenções, o equipamento pode permanecer na fase de operação normal por um longo período. Contudo, entre manutenções do equipamento nesta fase, é mais provável que a taxa de falha seja crescente com o tempo. Assim, de acordo com Brown (2009), um modelo mais realístico seria o modelo da banheira com dentes de serra.

Figura 3 - Modelo da curva banheira com dentes de serra.



Fonte: Adaptada de Brown (2009).

Imediatamente após uma manutenção bem sucedida, a taxa de falhas do equipamento re-

torna ao seu nível mais baixo da fase e reinicia seu comportamento de ascensão até uma nova manutenção ou até o fim da sua vida útil.

Após a vida útil do equipamento, a taxa de falhas começará a aumentar à medida que o componente começar a se desgastar, e por isto esta fase é conhecida como o período de desgaste do equipamento (BROWN, 2009). Durante o período de desgaste do equipamento, a taxa de falha de um componente cresce exponencialmente até a falha do equipamento.

Embora a curva banheira com dentes de serra possa modelar melhor o comportamento da taxa de falhas ao longo do tempo, tomando-se como constante a média da variação da taxa de falhas no período de vida útil do equipamento, a curva banheira com dentes de serra torna-se uma curva banheira padrão, conforme Figura 1. Portanto, pode-se considerar a curva banheira como uma aproximação da curva banheira com dentes de serra.

Entretanto, em cada período da vida útil, os equipamentos podem apresentar um padrão de distribuição de falhas distintos uns dos outros, devido a sua natureza, condições inerentes à funcionalidade, entre outros diversos fatores que podem influenciar na confiabilidade destes ao longo do tempo. A compreensão do comportamento das falhas e dos fatores que afetam a confiabilidade dos equipamentos é essencial para uma análise dos sistemas compostos por estes equipamentos.

Na seção seguinte, uma abordagem de inferência da confiabilidade dos equipamentos de um SDEE utilizando lógica *fuzzy* e modelos probabilísticos de falhas é apresentada.

3.4 ABORDAGEM INTEGRADA

Os modelos probabilísticos, embora sejam os mais utilizados para determinar a confiabilidade de equipamentos de SDEE, conforme discutido na Seção 3.1, eles levam em consideração apenas o histórico de falhas de cada equipamento e, em alguns casos, de um conjunto de equipamentos similares. Ou seja, o histórico de falhas dos equipamentos de mesma especificação são usados para modelar a confiabilidade de todos os equipamentos como se fosse apenas um. Porém, cada equipamento é único e, embora operando em condições similares, cada um é afetado de forma diferente pelo tempo, por condições de operação, desgaste, defeitos, entre outros fatores. Dessa forma, avaliar a confiabilidade de determinado equipamento considerando apenas seu modelo probabilístico de falhas pode ser arriscado.

Uma modelagem mais realística, deveria levar também em consideração os fatores que afetam a funcionalidade dos equipamentos, como por exemplo, condições climáticas, idade do equipamento, número de manutenções realizadas ao longo do tempo, entre outras. Contudo, a relação com que cada um desses parâmetros afeta os equipamentos é de difícil modelagem através de modelos determinísticos, o que justifica até certo ponto, a não utilização de tais

parâmetros na análise da confiabilidade. No entanto, embora imprecisas, as medidas dessas variáveis podem contribuir de forma significativa para uma melhor análise do comportamento das falhas de equipamentos. Logo, uma modelagem através da teoria da lógica *fuzzy* pode contribuir para inserir esses parâmetros na avaliação dos índices de confiabilidade. Em defesa a aplicação desta metodologia, utiliza-se as palavras de Zadeh (1965, apud BARROS; BASSANEZI, 2006, p. 243), que afirma: "Conforme a complexidade de um sistema aumenta, nossa habilidade de fazer afirmações precisas e significativas sobre seu comportamento diminui, até um limiar em que a precisão e relevância tornam-se praticamente características mutuamente exclusivas".

Propõe-se neste trabalho uma metodologia para avaliação da confiabilidade de componentes de um SDEE, que integra modelos probabilísticos de falhas e conjuntos de fatores (dinâmicos ou estáticos) que afetam a funcionalidade dos equipamentos a um sistema de inferência *fuzzy*.

3.5 ETAPAS DA PROPOSTA

A avaliação da confiabilidade de um equipamento, de acordo com a proposta deste trabalho, está centrada no desenvolvimento das etapas descritas a seguir e sistematizadas de acordo com a Figura 4.

Exceto pela primeira (bloco 1), às demais etapas (bloco 2) correspondem as etapas gerais de um sistema de inferência fuzzy, conforme pode ser visto em Barros e Bassanezi (2006). Uma breve descrição das estratégias adotadas em cada etapa é apresentada a seguir.

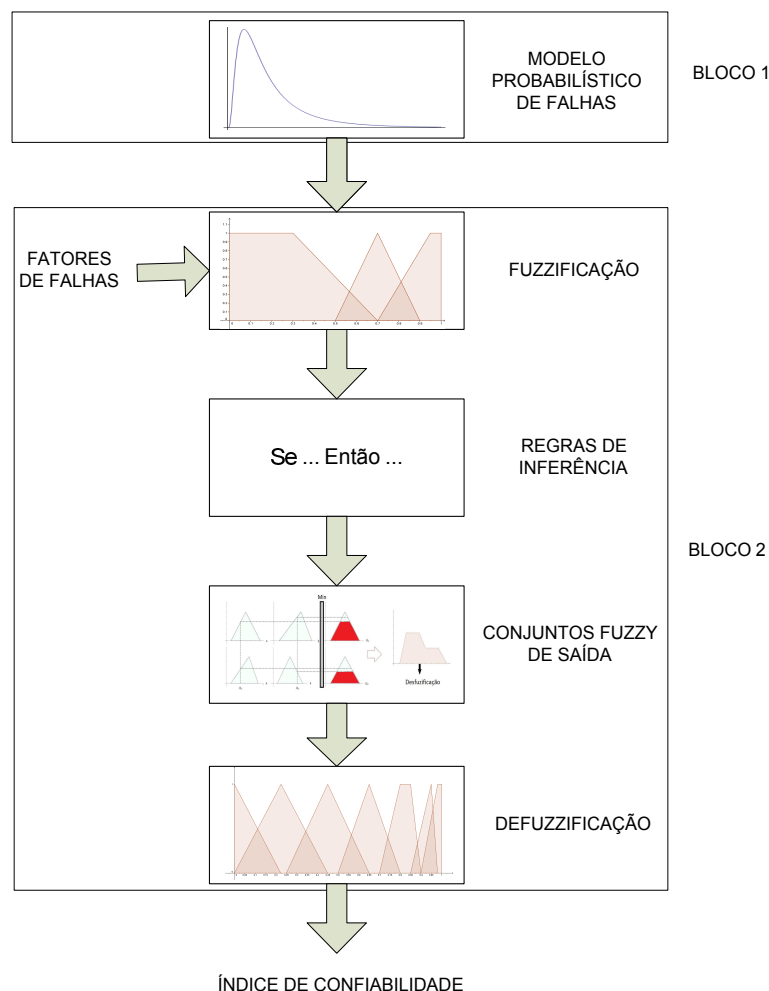
3.5.1 Bloco 1: Modelo Probabilístico de Falhas

As interrupções nos sistemas de distribuição de energia elétrica são seguidas de registros constando informações como: data e horário do evento, descrição das causas e do equipamento afetado, tempo de restauração e/ou reparação, entre outros. A coleção destes registros fornece, portanto, a base de dados histórica necessária para a elaboração dos modelos probabilísticos.

O processo de ocorrência dessas interrupções, para cada equipamento, é um processo aleatório discreto em estado e contínuo no tempo e, portanto, cumpre as condições necessárias para o uso de Processo de Poisson (PP) ou Processo Estocástico Pontual (PEP). Ross (2007). Por meio da análise da distribuição dos tempos para as falhas (ttf) de um equipamento, é possível obter um modelo probabilístico de falhas, $P[N(t) = k]$, o qual fornece a probabilidade de ocorrência de um número de falhas igual a k , com $k = 0, 1, 2, \dots$, no período de tempo $[0, t]$.

Uma descrição mais detalhada das etapas para obtenção dos modelos probabilísticos de falhas dos equipamentos de um SDEE, por processos estocásticos pontuais, é apresentada no Apêndice B.

Figura 4 - Diagrama ilustrativo das etapas da metodologia proposta para avaliação da confiabilidade de equipamentos de um SDEE.



Fonte: Próprio autor.

3.5.2 Bloco 2: Sistema de Inferência Fuzzy da Confiabilidade

Nesta etapa da metodologia proposta, um sistema de inferência *fuzzy* é formulado com o objetivo de ajustar os índices de confiabilidade dos equipamentos do SDEE produzidos por seus modelos probabilísticos de falhas. Considera-se nesta análise, que para cada equipamento sob estudo, a probabilidade destes apresentarem alguma falha no período de tempo de t sob estudo, é dada pela equação:

$$F(t) = 1 - P[N(t) = 0] \quad (23)$$

e pelos fatores que afetam a confiabilidade desses equipamentos.

Nas seções subsequentes, são apresentadas as características mais gerais consideradas na

elaboração dos sistemas de inferência para cada classe de equipamentos considerados na análise.

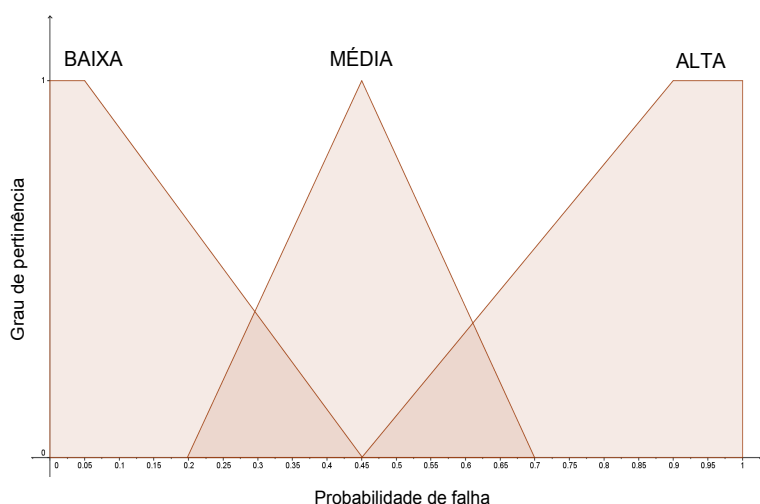
3.5.2.1 Fuzzificação dos fatores de falhas dos equipamentos sob estudo

Para cada equipamento considerado na análise, um conjunto de fatores causadores de falha devem ser identificados e modelados por conjuntos *fuzzy*. Para melhor traduzir em termos linguísticos as características apresentada por estes fatores (variáveis de entrada do sistema *fuzzy*), ao longo do horizonte de tempo sob estudo, cada um destes dão origem a 3 (três) conjuntos *fuzzy* que correspondem a 3 (três) níveis ou classificação de cada fator. Os três conjuntos *fuzzy* considerados são:

$$\text{variável fuzzy} = [\text{BAIXO}, \text{MÉDIO}, \text{ALTO}].$$

Os fatores considerados para cada equipamento do SDEE analisado e os universos de discurso de cada um de seus conjuntos *fuzzy* são apresentados mais adiante. Para exemplificar a fuzzificação destes fatores, na Figura 5 apresenta-se a fuzzificação dos três conjuntos *fuzzy* da variável "probabilidade de falha". Essa variável é considerada na análise de confiabilidade de todos os equipamentos sob estudo neste trabalho e, portanto, é facultada na discussão de cada equipamento feita nas seções adiante. O universos de discurso para os conjuntos *fuzzy* de: baixa, média e alta probabilidade de falha, são apresentados na Tabela 2.

Figura 5 - Fuzzificação da variável probabilidade de falha.



Fonte: Próprio autor.

A estratégia de fuzzificar a probabilidade de falha, permite que o comportamento sazonal das falhas, modeladas por processos estocásticos, seja inserido na análise da confiabilidade juntamente com os outros fatores que retratam as condições mais atuais de cada equipamento.

Tabela 2 - Universo de discurso para os conjuntos *fuzzy* da variável "probabilidade de falha" dos componentes do SDEE sob estudo.

Fator "probabilidade de falha"	
Conjuntos Fuzzy	Universo de Discurso
Baixa	$[0; 0,45]$
Média	$[0,2; 0,70]$
Alta	$[0,45; \infty)$

Fonte: Próprio autor.

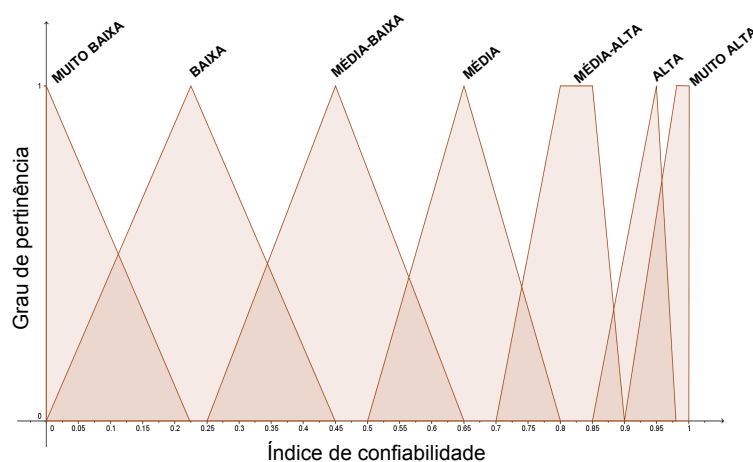
3.5.2.2 Fuzzificação do índice de confiabilidade de saída

A saída do sistema de inferência é o conjunto *fuzzy* do índice de confiabilidade do equipamento sob estudo. Este também deve ser considerado para diferentes níveis. Dado o número de combinações possíveis que podem ser geradas com os conjuntos *fuzzy* de entrada e pela abrangência do intervalo de discurso da variável *fuzzy* R (índice de confiabilidade), são propostos os seguintes conjuntos *fuzzy*:

variável *fuzzy* $R = [\text{MUITO BAIXA}, \text{BAIXA}, \text{MÉDIA-BAIXA}, \text{MÉDIA}, \text{MÉDIA-ALTA}, \text{ALTA}, \text{MUITO ALTA}]$.

A Figura 6 mostra a fuzzificação dos conjuntos *fuzzy* de saída adotada para todos os equipamentos analisados.

Figura 6 - Fuzzificação do índice de confiabilidade R .



Fonte: Próprio autor.

3.5.2.3 Definição das regras de inferência

Esta etapa do processo é a mais delicada e, portanto, deve ser cercada de precauções para evitar distorções da análise. Ela constitui a base de análise do sistema de inferência. O domínio da relação "condição versus efeito" dos equipamentos sobre a sua confiabilidade é fundamental.

Trata-se da etapa mais trabalhosa, pois o número de regras de inferência, de modo que haja uma correspondência de qualquer combinação de cenários dos conjuntos *fuzzy* de entrada com os conjuntos *fuzzy* de saída, cresce exponencialmente. As tabelas com a base de regras de inferência de cada equipamento considerado neste estudo, são apresentadas no Apêndice C

3.5.2.4 Método de Inferência e Defuzzificação

Os métodos de inferência consistem em técnicas de lógica *fuzzy* para relacionar matematicamente proposições *fuzzy* estabelecidas e que compõe o conjunto de regras de inferência. Neste trabalho propõe-se o método de inferência de Mamdani, que se baseia na regra de composição de inferência "max-min". O resultado deste processo são os conjuntos *fuzzy* da variável de saída, a saber, o índice de confiabilidade dos equipamentos modelados.

Para a obtenção do índice de confiabilidade de cada equipamento, ou seja, para a defuzzificação do processo de inferência, é adotado o centróide dos conjuntos *fuzzy* de saída produzidos pelo método de inferência adotado. Tal método, produz um número real (número *crisp*) correspondente ao índice de confiabilidade $C_e(t)$, considerando a decisão de controle do sistema de inferência sobre as variáveis de entrada. Maiores detalhes sobre o método de inferência e de defuzzificação, utilizados neste trabalho, podem ser encontrados em Barros e Bassanezi (2006).

3.6 DISCUSSÃO DA MODELAGEM DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE

Para se obter os modelos de confiabilidade, $C(t)$, dos componentes ativos de um SDEE, de acordo com a metodologia apresentada na seção anterior, é necessária a modelagem dos dados de falhas dos equipamentos sob estudo e a identificação e modelagem dos fatores que influenciam a confiabilidade destes equipamentos (Blocos 1 e 2, respectivamente, de acordo com o diagrama da Figura 4). Nesta seção são discutidas, de forma separada, cada uma destas modelagens a fim de compor o sistema de inferência integrado de avaliação da confiabilidade dos equipamentos analisados.

3.6.1 Considerações sobre os modelos probabilísticos

A base dos dados de falhas dos equipamentos considerada para a análise estocástica, corresponde ao histórico de 11 anos (2001 a 2011) de registros operativos dos alimentadores de

uma cidade de médio porte do interior do estado de São Paulo. Os dados⁵ são filtrados de modo a se obter os tempos das ocorrências das falhas ($tt f$) de cada equipamento. Decorrem daí três situações:

- a) a amostra dos $tt f_s$ é suficientemente grande;
- b) a amostra dos $tt f_s$ é pequena;
- c) a amostra dos $tt f_s$ é nula.

O tamanho da amostra está relacionado com a confiabilidade da representatividade da amostra em relação ao fenômeno analisado. Ele também é um parâmetro utilizado nos testes de avaliação do ajustamento e escolha dos modelos de distribuição dos dados amostrais, podendo variar de acordo com o teste adotado (teste do χ^2 , teste de Kolmogorov-Smirnov, entre outros). Na análise do histórico de falhas de equipamentos de um SDEE, para um período relativamente curto (visto que o tempo de vida útil destes equipamentos é longo), o número de ocorrência de falhas dos equipamentos é, em geral, pequeno. Portanto o teste de Kolmogorov-Smirnov é aqui utilizado pela flexibilidade de tratar com amostras pequenas e grandes (ANG; TANG, 2007). Uma descrição e discussão deste teste é encontrada nas bibliografias (ANG; TANG, 2007; ZAPATA et al., 2010; ZAPATA, 2011).

Para a situação do item (a), a análise estocástica é realizada e o modelo probabilístico de ocorrência de falhas é obtido de acordo a metodologia e etapas descritas no Apêndice B. No entanto, para a situação dos itens (b) e (c), a análise estocástica pode ser comprometida devido a escassez de dados (LANG; PAHWA, 2000). Assim, um ajuste da metodologia é realizado.

3.6.1.1 Ajuste da metodologia para pequenas amostras

Um número pequeno de falhas não favorece a modelagem⁶, mas pode significar/indicar que o equipamento está no seu período de vida útil e, portanto, tem taxa de falha constante (BILLINTON; ALLAN, 1992). Assim, partindo desta hipótese e considerando uma probabilidade crítica de $\alpha = 5\%$, estima-se a taxa de falha, $\hat{\lambda}$, para uma amostra com n falhas no período de T anos, através da equação:

$$\alpha = \sum_{i=1}^k \frac{(\hat{\lambda} \cdot T)^i}{i!} \cdot e^{-\hat{\lambda} \cdot T} \quad (24)$$

⁵Os dados utilizados foram fornecidos pela empresa de distribuição de energia elétrica da região.

⁶Segundo Zapata (2011), se uma amostra de dados é pequena e seu gráfico na forma de histograma tem um número de classes que não cumprem os testes de ajuste das distribuições, a modelagem incorre no risco de não ser representativa.

onde k é o número de falhas.

A Tabela 3 apresenta os valores de $\hat{\lambda}$ para um número de falhas n de 0 a 7 e para $T = 11$ anos.

Tabela 3 - Valores da taxa de falha $\hat{\lambda}$ estimada para n falhas em um Período de tempo $T = 11$ anos.

n (número de falhas)	$\hat{\lambda}$ (taxa de falha estimada)
0	0.2723
1	0.4312
2	0.5723
3	0.7048
4	0.8321
5	0.9557
6	1.0765
7	1.1952

Fonte: Próprio autor.

3.6.2 Considerações sobre a composição do sistema de inferência

Os conjuntos *fuzzy* de entrada do sistema de inferência proposto, são os intervalos reais dos valores da probabilidade de falha e dos fatores de falha de cada equipamento. Entre os equipamentos de um SDEE que são considerados neste trabalho, somente os componentes ativos do sistema são considerados nesta análise, a saber, os transformadores de distribuição, os bancos de capacitores os disjuntores e as chaves a óleo/vácuo/hexafluoreto. Para os componentes não ativos chaves e cabos, é formulado um sistema de inferência *fuzzy* simplificado, envolvendo somente a probabilidade de falhas e a idade dos equipamentos.

As informações contidas nesta seção foram obtidas parcialmente através de técnicos com larga experiência com sistemas de distribuição e dos resultados de um estudo sobre vida útil de equipamentos encontrado em ANEEL (2000). Os fatores de falhas e o universo de discurso de cada um dos componentes analisados e considerados neste trabalho são descritos a seguir.

3.6.2.1 Transformadores de distribuição

Os transformadores de distribuição são equipamentos fundamentais em um sistema de distribuição. Por indução eletromagnética, eles transformam tensão e corrente alternada entre dois ou mais enrolamentos, sem alteração da frequência (ANEEL, 2000). Ainda de acordo com ANEEL (2000), a vida útil dos transformadores de distribuição é afetada principalmente pela deterioração dos componentes de isolamento, que se dá devido ao tempo e à temperatura. O desequilíbrio entre as fases dos transformadores de distribuição trifásico (maioria em SDEE), podem

produzir efeitos mecânicos nos enrolamentos desses equipamentos e também comprometer a sua vida útil. Assim, são considerados na análise da confiabilidade desses equipamentos, os seguintes fatores:

3.6.2.1.1 Idade dos transformadores de distribuição

A idade dos transformadores de distribuição compromete sua confiabilidade devido ao desgaste natural de seus componentes, principalmente os de isolamento e, portanto, tal fator deve ser considerado no processo de análise de confiabilidade. De acordo com técnicos e engenheiros atuantes em SDEE, é estimado um período de vida útil médio de 20 anos para tais equipamentos.

Para a fuzzificação desta variável são considerados três conjuntos *fuzzy*, os conjuntos "idade baixa", "idade média" e "idade alta". Os respectivos universos de discurso destes conjuntos são apresentados na Tabela (4).

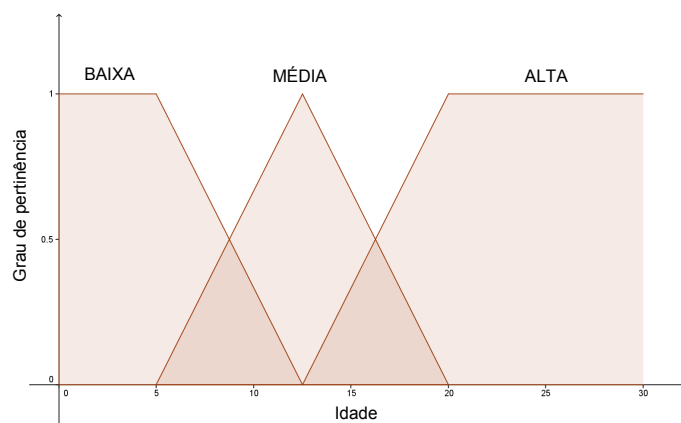
Tabela 4 - Universo de discurso para os conjuntos fuzzy da variável "idade".

Fator "idade dos transformadores de distribuição"	
Conjuntos Fuzzy	Universo de Discurso
Baixa	$[0; 12,5]$ (anos)
Média	$[5; 20]$ (anos)
Alta	$[12,5; \infty)$ (anos)

Fonte: Próprio autor.

A fuzzificação da variável idade dos transformadores de distribuição, mostrados na Tabela 4, é mostrada na Figura 7.

Figura 7 - Fuzzificação dos conjuntos *fuzzy* da variável idade.



Fonte: Próprio autor.

3.6.2.1.2 Esforço operacional

O esforço de cada transformador é avaliado através da razão da potência aparente trifásica S , dada pela soma das potências aparente medida em cada terminal do secundário S_{fase} , isto é, $S_{aparente} = S_a + S_b + S_c$; pela potência nominal de cada equipamento, $S_{nominal}$.

$$\text{esforço} = \frac{S_{aparente}}{S_{nominal}} = \frac{S_a + S_b + S_c}{S_{nominal}}, \quad (25)$$

sendo que S_a, S_b e S_c são as potências aparente de cada fase nos terminais do secundário dos transformadores de distribuição.

Os conjuntos *fuzzy* desta variável e seus respectivos universos de discurso são apresentados na Tabela 5.

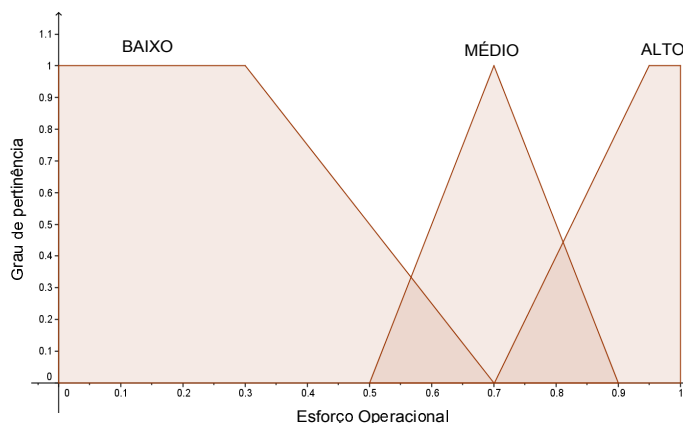
Tabela 5 - Universo de discurso para os conjuntos fuzzy da variável "esforço".

Fator "esforço dos transformadores de distribuição"	
Conjuntos Fuzzy	Universo de Discurso
Baixo	$[0; 0,70]$
Médio	$[0,50; 0,90]$
Alto	$[0,70; \infty)$

Fonte: Próprio autor.

A fuzzificação dos conjuntos *fuzzy* apresentados na Tabela 5 é mostrada na Figura 8.

Figura 8 - Fuzzificação dos conjuntos *fuzzy* da variável esforço.



Fonte: Próprio autor.

3.6.2.1.3 Desequilíbrio das cargas

O desequilíbrio das cargas nas fases de um transformador podem ocasionar perdas parasitadas em partes construtivas como o tanque e, conseqüentemente, causar aquecimento do equipamento e diminuição da sua vida útil. O valor do desequilíbrio é dado em termos percentuais das diferenças entre as cargas dos terminais dos secundários. Para tal medida é tomado o maior valor da razão do valor absoluto da diferença entre as potências aparentes das fases (tomadas duas a duas), pela menor potências aparente das fases. A relação 26 modela o valor do desequilíbrio de um transformador de distribuição trifásico, de acordo com a definição dada para esta variável.

$$\text{desequilíbrio} = \max \left\{ \frac{|S_b - S_a|}{S_{\text{minimo}}}, \frac{|S_c - S_a|}{S_{\text{minimo}}}, \frac{|S_b - S_c|}{S_{\text{minimo}}} \right\}, \quad (26)$$

sendo $S_{\text{minimo}} = \min\{S_a, S_b, S_c\}$.

Os conjuntos fuzzy desta variável e seus respectivos universos de discursos são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 - Universo de discurso para os conjuntos fuzzy da variável "desequilíbrio".

Fator "desequilíbrio das cargas"	
Conjuntos Fuzzy	Universo de Discurso
Baixo	$[0; 0, 20]$
Médio	$[0, 10; 0, 40]$
Alto	$[0, 25; \infty)$

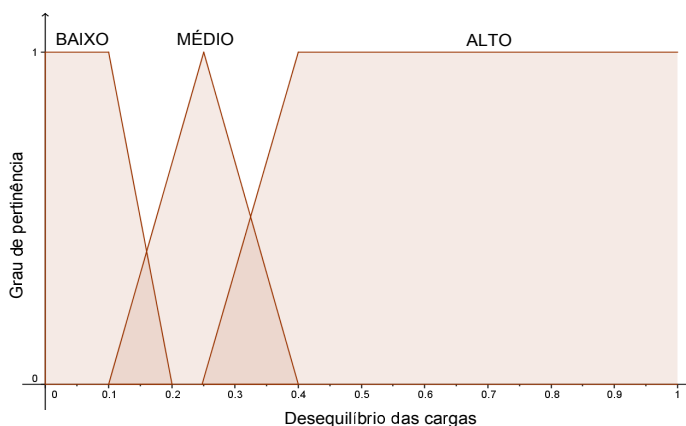
Fonte: Próprio autor.

Na Figura 9 apresenta-se a fuzzificação dos conjuntos *fuzzy* descritos na Tabela 6.

3.6.2.2 Reguladores de tensão

Os reguladores de tensão possuem características construtivas semelhantes às dos transformadores e, portanto, são consideradas as mesmas variáveis (exceto o desequilíbrio entre cargas) para análise da confiabilidade destes equipamentos. Esses fatores e seus universos de discurso são apresentados a seguir.

Figura 9 - Fuzzificação da variável desequilíbrio.



Fonte: Próprio autor.

3.6.2.2.1 Idade dos reguladores de tensão

De acordo com ANEEL (2000) a vida útil econômica dos reguladores de tensão é estimada em 21 anos. A fuzzificação dos conjuntos *fuzzy* para esta variável e seus respectivos universos de discurso são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 - Universo de discurso para os conjuntos fuzzy da variável "idade".

Fator "idade dos reguladores de tensão"	
Conjuntos Fuzzy	Universo de Discurso
Baixa	[0; 12,5] (anos)
Média	[5; 20] (anos)
Alta	[12,5; ∞) (anos)

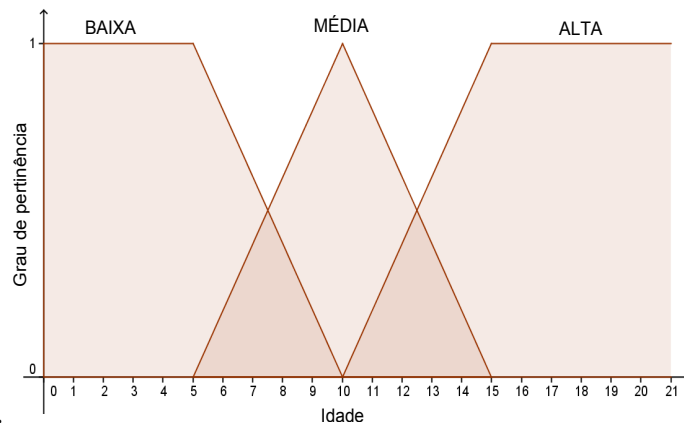
Fonte: Próprio autor.

A fuzzificação da variável idade dos reguladores de tensão, mostrados na Tabela 7, é ilustrada através da Figura 10.

3.6.2.2.2 Esforço operacional

O esforço dos reguladores de tensão é calculado de forma análoga à dos transformadores de distribuição, ou seja, pela razão da potência aparente $S_{aparente}$ medida no terminal do enrolamento secundário com a potência nominal $S_{nominal}$ de cada equipamento.

$$\text{esforço} = \frac{S_{aparente}}{S_{nominal}}$$

Figura 10 - Fuzzificação dos conjuntos *fuzzy* da variável idade do regulador de tensão

Fonte: Próprio autor.

Os conjuntos *fuzzy* desta variável e seus respectivos universos de discurso são apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 - Universo de discurso para os conjuntos *fuzzy* da variável "esforço".

Fator "esforço dos reguladores de tensão"	
Conjuntos Fuzzy	Universo de Discurso
Baixo	$[0; 0, 70]$
Médio	$[0, 50; 0, 90]$
Alto	$[0, 70; \infty)$

Fonte: Próprio autor.

A fuzzificação dos conjuntos *fuzzy* da Tabela 8 é idêntica à dos transformadores de distribuição, que é ilustrada na Figura 8.

3.6.2.3 Banco de Capacitores

Os componentes principais dos bancos capacitores são as unidades capacitivas e também representam o ponto principal de falha decorrente das características do sistema. (ANEEL, 2000). Dentre essas características a sobretensão é a principal delas. A idade dos componentes do banco como um todo, também é um fator relevante na análise da confiabilidade desse equipamento do sistema, portanto tais fatores são considerados neste trabalho e a definição dos universos de discurso e fuzzificação são apresentados a seguir.

3.6.2.3.1 Idade dos capacitores

De acordo com ANEEL (2000), a vida útil dos bancos de capacitores é estimada em 15 anos. Desse período, decorrem os intervalos de domínio dos conjuntos fuzzy da idade dos capacitores, os quais são apresentados na Tabela 9.

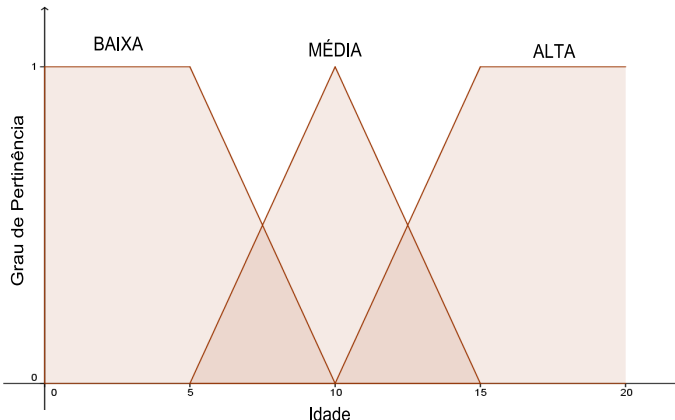
Tabela 9 - Universo de discurso para os conjuntos fuzzy da variável "idade".

Fator "idade dos bancos de capacitores"	
Conjuntos Fuzzy	Universo de Discurso
Baixa	$[0; 10]$ (anos)
Média	$[5; 15]$ (anos)
Alta	$[10; \infty)$ (anos)

Fonte: Próprio autor.

As funções de pertinência dos conjuntos *fuzzy* da Tabela 9 podem ser visualizadas na Figura 11.

Figura 11 - Fuzzificação dos conjuntos *fuzzy* da variável idade dos bancos de capacitores



Fonte: Próprio autor.

3.6.2.3.2 Tensão

A vida útil dos capacitores é drasticamente reduzida quando submetidos às sobretensões (ANEEL, 2000). É esperado que esses equipamentos operem com fator de tensão entre 0,9 e 1,1 pu. Assim, são definidos os conjuntos *fuzzy* para esta variável e também seus respectivos universos de discurso conforme a Tabela 10.

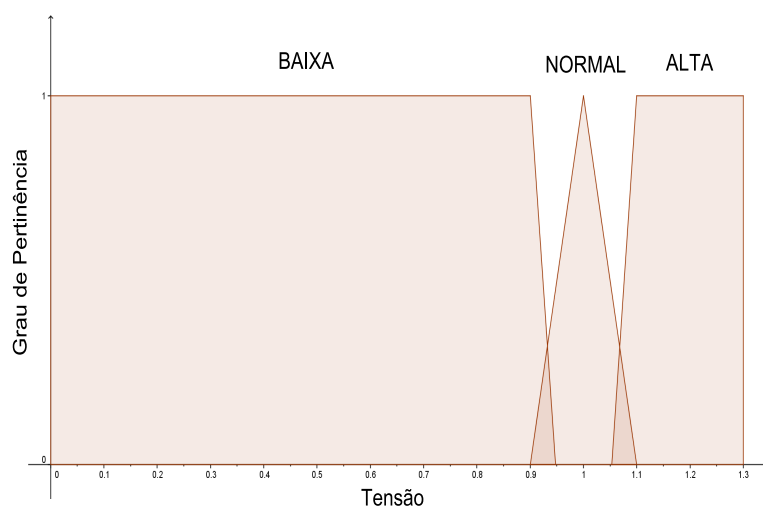
A Figura 12 ilustra a fuzzificação da tensão para os bancos capacitores.

Tabela 10 - Universo de discurso para os conjuntos *fuzzy* da variável "tensão".

Fator "tensão" do banco de capacitor	
Conjuntos Fuzzy	Universo de Discurso
Baixa	$[0; 0,95]$
Normal	$[0,90; 1,1]$
Alta	$[1,05; \infty)$

Fonte: Próprio autor.

Figura 12 - Fuzzificação da variável tensão do banco de capacitores



Fonte: Próprio autor.

3.6.2.4 Disjuntores

Os disjuntores são equipamentos eletromecânicos de manobras, que se destinam à realização de chaveamentos em redes elétricas, os quais podem ser realizados nas operações de abertura ou de fechamento de um ponto qualquer da rede (ANEEL, 2000). Ainda segundo ANEEL (2000), esses equipamentos são basicamente constituídos de duas partes, a câmara de interrupção e o circuito de comando e acionamento. A câmara é composta por um material dielétrico cuja finalidade é extinção do arco voltaico e, conseqüentemente, o resfriamento e a minimização do desgaste dos contatos do disjuntor. Esse material dielétrico pode ser óleos isolantes, ar seco ou ar comprimido, vácuo ou gás SF_6 ⁷, os quais determinam os tipos de disjuntores. A vida útil desses equipamentos depende principalmente das condições de trabalho do mesmo, do local instalado e suas respectivas características elétricas presentes, tais como: níveis de curto-circuito, frequência das operações (que variam de acordo com o dielétrico da câmara), estados e condições de manutenção (ANEEL, 2000). Assim, dada a disponibilidade de informações relativas a esses fatores de falhas, nesta análise da confiabilidade dos disjuntores, são considerados somente a frequência das operações, o tempo entre as manutenções e a idade desses equipamentos.

3.6.2.4.1 Idade dos disjuntores

Relevante na confiabilidade de qualquer equipamento, a idade é considerada de acordo com a faixa de tensão da rede, conforme Tabela 11.

Tabela 11 - Faixa de vida útil de disjuntores por faixa de tensão.

Classe de tensão (U)	Faixa de vida útil
$U < 69 \text{ kV}$	20 a 25 anos
$69 \leq U \leq 138 \text{ kV}$	25 a 30 anos
$U > 138 \text{ kV}$	35 a 40 anos (para SF_6)
	30 a 35 anos (para os demais)

Fonte: Extraída de ANEEL (2000).

Como em sistemas de distribuição de energia elétrica a tensão é de 11,4 kV ou 13,8 kV, é considerado neste trabalho uma idade útil de 25 anos para os disjuntores. Os conjuntos *fuzzy* dessa variável e seus respectivos universo de discurso são apresentados na Tabela 12.

Os conjuntos *fuzzy* desta variável são fuzzificados e suas funções de pertinência, resultantes do processo de fuzzificação, são ilustradas na Figura 13.

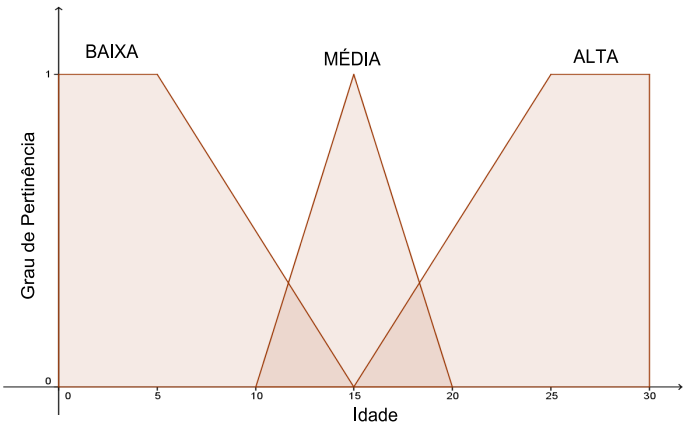
⁷Hexafluoreto de enxofre

Tabela 12 - Universo de discurso para os conjuntos fuzzy da variável "idade".

Fator "idade dos disjuntores"	
Conjuntos Fuzzy	Universo de Discurso
Baixa	[0, 15] (anos)
Média	[10, 20] (anos)
Alta	[15, ∞) (anos)

Fonte: Próprio autor.

Figura 13 - Fuzzificação da variável idade dos disjuntores.



Fonte: Próprio autor.

3.6.2.4.2 Número de operações

O número de operações realizadas por um disjuntor, principalmente aquelas que lhe transferem um grande esforço elétrico, térmico e mecânico em suas partes componentes, como as interrupções das correntes de curtos-circuitos terminais, abertura de pequenas correntes indutivas ou capacitivas, faltas com elevados valores de correntes de curtos-circuitos e etc, reduzem a vida útil deste equipamento (ANEEL, 2000). Este número também varia de acordo com o dielétrico utilizado nas câmaras de interrupção dos disjuntores. Logo, considerando a atuação destes equipamentos sob regime especial de trabalho, é considerado para este trabalho o número médio de 15 operações como sendo o limite máximo adequado (valor baseado nas informações de ANEEL (2000)), independente do dielétrico utilizado. Atingido o limite de operações, é indicado a manutenção do equipamento que inclui análise do material dielétrico e reparo no conjunto de contatos principais (ANEEL, 2000). Assim, os conjuntos fuzzy desta variável e seus universos de discurso são apresentados na Tabela 13.

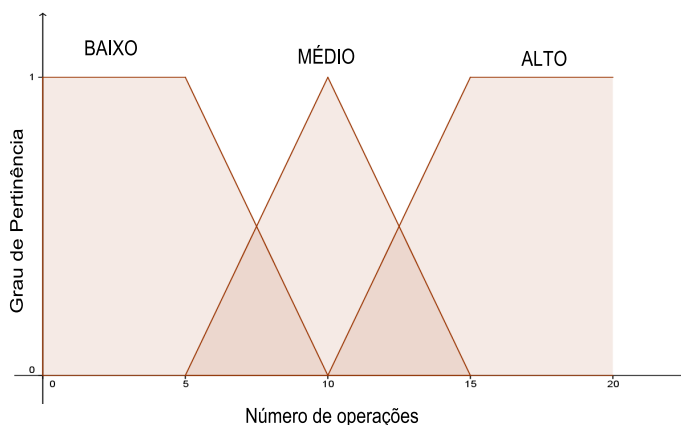
Tabela 13 - Universo de discurso dos conjuntos fuzzy da variável "número de operações" dos disjuntores.

Fator "número de operações"	
Conjuntos Fuzzy	Universo de Discurso
Baixo	$[0; 10]$
Médio	$[5; 15]$
Alto	$[10; \infty)$

Fonte: Próprio autor.

Os conjuntos fuzzy desta variável são fuzzificados e suas funções de pertinência, resultantes do processo de fuzzificação são ilustradas na Figura 14.

Figura 14 - Fuzzificação da variável número de operações do disjuntor.



Fonte: Próprio autor.

3.6.2.4.3 Tempo entre manutenções

Embora os disjuntores tenham vida útil de 25 anos, é recomendado (para disjuntores a óleo) que sejam realizadas manutenções preventivas em intervalos de tempo mais curtos, dado o grande esforço eletromecânico destes equipamentos quando em atuação. Esse intervalo pode variar com o dielétrico. Os disjuntores a óleo (os mais utilizados em sistemas de distribuição), requerem manutenções a cada 5 anos, devido ao desgaste de vários componentes e devida a perda da propriedade dielétrica do óleo (ANEEL, 2000). Logo, a confiabilidade desses equipamentos deve variar ao longo destes períodos e, portanto, o tempo entre manutenções é considerado para a análise da confiabilidade de disjuntores. Contudo, é apresentado no escopo deste trabalho, somente os conjuntos *fuzzy* e seus respectivos universos de discurso para o tempo entre manutenções de disjuntores a óleo. Na Tabela (14) é apresentado estes conjuntos.

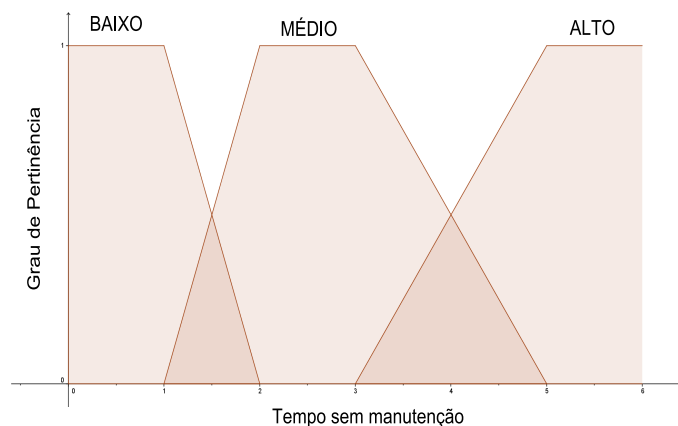
Tabela 14 - Universo de discurso para os conjuntos fuzzy da variável "tempo sem manutenção".

Fator "tempo sem manutenção"	
Conjuntos Fuzzy	Universo de Discurso
Baixo	$[0; 1]$ (anos)
Médio	$[1; 5]$ (anos)
Alto	$[3; \infty)$ (anos)

Fonte: Próprio autor.

Os conjuntos *fuzzy* desta variável são fuzzificados e suas funções de pertinência, resultantes do processo de fuzzificação são ilustradas na Figura 15.

Figura 15 - Fuzzificação dos conjuntos *fuzzy* da variável tempo sem manutenção.



Fonte: Próprio autor.

3.6.2.5 Chaves

De acordo com ANEEL (2000), as chaves são dispositivos destinados a fechar ou abrir um circuito elétrico, entre limites estabelecidos de tensão e de corrente, nunca excedentes às condições normais do circuito. Ainda segundo ANEEL (2000), as finalidades destes dispositivos são: a proteção, a possibilidade de divisão e de manobra dos circuitos elétricos em que são instalados. Do ponto de vista da confiabilidade dos SDEE, as chaves são componentes indispensáveis, pois permitem isolar faltas de modo que estas não afetem o fornecimento de energia elétrica de todos os consumidores atrelados ao sistema, aumentando desta forma, a confiança da continuidade do fornecimento de energia aos seus clientes.

Há uma variedade de tipos de chaves encontrados no sistema de distribuição, sendo os principais: as chaves tipo faca, as chaves fusíveis e as chaves à óleo. As chaves do tipo faca possuem características construtivas muito simples e, praticamente, 100% confiáveis no que se refere às interrupções do fornecimento de energia elétrica devido a presença de alguma falta nestes equipamentos, assim, para esse tipo de chave não é realizado nenhum estudo da confiabilidade e é, portanto, adotado o índice de confiabilidade $C(t) = 1$, para todo $t \in HP$. Para as chaves do tipo fusíveis e a óleo, são considerados para avaliação da confiabilidade, os fatores: idade, probabilidade de falha e, exclusivamente para as chaves a óleo, o número de operações.

3.6.2.5.1 Idade das chaves fusíveis e a óleo/vácuo/hexafluoreto

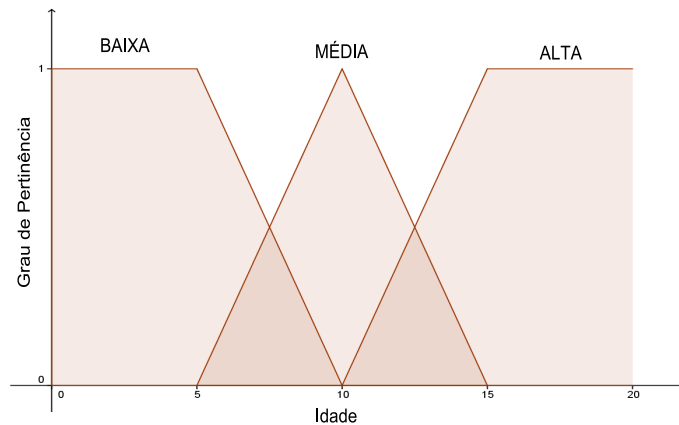
De acordo com ANEEL (2000), a vida útil econômica média das chaves (sejam elas fusíveis ou a óleo/vácuo/hexafluoreto), é estimada em 15 anos. Os intervalos de domínio dos conjuntos *fuzzy* estabelecidos para a variável idade das chaves, são apresentados na Tabela 15.

Tabela 15 - Universo de discurso para os conjuntos *fuzzy* da variável "idade das chaves".

Fator "idade das chaves"	
Conjuntos Fuzzy	Universo de Discurso
Baixa	[0; 10] (anos)
Média	[5; 15] (anos)
Alta	[10; ∞) (anos)

Fonte: Próprio autor.

As funções de pertinência dos conjuntos *fuzzy* da Tabela 15 estão ilustradas na Figura 16.

Figura 16 - Fuzzificação dos conjuntos *fuzzy* da variável idade das chaves.

Fonte: Próprio autor.

3.6.2.5.2 Número de operações das chaves a óleo/vácuo/hexafluoreto

As chaves a óleo/vácuo/hexafluoreto, por atuarem sob carga, transferem um grande esforço elétrico, térmico e mecânico em suas partes componentes. Esse esforço, segundo ANEEL (2000), reduz a vida útil destes equipamentos. Além disso, o material dielétrico utilizado nas câmaras de interrupção dessas chaves, tende a perder sua propriedade isolante em função do número de operações dessas chaves. Logo, o número de operações das chaves a óleo/vácuo/hexafluoreto está relacionado com o estado de degradação desses equipamentos. É esperado que quanto maior seja o número de operações realizadas por uma chave a óleo, maior deve ser o desgaste de seus componentes e do material dielétrico e, portanto, menor a confiabilidade desses equipamentos. Não há, no entanto, na literatura especializada, um número máximo de operações especificado para as chaves a óleo/vácuo/hexafluoreto, em geral, dada a natureza do material dielétrico utilizado, a variedade de marcas e modelos desses equipamentos e a evolução dos materiais componentes. Com base, no entanto, no número de operações das chaves disjuntoras dos alimentadores, é considerado para este trabalho o número médio de 15 operações como sendo o limite máximo adequado de operações dessas chaves entre cada atividade de manutenção. Portanto, considerando o número de operações realizadas pelas chaves a óleo/vácuo/hexafluoreto como um fator que influencia na análise da confiabilidade destes equipamentos, são definidos os seguintes conjuntos *fuzzy* para a variável "número de operações" e seus respectivos universos de discurso, conforme Tabela 13. Os conjuntos *fuzzy* desta variável são fuzzificados e suas funções de pertinência, resultantes do processo de fuzzificação são ilustradas na Figura 17.

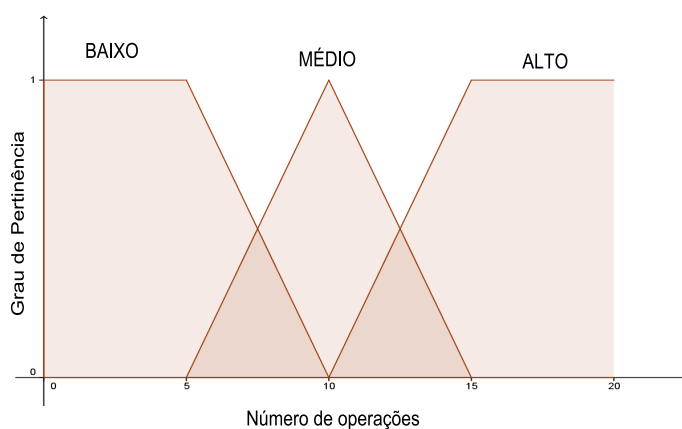
A fuzzificação das probabilidades de falhas, fornecidas pelos modelos probabilísticos de falhas, tanto das chaves fusíveis quanto das chaves a óleo, é realizada conforme apresentado na Figura 5.

Tabela 16 - Universo de discurso dos conjuntos fuzzy da variável "número de operações" das chaves a óleo.

Fator "número de operações"	
Conjuntos Fuzzy	Universo de Discurso
Baixo	$[0; 10]$
Médio	$[5; 15]$
Alto	$[10; \infty)$

Fonte: Próprio autor.

Figura 17 - Fuzzificação da variável número de operações das chaves a óleo.



Fonte: Próprio autor.

3.6.2.6 Cabos

Os condutores elétricos são os componentes de um sistema elétrico responsáveis pelo transporte da energia elétrica através dos agentes de campo elétrico e magnético (ANEEL, 2000). Ainda segundo ANEEL (2000), os condutores utilizados em linhas de distribuição são constituídos por cabos, obtidos pelo encordoamento de fios metálicos de alumínio ou cobre, podendo também possuir uma camada interna de aço e/ou de material isolante. Esses cabos, para se manterem suspensos, são submetidos às forças axiais e vibrações, que variam com as condições ambientais, como por exemplo, variações de temperatura e incidência de ventos. Também devem suportar a variação de carga sofrendo perdas das propriedades físicas. Em função destes esforços os cabos podem apresentar falhas como os demais componentes de um SDEE.

Desconsiderando neste trabalho, a necessidade de substituição dos cabos devido à necessidade de redimensionamento, o histórico de falhas de cada seção de cabos aéreos e sua idade, ou seja, o período de tempo em operação, podem se constituir nos parâmetros de avaliação da confiabilidade dos mesmos. O primeiro é modelado por um processo estocástico de falhas e os índices probabilísticos de cada seção da rede, resultantes deste processo, são fuzzificados da mesma forma que os índices dos demais componentes do SDEE, conforme apresentado anteri-

ormente. O segundo parâmetro, por sua vez, é fuzzificado conforme segue abaixo.

3.6.2.6.1 Idade dos cabos

De acordo com ANEEL (2000), a vida útil econômica dos cabos é estimada em 20 anos. Neste trabalho, no entanto, o termo cabo (cabo primário) engloba, além dos cabos condutores propriamente ditos, os isoladores e as cruzetas em cada poste da rede. Assim, a vida útil deste item deve corresponder a vida útil média do conjunto dos cabos, isoladores e cruzetas. Visto que não é encontrado na literatura especializada um valor de vida útil deste conjunto, considera-se para este trabalho uma estimativa de 15 anos.

Os intervalos de domínio dos conjuntos *fuzzy* estabelecidos para a idade dos cabos são apresentados na Tabela 17.

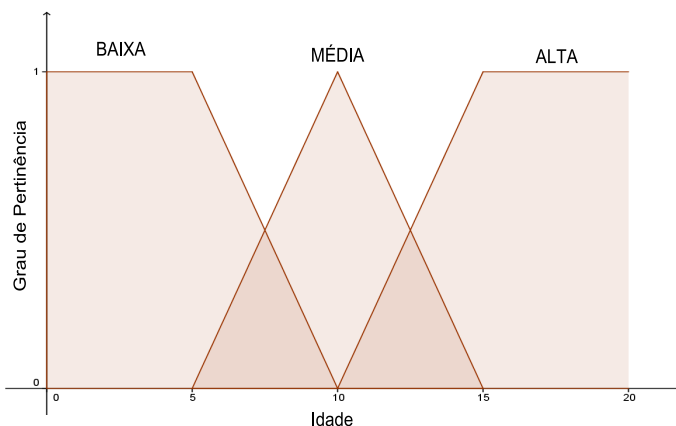
Tabela 17 - Universo de discurso para os conjuntos *fuzzy* da variável "idade dos cabos".

Fator "idade dos cabos"	
Conjuntos Fuzzy	Universo de Discurso
Baixa	$[0, 10]$ (anos)
Média	$[5, 15]$ (anos)
Alta	$[10, \infty)$ (anos)

Fonte: Próprio autor.

As funções de pertinência dos conjuntos *fuzzy* da Tabela 17 estão ilustradas na Figura 18.

Figura 18 - Fuzzificação dos conjuntos *fuzzy* da variável idade dos cabos



Fonte: Próprio autor.

3.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A metodologia proposta neste trabalho para determinar o índices de confiabilidades dos equipamentos da rede, utiliza um sistema de inferência *fuzzy* para integrar, numa mesma análise, a probabilidade de falha de equipamentos modeladas por processos estocásticos pontuais e a probabilidade de falhas devido às condições operacionais desses equipamentos. Desse modo, as condições de estado operacional do equipamento em um determinado período do horizonte de planejamento, podem contribuir para um refinamento do valor da probabilidade de falha esperado para aquele mesmo período obtido pelo modelo probabilístico baseado no histórico de falhas dos equipamentos. Isso porque para alguns equipamentos, o número de dados para a análise estocástica é muito pequeno, resultando em modelos pouco confiáveis em relação à representatividade do fenômeno aleatório analisado, que neste caso é a ocorrência de falhas. Assim, a metodologia proposta se apresenta como uma alternativa de ajustamento do comportamento da confiabilidade destes equipamentos ao longo do tempo. A viabilidade desta proposta tem sido testada para um alimentador real e os principais resultados e discussão podem ser encontrados em Piasson et al. (2012).

Ressalta-se que esta proposta avalia o índice $C_e(t)$ de confiabilidade de um equipamento $e \in E$, para cada período de tempo $t \in HP$. Além disso, como cada fator de falha dos equipamentos tem suas condições variando no tempo, em t se tem o pior estado dessas condições para o intervalo $[0, t]$. Assim, é esperado que o índice de confiabilidade $C_e(t)$, de um equipamento e no tempo t , corresponda o menor índice de que o equipamento não apresentará falha neste período.

Para o problema da otimização de planos de manutenção dos equipamentos de um SDEE centrados em confiabilidade, deve-se considerar que as atividades de manutenção afetam o comportamento da confiabilidade dos equipamentos ao longo do tempo. Logo, uma metodologia de avaliação de impacto de cada atividade de manutenção para cada tipo de equipamento deve ser adotada. No capítulo seguinte, uma discussão sobre a avaliação do impacto das tarefas de manutenção sobre o índice $C_e(t)$ de confiabilidade de cada equipamento é apresentada e uma metodologia para estabelecer planos otimizados de manutenção em SDEE é proposta.

4 MANUTENÇÕES E IMPACTOS SOBRE A CONFIABILIDADE

A definição das tarefas de manutenções, seus custos e a medida do impacto destas sobre a confiabilidade de cada equipamento, são tarefas complexas, mas de fundamental importância para a obtenção de planos de manutenção otimizados dos equipamentos de um sistema de distribuição de energia elétrica. Essa complexidade é devida a vários fatores, entre eles o grande número de componentes do sistema e a ausência de uma metodologia precisa de avaliação dos impactos de cada atividade de manutenção sobre a confiabilidade da rede. Além disso, na rede de distribuição há uma grande variedade de modelos e marcas de equipamentos instalados e cada qual demanda a realização de tarefas de manutenções diferenciadas.

Em relação às tarefas de manutenções de um equipamento, de um modo geral, elas estão diretamente relacionadas com a complexidade estrutural dos equipamentos, com a quantidade de subcomponentes e do esforço operacional destes quando em atividade. Em tese, quanto maior a quantidade e complexidade dos subsistemas de um equipamento, maior será a sua probabilidade de apresentar uma falha em algum de seus componentes. Além disso, alguns dos subcomponentes e/ou subsistemas são mais exigidos que outros, logo, podem requerer manutenções em períodos mais curtos. Portanto, para um mesmo equipamento, pode-se estabelecer diferentes plano de manutenções de modo a reparar somente partes específicas e prioritárias, reduzindo assim os custos com manutenções.

A elaboração de um plano de manutenção otimizado e detalhado, requer um amplo conhecimento do funcionamento e das características de cada um dos equipamentos instalados no sistema. Contudo na prática, um detalhamento específico de cada atividade de manutenção para cada equipamento a ser reparado não é viável e nem mesmo possível de planejar. Assim, tarefas de manutenções mais generalizadas são adotadas para a elaboração de planos de manutenções.

Neste trabalho, cada atividade de manutenção estabelecida para uma classe de componentes do sistema é definida por níveis de qualidade, variando de "nenhuma manutenção" a uma "manutenção completa" e/ou a "substituição por um novo". A substituição de um equipamento usado por um equipamento novo é considerada uma atividade de manutenção. Embora essa tarefa não seja uma atividade de manutenção propriamente dita, ela faz parte das estratégias de recuperação da confiabilidade do sistema e, em certos casos, é mais atrativa que a realização de qualquer tipo de manutenção. Além disso, em termos de orçamentos para manutenção do sistema, os custos com a substituição de equipamentos são contabilizados juntamente com os custos das atividades de manutenções. Logo, tanto manutenções quanto substituição de equipamentos são tratados aqui de forma indistinta e são referenciadas de forma genérica como

atividades ou níveis de manutenções. Cada uma destas atividades, para cada classe de componentes instalados na rede, são apresentadas e discutidas nas seções seguintes. Uma metodologia para avaliação do impacto de cada manutenção sobre a confiabilidade dos equipamentos, que são submetidos a uma tarefa de manutenção, também é apresentada.

Na seção que prossegue, é apresentada uma revisão bibliográfica da literatura sobre o tema de manutenções em componentes de sistemas de energia elétrica e as estratégias de avaliação de impacto destas sobre os índices de confiabilidade.

4.1 MANUTENÇÕES E SEUS IMPACTOS: UM ESTADO DA ARTE

As tarefas de manutenções têm por finalidade devolver ou melhorar a funcionalidade dos itens reparados, que neste trabalho, correspondem aos componentes de um SDEE. As falhas desses equipamentos ao longo do tempo, permitem definir taxas de falhas e modelos de inferência da incidência das mesmas. As manutenções devem afetar de alguma forma essas taxas e modelos de falhas e, conseqüentemente, alterar os índices de confiabilidade destes equipamentos. Essas alterações são consideradas neste trabalho como sendo os impactos das tarefas de manutenções sobre as confiabilidades dos equipamentos.

A medida do impacto de uma determinada tarefa de manutenção sobre a confiabilidade é de difícil avaliação, conforme afirma Sittithumwat, Soudi e Tomsovic (2004, p. 209): "o impacto preciso de uma manutenção sobre uma particular estatística de falha de componente pode ser difícil e às vezes quase impossível de se obter". Isso justifica, em parte, a utilização das diferentes metodologias encontradas na literatura para inferir sobre os impactos produzidos por atividades de manutenção na confiabilidade de equipamentos. Essa variedade de metodologias levou, em 1995, à criação de uma força tarefa pelo *IEEE Sub-committee on Application of Probability Methods* (atualmente denominado *Reliability, Risk & Probability Applications SC*), para investigar as estratégias de manutenções e seus efeitos sobre a confiabilidade (ENDRENYI et al., 2001). A partir de então, muitos trabalhos têm considerado os resultados desta investigação quando necessitam relacionar atividades de manutenções e confiabilidade, como por exemplo Sittithumwat, Soudi e Tomsovic (2004), Reis (2007), Phoothong et al. (2008), Bacalhau (2009), entre outros.

Entre os principais trabalhos envolvendo tarefas de manutenções e seus impactos sobre a confiabilidade, são destacados aqui os dois aspectos fundamentais destes trabalhos e relevantes para este estudo: os níveis ou qualidades das tarefas de manutenções (estabelecidas para componentes dos SDEE) e as metodologias de avaliação do impacto de cada tarefa sobre a confiabilidade destes componentes. Em Endrenyi, Anders e Silva (1998), os autores consideram, para avaliação de impacto sobre a confiabilidade, três atividades de manutenções sobre equipamentos de um SDEE: (i) não realizar manutenção; (ii) realizar pequenos reparos (*minor*

maintenance) e; (iii) realizar uma manutenção maior (*major maintenance*). Neste trabalho, o processo de deteriorização dos equipamentos é representado através de estágios discretos e o impacto de cada atividade de manutenção sobre a confiabilidade dos equipamentos consiste em retroceder a confiabilidade dos equipamentos reparados para estágios de deteriorização anteriores. O novo estágio de deteriorização de um equipamento reparado depende, de acordo com a metodologia do trabalho dos autores, do tipo de atividade realizada, do estágio de deteriorização em que se encontra o equipamento antes de ser reparado e de um índice probabilístico que é definido através do histórico faltas e experiência das equipes de manutenção.

Em Sittithumwat, Soudi e Tomsovic (2004), no trabalho intitulado "*Optimal Allocation of Distribution Maintenance Resources With Limited Information*", tarefas de manutenção em alimentadores são classificadas de acordo com níveis de qualidade: extensiva, mínima e nenhuma manutenção. Para cada uma destas tarefas é atribuído um multiplicador para atualizar a taxa de falhas de cada seção do alimentador sob estudo. Neste trabalho são consideradas apenas atividades de podas de árvores e de manutenções sobre religadores.

Em Bertling, Allan e Eriksson (2005), os efeitos de cada atividade de manutenção são considerados através de duas estratégias: (1) definindo multiplicadores constantes para reduzir a taxa de falha de um componente, em função da atividade de manutenção preventiva realizada, com em Sittithumwat, Soudi e Tomsovic (2004), e; (2) atualizando o valor da taxa de falha em função da atividade de manutenção preventiva e do tempo em que esta foi realizada. Em relação às tarefas de manutenções preventivas, diferentemente de Sittithumwat, Soudi e Tomsovic (2004) e Endrenyi, Anders e Silva (1998), os autores estabelecem as atividades de manutenções preventivas (para cada equipamento), de acordo com o tipo de falha que se deseja prevenir e não por níveis de qualidade.

Em Reis (2007), níveis de manutenção e impactos são definidos de acordo com as propostas desenvolvidas por Sittithumwat, Soudi e Tomsovic (2004) e Endrenyi, Anders e Silva (1998). Contudo, neste trabalho são consideradas atividades de manutenção para todos os componentes principais de um sistema de distribuição.

No trabalho de Phoothong et al. (2008), os impactos das atividades de manutenção sobre os sistemas de distribuição de energia elétrica são inferidos relacionando a taxa de falha dos alimentadores com os orçamentos destinados às manutenções preventivas.

Teera-achariyakul et al. (2010), com o objetivo de otimizar a alocação de orçamentos de manutenções definem diferentes atividades de manutenções para um sistema de distribuição, como por exemplo, podas de árvores, limpeza de isoladores e instalação de guarda-pássaros. Diferentemente dos trabalhos supracitados, não são estabelecidos níveis para um mesmo tipo de manutenção, contudo, também são definidos fatores de impacto das atividades sobre a confiabilidade. Neste trabalho, esses fatores são utilizados para atualizar o valor esperado do número e do tempo de duração das interrupções após ter sido realizada alguma das atividades de ma-

manutenção escolhida por sua metodologia. A definição de cada fator é feita por meio de análise das respostas de questionários aplicados à engenheiros e técnicos que atuam em sistemas de distribuição de energia elétrica.

Deste levantamento bibliográfico, portanto, verifica-se que não há uma metodologia sistemática para definir o impacto das atividades de manutenção sobre a confiabilidade dos equipamentos, embora se verifique uma tendência para a classificação das atividades por níveis de complexidade. Os fatores são estabelecidos por meio da experiência de técnicos e engenheiros com larga experiência em operação de sistemas de distribuição. Além disso, em cada trabalho revisado, os autores utilizaram métricas diferentes para manipular o impacto das manutenções, o que dificulta a comparação dos resultados. Assim, neste trabalho propõe-se uma medida do impacto das atividades de manutenções em termos de regeneração da vida útil do equipamento. Nesta proposta, a idade do equipamento é substituída pela idade aparente e esta, por sua vez, é dependente da quantidade e do nível das manutenções realizadas ao longo do período de funcionamento do equipamento ou do período sob análise. Na seção seguinte, essa metodologia é detalhada e incorporada à metodologia de avaliação da confiabilidade dos equipamentos discutida no capítulo anterior.

4.2 AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DAS MANUTENÇÕES

Conforme discutido no Capítulo 3, a confiabilidade de cada equipamento e , pertencente ao conjunto E dos equipamentos do sistema, $e \in E$, no período de tempo $[0, t]$ do horizonte de planejamento HP , é dado pelo índice $C_e(t)$ e determinado por meio do sistema de inferência fuzzy que integra os modelos probabilísticos de falhas (para os equipamento reparáveis) aos fatores causadores de falhas. Entre esses fatores, alguns dependem das características do sistema, como o nível de tensão e carregamento, e outros que dependem exclusivamente do tempo, como a idade e a probabilidade de falha, embora os primeiros também possam variar com o tempo. A idade em particular, que é uma variável considerada em todos os sistemas de inferência dos equipamentos analisados, é um fator muito importante na inferência do desgaste de equipamentos. É esperado que quanto maior for a idade (tempo em operação) de um equipamento, maior é o desgaste de seus componentes e, conseqüentemente, menor é sua confiabilidade. Contudo, tarefas de manutenções podem prolongar a vida útil dos equipamentos, e assim, a idade do equipamento deixa de ser tão representativa das condições de desgastes destes. Neste caso, emprestando a terminologia utilizada no meio social, pode-se utilizar a "idade aparente" do equipamento para uma inferência mais precisa das reais condições de desgaste dos equipamentos.

A idade aparente de um equipamento que passou por uma manutenção, é a idade que este tinha quando apresentava estado de conservação e rendimento equivalente ao estado pós-manutenção. Ou seja, na comparação dos rendimentos e estado de um equipamento mais antigo

e restaurado com um equipamento novo, a idade aparente do primeiro é igual a idade do segundo no instante em que este apresentar o mesmo estado de conservação e rendimento que o primeiro. As tarefas de manutenções, impactam portanto, na vida útil dos equipamentos, devolvendo-os o estado de funcionalidade equivalente a um período anterior à realização da manutenção. O quão longo é este período, depende da qualidade (nível) das manutenções e do tempo que esta foi realizada. Portanto, esse tempo adicionado à vida útil dos equipamentos pode ser considerado como um fator de impacto das manutenções sobre a confiabilidade destes equipamentos. Este tempo é denotado, neste trabalho, por IR_m^t , e referenciado como "Índice de Restauração" da atividade de nível m no tempo t . Através da definição deste índice, é possível estabelecer uma relação das atividades de manutenções com a idade aparente de cada equipamento. Uma proposta de modelagem desta relação é apresentada na equação 27.

$$I_{(a,e)}^t = \begin{cases} I_{(a,e)}^{t-1} - \sum_{m=1}^{M_e} (x_{e,m}^t \times IR_m^t), & \text{se } I_{(a,e)}^{t-1} \geq \sum_{m=1}^{M_e} (x_{e,m}^t \times IR_m^t) \\ 0, & \text{cc} \end{cases} \quad \forall t = 1, \dots, HP. \quad (27)$$

em que,

$I_{(a,e)}^0$: Idade do equipamento;

IR_m^t : Idade regenerada mediante uma atividade de manutenção do tipo m no tempo t ;

HP : Horizonte de planejamento;

M_e : Níveis de manutenções definidos para o equipamento e ;

$x_{e,m}^t$: Variável binária de decisão sobre a realização (ou não) de uma atividade de manutenção do tipo m no tempo t para o equipamento e .

Na metodologia proposta para avaliação da confiabilidade dos equipamentos, estabelecida no Capítulo 3, a idade aparente $I_{(a,e)}^t$ estabelece uma relação entre o índice de impacto IR_m^t das atividades de manutenção e o índice de confiabilidade esperado de cada equipamento. Como destacado no capítulo anterior, a idade é um dos fatores considerado na avaliação de todos os equipamentos sob estudo, logo, a atualização da idade do equipamento, através da idade aparente calculada utilizando a equação 27, produz uma perturbação nos índices de confiabilidade esperados para todos os equipamentos que receberão alguma atividade de manutenção no período considerado para análise.

Outro valor de entrada para a metodologia de avaliação dos índices de confiabilidade dos equipamentos, e que pode propagar o impacto das atividades de manutenções preventivas sobre este índice esperado, é a probabilidade de falha dos equipamentos, inferida pelos seus respectivos modelos probabilísticos. Neste trabalho, considera-se que toda atividade de manutenção, sobre determinado equipamento, independente do nível m_i estabelecido (exceto para $i = 1$),

anula a probabilidade de falha desse equipamento no tempo t , em que a manutenção é executada. Ou seja, para qualquer manutenção preventiva m_i , com $i \neq 1$, programada para algum $\bar{t} \in HP$, tem-se $P(\bar{t}) = 0$, que resulta em $C(\bar{t}) = 1 - P(\bar{t}) = 1$ (modelo probabilístico). Em outras palavras, admiti-se que, do ponto de vista do modelo probabilístico de falhas, não é esperado que ocorra qualquer falha no equipamento imediatamente após a realização da manutenção m_i programada. Obviamente, trata-se de uma subestimação da probabilidade de falha, mas pode ser considerada em função da dificuldade de se obter modelos de falhas mais realísticos e da dificuldade de avaliar a medida real de impacto de cada atividade de manutenção sobre a confiabilidade dos equipamentos. Assim, é deixado ao sistema de inferência *fuzzy* o ajuste final do índice de confiabilidade $C_e(t)$ dos equipamentos, o qual está sendo proposto neste trabalho justamente em função das dificuldades encontradas em se relacionar os impactos de tarefas de manutenções com os índices de probabilidade de falha fornecidos pelos modelos probabilísticos.

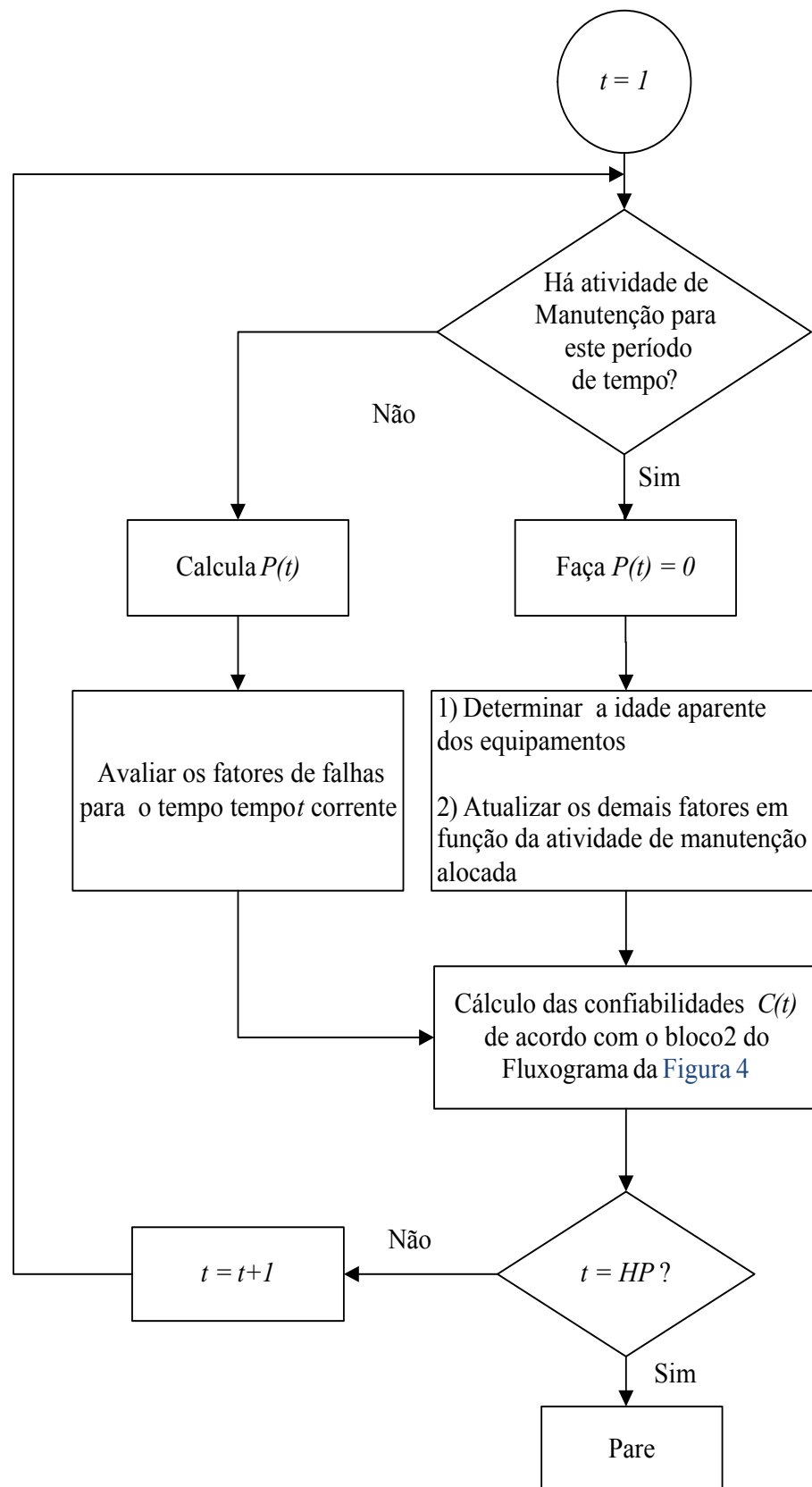
O fluxograma da Figura 19 sintetiza as etapas para avaliação da confiabilidade dos equipamentos para um horizonte de planejamento HP dado e considerando a realização de atividades de manutenções ao longo de HP . Nesta estratégia estabelecida para atualização da confiabilidade, devido a uma atividade de manutenção do tipo m , o índice IR_m^t corresponde ao impacto da manutenção sobre o estágio de degradação da vida útil dos equipamentos. Para cada equipamento, e de acordo com a tarefa de manutenção e o tempo em que estas são realizadas, uma medida de regeneração da vida útil é definida. Os valores destas medidas são discutidos e apresentados para cada classe dos equipamentos de um SDEE, que estão sendo considerados neste trabalho, na seção seguinte.

4.3 DEFINIÇÃO DAS ATIVIDADES DE MANUTENÇÕES

Os equipamentos de cada classe de componentes que constitui um sistema de distribuição de energia elétrica, apresentam características construtivas distintas e, em alguns casos, até mesmo entre componentes de uma mesma classe há certas distinções. De modo geral, cada equipamento é constituído por uma série de subcomponentes e/ou subsistemas que interagem para garantir sua funcionalidade. Essa diversidade de subsistemas de cada equipamento dá origem a vários modos de falhas e, conseqüentemente, diferentes atividades de manutenções, sejam elas preventivas ou corretivas.

Na prática, o número de manutenções é sempre reduzido para que o equipamento a ser reparado fique indisponível o menor tempo possível. Logo, as atividades de manutenções planejadas devem ser mais gerais sendo diferenciadas uma das outras por nível de qualidade ou de restauração, de modo que subcomponentes e/ou subsistemas prioritários sejam reparados (ou substituídos) em atividades de baixo nível, enquanto que aqueles mais robustos são reparados somente em atividades de manutenção de nível mais alto.

Figura 19 - Fluxograma de avaliação da confiabilidade na presença de atividades de manutenção.



Neste contexto, é adotada para este trabalho a definição de tarefas de manutenção baseada em níveis de qualidade. Para cada uma das classes de componentes do sistema, é adotada uma quantidade de níveis de manutenção de acordo com a complexidade construtiva dos equipamentos destas classes e de modo a se aproximar da quantidade de manutenções executadas pelas empresas do setor de distribuição de energia elétrica. Por outro lado, questões de ordem financeira, como por exemplo a depreciação do ativo, podem inviabilizar a execução de manutenção de certos equipamentos, sendo preferível a substituição deste por um equipamento novo. Do ponto de vista da confiabilidade, no entanto, tal medida imprime melhor confiabilidade ao sistema visto que todos os fatores relevantes e considerados na análise da confiabilidade do ativo seriam atenuados. Diante deste contexto, é estabelecida para este trabalho uma quantidade de níveis de manutenção não menor que 2 (duas) e nem maior que 5 (cinco). Entre essas atividades, "não realizar manutenção" e "substituir por novo", também são consideradas como atividades de manutenção. Abaixo segue a definição dos cinco níveis de manutenção que podem ser considerados:

- a) m_1 – não realizar manutenção;
- b) m_2 – manutenção mínima;
- c) m_3 – manutenção mediana;
- d) m_4 – manutenção completa;
- e) m_5 – substituir por novo.

As atividades enumeradas anteriormente, talvez deveriam ser chamadas de atividades de restauração da confiabilidade de ativos, visto que nem todas são de fato atividades de manutenção propriamente ditas. Contudo, a terminologia "atividades de manutenção" é mantida de forma generalizada visto que todas estas atividades têm por objetivo a manutenção do estado de funcionamento dos equipamentos e do sistema. O termo "nível de manutenção" também é constantemente utilizado como sinônimo de tarefas de manutenção. Este é utilizado quando se pretende deixar claro o grau de impacto de determinada atividade de manutenção sobre a confiabilidade dos equipamentos.

Em relação às atividades apresentadas, a m_5 (substituição por novo) é a mais custosa das atividades, porém é aquela que mais impacta sobre a confiabilidade dos equipamentos e do sistema. A "manutenção completa", m_4 , por sua vez, é aquela que restaura as condições operacionais dos equipamentos para um estado "tão bom quanto novo". Neste nível de manutenção, alguns subcomponentes e/ou subsistemas do equipamento podem ser substituídos por novos. Essa atividade pode restaurar a confiabilidade do equipamento para um nível tão bom quanto a atividade m_5 , mas com um custo menor. Contudo, isso não significa que esta é preferível em

relação a m_5 pois o equipamento pode estar fora da vida útil econômica¹ e assim, numa perspectiva mais geral de custo-benefício, a substituição pode ser mais viável. Isso ocorre pois a depreciação dos ativos configuram contabilmente como elementos de despesa, diminuindo a margem fiscal de lucro das empresas e, conseqüentemente, diminuindo os encargos fiscais sobre o lucro apurado. Assim, sob uma ótica tributária, empresas lucrativas desejam que os débitos dedutíveis de depreciação sejam elevados, pois haverá imediata redução de impostos. Logo, ativos totalmente depreciados no sistema, além de estarem sujeitos às falhas mais custosas, não produzem nenhuma vantagem contábil para a empresa detentora deste sistema e, portanto, a substituição por um equipamento novo torna-se mais viável que a realização de tarefas de manutenção, as quais devolvem apenas a confiabilidade e não a vida útil econômica dos equipamentos. Em termos de custo, a "manutenção mínima" m_2 , é considerada a menos dispendiosa mas, por outro lado, é aquela que menos impacta na confiabilidade do equipamento, produzindo apenas um adiamento de uma falha iminente. Já a "manutenção mediana" m_3 , é considerada a atividade de manutenção de custo intermediário entre a manutenção mínima e a completa. Neste tipo de manutenção considera-se que a confiabilidade do equipamento é parcialmente restaurada e a vida útil é prolongada para um período de tempo maior que a manutenção mínima.

Para todos equipamentos considerados neste estudo, define-se a atividade m_1 como sendo "não realizar manutenção", e as demais tarefas de manutenções, tanto em quantidade quanto em especificação, são definidas de acordo com as características construtivas dos equipamentos, sendo os cinco níveis supracitados o máximo de manutenções consideradas para um equipamento do SDEE.

Os equipamentos não reparáveis e que também são considerados neste trabalho, como por exemplo as chaves fusíveis, são tratados como equipamentos reparáveis, sendo que para estes equipamentos as atividades de manutenção estão relacionadas com vistorias e substituição de partes ou do equipamento como um todo, dependendo de suas características construtivas. Para todos os casos, não é realizada uma descrição detalhada das atividades a serem executadas em cada nível de manutenção, por dois motivos: (i) Em parte devido à falta de adoção de um padrão de níveis de manutenções por parte das concessionárias de sistemas de distribuição de energia elétrica, as quais definem suas próprias tarefas de acordo com suas estratégias de manutenção; e (ii) em parte devido ao foco deste trabalho, que prioriza a viabilidade da metodologia aplicada para otimização de planos de manutenção. No entanto, para certos equipamentos, uma ligeira relação de cada nível de manutenção é apresentada com base na bibliografia sobre manutenção de equipamentos de SDEE.

Nas seções seguintes, são definidos os tipos de tarefas de manutenção de cada classe (tipo) de componentes de um SDEE que são considerados neste trabalho. Também são apresentados e discutidos os impactos de cada uma destas tarefas sobre a confiabilidade destes equipamentos.

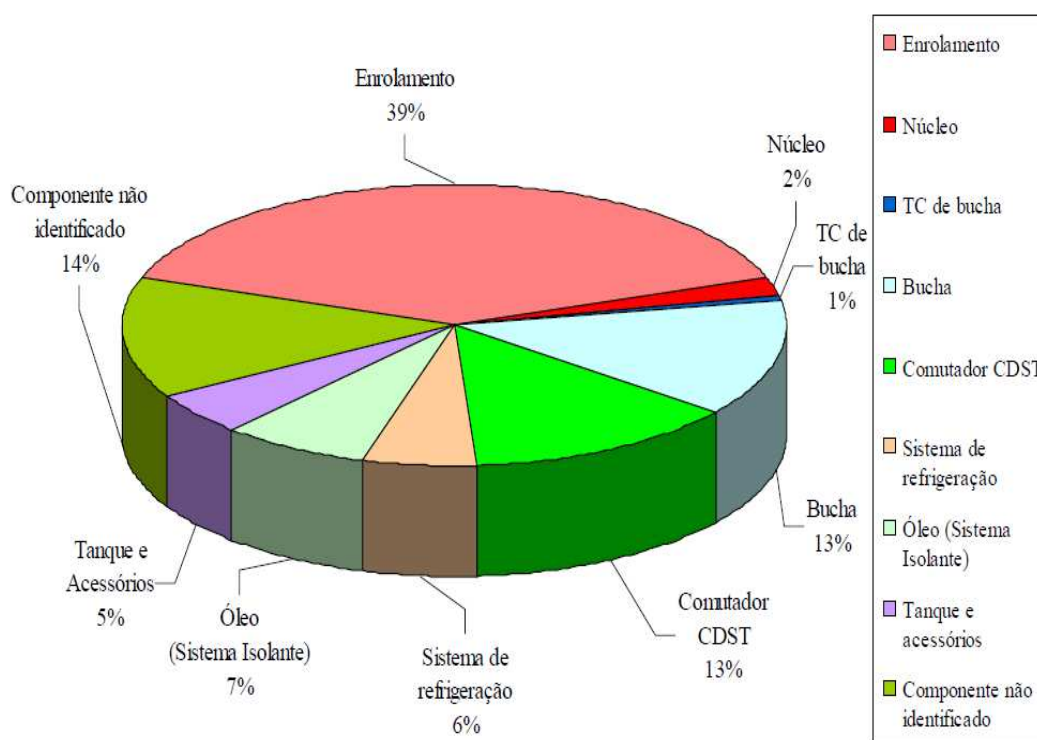
¹ A vida útil econômica de um equipamento é o período no qual seu valor contábil não tenha sido completamente depreciado. O tempo de vida útil econômica de cada equipamento podem ser encontrados em ANEEL (2012)

4.3.1 Manutenções em transformadores de distribuição e reguladores de tensão

Os transformadores de distribuição são os componentes mais importantes de um sistema elétrico de distribuição. Também configuram no rol dos componentes mais caros e, portanto, a execução de tarefas de manutenções é essencial para garantir a durabilidade do equipamento, a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica e prolongar a necessidade de substituição por equipamentos novos.

Como discutido na seção anterior, a definição das atividades de manutenções de um equipamento depende, entre outras coisas, das características construtivas do equipamento. Na Figura 20 apresentam-se os principais componentes de um transformador de potência.

Figura 20 - Componentes de transformadores de 34.5 kV versus estatísticas de falhas.



Fonte: Extraída de Souza (2008).

De acordo com a Figura 20, onde também são apresentadas as estatísticas de falhas observadas em transformadores de potência de 34.5 kV, pode-se afirmar que determinados componentes necessitam de manutenções mais periódicas que outros. Ou seja, a confiabilidade desses equipamentos dependerá de diferentes atividades de manutenções em diferentes períodos de tempo, de acordo com a porcentagem de falhas dos subcomponentes e/ou subsistemas do equipamento. De acordo com ANEEL (2000), recomenda-se para transformadores de distribuição a realização de inspeções periódicas a cada 12 meses, medição da resistência e retirada de uma amostra do óleo isolante a cada 5 anos e uma revisão completa com 10 anos de utilização, necessitando

para esta última, a remoção do equipamento para uma oficina.

Ainda de acordo com ANEEL (2000), nas atividades anuais de inspeção são verificadas os seguintes itens:

- a) verificação da inexistência de fissuras, lascas ou sujeiras nas buchas e danos externos no tanque ou acessórios;
- b) estado dos terminais e ligações;
- c) Possíveis vazamentos;
- d) indícios de corrosão;
- e) verificação de ruídos anormais de origem mecânica ou elétrica;
- f) verificação do aterramento e sistema de proteção;
- g) verificação do nível de óleo isolante.

Essas atividades são de baixo custo mas podem prevenir falhas cujo impacto financeiro é muito maior. Além disso, de acordo com a idade do equipamento, após uma inspeção bem criteriosa destes itens, pode-se considerar que o estado do equipamento seja tão bom quanto um novo e que a confiabilidade é alta.

Outra possível tarefa, principalmente para equipamentos cuja idade ultrapassa a vida útil econômica, é a substituição por um equipamento novo. Tal medida impacta consideravelmente na confiabilidade do equipamento, a qual deve, neste caso, alcançar seu valor máximo visto que o equipamento é novo e pressupõe-se que este atenda a todos os requisitos do sistema.

Considerando essa variedade de atividades de manutenção para transformadores de distribuição, pode-se agrupá-las de forma a compor 5 (cinco) níveis de manutenção para esta classe de equipamentos dos SDEE. Estes cinco níveis estão descritos na seção anterior e se relacionam com as atividades de manutenções recomendadas por ANEEL (2000), da seguinte forma:

- a) m_1 — não realizar manutenção;
- b) m_2 — inspeção dos itens recomendados por ANEEL (2000) e mencionados anteriormente;
- c) m_3 — medição da resistência e retirada de uma amostra do óleo isolante;
- d) m_4 — manutenção completa;
- e) m_5 — substituir por novo.

4.3.1.1 Impacto das atividades de manutenções para os transformadores de distribuição

As tarefas de manutenção descritas anteriormente impactam na restauração das condições operacionais do equipamento de forma distinta. Além disso, até mesmo uma atividade de manutenção de mesmo nível pode produzir diferentes impactos. Por exemplo, uma atividade do tipo m_2 , se realizada após um ano de funcionamento de um transformador de distribuição novo, terá um impacto diferente sobre a confiabilidade de um transformador de mais de 15 anos, principalmente se ao longo de sua vida funcional este equipamento não tenha recebido as manutenções necessárias. Logo, o valor de IR_m^t varia tanto com m quanto com t . Assim, considerando tais circunstâncias, juntamente com as recomendações de manutenções preventivas para esta classe de equipamentos encontradas em ANEEL (2000), e juntamente com informações de técnicos e engenheiros atuantes em sistemas de distribuição, são definidos para este trabalho, os valores do índice IR_m^t de cada tarefa de manutenção m realizada em um período de tempo t , sobre a linha temporal da vida útil econômica dos transformadores de distribuição, conforme apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 - Valores do índice IR_m^t de impacto das manutenções nos transformadores de distribuição.

Idade (em anos)	Índice IR_m^t (em anos) por nível de manutenção					Idade (em anos)	Índice IR_m^t (em anos) por nível de manutenção				
t	m_1	m_2	m_3	m_4	m_5	t	m_1	m_2	m_3	m_4	m_5
1	0	1	1	1	1	16	0	5	10	16	16
2	0	2	2	2	2	17	0	5	10	17	17
3	0	3	3	3	3	18	0	5	10	18	18
4	0	4	4	4	4	19	0	5	10	19	19
5	0	5	5	5	5	20	0	5	10	20	20
6	0	5	6	6	6	21	0	5	10	20	21
7	0	5	7	7	7	22	0	5	10	20	22
8	0	5	8	8	8	23	0	5	10	20	23
9	0	5	9	9	9	24	0	5	10	20	24
10	0	5	10	10	10	25	0	5	10	20	25
11	0	5	10	11	11						
12	0	5	10	12	12						
13	0	5	10	13	13						
14	0	5	10	14	14						
15	0	5	10	15	15						

Fonte: Próprio autor.

Na Tabela 18 são apresentados os valores de IR_m^t para um intervalo discretizado de tempo de 25 anos, que corresponde ao período de vida útil econômica estabelecido por ANEEL (2000) e ANEEL (2012), para os transformadores de distribuição. Para os tempos t fracionados, ou seja, para $t_1 < t < t_2$, sendo t_1 e t_2 dois inteiros positivos e consecutivos, visto que o intervalo de tempo de vida útil dos equipamentos é contínuo, adota-se um valor de IR_m^t conforme segue:

$$IR_m^t = \begin{cases} t, & IR_m^{t_1} \neq IR_m^{t_2} \\ IR_m^{t_1}, & c.c. \end{cases} \quad (28)$$

Como se pode verificar, cada manutenção produzirá um recuo temporal (em anos) e, conseqüentemente, um acréscimo na confiabilidade do equipamento reparado.

O índice IR_m^t definido para esta classe de componentes é também utilizado para avaliar os impactos das tarefas de manutenções das demais classes de equipamentos consideradas neste estudo, e os valores deste índices, assim como se deu para os transformadores de distribuição, são atribuídos de acordo com ANEEL (2000) e com as informações privilegiadas de técnicos e engenheiros atuantes em sistemas de distribuição de energia elétrica.

4.3.1.2 Impacto das atividades de manutenções para os reguladores de tensão

As características construtivas e operativas destes equipamentos são determinadas pelo projeto de um autotransformador com taps dotado de um comutador (ANEEL, 2000). Também segundo ANEEL (2000), a vida útil econômica destes equipamentos é de 21 anos, similar à dos transformadores de distribuição, assim, são consideradas as mesmas tarefas de manutenção e os mesmos valores para os impactos que foram considerados para os transformadores de distribuição.

4.3.2 Manutenções nos disjuntores das subestações

Os disjuntores são equipamentos eletromecânicos de manobras. Em SDEE, os disjuntores das subestações são geralmente utilizados para realizar operações de abertura e/ou de fechamento do tronco principal de um alimentador na subestação. Nestes sistemas, como a tensão é inferior a 69 kV, de acordo com ANEEL (2000), a vida útil média destes equipamentos é de 25 anos.

Em relação às características construtivas, esses equipamentos se diferenciam uns dos outros pelo dielétrico utilizado. Como consequência disso, diferentes estratégias de manutenções devem ser adotadas. Neste trabalho, são definidos níveis de manutenções e índices de impacto destas sobre o estado de degradação dos disjuntores a óleo, muito utilizados em sistemas com tensão inferior a 69 kV, como os que são considerados neste trabalho.

ANEEL (2000), recomenda a realização de manutenção preventiva para disjuntores a óleo a cada 5 anos ou menos, de acordo com o número de operações realizadas por estes equipamentos. No entanto, ainda segundo ANEEL (2000), disjuntores de tensões mais baixas tendem a atuar mais vezes, pois as condições operativas desses sistemas assim o determina. Logo, podem-

Tabela 19 - Valores do índice IR_m^t de impacto das manutenções para os reguladores de tensão.

Idade (em anos)	Índice IR_m^t (em anos) por nível de manutenção					Idade (em anos)	Índice IR_m^t (em anos) por nível de manutenção				
t	m_1	m_2	m_3	m_4	m_5	t	m_1	m_2	m_3	m_4	m_5
1	0	1	1	1	1	16	0	5	10	16	16
2	0	2	2	2	2	17	0	5	10	17	17
3	0	3	3	3	3	18	0	5	10	18	18
4	0	4	4	4	4	19	0	5	10	19	19
5	0	5	5	5	5	20	0	5	10	20	20
6	0	5	6	6	6	21	0	5	10	21	21
7	0	5	7	7	7	22	0	5	10	21	22
8	0	5	8	8	8	23	0	5	10	21	23
9	0	5	9	9	9	24	0	5	10	21	24
10	0	5	10	10	10	25	0	5	10	21	25
11	0	5	10	11	11						
12	0	5	10	12	12						
13	0	5	10	13	13						
14	0	5	10	14	14						
15	0	5	10	15	15						

Fonte: Próprio autor.

se estabelecer inspeções mais periódicas de modo a detectar problemas iminentes. Por outro lado, a não realização de manutenções periódicas podem acelerar o estado de degradação do equipamento, necessitando assim, de uma manutenção mais intensiva e, conseqüentemente, mais onerosa. Outra opção, é a substituição do disjuntor por um equipamento novo. Esta opção está, na realidade, atrelada à depreciação do ativo. Nesse sentido, são definidos também 5 (cinco) níveis de manutenções para esta classe de equipamentos, que variam de m_1 a m_5 conforme definido anteriormente.

4.3.2.1 Impacto das atividades de manutenções para os disjuntores

Na Tabela 20 são apresentados os valores dos impactos IR_m^t de cada tarefa de manutenção m_i realizada em um período de tempo t , sobre a linha temporal da vida útil econômica dos disjuntores.

4.3.3 Manutenções em bancos de capacitores

As potências ativa e reativa presentes no sistema de distribuição são igualmente necessárias mas devem ser cuidadosamente compensadas de modo a manter a qualidade e evitar perdas. A potência reativa, necessária para diversos equipamentos, como motores elétricos, transformadores e etc., pode ser obtida de geradores, motores síncronos e capacitores (ANEEL, 2000).

Tabela 20 - Valores do índice IR_m^t de impacto das manutenções para os disjuntores.

Idade (em anos)	Índice IR_m^t (em anos) por nível de manutenção					Idade (em anos)	Índice IR_m^t (em anos) por nível de manutenção				
t	m_1	m_2	m_3	m_4	m_5	t	m_1	m_2	m_3	m_4	m_5
1	0	1	1	1	1	16	0	5	16	16	16
2	0	2	2	2	2	17	0	5	17	17	17
3	0	3	3	3	3	18	0	5	18	18	18
4	0	4	4	4	4	19	0	5	19	19	19
5	0	5	5	5	5	20	0	5	20	20	20
6	0	5	6	6	6	21	0	5	20	21	21
7	0	5	7	7	7	22	0	5	20	22	22
8	0	5	8	8	8	23	0	5	20	23	23
9	0	5	9	9	9	24	0	5	20	24	24
10	0	5	10	10	10	25	0	5	20	25	25
11	0	5	11	11	11	26	0	5	20	25	26
12	0	5	12	12	12	27	0	5	20	25	27
13	0	5	13	13	13	28	0	5	20	25	28
14	0	5	14	14	14	29	0	5	20	25	29
15	0	5	15	15	15	30	0	5	20	25	30

Fonte: Próprio autor.

Os capacitores, na forma de bancos, é a opção utilizada pelas concessionárias de sistemas de distribuição para a injeção de reativos nas suas redes.

Os bancos de capacitores são constituídos basicamente pelas unidades capacitivas, as quais são as causas da maioria das falhas destes equipamentos (ANEEL, 2000). Logo, exigem cuidados adicionais, principalmente, quanto ao tipo e qualidade do isolante usado. A vida útil econômica estabelecida para estes equipamentos é de 15 anos. (ANEEL, 2000).

As tarefas de manutenções preventivas tornam-se de extrema importância no controle da vida útil destes equipamentos. A periodicidade recomendada por ANEEL (2000) é em torno de um ano. Tais manutenções se constituem de inspeção e/ou reparos (ou substituição) de:

- a) conexões;
- b) fusíveis;
- c) barramento e isoladores;
- d) contadores e chaves;
- e) capacitores.

Assim, são definidas 4 (quatro) tarefas de manutenção para estes equipamentos:

- a) m_1 – não realizar manutenção;

- b) m_2 — manutenção mínima;
- c) m_3 — manutenção completa;
- d) m_4 — substituir por novo.

Através destas tarefas é possível detectar e corrigir possíveis problemas, como vazamentos ou inchaço da unidade, decorrentes de condições adversas de operação do sistema, como por exemplo, sobretensões. Uma distinção mais específica dos níveis de manutenção estabelecidos acima é feita, conforme segue:

- a) m_1 — não realizar nenhuma manutenção;
- b) m_2 — realizar uma inspeção seguida de reparos;
- c) m_3 — realizar uma manutenção completa;
- d) m_4 — substituir por novo.

A substituição do equipamento por um novo é também considerada aqui como uma tarefa de manutenção, visto que tal medida pode ser adotada em substituição à realização de uma determinada atividade de manutenção se o equipamento apresentar idade superior à idade de vida útil econômica. Além disso, dadas as variações das características do sistema elétrico, alterações do projeto do banco de capacitores podem ser requeridas para atender à nova demanda, colocando em questão a viabilidade da realização de atividades de manutenções propriamente ditas e tendendo para a substituição do equipamento.

4.3.3.1 Impacto das atividades de manutenções para os bancos de capacitores

O impacto de cada uma das tarefas de manutenção descritas acima sobre a vida útil desse componente do sistema e para cada período de tempo t ao longo de sua vida útil econômica é definido e mostrado na Tabela 21.

4.3.4 Manutenções em chaves a óleo/vácuo/hexafluoreto

Segundo ANEEL (2000), os principais tipos de chaves encontrados no sistema de distribuição são: chaves facas, chaves-fusíveis (incluindo religadora e de *by-pass*) e chaves a óleo/vácuo/hexafluoreto. As chaves a óleo/vácuo/hexafluoreto e as chaves faca com suas diversas variações (unipolar, multipolar, uma ou duas direções, com base própria e ligações na face anterior, etc.) são chaves exclusivamente destinadas para operações de manobras do sistema elétrico enquanto as chaves-fusíveis são utilizadas para proteção de equipamentos e/ou conjuntos de consumidores, embora também possam ser utilizadas para operações de manobra.

Tabela 21 - Impacto das manutenções nos bancos de capacitores.

Idade (em anos)	Índice IR_m^t (em anos) por nível de manutenção			
1	0	1	1	1
2	0	2	2	2
3	0	3	3	3
4	0	4	4	4
5	0	5	5	5
6	0	6	6	6
7	0	7	7	7
8	0	7	8	8
9	0	7	9	9
10	0	7	10	10
11	0	7	11	11
12	0	7	11	12
13	0	7	11	13
14	0	7	11	14
15	0	7	11	15

Fonte: Próprio autor.

As chaves tipo faca não requerem atividades de manutenções preventivas. Os poucos defeitos apresentados por estes equipamentos não comprometem a funcionalidade do sistema e, portanto, são considerados neste trabalho como 100% confiáveis em qualquer período de tempo t . Por sua vez, as chaves de manobra e proteção, como por exemplo chaves-fusíveis, podem afetar a confiabilidade do sistema visto que os mecanismos de proteção podem apresentar defeitos ao longo do tempo podendo ocasionar o desarme inesperado da chave e/ou não desarmar quando solicitada para a proteção de algum componente e/ou de conjunto de consumidores. Para estas chaves, portanto, atividades de manutenções preventivas são requeridas para melhorar a confiabilidade destes equipamentos e, consequentemente, do sistema como um todo. Na seção que prossegue, são apresentadas as atividades de manutenções e seus respectivos impactos sobre esse tipo de chave.

As chaves a óleo, a vácuo, ou a gás hexafluoreto, são assim denominadas devido ao material isolante utilizado na câmara de extinção do arco voltaico destes equipamentos. De acordo com ANEEL (2000), essas chaves são utilizadas para energização e desenergização de equipamentos com o sistema sob carga. As atividades de manutenções nestas chaves consistem basicamente em inspeções e substituição de componentes. Também pode ser realizada, assim como para os componentes ativos do sistema, a substituição por um equipamento novo em virtude do término de sua vida útil funcional. Assim, são definidas para esta classe de equipamentos, as seguintes atividades de manutenção:

- a) m_1 – não realizar manutenção;

- b) m_2 – manutenção mínima;
- c) m_3 – manutenção completa.

A atividade de manutenção mínima, é considerada como sendo a realização de inspeção *in loco* do equipamento, na qual, devem ser verificados, entre outros itens (e de acordo com o isolante dielétrico da chave):

- a) vazamentos e estanqueidade à infiltração de umidade;
- b) nível do isolante dielétrico;
- c) número de operações;
- d) integridade das buchas e da ligação a terra.

Para a atividade de manutenção completa, é considerada aquela que devolve ao equipamento reparado o estado de "tão bom quanto novo". Nesta tipo de atividade, é considerada a troca de componentes do equipamento.

A substituição do equipamento usado por outro novo deve ser preferida frente à opção de executar uma atividade de manutenção completa quando o equipamento encontra-se fora do período de vida útil econômico.

4.3.4.1 Impacto das atividades de manutenções para as chaves a óleo/vácuo/SF6

De acordo com ANEEL (2000), as chaves de um modo geral têm uma vida útil econômica de 15 anos. Cada uma das atividades de manutenção descritas acima impactam sobre a vida útil das chaves fusíveis de acordo com o tempo que estas são realizadas dentro da linha de tempo da vida útil econômica destes equipamentos. Na Tabela 22 apresentam-se os valores definidos para estes impactos.

4.3.5 Manutenções em chaves fusíveis simples, religadoras e *by-pass*

As chaves fusíveis são dispositivos de proteção muito utilizados nos sistema distribuição. A função destes equipamentos é atuar na proteção dos equipamentos do sistema contra sobrecorrentes e isolar trechos do alimentador sob faltas.

Do ponto de vista das características construtivas, estes equipamentos são basicamente constituídos de um porta-fusível e uma estrutura destinada a receber um elo-fusível, que é uma peça facilmente substituível e barata (ANEEL, 2000). No entanto, ao atuarem diante de uma sobrecorrente, seja ela temporária ou permanente, o elo-fusível é queimado, necessitando de mão

de obra qualificada e tempo para que este seja substituído e a corrente restabelecida (LEITAO, 2011). No entanto, a chave pode também ser desarmada por pequenas oscilações da corrente, pois de acordo com LeitaO (2011), a curva tempo versus corrente do fusível pode ser alterada com o envelhecimento do elo-fusível, levando-os a operar com valores de corrente diferentes de suas características originais.

Tabela 22 - Impacto das manutenções para chaves a óleo/vácuo/SF6.

Idade (em anos)	Índice IR_m^t (em anos) por nível de manutenção			
	m_1	m_2	m_3	m_4
1	0	1	1	1
2	0	2	2	2
3	0	3	3	3
4	0	4	4	4
5	0	5	5	5
6	0	6	6	6
7	0	7	7	7
8	0	8	8	8
9	0	8	9	9
10	0	8	10	10
11	0	8	11	11
12	0	8	12	12
13	0	8	13	13
14	0	8	14	14
15	0	8	15	15
16	0	8	15	16
17	0	8	15	17
18	0	8	15	18
19	0	8	15	19
20	0	8	15	20

Fonte: Próprio autor.

Para uma melhor confiabilidade destes componentes do sistema elétrico de distribuição, ANEEL (2000) sugere a realização de atividades de inspeção periódica em todas as chaves, ou por setor, ou ainda por amostragem. Nestas inspeções, devem ser observados os seguintes itens:

- a) a posição na cruzeta;
- b) integridade do circuito;
- c) condições das ferragens de fixação, das porcelanas, dos cartuchos porta-fusíveis, dos conectores e dos contatos;
- d) conexões frouxas e ajustes.

Contudo, a realização de inspeção não é suficiente para garantir que o elo-fusível não seja rompido de forma inesperada, pois esse tipo de manutenção não restaura as características físico-químicas destes componentes. Logo, somente a substituição do fusível pode devolver a confiabilidade deste dispositivo e, conseqüentemente, melhorar a confiabilidade do sistema sob proteção destes. Assim, considera-se os seguintes níveis de manutenção sobre estes componentes:

- a) m_1 – não realizar manutenção;
- b) m_2 – manutenção mínima;
- c) m_3 – manutenção completa;
- d) m_4 – substituir por novo.

Para a manutenção mínima é considerada a realização da inspeção conforme recomendada por ANEEL (2000) e especificada anteriormente, enquanto que para a manutenção completa é considerada a realização de uma inspeção seguida da troca do elo-fusível instalado por outro novo, além de, eventualmente, algum outro componente que se faz necessária a troca de modo a restabelecer a confiabilidade do equipamento para o estado de "tão bom quanto novo". A substituição destes equipamentos por novos, também é uma opção a ser considerada pelas empresas distribuidoras, principalmente para os ativos cuja vida útil econômica já tenha sido atingida. Essa opção, embora em primeiro instante apresenta custos mais elevados que a realização de alguma outra atividade de manutenção, apresenta vantagens tanto em termos contábeis, para essas empresas, quanto em termos de confiabilidade, visto que, de acordo com Lafraia (2001), muitas das falhas em equipamentos são introduzidas pelas próprias equipes de manutenção.

As chaves fusíveis religadoras e as chaves fusíveis de *by-pass*, em termos de características construtivas, apresentam praticamente a mesma estrutura que as chaves fusíveis simples. Portanto, são definidas para estas chaves, as mesmas atividades descritas acima. Também são considerados iguais, os impactos destas atividades sobre a confiabilidade destes equipamentos. Os valores destes impactos são definidos a seguir.

4.3.5.1 Impacto das manutenções em chaves fusíveis, religadoras e de *by-pass*

Considerando que as chaves, de um modo geral, têm uma vida útil econômica de 15 anos (ANEEL, 2000), e que cada uma das atividades/ações de manutenção descritas acima impactam sobre a vida útil das chaves fusíveis de acordo com o tempo que estas são realizadas, são estabelecidos os valores do índice de impacto IR_m^t destes equipamentos conforme a Tabela 23.

No entanto, como para esta classe de equipamentos do SDEE, a atividade de manutenção do tipo m_2 corresponde apenas a uma ligeira inspeção, o valor do índice IR_m^t , para $m = 2$, deve

ser ligeiramente modificado para evitar distorções do impacto deste tipo de manutenção sobre a confiabilidade dos equipamentos. De acordo com a relação 27 e com o valor do índice IR_m^t estabelecido na Tabela 23, uma chave de 14 anos em operação, apresentaria as mesmas condições operacionais de uma chave nova se, durante o horizonte de planejamento, duas atividades do tipo m_2 (inspeções) fossem realizadas, o que não é verdade. Ou seja, a metodologia proposta sobrestima a restauração da vida útil para manutenções do tipo m_2 quando estas são inspeções menos minuciosas como foi descrita anteriormente para esta classe de componentes. Logo, para estes equipamentos em particular, o índice IR_2^t é substituído pelo índice de restauração ponderado IRP_2^t , cujo valor é estabelecido conforme algoritmo 1.

Algoritmo 1: Procedimento para definição do índice IRP_2^t .

```

se  $I_e^t \leq 7$  então
    |  $IRP_2^t = IR_2^t$ ;
senão
    | se  $\sum_{j=1}^t x_{(e,2)}^{t-1} = 0$  então
    | |  $IRP_2^t = IR_2^t$ ;
    | senão
    | |  $IRP_2^t = 0$ ;
    | fim se
fim se

```

Desta forma, para esta classe de equipamentos, a relação expressa na equação 27, para cada $t = 1, \dots, HP$, é escrita da seguinte forma:

$$I_{(a,e)}^t = \begin{cases} I_{(a,e)}^{t-1} - \left(x_{e,2}^t \times IRP_2^t + \sum_{m=1}^{M_e - \{2\}} (x_{e,m}^t \times IR_m^t) \right), & \text{se positivo} \\ 0, & \text{cc} \end{cases} \quad (29)$$

em que,

- $I_{(a,e)}^t$: Idade aparente do equipamento $e \in E$ no tempo $t \in HP$;
- IR_2^t : Índice de restauração da atividade de nível 2 no tempo t ;
- IRP_2^t : Índice de restauração ponderado da atividade de nível 2 no tempo t ;
- M_e : Conjunto dos índices de níveis de atividade do equipamento $e \in E$;
- $x_{e,2}^t$: Variável binária de decisão de realizar ou não uma atividade do tipo m_2 no equipamento e no tempo t .

Tabela 23 - Impacto das manutenções para as chaves fusíveis.

Idade (em anos)	Índice IR_m^t (em anos) por nível de manutenção			
	m_1	m_2	m_3	m_4
1	0	1	1	1
2	0	2	2	2
3	0	3	3	3
4	0	4	4	4
5	0	5	5	5
6	0	6	6	6
7	0	7	7	7
8	0	8	8	8
9	0	8	9	9
10	0	8	10	10
11	0	8	11	11
12	0	8	12	12
13	0	8	13	13
14	0	8	14	14
15	0	8	15	15
16	0	8	15	16
17	0	8	15	17
18	0	8	15	18
19	0	8	15	19
20	0	8	15	20

Fonte: Próprio autor.

O valor de cada índice IR_m^t , para todo $m \in M_e - \{2\}$ e todo $t \in HP$, são definidos conforme a Tabela 23, e, o índice IRP_2^t , é calculado conforme o algoritmo 1.

A principal característica expressada pela equação 29, está no fato de anular o efeito do impacto da atividade de manutenção de nível 2 a partir da realização da segunda manutenção deste nível e para equipamentos com idade superior a 7 anos. Assim, para o caso da chave de 14 anos mencionado anteriormente, após a execução das duas atividades de manutenções de nível m_2 planejadas, a confiabilidade do equipamento é equivalente à confiabilidade de uma chave de 7 anos, ao invés de uma nova, o que é mais admissível considerando que a atividade m_2 consiste na realização de uma simples inspeção.

4.3.6 Manutenções em seccionalizadores

Os seccionalizadores são dispositivos mecânicos de manobra capazes de abrirem e fecharem um circuito, quando uma corrente de intensidade desprezível é interrompida, ou restabelecida, quando não ocorre variação de tensão significativa em seus terminais. (ANEEL, 2000). Nas redes aéreas de distribuição, esses equipamentos têm finalidade de seccionar os alimentadores durante os trabalhos de manutenção ou realizar manobras diversas previstas em operação (ANEEL, 2000).

Em termos de vida útil, estima-se para estes equipamentos um período de tempo de 40 anos. No entanto, por operarem sobre carga, alguns de seus componentes necessitam de manutenções periódicas devido ao desgaste provocado pelas as ações eletromecânicas. ANEEL (2000), propõe a realização de manutenções preventivas a cada 3 anos, nas quais devem ser verificadas: regulagem dos seccionadores; ajuste e lubrificação do sistema de articulação; resistência ôhmica dos contatos; verificação da abertura e fechamento manual através da manivela; funcionamento dos contatos auxiliares; entre outras.

Neste trabalho, são definidas para esses equipamentos, as seguintes atividades de manutenção:

- a) m_1 – não realizar manutenção;
- b) m_2 – manutenção mínima;
- c) m_3 – manutenção completa;
- d) m_4 – substituir por novo.

4.3.6.1 Impacto das atividades de manutenções dos seccionalizadores

A Tabela 24 apresenta os valores dos impactos IR_m^t de cada tarefa de manutenção m_i realizada em um período de tempo t , nos equipamentos do tipo seccionalizadores.

Tabela 24 - Valores do índice IR_m^t de impacto das manutenções para os seccionalizadores.

(continua)

Idade (em anos)	Índice IR_m^t (em anos) por nível de manutenção				Idade (em anos)	Índice IR_m^t (em anos) por nível de manutenção			
t	m_1	m_2	m_3	m_4	t	m_1	m_2	m_3	m_4
1	0	1	1	1	26	0	10	26	26
2	0	2	2	2	27	0	10	27	27

(conclusão)									
3	0	3	3	3	28	0	10	28	28
4	0	4	4	4	29	0	10	29	29
5	0	5	5	5	30	0	10	30	30
6	0	6	6	6	31	0	10	31	31
7	0	7	7	7	32	0	10	32	32
8	0	8	8	8	33	0	10	33	33
9	0	9	9	9	34	0	10	34	34
10	0	10	10	10	35	0	10	35	35
11	0	10	11	11	36	0	10	36	36
12	0	10	12	12	37	0	10	37	37
13	0	10	13	13	38	0	10	38	38
14	0	10	14	14	39	0	10	39	39
15	0	10	15	15	40	0	10	40	40
16	0	10	16	16	41	0	10	40	41
17	0	10	17	17	42	0	10	40	42
18	0	10	18	18	43	0	10	40	43
19	0	10	19	19	44	0	10	40	44
20	0	10	20	20	45	0	10	40	45
21	0	10	21	21	46	0	10	40	46
22	0	10	22	22	47	0	10	40	47
23	0	10	23	23	48	0	10	40	48
24	0	10	24	24	49	0	10	40	49
25	0	10	25	25	50	0	10	40	50

Fonte: Próprio autor.

4.3.7 Manutenções em cabos

Cada trecho de cabos da rede primária é considerado neste trabalho como um componente do sistema, e por este motivo, é o componente mais numeroso do sistema. Em termos de manutenções, cada tarefa atribuída a um componente deste tipo, significa a realização de manutenções em cruzetas e isoladores. Manutenções nos cabos propriamente ditos não são consideradas neste estudo, pois estas implicam em substituição dos cabos, ou por motivo de rompimento devido aos fatores ambientais e ações humanas, ou por motivo de redimensionamento da rede, ambos não considerados neste estudo. Para estes componentes, portanto, são considerados os seguintes tipos de tarefas:

- a) m_1 – não realizar manutenção;
- b) m_2 – manutenção mínima;
- c) m_3 – manutenção completa.

A manutenção mínima é considerada aqui como sendo uma inspeção *in locu* para verificar as condições das cruzetas e dos isoladores. Esta ação implica somente em custos com os deslocamentos das equipes de manutenções para realizar as inspeções. A manutenção é classificada como completa se cruzetas e/ou isoladores forem substituídos.

4.3.7.1 Impacto das atividades de manutenções dos cabos

Para os cabos, cruzetas e isoladores, referenciados neste trabalho simplesmente por cabos primários, é considerado um período de vida útil de 20 anos. Este valor é tomado como referência para estabelecer a Tabela 25 de valores de impactos das atividades de manutenções sobre a confiabilidade destes componentes do sistema.

Tabela 25 - Impacto das manutenções para os cabos primários.

(continua)

Idade (em anos)	Índice IR_m^t (em anos) por nível de manutenção		
t	m_1	m_2	m_3
1	0	1	1
2	0	2	2
3	0	3	3
4	0	4	4
5	0	5	5
6	0	5	6
7	0	5	7
8	0	5	8
9	0	5	9
10	0	5	10
11	0	5	11
12	0	5	12
13	0	5	13
14	0	5	14
15	0	5	15
16	0	5	16

(conclusão)			
17	0	5	17
18	0	5	18
19	0	5	19
20	0	5	20

Fonte: Próprio autor.

Para os equipamentos da classe dos cabos, assim como ocorre com os equipamentos da classe das chaves fusíveis, deve-se substituir o índice IR_2^t pelo índice IRP_2^t , dada que a definição de manutenção do tipo m_2 para os cabos é equivalente à das chaves fusíveis, ou seja, uma tarefa de inspeção. Portanto, para a avaliação da confiabilidade destes equipamentos diante de uma determinada tarefa de manutenção programada, deve-se considerar a relação expressa na equação 29.

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Avaliar os efeitos de uma determinada tarefa de manutenção sobre a confiabilidade de qualquer equipamento, é uma tarefa difícil. Muitas técnicas são utilizadas para estabelecer uma relação entre estas duas variáveis, mas de acordo com o apresentado na Seção 4.1, não há um consenso sobre a melhor técnica. Neste contexto, ao longo deste capítulo, buscou-se apresentar e discutir uma estratégia para estabelecer essa delicada relação entre manutenção e confiabilidade através da tabulação de índices de impacto de cada tarefa de manutenção, dados em termos de regressão do estado funcional de cada equipamento ou, em outras palavras, em termos de vida útil. Para cada equipamento, que compõem um SDEE, considerado neste estudo, foi definido uma tabela com os valores da regressão produzida pelas atividades de manutenção definidas para o equipamento, os quais variam em função da tarefa de manutenção e do período de tempo (contado a partir do início de operação do equipamento) em essas são realizadas. Essa estratégia, adicionada à técnica proposta para avaliação da confiabilidade de cada equipamento permite alterar o comportamento da curva de confiabilidade dos equipamentos e, portanto, estabelecer uma relação entre essas duas variáveis. Deve-se destacar, no entanto, a necessidade de uma melhor calibragem dos valores dos índices definidos para cada impacto. Neste trabalho, eles foram definidos com base na bibliografia disponível e por meio de informações de alguns técnicos e engenheiros atuantes em SDEE.

5 MODELO PARA OTIMIZAÇÃO DE PLANOS DE MANUTENÇÕES

Como descrito nos capítulos anteriores, o tempo para falha de um equipamento é uma variável aleatória, o que torna o planejamento de tarefas de manutenções dos equipamentos de um SDEE uma tarefa muito difícil, principalmente no atual cenário do setor elétrico brasileiro onde, de um lado estão os consumidores e órgãos reguladores exigindo melhoramento da qualidade dos serviços de fornecimento de energia e, do outro, está um mercado competitivo forçando a oferta de serviço com preços reduzidos. Neste cenário, planos otimizados de manutenções preventivas dos componentes do sistema podem garantir o equilíbrio entre custos e qualidade dos serviços prestados.

Neste capítulo é apresentado um modelo de otimização para alocação de tarefas preventivas de manutenções com foco na confiabilidade do sistema. Para este modelo são considerados, principalmente, a confiabilidade de cada equipamento, os custos com as manutenções e contingências, o impacto de cada tarefa de manutenção sobre a confiabilidade dos equipamentos e sobre os indicadores de qualidade exigidos pelos órgãos reguladores.

Antes da explanação deste modelo, na seção que prossegue, uma síntese dos trabalhos e técnicas de resolução sobre este tema é apresentada para estabelecer o estudo da arte neste tema.

5.1 ESTADO DA ARTE DE MODELOS E TÉCNICAS DE SOLUÇÕES

Definidos os índices de confiabilidade de cada equipamento do sistema de distribuição, para elaboração de qualquer programa de manutenções com foco na confiabilidade deste, deve-se empregar alguma ferramenta de otimização. Esta por sua vez, deve ser capaz de alocar de forma eficiente as tarefas de manutenções mais adequadas para cada elemento identificado como crítico no sistema. Além disso, deve também fornecer ao tomador de decisões (*Decision Maker*) o equilíbrio entre os objetivos conflitantes para qualquer programa de manutenções, a saber, a maximização da confiabilidade do sistema e a minimização dos custos de manutenções. Uma ferramenta de otimização para este problema deve ser constituída de um modelo de otimização consistente e uma técnica de resolução robusta e eficiente.

Nesse sentido, muitas propostas de modelagem deste problema vêm sendo desenvolvidas. A maioria destes modelos consiste na otimização de um único objetivo, como nos modelos encontrados em Sittithumwat, Soudi e Tomsovic (2004), Reis (2007), Bacalhau (2009), Teera-achariyakul et al. (2010), enquanto outros poucos modelos consideram a otimização de mais

de um objetivo, como em Yang e Chang (2009).

O conjunto de restrições considerados nos modelos apresenta suas particularidades em cada um dos trabalhos encontrados na literatura. Em Sittithumwat, Soudi e Tomsovic (2004), à minimização do SAIFI está vinculada a minimização das taxas de falhas de cada equipamento, a quais são afetadas pelos diferentes níveis de manutenções realizadas. Por sua vez, o número de manutenções é restringido devido a disponibilidade de recursos financeiros. Uma restrição referente à disponibilidade das equipes de manutenções também é considerada.

Teera-achariyakul et al. (2010) propõe a minimização da função objetivo considerando que o minuto-consumidor total de interrupções está restrito ao orçamento extra com manutenções para melhoria da confiabilidade. Ainda que de uma forma indireta, leva também em consideração o impacto de cada atividade de manutenção nos índices SAIFI e SAIDI. Nos modelos proposto por Bacalhau (2009), Reis (2007), a função objetivo que avalia o custo com manutenções preventivas e corretivas de um SDEE, é função do nível da manutenção realizado, sem restringir o número de manutenções. A única restrição é o valor do FEC em cada período no horizonte de planejamento adotado, o qual é afetado pela taxa de falha de cada equipamento. Os dois trabalhos são semelhantes e diferem apenas na atualização das taxas de falhas e na técnica de solução.

A grande maioria das técnicas de soluções propostas para o modelo, está relacionada com o uso de Heurísticas e/ou Metaheurísticas. As características dos problemas de alocação ótima de manutenção centrada em confiabilidade, como por exemplo, o tamanho de espaço de busca demasiadamente grande e discretizado, tem tornado as técnicas clássicas de otimização pouco atrativas.

Entre as técnicas empregadas para resolução de problemas de alocação ótima de manutenções e/ou de outros trabalhos envolvendo confiabilidade de sistemas de potência, o GRASP (*Greedy Randomized Adaptive Search Procedure*) é utilizado por Reis (2007); PSO (*Particle Swarm Optimization*) é utilizado para definir orçamentos ótimos de manutenções preventivas em SDEE em Phoothong et al. (2008); Bacalhau (2009) utiliza três meta-heurísticas híbridas, articulando Busca em Profundidade, Busca em Largura e *Simulated Annealing* e Heo et al. (2010) utiliza um algoritmo genético (GA) para encontrar estratégias ótimas para sistemas de transmissão.

Uma abordagem mais clássica para a solução do problema de otimização de alocação de tarefas de manutenção em um SDEE é utilizada em Sittithumwat, Soudi e Tomsovic (2004), no qual um modelo linear de otimização é formulado e um procedimento de resolução em dois estágios é usado combinando programação linear e ressonância de proximidade usando conjuntos fuzzy.

Entre os trabalhos, Yang e Chang (2009) é o que mais se distancia das metodologias pro-

postas. Os autores deste trabalho propõe a otimização de três objetivos conflitantes: o custo de operação global, o valor esperado com energia não servida e o custo de falha esperado de todo o sistema. Para resolução deste problema, foi utilizado um NSGA II (*Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II*) que, de acordo com Deb (2001), tem se mostrado muito promissor na resolução de problemas multiobjetivos.

Com relação aos trabalhos pesquisados na literatura, no que se refere à formulação do modelo de otimização para o problema de otimização de alocação de manutenções, a grande maioria deles não apresenta uma modelagem consistente. Os modelos encontrados, restringem a análise do problema para um número relativamente pequeno de fatores que afetam a confiabilidade de um SDEE e/ou se limitam à abordagem muito superficial deste problema. Em certos casos, nem mesmo um modelo propriamente dito é formulado. Apenas uma sequência de tarefas são incorporadas em um algoritmo que é executado até se obter pseudo-soluções para estes problemas.

Neste contexto, propõe-se neste trabalho a elaboração de um modelo de otimização multi-objetivo para alocação otimizada de tarefas de manutenções em um SDEE visando a minimização dos custos com manutenções e a maximização da confiabilidade do sistema. Para esta modelagem, os indicadores de continuidade do serviço de fornecimento de energia, diferentes níveis de manutenção, a confiabilidade de cada componente do sistema e a tolerância da capacidade das equipes de manutenção são considerados.

5.2 A MODELAGEM DO PROBLEMA

Ao final desta seção é apresentado o modelo de otimização de planos de manutenção preventiva com foco na confiabilidade. Ao longo desta seção, algumas considerações iniciais importantes sobre a modelagem, bem como cada uma das equações do modelo, são apresentadas e discutidas.

5.2.1 Considerações iniciais

De acordo com Eletrobras (1982), Leao (2012), um sistema de distribuição é constituído das seguintes partes:

- a) sistema de subtransmissão;
- b) subestações de distribuição;
- c) alimentadores de distribuição;
- d) transformadores de distribuição;

- e) sistema de distribuição secundário; e
- f) ramais de ligação primários.

No modelo de otimização proposto neste trabalho, os sistemas de subtransmissão e a subestação de distribuição secundária não são considerados na modelagem. Logo, por sistema de distribuição neste trabalho, considera-se o sistema composto pelo alimentador de distribuição de média tensão (MT) (rede primária), formados pelos transformadores de distribuição e os demais componentes auxiliares como os bancos de capacitores e reguladores de tensão. Além disso, consideram-se que os alimentadores de distribuição e os ramais são aéreos e com topologia radial. O modelo também leva em consideração o seccionamento da rede em seções, definidas pelos dispositivos de proteção e/ou manobra instalados ao longo dos alimentadores e ramais.

O objetivo da modelagem é obter um plano otimizado de manutenções preventivas a serem realizadas ao longo de um horizonte de planejamento. Os componentes que são contemplados na modelagem são: Os banco de capacitores, as chaves seccionadoras automáticas (disjuntores, religadores e etc.) e fusíveis, os religadores automáticos, os transformadores de distribuição, os reguladores de tensão, os cabos dos alimentadores e ramais de distribuição, as cruzetas e os isoladores dos postes de rede primária. Cada trecho de cabos de rede primária, conjuntamente com as cruzetas e os isoladores que os sustentam, é referenciado por "cabo primário (CP) ¹".

Outra importante consideração adotada na modelagem refere-se ao modo de falha dos equipamentos. Cada componente pode apresentar diferentes modos de falha, que por sua vez afetam o sistema de diferentes formas. Neste estudo, no entanto, onde se tem também como objetivo a confiabilidade do sistema como um todo, é considerado sempre o pior cenário do sistema diante das falhas de seus componentes, ou seja, para os componentes considerados no estudo, considera-se que toda falha é seguida de uma interrupção de parte ou de todo o sistema. Essa abordagem tem como objetivo estabelecer o máximo custo com as interrupções, o que permite uma melhor análise da relação custo-benefício dos planos de manutenções propostos. Assim, se um cenário é esperado, devido a uma falha num componente, e um outro cenário mais favorável se apresentar, os benefícios do planejamento são maximizados, visto que o custo-benefício do plano de manutenção estabelecido foi avaliado para o primeiro cenário. Enquanto que ao contrário, se um cenário favorável é esperado e um outro cenário pior se configurar, os custos aumentariam frente aos benefícios do plano de manutenções adotado, podendo até inviabilizar sua execução.

Essas hipóteses forneceram as diretrizes para a modelagem do problema. A definição das variáveis de decisão adotadas para o modelo proposto, os objetivos do problema e as restri-

¹O uso desta nomenclatura para este conjunto de componentes foi adotado para uma melhor correspondência com a terminologia usada pela empresa de distribuição que forneceu os dados para o estudo.

ções envolvidas são descritas e detalhadas nas seções que seguem. Neste contexto portanto, a modelagem do problema é realizada. As etapas de construção do modelo são discutidas e apresentadas nas seções que seguem abaixo.

5.2.2 Codificação das variáveis do modelo

Um modelo de otimização de planos de manutenção, deve produzir como resultado uma lista dos equipamentos que devem passar por alguma atividade de manutenção em algum período de tempo t do horizonte de planejamento hp considerado. Ou seja, para cada t do horizonte de planejamento hp , $t \in HP = \{1, 2, \dots, hp\}$, e para cada equipamento considerado na análise, uma decisão deve ser tomada: Realizar ou não uma atividade de manutenção do equipamento. Além disso, pode haver diferentes tipos de tarefas de manutenção para um mesmo equipamento, logo, deve-se decidir também qual dos m tipos de manutenção deverá ser realizado. Assim, dado um conjunto de equipamentos E e, considerando que para cada equipamento $e \in E$ há um conjunto de M_e manutenções para cada período de tempo t de HP , cada tomada de decisão então pode ser modelada pela variável binária,

$$x_{(e,m)}^t = \{0, 1\}. \quad (30)$$

Portanto, a solução do modelo de otimização é a lista X de todas estas variáveis de decisão, ou seja,

$$X = \left\{ x_{(e,m)}^t \right\}, \text{ para } t = 1, \dots, hp; \ e = 1, \dots, E \text{ e } m = 1, \dots, M_e. \quad (31)$$

5.2.3 As funções objetivos do modelo

O objetivo de qualquer empresa, seja ela uma concessionária de distribuição elétrica ou outra qualquer, é o lucro. Despesas com manutenções do sistema significa redução da margem de lucro. Por outro lado, metas de qualidade do serviço impostas pelas agências reguladoras, exigem que as empresas realizem tarefas de manutenções para garantir a confiabilidade de seus sistemas sob pena de multas.

Os efeitos de planos subdemandados afetam a confiabilidade dos sistemas e, consequentemente, o serviço de fornecimento de energia aos consumidores vinculados. Para as concessionárias, tais efeitos são revertidos em custos adicionais devido ao acréscimo do número de manutenções corretivas, prejuízos com energia não servida e pagamento de compensações aos consumidores, em caso de violação dos índices de confiabilidade. Um estudo envolvendo a previsão de tais custos adicionais pode levar a um redimensionamento do orçamento com manutenções preventivas, produzindo assim, uma redução do custo global envolvendo manutenções (preventiva e corretiva) e custos complementares devido às interrupções do sistema. Por

outro lado, manutenções excessivas elevam os custos de operação e podem ainda, não garantir índices de confiabilidade otimizados. Neste contexto, é esperado que planos de manutenções otimizados possam garantir uma melhor relação entre os custos com manutenções preventivas e a confiabilidade do sistema como um todo. Portanto, propõe-se neste trabalho a elaboração de um modelo multiobjetivo que busca: (i) minimizar os custos com a realização de manutenções preventivas e; (ii) maximizar a confiabilidade do SDEE.

5.2.3.1 Função de custo dos planos de manutenção preventivas

Em relação ao custo das tarefas de manutenção planejadas para um horizonte de planejamento hp dado, deve-se considerar que cada uma das $m \in M_e$ tarefas de manutenção de um equipamento $e \in E$ tem um custo $P_{(e,m)}$ para serem realizadas, e que este varia ao longo do horizonte de planejamento devido as oscilações econômicas nacionais e internacionais. Tais oscilações refletem sobre os custos das manutenções com uma taxa de correção de $i\%$. Assim, o custo total de um plano de manutenções x a ser realizado em um horizonte de planejamento, pode ser modelado matematicamente da seguinte forma:

$$f_1(x) = \sum_{t=1}^{hp} \sum_{e=1}^E \sum_{m=2}^{M_e} P_{(e,m)} \times (1+i)^t \times x_{(e,m)}^t \quad (32)$$

em que,

HP : Conjunto dos períodos mensais do horizonte de planejamento hp , $HP = \{1, 2, \dots, hp\}$;

M_e : Conjunto de manutenções do tipo m estabelecidas para cada equipamento $e \in E$ considerado;

$P_{e,m}$: Preço/custo de cada manutenção tipo $m \in M$ para cada equipamento $e \in E$;

i : Taxa de juros por período $t \in HP$.

5.2.3.2 Função da confiabilidade do SDEE

Em relação à confiabilidade de um SDEE, deve-se considerar que a confiabilidade de cada alimentador do sistema depende da confiabilidade de cada uma de suas seções e estas dependem da confiabilidade de cada um dos seus componentes. Neste trabalho, as confiabilidades dos componentes considerados na análise são dadas por modelos probabilísticos de falhas integrados a sistemas de inferência fuzzy, conforme apresentado no Capítulo 3.

As confiabilidades das seções de cada alimentador podem ser utilizadas como parâmetro de avaliação da confiabilidade do sistema como um todo, visto que quanto maior for a confiabilidade de cada seção, melhor será a confiabilidade do sistema. Na seção seguinte, é descrita a

metodologia para obtenção da confiabilidade de cada seção.

Por outro lado, espera-se que as seções que possuem maior potência instalada sejam as mais confiáveis. Assim, com o objetivo de maximizar a confiabilidade do sistema, considera-se um índice de inferência da confiabilidade do sistema cujo valor é a média ponderada da confiabilidade de cada seção do sistema cujos fatores de ponderação são as potências instaladas nas seções. A relação 33 modela este índice de confiabilidade.

$$\frac{\sum_{s=1}^S C_s(t) \times W_s}{\sum_{s=1}^S W_s} \quad (33)$$

onde,

- S : Conjuntos das seções s que constituem os SDEE;
- s : Índice de cada seções dos alimentadores que constituem o SDEE sob estudo, $s \in S$;
- W_s : Potência fornecida à seção $s \in S$;
- $C_s(t)$: Confiabilidade da seção $s \in S$ no tempo $t \in HP$;

A potência fornecida em cada seção é considerada aqui como sendo o montante da soma das potências fornecidas em cada conjunto de consumidores da respectiva seção, mais o somatório das potências fornecidas às seções a jusante desta e em série com a mesma. Dessa forma, busca-se corrigir possíveis distorções da metodologia de busca que poderia alocar manutenções em uma seção baseada somente na potência instalada nos conjuntos de consumidores desta seção. Através desta estratégia, a metodologia de otimização deverá alocar, com o objetivo de maximizar a confiabilidade, tarefas de manutenções em equipamentos nas seções com menor confiabilidade e/ou com maior potência instalada. Melhorando a confiabilidade das seções, consequentemente melhora-se a confiabilidade do sistema como um todo. Porém, como o índice de confiabilidade fornecido pela relação 33 é avaliado sobre cada período de tempo $t \in HP$, para um horizonte de planejamento com hp meses, pode-se inferir sobre o comportamento da confiabilidade do sistema, em função dos programas de manutenções preventivas propostos, por meio do valor fornecido pela relação 34. Este valor é a média aritmética dos índices mensais obtidos pela relação 34, e é tratado como sendo um pseudo-índice de confiabilidade esperado para o SDEE sob estudo para o período de HP meses do horizonte de planejamento considerado. Por outro lado, maximizar este pseudo-índice de confiabilidade é equivalente a minimizar seu valor complementar, então, considera-se como o segundo objetivo do problema de otimização de alocação de tarefas de manutenção, a equação 35.

$$\frac{1}{hp} \sum_{t=1}^{hp} \left[\frac{\sum_{s=1}^S C_s(t) \times W_s}{\sum_{s=1}^S W_s} \right] \quad (34)$$

$$f_2(x) = \frac{1}{hp} \sum_{t=1}^{hp} \left[\frac{\sum_{s=1}^S [1 - C_s(t)] \times W_s}{\sum_{s=1}^S W_s} \right] \quad (35)$$

O índice produzido por esta relação é um valor no intervalo $[0, 1]$, onde 1 significa que o sistema sob estudo apresenta confiabilidade igual a 0, no período de tempo do horizonte de planejamento hp , enquanto que 0 significa que o sistema manteve-se 100% confiável durante o período de planejamento considerado. Porém, não se deve confundir os valores de saída desta relação com a confiabilidade do sistema. O índice de confiabilidade do sistema, para cada período de tempo, é obtido em função das confiabilidade das seções nestes períodos, enquanto que o índice da relação 35, é a média aritmética dos índices obtidos para cada período de tempo do horizonte de planejamento considerado, os quais, por sua vez, dependem das probabilidades de falhas e das potências instaladas em cada seção. No entanto, o índice obtido com a relação 35, pode ser considerado um índice de inconfiabilidade do sistema, uma vez que é obtido em função das probabilidades de falhas das seções que compõem o SDEE. Portanto, este índice será assim referenciado ao longo deste trabalho.

5.2.4 Cálculo do índice de confiabilidade das seções

O seccionamento dos sistemas de distribuição em seções, aumenta a confiabilidade da rede como um todo, pois permite isolar setores com faltas permanentes dos demais setores da rede, e assim, reduzir o número de consumidores afetados por uma falta. Este seccionamento da rede é feito por meio das chaves de proteção e manobras (disjuntores, religadores e etc) ou somente pelas chaves de manobras (chaves unipolares, tripolares, de *by-pass* e etc). Estas últimas, no entanto, permitem isolar seções para a realização de manutenções mas não são capazes de isolá-las em caso de faltas que afetam o sistema. Desta forma, na avaliação da confiabilidade das seções de uma rede, devem-se distinguir as seções definidas por chaves de proteção daquelas definidas por chaves de manobras. Ao longo desta seção, é apresentada a metodologia adotada

para avaliação da confiabilidade das seções. Inicia-se com a metodologia para avaliação da confiabilidade das seções em função somente dos seus equipamentos componentes, a qual será necessária para determinar a confiabilidade das seções em função da rede como um todo. Neste trabalho, no entanto, as chaves de proteção dos equipamentos (transformadores de distribuição, reguladores de tensão, etc.) não são consideradas para o seccionamento das redes de distribuição e nem para o rol de equipamentos considerados pelos planos de manutenções.

5.2.4.1 Confiabilidade das seções em função dos componentes que às compõem

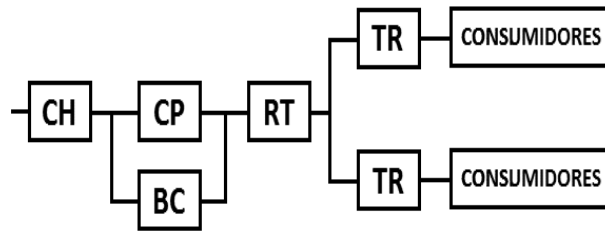
A confiabilidade de uma seção no tempo t , é a probabilidade de que esta estará desempenhando sua função requerida neste período, ou seja, fornecendo energia elétrica a todos os consumidores que estão sendo supridos pela mesma. Desta forma a confiabilidade está diretamente relacionada com a probabilidade de falhas de seus equipamentos e das seções a montante que a conectam à subestação de distribuição.

Em relação aos equipamentos componentes de uma seção, além da probabilidade de falha de cada um deles, a confiabilidade da seção depende também da interdependência destes equipamentos. De acordo com a relação de dependência, a falha de um equipamento da seção pode levar ao desligamento de toda seção ou de apenas um conjunto específico de consumidores. Uma implicação deste fato é que, conjuntos distintos de consumidores de uma mesma seção podem apresentar diferentes confiabilidades. Assim, torna-se necessário fazer uma distinção entre confiabilidade de uma seção e confiabilidade de um conjunto de consumidores da seção. Um conjunto de consumidores pode apresentar confiabilidade elevada embora a seção apresente confiabilidade baixa. Contudo, é a composição das confiabilidades dos conjuntos que define a confiabilidade da seção.

A metodologia para determinar tanto a confiabilidade de um conjunto de consumidores, quanto a confiabilidade da seção inteira, é apresentada nesta seção. A relação de dependência dos principais equipamentos de uma seção, necessária para análise da confiabilidade, é definida por meio do diagrama de rede da Figura 21. Neste diagrama é considerada uma seção composta com os principais componentes dos sistemas de distribuição: Chaves (CH), cabos primários (CP), bancos de capacitores (BC), reguladores de tensão (RT) e transformadores de distribuição (TR); embora alguns destes componentes podem não ser encontrados em todas as seções, como por exemplo os reguladores de tensão. Ressalta-se novamente que as chaves de proteção dos equipamentos, neste caso, dos transformadores de distribuição, reguladores de tensão e banco de capacitores, não são consideradas para seccionamento da rede, o que justifica a formação de uma única seção na Figura 21.

De acordo com o diagrama da Figura 21, pode-se verificar que cada conjunto de consumidores de uma seção está vinculado diretamente a um dos transformadores de distribuição desta

Figura 21 - Diagrama de rede dos componentes de uma seção do SDEE.



Fonte: Próprio autor.

seção, e que estes, por sua vez, estão em série com os reguladores de tensão (no caso de seções que possuem estes equipamentos), com os cabos primários (inclui todos os cabos de tensão primária da seção) e com a chave da seção (podendo ser de manobra e proteção ou apenas de manobra). A falha de qualquer um destes equipamentos interrompe o fornecimento de energia aos conjuntos de consumidores. Portanto, a confiabilidade de cada um destes conjuntos de consumidores, depende da probabilidade de falha destes equipamentos.

A confiabilidade de cada conjunto de consumidores pode ser calculada empregando os conceitos da teoria das probabilidades. Assim, considerando o diagrama da Figura 21, definem-se os seguintes eventos:

Evento A_1 - Falha da chave CH no tempo t ;

Evento A_2 - Falha de cabo primário CP no tempo t ;

Evento A_3 - Falha do regulador de tensão RT no tempo t ;

Evento A_4 - Falha do transformador de distribuição TR_1 no tempo t ;

Evento A_5 - Falha do transformador de distribuição TR_2 no tempo t ;

Evento B_1 - Interrupção do fornecimento de energia elétrica ao conjunto de consumidores vinculados a TR_1 no tempo t ;

Evento B_2 - Interrupção do fornecimento de energia elétrica ao conjunto de consumidores vinculados a TR_2 no tempo t .

A confiabilidade de cada um dos n conjuntos de consumidores desta seção, no tempo t , $C_{cons_n}(t)$, é dada por:

$$C_{cons_n}(t) = 1 - P_{B_n}(t) \quad (36)$$

sendo $P_{B_n}(t)$, a probabilidade de ocorrer o evento B_n no tempo t e n é o índice do conjunto de consumidores. Para ocorrer um dos eventos, B_1 ou B_2 , é necessário que, no mínimo, um dos

eventos de A_1 a A_4 ocorra, para o caso de B_1 , ou que ocorra, no mínimo, o evento A_1 , ou A_2 , ou A_3 , ou A_5 para o caso de B_2 . Assim, para exemplificar, considerando que cada um destes eventos A_i tem uma probabilidade de ocorrência, e utilizando o princípio aditivo das probabilidades, tem-se que a probabilidade de ocorrer uma interrupção do fornecimento de energia elétrica no conjunto de consumidores vinculados ao transformador TR_1 (evento B_1), é dada por:

$$P_{B_1}(t) = P_{(A_1 \cup A_2 \cup A_3 \cup A_4)}(t)$$

$$P_{B_1}(t) = \sum_{i=1}^4 P_{A_i}(t) - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=i+1}^4 P_{(A_i \cap A_j)}(t) + \sum_{i=1}^2 \sum_{j=i+1}^3 \sum_{k=j+1}^4 P_{(A_i \cap A_j \cap A_k)}(t) - P_{(A_1 \cap A_2 \cap A_3 \cap A_4)}(t), \quad (37)$$

sendo $P_{A_i}(t)$, a probabilidade de ocorrência do evento A_i no tempo t , para $i = 1, 2, 3, 4$.

Considerando que os eventos são independentes, isto é, a probabilidade de ocorrência de um evento independente da ocorrência ou não de outro, tem-se que:

$$P_{(A_1 \cap A_2 \cap \dots \cap A_n)}(t) = \prod_{i=1}^n P_{A_i}(t), \quad (38)$$

de onde segue que,

$$P_{B_1}(t) = \sum_{i=1}^4 P_{A_i}(t) - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=i+1}^4 P_{A_i}(t) \cdot P_{A_j}(t) + \sum_{i=1}^2 \sum_{j=i+1}^3 \sum_{k=j+1}^4 P_{A_i}(t) \cdot P_{A_j}(t) \cdot P_{A_k}(t) - \prod_{i=1}^4 P_{A_i}(t). \quad (39)$$

Substituindo essa equação em (36) e simplificando, tem-se que a confiabilidade do conjunto de consumidores vinculados ao transformador de distribuição TR_1 , é dada por:

$$C_{cons_1}(t) = [1 - P_{A_1}(t)] \cdot [1 - P_{A_2}(t)] \cdot [1 - P_{A_3}(t)] \cdot [1 - P_{A_4}(t)], \quad (40)$$

ou seja,

$$C_{cons_1}(t) = C_{CH}(t) \cdot C_{CP}(t) \cdot C_{RT}(t) \cdot C_{TR_1}(t), \quad (41)$$

sendo,

$C_{CP}(t) = [1 - P_{A_1}(t)]$ – confiabilidade da chave CH no tempo t ;

$C_{CP}(t) = [1 - P_{A_2}(t)]$ – confiabilidade dos cabos primários CP no tempo t ;

$C_{RT}(t) = [1 - P_{A_3}(t)]$ – confiabilidade do regulador de tensão RT no tempo t ;

$C_{TR_1}(t) = [1 - P_{A_4}(t)]$ – confiabilidade do transformador de distribuição TR_1 no tempo t .

De forma análoga, a confiabilidade do conjunto de consumidores, $C_{cons_2}(t)$, vinculados ao transformador de distribuição TR_2 , é dada por:

$$C_{cons_2}(t) = C_{CH}(t) \cdot C_{CP}(t) \cdot C_{RT}(t) \cdot C_{TR_2}(t), \quad (42)$$

Portanto, a confiabilidade de cada conjunto de consumidores de uma seção é dada pelo produto da confiabilidade dos componentes em série com os transformadores de distribuição destes conjuntos.

A confiabilidade da seção como um todo, no tempo t , $C_s(t)$, é a probabilidade desta seção de fornecer energia a todos os seus conjuntos de consumidores no período de tempo t considerado. Portanto, para a seção hipotetizada e representada pelo diagrama de rede da Figura 21, tem-se que a confiabilidade da seção s é dada por:

$$\begin{aligned} C_s(t) &= 1 - P_{(B_1 \cup B_2)}(t) \\ &= 1 - [P_{B_1} + P_{B_2} - P_{B_1}(t) \cdot P_{B_2}(t)] \\ &= [1 - P_{B_1}] \cdot [1 - P_{B_2}] \\ &= C_{cons_1}(t) \cdot C_{cons_2}(t), \end{aligned} \quad (43)$$

ou seja, a confiabilidade da seção é dada pelo produto da confiabilidade de cada um de seus conjuntos de consumidores. Logo, quanto menor o número de conjuntos de uma seção e maior for a confiabilidade destes conjuntos, maior será a confiabilidade da seção.

Além disso, desta abordagem pode-se concluir também que a confiabilidade de um conjunto de consumidores é dada pelo produto da confiabilidade de todos os componentes que estão em série com a unidade de transformação do referido conjunto. Essa característica é empregada na análise da confiabilidade considerando também os componentes das seções a montante da seção sob estudo, a qual é realizada na seção seguinte.

A confiabilidade dos bancos de capacitores, contudo, não afeta nem a confiabilidade dos conjuntos de consumidores e nem das seções, por desempenharem um papel secundário no sistema de distribuição, enquanto os demais componentes da rede executam funções fundamentais para o sistema.

5.2.4.2 Confiabilidade do conjunto de cabos primários de uma seção

Um ponto crítico da metodologia apresentada na seção anterior, é a multiplicação da confiabilidade de componentes em série (equações 41 e 42). A confiabilidade dos conjuntos degrada com o aumento do número de componentes, mesmo que a confiabilidade individual desses componentes seja alta. Tal fato, pode resultar em índices baixos de confiabilidade para certos conjuntos de consumidores e/ou seções do alimentador.

Entre os componentes/equipamentos considerados neste estudo, os cabos primários são os mais numerosos, pois estão presentes em todas as seções e em quantidade quase sempre superior em relação aos demais componentes da seção. Assim, a metodologia anterior, modelada pela relação 43, pode produzir índices de confiabilidade muito baixos para a grande maioria das seções, uma vez que leva em consideração a confiabilidade de cada trecho de cabos da seção.

Uma alternativa para contornar este problema, é considerar um índice de confiabilidade único e representativo do conjunto de todos os cabos de uma seção, ao invés de determinar a confiabilidade do conjunto destes componentes de rede por meio do produto dos índices de confiabilidade individuais. Neste trabalho, o índice de confiabilidade do conjunto de cabos $C_{cp}(t)$ de uma seção, é definido portanto, como sendo o menor dos valores $C_{ecp}(t)$, entre os índices individuais de confiabilidade do conjunto dos cabos, E_{cp} , da seção. Ou seja,

$$C_{cp}(t) = \min\{C_1(t), \dots, C_{E_{cp}}(t)\}; \quad \forall t \in HP. \quad (44)$$

Cabe ressaltar, no entanto, que esta estratégia, utilizada para inferir sobre a confiabilidade $C_{cp}(t)$ do conjunto de cabos de uma seção, leva em consideração uma simplificação do problema real, com o objetivo de obter índices de confiabilidade para o SDEE sob estudo com uma maior ordem de grandeza.

que pode justificar-se pelo fato que a probabilidade de falha dos componentes que estão sendo referenciados como cabos primários (cabos, cruzetas e isoladores) são semelhantes uma das outras por apresentarem

5.2.4.3 Confiabilidade de uma seção em função de outras

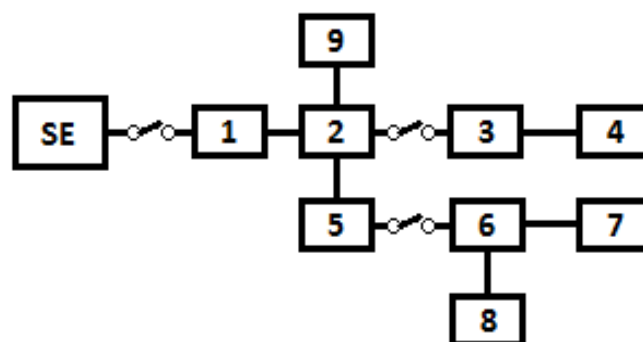
Como foi destacado no início desta seção, a confiabilidade de uma seção da rede não depende somente de seus componentes. Cada seção está conectada em série com outras seções até completar o circuito e se conectar à subestação de distribuição. Falhas nas seções deste circuito podem interromper o fluxo de potência, afetando assim, a confiabilidade das seções a jusante. O impacto destas falhas depende da configuração destas seções em relação à rede de

distribuição. Assim, para uma melhor compreensão da metodologia, é considerada uma rede hipotética composta por 9 seções, ilustrada na Figura 22.

Em relação à rede da Figura 22, cada seção é definida por uma chave de manobra e proteção ou uma chave apenas de manobra. As seções definidas por chaves de manobras e proteção possuem uma ilustração destas chaves no início de cada seção para diferenciar daquelas que são definidas pelas chaves de manobras. Ainda de acordo com a Figura 22, pode-se verificar que as chaves de proteção definem 3 macrosseções:

macrosseção 01	-	seções 1, 2, 5 e 9;
macrosseção 02	-	seções 3 e 4;
macrosseção 03	-	seções 6, 7 e 8.

Figura 22 - Rede de distribuição particionada em seções.

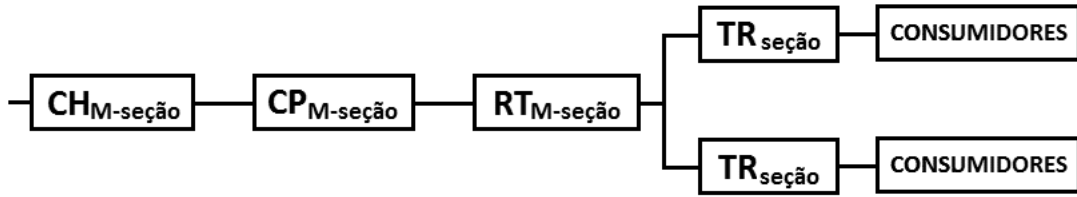


Fonte: Próprio autor.

Falhas nos equipamentos de qualquer seção de uma macrosseção e que não são isoladas pelas chaves que as definem (pois são apenas de manobras), desarmam o dispositivo de proteção da macrosseção, interrompendo o fluxo de potência à todas as seções alimentadas por ela. Além disso, as seções e/ou macrosseções a jusante e em série com esta, também têm o fornecimento de energia interrompido. Logo, a confiabilidade de uma seção qualquer da rede está relacionada com a confiabilidade da macrosseção a qual ela pertence e das demais macrosseções a montante e em série com esta.

Para uma melhor abordagem e discussão sobre o cálculo da confiabilidade de seções de um sistema de distribuição, considera-se o cálculo da confiabilidade da seção 8 da rede hipotética e ilustrada na Figura 22. Seja $C_{s_8}(t)$, a confiabilidade da seção 8 no tempo t , e de acordo com a seção anterior, tem-se que a confiabilidade desta seção é dependente das probabilidades de falha de seus componentes. No entanto, conforme discutido acima, falhas nas seções 6 e 7, as quais não são isoladas por suas chaves, também afetam a confiabilidade da seção 8. Mais especificamente, falhas em cabos e reguladores de tensão destas seções, os quais não são protegidos

Figura 23 - Diagrama de rede para a macrosseção 3.



Fonte: Próprio autor.

por chaves com esta funcionalidade (a não ser a chave da macrosseção), também provocam interrupções do fornecimento de energia da seção 8. Assim, para efeito da confiabilidade desta seção, em relação à macrosseção 3, pode-se considerar o diagrama de rede da Figura 23. Logo,

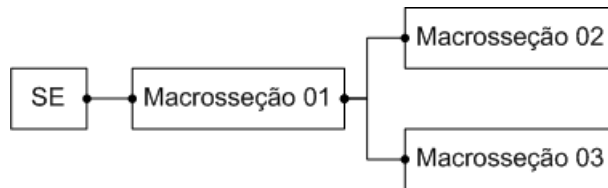
$$C_{s8|ms3}(t) = [C_{CHms3}(t) \cdot C_{CPms3}(t) \cdot C_{RTms3}(t)]^2 \cdot C_{TR1s8}(t) \cdot C_{TR2s8}(t), \quad (45)$$

sendo,

- $C_{s8|ms4}(t)$: Confiabilidade da seção 8 restrita à macrosseção 3 no tempo t ;
- $C_{CHms3}(t)$: Confiabilidade da chave de proteção da macrosseção 3 no tempo t ;
- $C_{CPms3}(t)$: Confiabilidade do conjunto de cabos primários da macrosseção 3 no tempo t ;
- $C_{TRis8}(t)$: Confiabilidade do transformador i da seção 8 no tempo t , para $i = 1, 2$ (neste caso).

Agora, deve-se avaliar a dependência da macrosseção que contém a seção 8 (macrosseção 3) com as macrosseções à montante até a subestação de distribuição. O diagrama da Figura 24 apresenta as dependências das macrosseções do sistema de distribuição da Figura 22.

Figura 24 - Diagrama de rede das seções.



Fonte: Próprio autor.

De acordo com a Figura 24 e com a metodologia utilizada na seção anterior, tem-se que:

$$C_{s8}(t) = C_{ms1}(t) \times C_{s8|ms3}(t), \quad (46)$$

onde,

$C_{s8}(t)$: Confiabilidade da seção 8 no tempo t ;

$C_{s8|ms_4}(t)$: Confiabilidade da seção 8 restrita à macrosseção 3 no tempo t ;

$C_{ms_1}(t)$: Confiabilidade da macrosseção 1 no tempo t ;

Para o cálculo das confiabilidades das macrosseções 1 e 2, $C_{ms_1}(t)$ e $C_{ms_2}(t)$, deve-se proceder da mesma forma que se obteve a confiabilidade da seção 8, porém, considerando somente componentes das seções cujas falhas provocam o desarme da chave de proteção das referidas macrosseções, ou seja, os cabos primários e os reguladores de tensão.

No entanto, se ao invés da confiabilidade da seção 8, deseja-se determinar a confiabilidade de cada um de seus conjuntos de consumidores, deve-se considerar a confiabilidade $C_{TR}(t)$, do transformador de distribuição do referido conjunto, no lugar da confiabilidade do conjunto de todos os transformadores. Logo, a confiabilidade de um conjunto de consumidores da seção 8 (digamos o conjunto vinculado ao transformador de distribuição TR_1), restrita as falhas da macrosseção deste conjunto, é dada por:

$$C_{cons1s8|ms_3}(t) = C_{CH_{ms_3}}(t) \times C_{CP_{ms_3}}(t) \times C_{RT_{ms_3}}(t) \times C_{TR_1}(t), \quad (47)$$

onde,

$C_{cons_{s8}|ms_3}(t)$: Confiabilidade do conjunto de consumidores da seção 8, $cons_{s8}$, restrita à macrosseção 3 no tempo t .

Finalmente, em relação ao sistema como um todo, a confiabilidade deste conjunto de consumidores, $C_{cons_{s8}}(t)$ é dada por:

$$C_{cons_{s8}}(t) = C_{Ms_1}(t) \times C_{cons1s8}(t). \quad (48)$$

5.2.5 Indicadores de continuidade

Os indicadores de continuidade de sistemas de distribuição são parâmetros de avaliação da qualidade do serviço prestado pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica. São baseados nas frequências das interrupções e no tempo de indisponibilidade do sistema. No Brasil esses índices são definidos pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica e podem ser encontrados em ANEEL (2010). Compõem o conjunto dos indicadores de continuidade os

seguintes índices: DIC, FIC, DMIC, DEC² e FEC³. Estes índices devem ser apurados mensal, trimestral e anualmente. Uma definição de cada um destes índices e suas fórmulas de cálculo são apresentadas no Apêndice A.

Na qualidade de órgão regulador, a ANEEL define anualmente para as empresas distribuidoras, os limites de cada um destes indicadores para cada conjunto de unidades consumidoras e para cada período de apuração. A violação destes limites implica em penalidades financeiras às empresas prestadoras deste serviço na forma de compensações aos consumidores afetados, gerando custos adicionais a estas empresas. Portanto, tais limites devem ser considerados na definição dos planos de manutenções dos sistemas de distribuição destas empresas.

As tarefas de manutenções afetam estes índices sob duas formas conflitantes. Ao mesmo tempo que as manutenções nos equipamentos melhoram a confiabilidade do SDEE e, portanto, tendem a apresentar menos falhas, ou seja, melhores índices de continuidade, a realização de tais manutenções, na maioria das vezes, implica na desenergização da rede e/ou de parte dela, incrementando assim os valores dos índices de interrupção.

Em um modelo de otimização de tarefas de manutenção, essa relação entre manutenções e limites dos indicadores de continuidade, deve ser considerada. Abaixo seguem as equações que buscam modelar esta relação para alguns destes indicadores.

5.2.5.1 *DIC mensal*

O indicador de continuidade DIC, conforme apresentado no Apêndice A, está relacionado com o tempo transcorrido com as interrupções do fornecimento de energia elétrica de cada conjunto de consumidores vinculados ao sistema de distribuição. São de interesse deste estudo as causas de interrupções, cujos tempos são considerados por este indicador segundo ANEEL (2010), relacionadas às falhas dos equipamentos do sistema e às manutenções preventivas realizadas nestes. Uma proposta de modelagem dos tempos relacionados a cada uma destas causas é apresentada e comentada ao longo desta seção.

Em relação à parcela do DIC correspondente aos tempos com a realização de tarefas de manutenções nos componentes do SDEE, deve-se considerar que cada consumidor de energia elétrica de um sistema de distribuição está vinculado a um transformador de distribuição, o qual fornece energia da rede primária para a rede secundária onde eles estão conectados. Logo, manutenções nestes equipamentos implicam em interrupções do fornecimento de energia e, portanto, são contabilizadas pelos indicadores de continuidade. Além disso, manutenções em equipamentos a montante e que estejam em série com estes transformadores, também afetam

²O indicador de continuidade DEC é equivalente ao índice de continuidade internacional SAIDI - System Average Interruption Duration Index

³O indicador de continuidade FEC é equivalente ao índice de continuidade internacional SAIFI - System Average Interruption Frequency Index

os consumidores a eles vinculados. No entanto, em relação a estes últimos, deve-se observar dois itens importantes e que afetam diretamente a modelagem do problema: (i) as diretrizes da política de manutenção das empresas concessionárias dos sistemas de distribuição, as quais devem estabelecer as manutenções que podem ser realizadas em linha viva e, portanto, não afetam o fornecimento de energia aos conjuntos de consumidores; e (ii) a reconfiguração dos sistemas para identificar sistemas de retaguarda para energização das seções. Neste trabalho, são consideradas apenas as manutenções em transformadores de distribuição que podem afetar o fornecimento de energia elétrica aos conjuntos de consumidores do sistema. Ou seja, para os demais componentes do sistema em série com os transformadores de distribuição até à subestação de alimentação, admite-se que as manutenções nestes equipamentos são realizadas em linha viva e/ou há um sistema auxiliar para que a energização dos consumidores seja mantida em caso de necessidade de desenergização do componente a ser reparado. Assim, o DIC mensal de um conjunto de consumidores, devido exclusivamente ao tempo transcorrido com a realização de tarefas de manutenções realizadas na rede, é dado por:

$$\sum_{m=2}^{M_{tr}} TME_{(e_{tr}, m_{tr})} \cdot x_{(e_{tr}, m_{tr})}^t; \quad \forall t \in HP \text{ e } \forall e_{tr} \in E_{TR} \quad (49)$$

em que,

E_{TR} : Conjunto dos transformadores de distribuição do sistema de distribuição sob estudo;

e_{tr} : Índice dos transformadores de distribuição pertencente ao conjunto E_{TR} ;

M_{tr} : Conjunto das tarefas de manutenções definidas para os transformadores de distribuição;

m_{tr} : Índice das tarefas de manutenções pertencentes ao conjunto M_{tr} ;

$TME_{(e_{tr}, m_{tr})}$: Tempo médio de execução da tarefa de manutenção tipo $m_{tr} \in M_{tr}$ no transformador de distribuição $e_{tr} \in E_{TR}$;

$x_{(e_{tr}, m_{tr})}^t$: Variável binária de tomada de decisão de realizar ou não uma atividade de manutenção m_{tr} no transformador de distribuição e_{tr} no tempo t .

Quanto a parcela do DIC devido às falhas dos equipamentos no sistema, esta é calcula a partir das probabilidades de falhas dos componentes. Nesta etapa, a metodologia de avaliação da confiabilidade integrando modelos probabilísticos de falhas e sistemas de inferência *fuzzy*, conforme discutida no Capítulo 3, é empregada para estimar o tempo de interrupção devido às falhas dos equipamentos analisados.

O tempo mensal esperado em cada conjunto de consumidores, devido às falhas no sistema, depende da confiabilidade destes conjuntos, a qual depende da confiabilidade de cada equipamento que afeta o fluxo de potência entre os transformadores de distribuição (dos referidos conjuntos) e a subestação de distribuição, conforme discutido na Seção 5.2.4.3. Logo, para cada conjunto de consumidores, o tempo mensal acumulado com interrupções, pode ser modelado

por:

$$TMAE. \left\{ 1 - \left[C_{e_{tr}}(t) \cdot \prod_{i \in M_{sec}|e_{tr}} \left(C_{e_{ch}}^{ms_i}(t) \cdot C_{E_{CP}}^{ms_i}(t) \cdot \prod_{j \in E_{RT}|ms_i} C_{e_{rt}}^j(t) \right) \right] \right\}; \quad (50)$$

$\forall t \in HP, \text{ e } \forall e_{tr} \in E_{TR}$

em que,

E_{TR} : Conjunto dos transformadores de distribuição do sistema de distribuição sob estudo;

e_{tr} : Índice dos transformadores de distribuição pertencente ao conjunto E_{TR} ;

$E_{RT}|_{ms_i}$: Conjunto dos reguladores de tensão do sistema restritos à macroseção ms_i ;

$M_{sec}|_{e_{tr}}$: Conjunto das macroseções no circuito entre o transformador de distribuição e_{tr} e a subestação distribuidora;

$C_{e_{tr}}(t)$: Confiabilidade do transformador de distribuição $e_{tr} \in E_{TR}$ no período de tempo de $[0, t]$;

$C_{e_{ch}}^{ms_i}(t)$: Confiabilidade da chave de proteção (fusíveis, disjuntores, seccionadoras, e outras) $e_{ch} \in E_{CH}$ pertencente a macroseção ms_i , contida no conjunto $M_{sec}|_{e_{tr}}$, no período de tempo de $[0, t]$;

E_{CH} : Conjunto das chaves do sistema de distribuição sob estudo;

$C_{E_{CP}}^{ms_i}(t)$: Confiabilidade do conjunto de cabos primários da macroseção ms_i , com $i \in M_{sec}|_{e_{tr}}$ no período de tempo de $[0, t]$;

$C_{e_{rt}}^j(t)$: Confiabilidade do j -ésimo regulador de tensão $e_{rt} \in E_{RT}$ restrito à macroseção $ms_i \in M_{sec}|_{e_{tr}}$, no período de tempo de $[0, t]$;

$TMAE$: Tempo médio de atendimento a emergências dos equipamentos do sistema sob estudo.

O tempo médio de atendimento às emergências para cada tipo de equipamento é composto por outros tempos, a saber:

$$TMAE = TMP + TMD + TME + TMLF,$$

onde,

TMP : Tempo médio de preparação da equipe;

TMD : Tempo médio de deslocamento da equipe até o equipamento;

$TMLF$: Tempo médio de localização da falha; e

TME : Tempo médio de execução da manutenção.

O valor de $TMAE$ de cada classe de equipamentos pode ser substituído pelo $\overline{ttr}$ - valor médio dos ttr (*time to repair*) dos equipamentos da referida classe. Este último deve ser preferível em relação ao primeiro, no entanto, devido a falta de dados consistentes das interrupções dos equipamentos, que se deve em grande parte aos erros de registros das faltas e ao curto intervalo

de análise, o $TMAE$ é uma excelente estimativa do tempo para a realização de uma atividade de manutenção de emergência. Esse valor é apurado pelos órgãos reguladores através das informações recolhidas junto às concessionárias dos sistema de distribuição referentes aos tempos de preparação das equipes, aos tempos de localização das falhas e deslocamento e aos tempos de execução das tarefas de manutenções de emergência dos equipamentos do sistema.

A confiabilidade dos equipamentos considerados na análise é calculada e atualizada para cada tempo t de acordo com as metodologias apresentadas nos Capítulos 3 e 4. Em particular, a confiabilidade do conjunto de cabos primários de cada macroseção ms_i do sistema é dada conforme apresentado na seção 5.2.4.2.

Portanto, para um dado plano de manutenções preventivas dos componentes de um SDEE, o valor esperado de DIC, $E[DIC_{mensal}(t)]$, para cada conjunto de consumidores do sistema, é dado pela relação 51.

$$E[DIC_{mensal}(t)] = \sum_{m=2}^{M_{tr}} TME_{(e_{tr}, m_{tr})} \cdot X_{(e_{tr}, m_{tr})}^t + TMAE_{(e_{tr}, m_{tr})} \cdot \{1 - [C_{e_{tr}}(t) \cdot \prod_{i \in M_{sec}|e_{tr}} \left(C_{e_{ch}}^{ms_i}(t) \cdot C_{ECP}^{ms_i}(t) \cdot \prod_{j \in E_{RT}|ms_i} C_{e_{rt}}^j(t) \right)]\}; \quad (51)$$

$\forall t \in HP$ e $\forall e_{tr} \in E_{TR}$.

As duas parcelas que compõem o valor esperado de DIC mensal são mutuamente conflitantes. A realização de uma atividade de manutenção preventiva no tempo t em algum dos equipamentos relacionados nas equações 49 e 50, deve incrementar a parcela do DIC obtida pela equação 49 e reduzir a parcela obtida pela equação 50. Por sua vez, a não realização, provoca o efeito contrário. De qualquer modo, para um plano de manutenção otimizado, espera-se que o DIC de cada conjunto de unidades consumidoras esteja dentro dos limites estabelecidos pelos órgãos reguladores. Assim, o DIC mensal de cada conjunto de consumidores, deve satisfazer a desigualdade 52.

$$E[DIC_{mensal}(t)] \leq DIC_{min}^{mensal} \quad \forall t \in HP \text{ e } \forall e_{tr} \in E_{TR} \quad (52)$$

onde, DIC_{min}^{mensal} é o limite de DIC mensal estabelecido para o conjunto de consumidores vinculados ao equipamento de transformação $e_{tr} \in E_{TR}$.

5.2.5.2 DIC trimestral

O DIC trimestral de um conjunto de unidades consumidores, conforme definido no Apêndice A, corresponde à apuração do indicador DIC para um período acumulado de 3 meses. Para o problema de planejamento de manutenção, o valor deste indicador deve ser estimado para os trimestres $trim$ contidos no horizonte de planejamento hp considerado. A metodologia aplicada para estimar os DICs mensais para os períodos de tempo de $[0, t]$, discutida na seção anterior, não pode ser aplicada para o cálculo deste indicador. Isto é, estimar o valor esperado de tempo de interrupção de um trimestre utilizando a confiabilidade dos equipamentos do sistema ao final deste período, pode levar a uma inconsistência nos valores deste indicador. Por exemplo, para um trimestre de hp sem a realização de nenhuma atividade de manutenção, tem-se que o valor esperado do DIC trimestral no tempo t , coincide com o valor esperado para o DIC mensal neste mesmo período, contrariando a característica acumulativa deste indicador. Portanto, para preservar essa característica, modela-se o valor esperado para DIC de cada trimestre, como sendo o somatório dos valores esperados dos DIC mensais pertencentes ao trimestre sob análise. A relação matemática que modela esta definição é apresentada na equação 53.

$$\sum_{t=1+3(trim-1)}^{3(trim)} E[DIC_{mensal}(t)]; \quad \forall trim \in HPT. \quad (53)$$

onde $E[DIC_{mensal}(t)]$ corresponde ao primeiro membro da equação 52, e HPT é o conjunto dos trimestres de hp , ou seja, $HPT = \{1, 2, \dots, \lfloor \frac{hp}{3} \rfloor\}$.

Para um plano otimizado de manutenções de equipamentos de um SDEE, é esperado que este atenda as condições mínimas de qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica, neste caso, que este atenda aos limites estabelecidos pelos órgãos reguladores para o indicador DIC trimestral de cada conjunto de consumidores atendidos pelo sistema. A inequação 54 modela esta condição.

$$\sum_{t=1+3(trim-1)}^{3(trim)} E[DIC_{mensal}(t)] \leq DIC_{\min} trim; \quad \forall trim \in HPT \text{ e } \forall e_{tr} \in E_{TR}. \quad (54)$$

Contudo, ao se estimar o valor do DIC trimestral dessa forma, ou seja, considerando de forma acumulativa as estimativas dos DIC mensais relativos ao período trimestral apurado, obtém-se um valor sobrestimado para este indicador. Deste modo, o limite de DIC trimestral de cada conjunto de consumidores, pode ser facilmente violado mesmo diante de baixa probabilidade de falha dos componentes. Tal fato é uma consequência da natureza acumulativa do

valor esperado para os DICs mensais, cujo valor é crescente com o tempo. Logo, um ajuste do valor do DIC trimestral, calculado conforme a metodologia proposta pela equação 54, deve ser realizado.

Para se estabelecer um ajuste entre o valor do DIC trimestral, estimados pela equação 54, com os respectivos limites definidos pelos órgãos reguladores, são analisadas as proporções destes limites em comparação com os valores acumulados dos respectivos indicadores mensais. A Tabela 26 apresenta os resultados desta análise e a equação 55 modela a relação observada.

$$\sum_{t=1}^3 DIC_{mensal}(t) \approx 1,5 \times DIC_{trimestral} \quad (55)$$

A penúltima coluna da Tabela 26 apresenta as constantes de proporcionalidade que satisfazem a equação 55 para algumas faixas de valores estabelecidos para o indicador DIC. Assim, adota-se o valor constante $k_{trim}DIC = 1,5$ como sendo a relação entre o limite estabelecido pelos órgãos reguladores para o indicador DIC trimestral e o montante mensal do acumulado relativo ao período de apuração desse índice.

Tabela 26 - Limites para o indicador de continuidade DIC e a relação de proporcionalidade entre o limite mensal e os limites trimestrais e anuais, para cada faixa de DEC e FEC.

Faixa dos indicadores anuais de DEC e FEC	Para UCs com tensão contratada $\leq 1\text{kV}$ situadas em áreas urbanas DIC (horas)			Relação para DIC trim.	Relação para DIC anual
	Anual	Trim.	Mensal		
1	16	8	4	1,5	3
2	16,47	8,23	4,11	1,4981774	2,994535519
3	16,95	8,47	4,23	1,498229044	2,994690265
4	17,43	8,71	4,35	1,498277842	2,994836489
5	17,91	8,95	4,47	1,498324022	2,994974874
6	18,38	9,19	4,59	1,498367791	2,996735582
7	18,86	9,43	4,71	1,498409332	2,996818664
8	19,34	9,67	4,83	1,498448811	2,996897622
9	19,82	9,91	4,95	1,498486377	2,996972755
10	20,3	10,15	5,07	1,498522167	2,997044335

Fonte: Próprio autor.

Uma vez que $k_{trim}DIC$ está relacionada com o montante dos DICs mensais acumulados em um trimestre, tal valor é utilizado neste trabalho como o parâmetro de ajuste entre o valor do primeiro membro e o valor do segundo membro da inequação 54. Deste modo, a restrição para o DIC trimestral estabelecida neste trabalho é modelada conforme a inequação 56.

$$\frac{1}{k_{trim}DIC} \sum_{t=1+3(trim-1)}^{3(trim)} E[DIC_{mensal}(t)] \leq DIC_{min}trim; \quad \forall trim \in HPT \text{ e } \forall e_{tr} \in E_{TR} \quad (56)$$

5.2.5.3 DIC anual

O DIC anual mede o acumulado dos tempos com interrupções para um período de 12 meses, conforme apresentado no Apêndice A. Assim como o DIC trimestral, este índice é utilizado pela ANEEL como estratégia adicional de controle da qualidade dos serviços de fornecimento de energia, que são prestados pelas empresas detentoras de concessões dos sistemas de distribuição.

Para o problema de otimização de planos de manutenções preventivas dos equipamentos de um SDEE, os valores dos DIC anuais dos conjuntos de consumidores deste sistema, podem inferir sobre a qualidade dos planos, uma vez que se espera que planos otimizados sejam não somente de baixo custo, mas suficientemente eficientes para garantir a confiabilidade do sistema, a qual está diretamente relacionada com o valor deste indicador. Assim, é proposto um modelo de avaliação dos valores esperados de DIC anuais em função dos planos de manutenções propostos pelo algoritmo de busca. Esse modelo considera os mesmos fatores apresentados na seção anterior para a modelagem do DIC trimestral, porém, para um período de apuração de 12 meses. Logo, para um dado plano de manutenções preventivas, espera-se que este satisfaça a relação 57.

$$\sum_{t=1+12(ano-1)}^{12(ano)} E[DIC_{mensal}(t)] \leq DIC_{min}anual; \quad \forall ano \in HPA \text{ e } \forall e_{tr} \in E_{TR} \quad (57)$$

Novamente, assim como para o DIC trimestral, deve-se ajustar o valor obtido como estimativa do DIC anual, através do somatório dos valores esperados dos DIC mensais, pois estes, de acordo com a metodologia empregada, são acumulativos com tempo e, portanto, tal valor é sobrestimado. Para tal ajuste, é usada a constante de proporcionalidade entre o valor estabelecido para o DIC anual e o valor do acumulado de 12 meses do limite do DIC mensal. Da Tabela 26, pode-se verificar que:

$$k_{anual}DIC = \frac{\sum_{t=1}^{12} DIC_{mensal}(t)}{DIC_{anual}} \approx 3,0 \quad (58)$$

Logo, para um dado plano otimizado de manutenções preventivas, é esperado que este satisfaça a relação de DIC anual modelada conforme a relação 59.

$$\frac{1}{k_{anual} DIC} \sum_{t=1+12(ano-1)}^{12(ano)} E[DIC_{mensal}(t)] \leq DIC_{min} anual; \quad \forall ano \in HP \text{ e } \forall e_{tr} \in E_{TR}. \quad (59)$$

em que HPA é o conjunto dos anos de hp , ou seja, $HPA = \{1, 2, \dots, \lfloor \frac{hp}{12} \rfloor\}$.

5.2.5.4 FIC mensal

O indicador FIC mensal, conforme apresentado no Apêndice, avalia a frequência mensal das interrupções do fornecimento de energia elétrica dos conjuntos de consumidores do sistema. Além disso, por meio deste indicador, pode-se inferir sobre a qualidade dos serviços de manutenções preventivas das empresas que operam os SDEE, ou melhor, sobre a eficiência dos planos de manutenções preventivas estabelecidos para garantir qualidade e continuidade do serviço de fornecimento de energia elétrica aos consumidores. É de se esperar que planos eficientes de manutenções preventivas evitem ao máximo a ocorrência de falhas nos componentes do sistema, o que consequentemente, reflete sobre o índice FIC o qual deve assumir valores baixos. O contrário, planos ineficientes e/ou inexistentes de manutenções preventivas do sistema, deixa o sistema propenso à ocorrências de falhas, resultando em um valor elevado do FIC. Portanto, o FIC está diretamente relacionado com a qualidade dos planos de manutenções preventivas do sistema. Nesse sentido, uma proposta de inferência do valor do FIC mensal é apresentada neste trabalho e considerada como uma condição a ser satisfeita pelos planos de manutenções gerados em cada passo do algoritmo de busca de planos otimizados.

Para o valor esperado de FIC em cada período mensal, deve-se considerar, assim como foi considerado para o indicador DIC mensal, tanto a parcela referente às interrupções devido às falhas dos equipamentos do sistema, quanto as interrupções devido à desenergização do sistema (ou parte dele) para a realização de tarefas de manutenções. Em relação a essa última, é considerado aqui, apenas a desenergização de parte do sistema para a realização de manutenções preventivas em transformadores de distribuição. Para as tarefas de manutenções dos demais componentes é considerado, conforme discutido anteriormente, que não há necessidade de interrupção do fornecimento de energia elétrica aos consumidores, portanto, tais manutenções não afetam o valor deste indicador. Logo, para esta parcela do FIC mensal, é proposta a seguinte relação:

$$\sum_{m=2}^{M_{tr}} x_{(e_{tr}, m_{tr})}^t; \quad \forall t \in HP \text{ e } \forall e_{tr} \in E_{TR} \quad (60)$$

em que,

HP : Conjunto dos períodos de tempo mensais do horizonte de planejamento hp ,

$HP = \{1, 2, \dots, hp\}$;

E_{TR} : Conjunto dos transformadores de distribuição do sistema de distribuição sob estudo;

e_{tr} : Índice dos transformadores de distribuição pertencente ao conjunto E_{TR} ;

M_{tr} : Conjunto das tarefas de manutenções definidas para os transformadores de distribuição;

m_{tr} : Índice das tarefas de manutenções pertencentes ao conjunto M_{tr} ;

$x_{(e_{tr}, m_{tr})}^t$: Variável binária de tomada de decisão de realizar ou não uma atividade de manutenção m_{tr} no transformador de distribuição e_{tr} no tempo t .

Para à parcela do FIC mensal de cada conjunto de consumidores devido às falhas dos equipamentos do sistema, é considerada a probabilidade de que ocorra alguma falha no conjunto de equipamentos que podem afetar o fluxo de potência entre os transformadores de distribuição destes conjuntos e a respectiva subestação de distribuição. Logo, para cada conjunto de consumidores, a frequência mensal esperada com interrupções, pode ser modelada conforme a relação 61.

$$1 - \left[C_{e_{tr}}(t) \cdot \prod_{i \in M_{sec}|e_{tr}} \left(C_{e_{ch}}^{ms_i}(t) \cdot C_{ECP}^{ms_i}(t) \cdot \prod_{j \in E_{RT}|ms_i} C_{e_{rt}}^j(t) \right) \right]; \quad (61)$$

$$\forall t \in HP, \text{ e } \forall e_{tr} \in E_{TR}$$

em que,

E_{TR} : Conjunto dos transformadores de distribuição do sistema de distribuição sob estudo;

e_{tr} : Índice dos transformadores de distribuição pertencente ao conjunto E_{TR} ;

$E_{RT}|_{ms_i}$: Conjunto dos reguladores de tensão do sistema restritos à macrossecção ms_i ;

$M_{sec}|_{e_{tr}}$: Conjunto das macrossecções no circuito entre o transformador de distribuição e_{tr} e a subestação distribuidora;

$C_{e_{tr}}(t)$: Confiabilidade do transformador de distribuição $e_{tr} \in E_{TR}$ no período de tempo de $[0, t]$;

$C_{e_{ch}}^{ms_i}(t)$: Confiabilidade da chave de proteção $e_{ch} \in E_{CH}$ pertencente a macrossecção ms_i , contida no conjunto $M_{sec}|_{e_{tr}}$, no período de tempo de $[0, t]$;

$C_{ECP}^{ms_i}(t)$: Confiabilidade do conjunto de cabos primários da macrossecção ms_i , com $i \in M_{sec}|_{e_{tr}}$ no período de tempo de $[0, t]$;

$C_{e_{rt}}^j(t)$: Confiabilidade do j -ésimo regulador de tensão $e_{rt} \in E_{RT}$ restrito à macrossecção $ms_i \in$

$M_{sec}|_{e_{tr}}, e_{rt} \in E_{RT}|_{ms_i}$, no período de tempo de $[0, t]$.

A relação 61 também pode ser vista como sendo a probabilidade de ocorrência de uma ou mais falhas em algum dos componentes da rede que interliga um determinado transformador de distribuição e_{tr} à subestação de distribuição.

Portanto, para um dado plano de manutenções preventivas dos componentes de um SDEE, o valor esperado de FIC mensal, $E[FIC_{mensal}(t)]$, para cada conjunto de consumidores do sistema, pode ser modelada conforme a relação 62.

$$E[FIC_{mensal}(t)] = \sum_{m=2}^{M_{tr}} x_{(e_{tr}, m_{tr})}^t + \left\{ 1 - \left[C_{e_{tr}}(t) \cdot \prod_{i \in M_{sec}|_{e_{tr}}} (C_{e_{ch}}^{ms_i}(t) \cdot C_{ECP}^{ms_i}(t) \cdot \prod_{j \in E_{RT}|_{ms_i}} C_{e_{rt}}^j(t)) \right] \right\}; \quad (62)$$

$\forall t \in HP, \text{ e } \forall e_{tr} \in E_{TR}.$

Para plano de manutenção otimizado, é esperado portanto, que se mantenham os valores dos FIC mensais de cada conjunto de consumidores do sistema dentro dos limites estabelecidos pelos órgãos reguladores. Assim, o FIC mensal desses conjuntos, para um dado plano de manutenções preventivas, deve satisfazer a relação 63.

$$E[FIC_{mensal}(t)] \leq FIC_{mensal} \quad \forall t \in HP, \text{ e } \forall e_{tr} \in E_{TR}. \quad (63)$$

onde, FIC_{mensal} é o limite de FIC mensal estabelecido pela ANEEL para o conjunto de consumidores vinculados ao equipamento de transformação $e_{tr} \in E_{TR}$.

5.2.5.5 FIC trimestral

O FIC trimestral de um conjunto de consumidores corresponde ao acumulado das interrupções do conjunto em um trimestre. São contabilizadas tanto as interrupções devido às tarefas de manutenções quanto aquelas devido às faltas do sistema ocorridas no período de apuração. Para o problema de planejamento de tarefas de manutenções do SDEE, o FIC trimestral é o valor esperado com interrupções, ou seja, é o número estimado de interrupções devido às falhas no sistema mais o número de atividades de manutenções planejadas para o período da apuração. Esse valor é modelado através da equação 64.

$$\sum_{t=1+3(trim-1)}^{3(trim)} E[FIC_{mensal}(t)]; \quad \forall trim \in HPT. \quad (64)$$

onde $E[FIC_{mensal}(t)]$, corresponde ao valor esperado para o indicador FIC mensal para o período de tempo $[0, t]$. Portanto, o valor do FIC trimestral é estimado pelo acumulado dos FICs mensais do período de apuração em questão. O valor de $E[FIC_{mensal}(t)]$ é dado pela equação 62.

Um plano otimizado de manutenções preventivas deve garantir índices do FIC dentro de valores aceitáveis, o que significa dizer, que deve ser menor ou, no máximo, igual ao valor limite definido pelos órgãos reguladores. Assim, sendo $FIC_{mintrim}$ esse limite, deve-se esperar que planos otimizados de manutenções satisfaçam a relação da inequação 65.

$$\sum_{t=1+3(trim-1)}^{3(trim)} E[FIC_{mensal}(t)] \leq FIC_{trim}; \quad \forall trim \in HPT \text{ e } \forall e_{tr} \in E_{TR}. \quad (65)$$

Por outro lado, tal metodologia de inferência dos valores de FICs trimestrais, sobrestima o valor deste indicador assim como ocorre para o indicador DIC trimestral. Dessa forma, um ajuste dos valores estimados para os FIC trimestrais também deve ser realizado.

De forma análoga à metodologia adotada para o ajuste dos valores estimados para os DICs trimestrais, uma análise da relação entre o montante do valor acumulado dos FICs mensais, para um período trimestral de apuração, e o valor limite estabelecido pelos órgãos reguladores para os FICs trimestrais, é realizada.

$$\frac{\sum_{t=1}^3 FIC_{mensal}(t)}{FIC_{trimestral}} \approx 1,5 \quad (66)$$

De acordo com a Tabela 27, pode-se verificar que a relação 66 é cumprida. Logo, a constante $k_{trim}FIC = 1.5$ é uma aproximação da razão de proporcionalidade entre os valores envolvidos e pode ser considerada como um parâmetro de correção entre os valores do primeiro e do segundo membro da inequação 65. Dessa forma, a restrição do indicador FIC trimestral para o problema de otimização de planos de manutenções de componentes de um SDEE, é modelada conforme equação 67.

Tabela 27 - Limites do indicador de continuidade FIC e a relação de proporcionalidade entre os limites de FIC trimestral e anual com os valores acumulados de FICs mensais para os respectivos intervalos de apuração.

Faixa dos indicadores anuais de DEC e FEC	Para UCs com tensão contratada $\leq 1\text{kV}$ situadas em áreas urbanas FIC			Relação para FIC trim.	Relação para FIC anual
	Anual	Trim.	Mensal		
1	11,2	5,6	2,8	1,5	3
2	11,45	5,72	2,86	1,5	2,99738
3	11,7	5,85	2,92	1,497436	2,994872
4	11,95	5,97	2,98	1,497487	2,992469
5	12,2	6,1	3,05	1,5	3
6	12,45	6,22	3,11	1,5	2,99759
7	12,7	6,35	3,17	1,497638	2,995276
8	12,95	6,47	3,23	1,497682	2,99305
9	13,2	6,6	3,3	1,5	3
10	13,45	6,72	3,36	1,5	2,99777

Fonte: Próprio autor.

$$\frac{1}{k_{trim}FIC} \sum_{t=1+3(trim-1)}^{3(trim)} E[FIC_{mensal}(t)] \leq FIC_{trim}; \quad \forall trim \in HPT \text{ e } \forall e_{tr} \in E_{TR}. \quad (67)$$

5.2.5.6 FIC anual

O FIC anual, conforme apresentado no Apêndice A, contabiliza o número de interrupções de cada conjunto de consumidores para período de 12 meses. Para o problema de otimização de planos de manutenções preventivas de um SDEE, o valor do FIC anual é estimado como consequência das tarefas de manutenções estabelecidas pelos planos e serve como um parâmetro para medir a qualidade de cada plano. A modelagem do valor esperado de FIC anual é semelhante à do indicador DIC para este mesmo período de apuração. Logo, propõe-se o modelo representado pela inequação 68.

$$\sum_{t=1+12(ano-1)}^{12(trim)} E[FIC_{mensal}(t)] \leq FIC_{anual}; \quad \forall ano \in HPA \text{ e } \forall e_{tr} \in E_{TR}. \quad (68)$$

Para compensar a distorção da acumulação de valores acumulativos dos FICs mensais, assim como ocorre na modelagem do DIC anual, é multiplicado o segundo membro da inequação 68 pelo parâmetro $k_{anual}FIC = 3$, cujo valor é uma aproximação dos valores obtidos da razão:

$$\frac{\sum_{t=1}^{12} FIC_{mensal}(t)}{FIC_{anual}} \approx 3. \quad (69)$$

A proporção entre os valores do numerador e do denominador da relação 69, é deduzida a partir dos valores desses indicadores para diferentes faixas, conforme pode ser verificado na Tabela 27. Portanto, é esperado que para um plano otimizado de manutenções, a relação 70 seja satisfeita.

$$\frac{1}{k_{anual} FIC} \sum_{t=1+12(\text{ano}-1)}^{12(\text{trim})} E[FIC_{mensal}(t)] \leq FIC_{anual}; \quad \forall \text{ ano} \in HPA \text{ e } \forall e_{tr} \in E_{TR} \quad (70)$$

onde $E[FIC_{mensal}(t)]$ é dado pela equação 68.

5.2.6 Limite do número de manutenções

A não definição de um limite de recursos para execução dos programas de manutenções preventivas frente a necessidade de realizar estas manutenções para maximizar o índice de confiabilidade do sistema, permite que a metodologia de otimização, proposta neste trabalho, aloque uma quantidade de manutenção muito além da praticada pelas empresas do setor. Logo, torna-se necessário estabelecer um limite de tarefas de manutenção para cada componente, de modo a evitar essa tendência da metodologia. Por outro lado, essa restrição ao número de manutenções pode reduzir demasiadamente o espaço de busca do problema. Além disso, pode ainda anular a principal característica dos planos de manutenções otimizados centrados em confiabilidade, a definição de um programa de manutenções atípico dos tradicionais planos definidos pelas empresas de distribuição. Portanto, a definição destes limites deve ser cuidadosamente estabelecida, de modo a atender os diferentes perfis de cada empresa, podendo ser mais flexíveis para as empresas mais arrojadas, e mais rígidos para as empresas mais cautelosas.

A modelagem da restrição do número de tarefas de manutenções, para cada equipamento $e \in E$ dos sistemas sob análise, ao longo do horizonte de planejamento considerado, deve levar em consideração a complexidade/níveis das manutenções desses equipamentos. Deste modo, essas restrições devem estabelecer um balanceamento entre quantidade e complexidade das manutenções programadas para cada equipamento. Uma proposta de modelagem destas restrições é apresentada a seguir, através das equações 71, 72 e 73.

a) Para todo $e \in E_{TR} \cup E_{RT} \cup E_{DJ}$, tem-se:

$$\sum_{t=1}^{hp} \left[a_{12} \cdot x_{(e,2)}^t + a_{13} \cdot x_{(e,3)}^t + a_{14} \cdot x_{(e,4)}^t + a_{15} \cdot x_{(e,5)}^t \right] \leq b_1; \quad (71)$$

b) Para todo $e \in E_{BC} \cup E_{SC} \cup E_{CH}$, tem-se:

$$\sum_{t=1}^{hp} \left[a_{22} \cdot x_{(e,2)}^t + a_{23} \cdot x_{(e,3)}^t + a_{24} \cdot x_{(e,4)}^t \right] \leq b_2; \quad (72)$$

c) Para todo $e \in E_{CP}$, tem-se:

$$\sum_{t=1}^{hp} \left[a_{32} \cdot x_{(e,2)}^t + a_{33} \cdot x_{(e,3)}^t \right] \leq b_3; \quad (73)$$

onde,

a_{ij} e b_i : Constantes de balanceamento entre quantidade e complexidade das tarefas de manutenções alocadas para cada equipamento $e \in E$ do sistema sob estudo;

E_{TR} : Conjunto dos transformadores de distribuição do SDEE sob estudo;

E_{RT} : Conjunto dos reguladores de tensão do SDEE sob estudo;

E_{BC} : Conjunto dos bancos de capacitores do SDEE sob estudo;

E_{CH} : Conjunto das chaves do SDEE sob estudo;

E_{CP} : Conjunto dos cabos primários do SDEE sob estudo;

E_{DJ} : Conjunto dos disjuntores do SDEE sob estudo;

E_{SC} : Conjunto dos seccionadores do SDEE sob estudo.

As constantes a_{ij} e b_i devem ser definidas de acordo com a política de investimentos em manutenções preventivas das empresas de distribuição, ou, simplesmente, para evitar alocações excessivas de manutenções.

5.2.7 Equipes de manutenção

Outro importante fator que deve ser considerado no planejamento de tarefas de manutenções é a viabilidade de sua execução devido a limitação do número de equipes de manutenção e/ou de homens-horas. Cada atividade de manutenção programada requer um número de homens-horas-mês de trabalho, que é limitado. Assim, um plano de manutenções otimizado, deve distribuir as tarefas ao longo do horizonte de planejamento, de acordo com as prioridades, de modo que seja viável em relação ao número de equipes disponíveis. Essa restrição é modelada matematicamente pela equação 74.

$$\sum_{e=1}^E \sum_{m=2}^{M_e} (TMP_{(e,m)} + TMD_e + TME_{(e,m)}) \cdot x_{(e,m)}^t \leq T_{\text{factive}}; \quad \forall t \in HP, \quad (74)$$

em que,

- T_{factive} : Tempo total em homens-hora-mês disponível para executar atividades de manutenções no SDEE;
- $TME_{(e,m)}$: Tempo médio de execução de uma atividade de manutenção do tipo $m \in M_e$ no equipamento $e \in E$;
- $TMP_{(e,m)}$: Tempo médio de preparação da equipe para execução de uma atividade de manutenção do tipo $m \in M_e$ no equipamento $e \in E$;
- TMD_e : Tempo médio de deslocamento da equipe ao equipamentos $e \in E$.

5.2.8 Confiabilidade dos bancos de capacitores

Os bancos de capacitores são componentes importantes para os SDEE pois efetuam a compensação de reativos e, conseqüentemente, auxiliam na redução de perdas do sistema. A confiabilidade destes componentes é requerida, principalmente, pelas concessionárias do sistema de distribuição de energia, uma vez que a perda da funcionalidade destes, implica em perdas e possíveis penalidades dos órgãos reguladores da qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores. Estes por sua vez, são menos afetados pela perda da funcionalidade dos bancos de capacitores, pois ao contrário do que ocorre com os transformadores de distribuição, disjuntores, entre outros equipamentos, as faltas nestes equipamentos não causam (em geral) a interrupção do fornecimento de energia, afetando apenas sua qualidade, podendo em certos casos, nem ser percebida pela grande maioria dos consumidores dos conjuntos afetados. Por esta razão e, de acordo com a discussão realizada na Seção (5.2.4.1), o índice de confiabilidade dos bancos de capacitores não são considerados na avaliação da confiabilidade do sistema através da metodologia aplicada neste trabalho. Por outro lado, a confiabilidade dos bancos de capacitores do sistema é de interesse das concessionárias, as quais devem se propor a executar tarefas de manutenções para obtê-la. Portanto, um plano otimizado de manutenções de componentes de um SDEE, deve satisfazer também um nível mínimo considerado adequado para a confiabilidade dos bancos de capacitores do sistema. Tal critério, pode ser modelado de acordo com a equação:

$$[1 - C_{e_{bc}}(t)] \leq UR_{\text{maxima}}; \quad \forall e_{bc} \in E_{BC}, \quad (75)$$

em que,

$C_{e_{bc}}(t)$:	Confiabilidade do banco de capacitores $e_{bc} \in E_{BC}$;
E_{BC} :	Conjuntos dos bancos de capacitores do sistema sob análise;
UR_{maxima} :	Limite máximo de inconfiabilidade (<i>unreliability</i>) definido para cada banco de capacitor $e_{bc} \in E_{BC}$.

A confiabilidade de cada banco de capacitores e_{bc} , $C_{e_{bc}}(t)$, está relacionada com as atividades de manutenções dos planos, propostos pela metodologia de busca, através do sistema de inferência *fuzzy* apresentado e discutido nos Capítulos 3 e 4.

5.2.9 Depreciação dos ativos

A vida útil econômica dos componentes de um SDEE é um fator importante a ser considerado para a definição de planos de manutenções. Ela afeta o valor patrimonial de cada componente e, conseqüentemente, afeta a relação de custo-benefício entre substituição e restauração dos equipamentos depreciados. Logo, uma substituição do equipamento depreciado pode ser mais viável, do ponto de vista econômico, que uma atividade de manutenção para restauração da confiabilidade deste equipamento. Por este motivo, a substituição de um equipamento usado por outro novo é considerada neste trabalho como sendo uma atividade de manutenção, conforme apresentado no Capítulo 4. Por outro lado, uma substituição anterior à extinção da vida útil econômico dos ativos, pode acarretar em aumento desnecessário de custos. Assim, é esperado que um plano otimizado de manutenção preventiva de equipamentos de um SDEE, evite a substituição dos equipamentos usados que estão dentro do período de vida útil econômica. Matematicamente, este plano deve satisfazer a relação 76.

$$I_e + t - x_{(e, \max\{m_e\})}^t \times I_{de} \geq 0; \quad \forall t \in HP \text{ e } \forall e \in E, \quad (76)$$

em que,

I_e : Idade do equipamento $e \in E$;

I_{de} : Idade a partir da qual o equipamento $e \in E$ é considerado depreciado;

$\max\{m_e\}$: O maior nível de manutenção do equipamento $e \in E$, ou seja, o índice da tarefa de manutenção que corresponde à substituição do equipamento usado por outro novo;

t : Período de tempo mensal pertencente ao conjunto HP , isto é, $t \in HP$.

5.2.10 O modelo matemático do plano de manutenções

Considerando portanto os objetivos e condições apresentados nas seções anteriores, um plano otimizado de tarefas de manutenções de componentes de um SDEE, com foco na confiabilidade do sistema, pode ser representado pelo seguinte modelo de otimização:

$$\text{Min } f_1(x) = \sum_{t=1}^{hp} \sum_{e=1}^E \sum_{m=2}^{M_e} P_{(e,m)} \times (1+i)^t \times x_{(e,m)}^t \quad (a)$$

$$f_2(x) = \frac{1}{hp} \sum_{t=1}^{hp} \left[\frac{\sum_{s=1}^S [1 - C_s(t)] \times W_s}{\sum_{s=1}^S W_s} \right] \quad (b)$$

sujeito a:

$$E[DIC_{mensal}(t)]_{e_{tr}} \leq DIC_{\min} mensal; \quad \forall t \in HP \text{ e } \forall e_{tr} \in E_{TR} \quad (c)$$

$$\frac{1}{k_{trim} DIC} \sum_{t=1+3(trim-1)}^{3(trim)} E[DIC_{mensal}(t)]_{e_{tr}} \leq DIC_{\min} trim; \quad \forall trim \in HPT \text{ e } \forall e_{tr} \in E_{TR} \quad (d)$$

$$\frac{1}{k_{anual} DIC} \sum_{t=1+12(ano-1)}^{12(ano)} E[DIC_{mensal}(t)]_{e_{tr}} \leq DIC_{\min} anual; \quad \forall ano \in HPA \text{ e } \forall e_{tr} \in E_{TR} \quad (e)$$

$$E[FIC_{mensal}(t)]_{e_{tr}} \leq FIC_{mensal}; \quad \forall t \in HP \text{ e } \forall e_{tr} \in E_{TR} \quad (f)$$

$$\frac{1}{k_{trim} FIC} \sum_{t=1+3(trim-1)}^{3(trim)} E[FIC_{mensal}(t)]_{e_{tr}} \leq FIC_{trim}; \quad \forall trim \in HPT \text{ e } \forall e_{tr} \in E_{TR} \quad (g)$$

$$\frac{1}{k_{anual} FIC} \sum_{t=1+12(ano-1)}^{12(ano)} E[FIC_{mensal}(t)]_{e_{tr}} \leq FIC_{anual}; \quad \forall ano \in HPA \text{ e } \forall e_{tr} \in E_{TR} \quad (h)$$

(77)

$$\sum_{t=1}^{hp} \left[a_{12} \cdot x_{(e,2)}^t + a_{13} \cdot x_{(e,3)}^t + a_{14} \cdot x_{(e,4)}^t + a_{15} \cdot x_{(e,5)}^t \right] \leq b_1; \quad \forall e \in E_{TR} \cup E_{RT} \cup E_{DJ} \quad (i)$$

$$\sum_{t=1}^{hp} \left[a_{22} \cdot x_{(e,2)}^t + a_{23} \cdot x_{(e,3)}^t + a_{24} \cdot x_{(e,4)}^t \right] \leq b_2; \quad \forall e \in E_{BC} \cup E_{SC} \cup E_{CH} \quad (j)$$

$$\sum_{t=1}^{hp} \left[a_{32} \cdot x_{(e,2)}^t + a_{33} \cdot x_{(e,3)}^t \right] \leq b_3; \quad \forall e \in E_{CP} \quad (k)$$

$$\sum_{e=1}^E \sum_{m=2}^{M_e} (TME_{(e,m)} + TMP_{(e,m)} + TMD_e) \cdot x_{(e,m)}^t \leq T_{\text{factive}}; \quad \forall t \in HP \quad (l)$$

$$I_e + t - x_{(e, \max\{m_e\})}^t \times I_{de} \geq 0; \quad \forall t \in HP \text{ e } \forall e \in E \quad (m)$$

$$[1 - C_{e_{bc}}(t)] \leq UR_{\max}; \quad \forall e_{bc} \in E_{BC} \quad (n)$$

$$\sum_{m=1}^{M_e} x_{(e,m)}^t = 1; \quad \forall t \in HP, \forall e \in E \quad (p)$$

$$x_{(e,m)}^t \in \{0,1\}; \quad \forall t \in HP, \forall e \in E, \text{ e } \forall m \in M_e$$

em que,

$$E[DIC_{mensal}(t)] = \sum_{m=2}^{M_{tr}} TME_{(e_{tr}, m_{tr})} \cdot x_{(e_{tr}, m_{tr})}^t + TMAE_{(e_{tr}, m_{tr})} \cdot \{1 - [C_{e_{tr}}(t) \cdot \prod_{i \in M_{sec}|e_{tr}} \left(C_{e_{ch}}^{ms_i}(t) \cdot C_{ECP}^{ms_i}(t) \cdot \prod_{j \in E_{RT}|ms_i} C_{e_{rt}}^j(t) \right)]\}$$

$$E[FIC_{mensal}(t)] = \sum_{m=2}^{M_{tr}} x_{(e_{tr}, m_{tr})}^t + \left\{ 1 - \left[C_{e_{tr}}(t) \cdot \prod_{i \in M_{sec}|e_{tr}} (C_{e_{ch}}^{ms_i}(t) \cdot C_{ECP}^{ms_i}(t) \cdot \prod_{j \in E_{RT}|ms_i} C_{e_{rt}}^j(t)) \right] \right\}$$

Como se pode verificar, o modelo proposto leva em consideração: os limites dos indicadores de continuidade DIC e FIC de cada conjunto de consumidores da rede; os limites do número de tarefas de manutenções alocadas por componentes; a disponibilidade das equipes de manutenções para executar as tarefas programadas para cada período de tempo t ; o período de vida útil econômica dos equipamentos, e ; e a confiabilidade dos bancos de capacitores da rede. Para garantir ainda que, para cada equipamento $e \in E$, apenas uma atividades de manutenção seja programada em cada período de tempo t , a equação 78 é inserida, complementando assim, o conjunto de restrições do modelo.

$$\sum_{m=1}^{M_e} x_{(e,m)}^t = 1; \quad \forall t \in HP, \forall e \in E \quad (78)$$

5.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O modelo 77 proposto, consiste em um modelo multiobjetivo, restrito, *fuzzy*, dinâmico, não linear e não explícito, visto que a confiabilidade de cada equipamento considerado no estudo, é avaliada por sistemas *fuzzy* de inferência, conforme apresentado no Capítulo 3. Esta última característica do modelo, inviabiliza portanto, a utilização das clássicas técnicas de solução. Diante disso, é proposto um NSGA-II como técnica de solução deste problema de otimização. Esta técnica e suas principais características são apresentadas no capítulo que segue.

6 TÉCNICA DE SOLUÇÃO DO MODELO E PROCEDIMENTOS

O modelo de otimização descrito no Capítulo 5 consiste num problema de otimização multiobjetivo, combinatorial binário, dinâmico e não linear. Considerando que a confiabilidade de cada equipamento é dada por um sistema de inferência *fuzzy*, o modelo proposto não apresenta uma formulação explícita, limitando assim a utilização das técnicas clássicas de otimização para resolução do problema. Por outro lado, embora seja possível encontrar uma solução ótima de problemas combinatoriais, através de busca exploratória das combinações possíveis, essa estratégia é geralmente inviável para problemas reais cujo número de variáveis é demasiadamente grande. Para o problema proposto, cuja variável de decisão, x_{me}^t , é a realização (ou não) de uma tarefa de manutenção tipo $m \in M_e$ de um equipamento e , pertencente ao conjunto E de equipamentos de um SDEE, no tempo t de um horizonte de planejamento hp , tem-se que o número de combinações possíveis é dado por:

$$\text{Número de soluções do espaço de busca} = hp^n \times M_{e_1} \times M_{e_2} \times \dots \times M_{e_n}, \quad (79)$$

onde M_{e_i} é o número de manutenções possíveis para o equipamento e_i , com $i = 1, 2, \dots, n$, e n o número de equipamentos de um SDEE sob estudo. Ou seja, de acordo com a relação 79, tem-se que o número de combinações possíveis cresce exponencialmente. Deste fato decorre que o modelo pertence a classe dos problemas "NP-complexos" (*Non - Polynomial time*) e, portanto, inviabiliza uma exploração ponto a ponto do espaço de busca.

Diante dessas características, Algoritmos Evolutivos - AEs, as heurísticas e/ou metaheurísticas se apresentam como alternativas eficientes para obtenção de soluções de ótima qualidade para o problema de otimização proposto. Konak, Coit e Smith (2006), enfatiza a grande utilização de abordagens evolucionárias para a resolução de problemas multi-objetivos. Entre estes, os algoritmos evolutivos, mais especificamente, os Algoritmos Genéticos - AGs, têm sido amplamente utilizados nos últimos anos na resolução de problemas de otimização (DEB, 2001; MICHALEWICZ, 1998). De acordo com Bäck, Hammel e Schwefel (1997), a maioria das implementações dos algoritmos evolutivos descende de três abordagem fortemente relacionadas, mas desenvolvidas de forma independente: os algoritmos genéticos, a programação evolucionária e estratégias de evolução, sendo os AGs, os mais adequados e utilizados no campo da otimização.

Neste sentido, um algoritmo evolutivo é proposto como metodologia de resolução do pro-

blema de otimização proposto. A justificativa do algoritmo escolhido e uma breve descrição das suas principais características e etapas são descritas nas seções subsequentes.

6.1 ALGORITMOS GENÉTICOS E O NSGA-II

Os algoritmos genéticos são procedimentos de busca e otimização cujo princípio de funcionamento se baseia na seleção natural das espécies (DEB, 2001; MICHALEWICZ, 1998). No AG uma população de indivíduos (propostas de solução do problema) evolui ao longo de uma sequência de gerações (iterações), após as quais se espera a obtenção do ótimo global ou de soluções com valores na vizinhança deste (NETO, 2008).

Os AGs, como técnica de otimização, apresentam algumas vantagens frente aos métodos de otimização tradicionais: (i) trabalham com uma população de soluções simultaneamente, ao contrário dos métodos tradicionais que trabalham com uma única solução; (ii) não necessitam de informações adicionais, como por exemplo, da derivada dos objetivos e das restrições; (iii) possuem mecanismos para escapar da atração de ótimos locais, e principalmente; (iv) não necessitam de um modelo matemático explícito para execução do processo de otimização. Esta última característica justifica em parte a utilização de um AG para otimização do problema de otimização proposto. Já a característica (i), segundo Deb (2001), permite a aplicabilidade dos AGs na resolução de problemas multiobjetivos, visto que em um procedimento de otimização multiobjetivo ideal, espera-se encontrar tantas soluções ótimas de Pareto quantas forem possíveis.

Um EA para otimização multiobjetivo foi implementado pela primeira vez em 1984 e denominava VEGA (*Vector Evaluated Genetic Algorithm*) (DEB, 2001). Alguns anos depois, Fonseca e Fleming (1993) implementam o primeiro MOGA (*Multi-Objective Genetic Algorithm*) que utiliza uma classificação da população de um AG por dominância. Desde então, vários outros MOGAs foram e continuam sendo desenvolvidos com o intuito de melhorar a convergência dos algoritmos (obter soluções de melhor qualidade) e diminuir a complexidade computacional, entre eles, o algoritmo evolutivo NSGA-II.

O NSGA-II (*Elitist Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm*), proposto por Deb et al. (2002), é um algoritmo evolutivo multiobjetivo baseado em elitismo através de ordenamento por não dominância. Ainda de acordo com Deb et al. (2002), o NSGA-II apresenta três importantes características diante da grande maioria dos AEs: (i) complexidade computacional da ordem de MN^2 ao invés de MN^3 ; (ii) abordagem elitista, que de acordo com Zitzler, Deb e Thiele (2000), melhora a otimização dos AEs; (iii) utilização de um operador de seleção por distância de multidão (uma medida de densidade das soluções numa vizinhança), que elimina a necessidade de um parâmetro de nicho adicional, como em outros AEs. Essas características colocam o NSGA-II numa posição de destaque diante de outros AEs, o que justifica a crescente utilização

deste algoritmo em problemas de otimização multiobjetivos.

Portanto, diante deste contexto de desenvolvimento das técnicas dos AEs para tratar problemas multiobjetivos e, em especial, das características do NSGA-II, é de se esperar que a utilização de tal algoritmo como metodologia de resolução do problema de otimização de planos de manutenção descrito no capítulo anterior, possa apresentar certas vantagens, como as que seguem:

- a) viabilidade de otimização de um modelo não determinístico;
- b) tratamento da natureza combinatorial do problema;
- c) fornecimento de boas soluções analisando um espaço reduzido do espaço de busca;
- d) fornecimento de conjuntos de soluções Pareto-ótimas, tratando assim com a natureza conflitante do problema;
- e) adaptação a codificação utilizada;
- f) baixa complexidade computacional para lidar com grandes instâncias do problema.

6.2 O NSGA-II

Como comentado na seção anterior, o NSGA-II é um algoritmo evolutivo multiobjetivo baseado em elitismo através de ordenamento por não dominância. Assim, antes de prosseguir com a discussão sobre o funcionamento deste AE, são apresentados os principais conceitos de dominância em problemas de otimização multi-objetivo.

6.2.1 Conceito de dominância

A relação de dominância entre duas soluções i e j , de um problema de otimização com ambas funções objetivos de minimização e maximização, é dada pelo operador $\preceq$ da seguinte forma: $i \preceq j$, que indica que a solução i domina a solução j (DEB, 2001). A definição de dominância segue abaixo, conforme Deb (2001).

Definição 6.1. *Dado um problema de otimização com M objetivos (de minimização e maximização). Uma solução x^1 domina outra solução x^2 deste problema, i.e $x^1 \preceq x^2$, se ambas as condições abaixo são verdadeiras:*

- a) *A solução x^1 não é pior que x^2 em nenhum dos M objetivos, ou seja, $f_i(x^1) \not\geq f_i(x^2)$, para todo $i = 1, 2, \dots, M$.*

b) A solução x^1 é estritamente melhor que x^2 em pelo menos um dos M objetivos, ou seja, $f_i(x^1) < f_i(x^2)$, para algum i , com $i = 1, 2, \dots, M$.

É utilizado o operador $\triangleleft$ para indicar que uma solução x^1 é melhor outra solução x^2 . A relação de dominância entre duas soluções pode ainda ser classificada em dominância forte e fraca. Ainda de acordo com Deb (2001):

Definição 6.2. Uma solução x^1 domina fortemente outra solução x^2 , $x^1 \prec x^2$, se é estritamente melhor que a solução x^2 em todos os objetivos.

Segue da definição 6.2 acima, que a relação de dominância definida em 6.1 é, portanto, classificada como dominância fraca.

6.2.1.1 Ordenamento por não dominância

Os NSGA-II utilizam o conceito de dominância para ordenar um conjunto de soluções em cada etapa do processo iterativo do algoritmo. Seja R este conjunto, o ordenamento é realizado então de acordo com o nível de não dominância de cada solução. Cada nível recebe um índice (um *ranking*) que varia de 1 a k (com k , no máximo, igual ao número de soluções de R) sendo 1 o índice do melhor nível de classificação e k o índice do pior nível (DEB, 2001).

A determinação dos níveis é feita separando sucessivamente o conjunto das soluções em dois conjuntos, o das soluções dominadas R' e o das soluções não dominadas R'' . Isso é feito comparando uma a uma as soluções de R utilizando a relação de dominância, conforme definida na seção anterior. Se uma solução de R não é dominada por nenhuma das demais soluções deste conjunto, então ela é atribuída ao conjunto R'' . Caso contrário, ela compõe o conjunto R' .

Para as soluções do primeiro conjunto R'' de soluções não dominadas atribui-se o *ranking* 1, enquanto que as soluções do conjunto R' passam a compor o novo conjunto R , ou seja, $R = R'$. O processo de separação é então repetido para se obter as soluções de *ranking* = 2, 3, ..., k . O processo é finalizado quando não for mais possível obter dois novos conjuntos de soluções dominadas e não dominadas do conjunto R corrente.

Alguns algoritmos de ordenamento por não dominância podem ser encontrados em Deb (2001).

6.2.1.2 Otimalidade de Pareto

Dado um conjunto finito R de soluções de um problema de otimização multi-objetivo, é possível dividi-lo em dois conjuntos, o das soluções não dominadas, R' , e o das soluções dominadas, $R - R'$. Se o conjunto R em questão corresponde ao espaço completo de busca S do

problema de otimização, ou seja, $R = S$, então o conjunto das soluções não dominadas R' é chamado de *conjunto Pareto-ótimo* (DEB, 2001). Por definição, este conjunto é denominado *conjunto de Pareto-ótimo global*. De forma análoga aos problemas de otimização com um único objetivo, podem-se definir ótimos locais, neste caso, conjuntos Pareto-ótimos locais. A definição de um conjunto Pareto-ótimo local é dada abaixo, de acordo com Deb (2001).

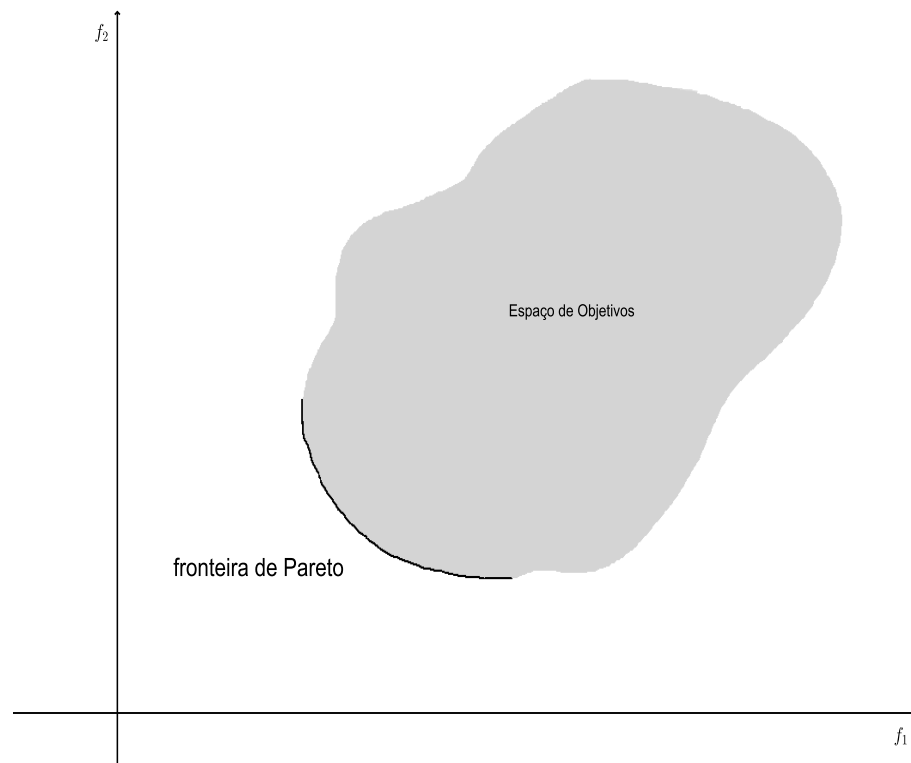
Definição 6.3. *Se cada elemento x do conjunto R não é dominado por alguma solução y na vizinhança de x , tal que $\|y - x\|_\infty \leq \varepsilon$, onde ε é um número positivo arbitrariamente pequeno, então o conjunto R é chamado de conjunto Pareto-ótimo local.*

Os valores ótimos (globais ou locais) de um problema multiobjetivo formam um conjunto no espaço dos objetivos denominado Fronteira de Pareto.

Definição 6.4. *Dado um problema de otimização com m objetivos. O conjunto dos vetores de funções objetivos $f(x) = (f_1(x), f_2(x), \dots, f_m(x))$, para cada x que está no conjunto Pareto-ótimo do problema, é denominado fronteira de Pareto.*

A Figura 25 ilustra a fronteira de Pareto para um problema de minimização com dois objetivos.

Figura 25 - Fronteira de Pareto no espaço dos objetivos para um problema de minimização.



Fonte: Próprio autor.

Em um problema de otimização multiobjetivo (POMO) com objetivos conflitantes, a fronteira de Pareto é definida pelo conjunto de soluções que melhor balanceia os valores dos objetivos. Neste conjunto, nenhuma das soluções é melhor do que a outra, cabendo ao tomador de decisões escolher a que melhor atende suas necessidades.

Tal característica dos POMO talvez seja a que melhor se ajusta aos algoritmos genéticos, o que justifica, em parte, a sua grande utilização como técnica de resolução de tais problemas. Já as relações de dominâncias, são fundamentais para definir o operador de seleção do NSGA-II.

6.2.2 Etapas do NSGA-II

De um modo geral, em cada iteração do algoritmo NSGA-II (geração), um conjunto de soluções P (população de pais) é submetido a um processo de seleção para escolher pares de soluções que irão compartilhar entre si partes de suas configurações (cruzamento) e sofrer uma ligeira perturbação (mutação), dando origem a duas novas soluções (filhos). Esse processo é repetido até que seja obtido um novo conjunto de soluções Q (população de filhos), o qual é unido ao conjunto P , dando origem ao conjunto R , $R = P \cup Q$. Este por sua vez, é submetido a um processo de seleção de soluções de elite (indivíduos com melhor aptidão) para formar o novo conjunto P e finalizando assim uma iteração do algoritmo (ciclo geracional).

Como se pode verificar, o processo iterativo de um NSGA-II é similar à de um AG tradicional. As principais diferenças estão no fato do NSGA-II trabalhar com uma população de $2N$ indivíduos ($N = |P|$); de utilizar um processo de elitismo, ou seja, seleção das melhores soluções em cada geração para formar a nova população, P , e; de utilizar um operador de seleção por torneio de multidão (*Crowded Tournament Selection Operator*), que utiliza o conceito de dominância de soluções e um parâmetro de distância entre as soluções adjacentes, denominado distância de multidão. Este operador é apresentado a seguir, bem como o procedimento para o cálculo das distâncias de multidão de uma população.

6.2.2.1 Distância de multidão

De acordo com Deb (2001), a distância de multidão d_i de uma solução i é uma estimativa do perímetro do cubóide formado pelos vértices das soluções vizinhas mais próximas. Logo, quanto maior o valor de d_i , mais afastada está a solução i das suas soluções vizinhas. O procedimento para obtenção das distâncias de multidão de conjunto de soluções de um problema de otimização multiobjetivo é descrito pelo algoritmo 2, de acordo com Deb (2001).

Algoritmo 2: Procedimento de avaliação da distância de multidão**Variáveis:**

$\mathcal{F}$: Conjunto das soluções contidas na fronteira da solução i .

l : Número de soluções em $\mathcal{F}$, ou seja, $l = |\mathcal{F}|$.

f_m^{max} : Maior valor entre as *fitness* das soluções de $\mathcal{F}$.

f_m^{min} : Menor valor entre as *fitness* das soluções de $\mathcal{F}$.

1: Para cada i em $\mathcal{F}$, atribui-se $d_i = 0$.

2: Ordenar o conjunto $\mathcal{F}$ por ordem decrescente de qualidade, para cada uma das f_m funções objetivos, com $m = 1, 2, \dots, M$.

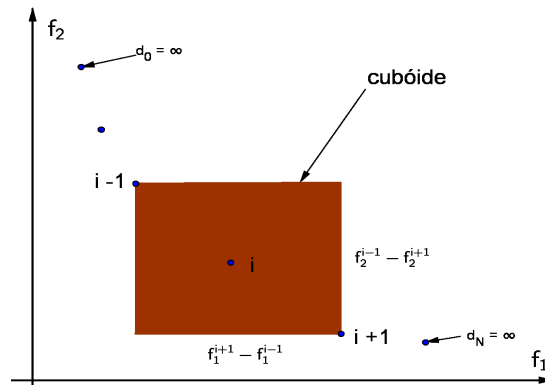
3: Definir o vetor I^m dos índices da ordenação de $\mathcal{F}$.

4: Em cada uma das $m = 1, 2, \dots, M$ ordenações, fazer $d_{I_1^m} = d_{I_l^m} = \infty$, ou atribuir uma grande distância para a primeira e última solução dos conjuntos ordenados. Para as demais soluções, ou seja, para as soluções de índices $j = 2$ a $j = l - 1$, calcular:

$$d_{I_j^m} = d_{I_j^m} + \frac{f_m^{(I_{j+1}^m)} - f_m^{(I_{j-1}^m)}}{f_m^{max} - f_m^{min}}. \quad (80)$$

A Figura 26 ilustra o cubóide em torno de uma solução i e indica que as distâncias das soluções nos extremos da fronteira de Pareto são infinitas.

Figura 26 - Ilustração do cubóide formado pelo vértice de duas soluções vizinhas utilizado para o cálculo da distância de multidão da solução i .



Fonte: Próprio autor.

A distância de multidão é utilizada no NSGA-II para garantir diversidade da população (DEB et al., 2002). Assim, no processo de seleção, deve-se dar preferência às soluções de qualidade com maior distância de multidão. Esta estratégia deve ainda garantir uma melhor distribuição das soluções sobre a fronteira de Pareto.

6.2.2.2 Operador de seleção por torneio de multidão

O operador de seleção por torneio de multidão consiste de um operador por torneio que utiliza o operador comparativo $<_c$. Por meio deste operador, uma solução i é considerada ganhadora em um torneio com a solução j , $i <_c j$, se satisfazer as seguintes condições:

- (i) $r_i < r_j$, ou seja, o *rank* ou nível de dominância da solução i é menor que o da solução j ;
- (ii) Se $r_i = r_j$, $d_i > d_j$.

O primeiro critério de seleção deste operador, deixa explícito que em um torneio entre duas soluções, dar-se-á preferência à solução de melhor qualidade, uma vez que soluções que apresentam menor nível de dominância têm objetivos não piores que a solução de maior nível, sendo, no mínimo, melhor em um dos objetivos.

Por sua vez, o segundo item, é um critério de desempate diante de soluções de mesmo nível de dominância. Este critério, utiliza a distância de multidão para decidir pela solução de maior diversidade, ou seja, de maior distância.

6.2.2.3 Elitismo

Em um processo de seleção elitista, soluções de melhor qualidade triunfam sobre as demais. O NSGA-II incorpora um processo de elitismo para selecionar as soluções que devem sobreviver em cada iteração (geração) do algoritmo.

Em cada geração do NSGA-II, um conjunto P de soluções pais gera um conjunto Q de soluções filhas, de mesma dimensão, que unidos, formam a população R , i.e, $R = P \cup Q$. No entanto, somente metade dos indivíduos de R , devem seguir para a próxima geração. No NSGA-II, essa seleção prioriza as soluções de R com melhor nível de dominância (menor *ranking*) e que estejam melhor espalhadas pela fronteira de Pareto (maior distância de multidão). Assim, soluções de pior qualidade são descartadas para dar preferência a progenitores mais aptos a gerar descendentes de qualidade.

Para selecionar as $N = |R/2|$ soluções de elite em cada geração, realiza-se primeiramente um ordenamento sobre o conjunto R_n , onde n é o índice da geração, para se obter as fronteiras $\mathcal{F}_1, \mathcal{F}_2, \dots, \mathcal{F}_k$, compostas pelas soluções de *ranking* (nível de dominância) $r = 1, 2, \dots, k$, respectivamente. Em seguida, o processo se inicia selecionando as soluções da fronteira $\mathcal{F}_1$ e verificando se o número de soluções selecionadas é igual a N . Se $|\mathcal{F}_1| < N$, então P_{n+1} , o conjunto das soluções de elite selecionadas e que formam a população de pais da próxima geração, recebe as soluções de $\mathcal{F}_1$. O processo é então repetido enquanto $P_{n+1} + |\mathcal{F}_r| \leq N$. Ao inserir no entanto um $\mathcal{F}_r$, tal que $P_{n+1} + |\mathcal{F}_r| > N$, o NSGA-II ordena $\mathcal{F}_r$ de acordo com

a distância de multidão de suas componentes e escolhe somente as de maior distância (mais espalhadas) até que se cumpra a igualdade $P_{n+1} + |\mathcal{F}_{r_{parcial}}| = N$.

6.2.2.4 Algoritmo do NSGA-II

O algoritmo 3, descreve as etapa do processo iterativo do NSGA-II (DEB, 2001).

Algoritmo 3: Algoritmo NSGA-II

Variáveis:

P : População de pais.

Q : População de descendentes (filhos).

N : Quantidade de indivíduos de P e Q .

$\mathcal{F}_j$: Conjunto de soluções (fronteira) de nível de não dominância (*ranking*) igual a j .

n : índice da geração (iteração).

nG_{max} : número máximo de gerações.

1: Gerar a população inicial P_0 .

2: Realizar a seleção por torneio de multidão, o cruzamento e a mutação para gerar a população Q_0 .

3: enquanto $n \leq nG_{max}$ **faça**

Fazer $R_n = P_n \cup Q_n$.

Obter as fronteiras $\mathcal{F}_j$, realizando ordenação por não dominância em R_n .

Criar $P_{n+1} = \emptyset$.

enquanto $|P_{n+1} + \mathcal{F}_j| \leq N$ **faça**

| Copiar as soluções de $\mathcal{F}_j$ em P_{n+1} .

fim enquanto

se Para algum j , tem-se: $|P_{n+1} + \mathcal{F}_{j-1}| < N$ e $|P_{n+1} + \mathcal{F}_j| > N$ **então**

| Calcular as distâncias de multidão d_j em $\mathcal{F}_j$.

| Ordenar $\mathcal{F}_j$ de acordo com d_j .

| Copiar as primeiras $N - |P_{n+1}|$ soluções de $\mathcal{F}_j$ em P_{n+1} .

fim se

Realizar a seleção por torneio de multidão, o cruzamento e a mutação em P_{n+1} e gerar a nova população Q_{n+1} .

fim enquanto

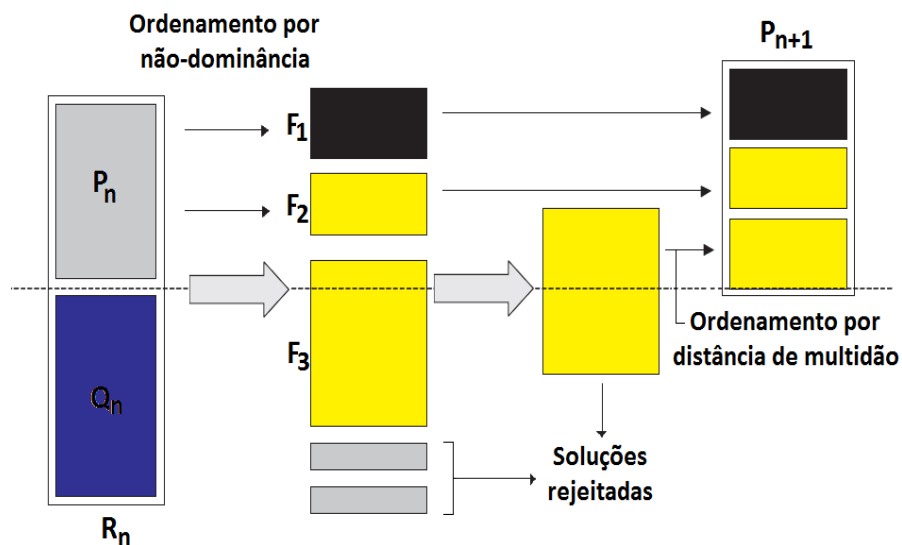
$n = n + 1$.

4: Pare.

A Figura 27 ilustra o passo 3 do Algoritmo 3, que constitui o ciclo geracional da população de indivíduos em um NSGA-II.

Os operadores de mutação e cruzamento dos indivíduos de uma população no NSGA-II, são idênticos aos operadores de um algoritmo genético tradicional.

Figura 27 - Esquema do ciclo geracional do algoritmo NSGA-II.



Fonte: Extraída de Deb (2001).

6.2.3 Tratamento das infactibilidades

A característica evolutiva do NSGA-II não leva em consideração as restrições do modelo, a não ser a restrição implícita na codificação utilizada. Assim, faz-se necessária a implementação de técnicas de controle da infactibilidade do problema para que a trajetória do algoritmo de busca convirja para soluções de qualidade que atendam às condições de otimalidade do problema, entre elas, a factibilidade.

Embora a manipulação de restrições envolva a utilização de informações específicas do problema, Deb (2001) destaca que as técnicas mais comuns utilizadas pertencem a uma das cinco categorias abaixo:

- a) Métodos baseados na preservação da factibilidade das soluções;
- b) Métodos baseados em funções de penalidades;
- c) Métodos de factibilidade pressionada sobre soluções infactíveis;
- d) Métodos baseados em decodificadores;
- e) Métodos híbridos.

Entre essas categorias, os métodos baseados em funções de penalidades têm sido os aplicados com maior frequência (DEB, 2001). Neste método, como o nome sugere, soluções infactíveis são penalizadas com intuito de serem excluídas ao longo do processo evolutivo. De acordo

com essa metodologia e com Luenberger (2003), Deb (2001), uma função objetivo penalizada é da forma:

$$F(x) = f(x) + P(x), \quad (81)$$

em que,

- x : Vetor solução do problema;
- $f(x)$: Função objetivo do problema avaliada em x ;
- $P(x)$: Penalidade adicionada ao valor da função objetivo devido à(s) violação(ões) da(s) restrição(ões) do problema produzidas por x .

Como o problema de otimização sob análise pode conter tanto restrições de desigualdade quanto restrições de igualdade, escreve-se $P(x)$ conforme segue:

$$P(x) = \sum_{j=1}^J c_j \langle g_j(x) \rangle + \sum_{k=1}^K c_k |h_k(x)|, \quad (82)$$

onde,

- J : Conjunto dos índices das restrições de desigualdades;
- K : Conjunto dos índices das restrições de igualdade;
- g_j : Valor da violação da j -ésima restrição de desigualdade, com $j = 1, \dots, J$;
- h_k : Valor da violação da k -ésima restrição de igualdade, com $k = 1, \dots, K$;
- c_j e c_k : Parâmetros de penalidades.

O operador $\langle \rangle$ sobre a j -ésima restrição de desigualdade retorna o valor absoluto do operando, caso este for negativo, ou zero, caso for não-negativo (DEB, 2001). Ou seja, $\langle g_j(x) \rangle$ denota:

$$\langle g_j(x) \rangle = \begin{cases} |g_j|, & \text{se } g_j < 0; \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (83)$$

Para tratar das diferentes magnitudes dos valores das violações, eventualmente produzidas pelas diferentes restrições do problema, é recomendada a normalização de todas as violações (DEB, 2001). Ainda de acordo com Deb (2001), a j -ésima restrição $\underline{g}_j(x) \leq b_j$ pode ser normalizada fazendo:

$$g_j(x) \equiv \frac{b_j}{\underline{g}_j(x)} - 1 \geq 0; \quad \text{para } g_j(x) \neq 0. \quad (84)$$

De modo análogo, pode-se normalizar as restrições de igualdade. A consequência direta desta normalização, é a obtenção de valores das g_j e das h_k com ordem de magnitude similares. Logo, a equação 81 pode ser escrita da seguinte forma:

$$F(x) = f(x) + p \cdot \left[\sum_{j=1}^J \langle g_j(x) \rangle + \sum_{k=1}^K |h_k(x)| \right], \quad (85)$$

em que p é um parâmetro de penalidade.

Em problemas multiobjetivos com restrições, cuja manipulação das infactibilidades é feita pela metodologia das penalizações mencionada, cada um dos objetivos é escrito como a equação 85 e o parâmetro p deve ser calibrado de modo a manter a ordem de magnitude dos valores de cada objetivo, e de modo a evitar que o problema não convirja para soluções ótimas locais artificiais.

Nas seções seguintes são apresentados os procedimentos e estratégias adotados para resolver o problema de otimização de planos manutenção de equipamentos de um SDEE, apresentado no capítulo anterior, ao ciclo geracional do NSGA-II.

6.3 ESTRATÉGIAS E PROCEDIMENTOS DA IMPLEMENTAÇÃO DO NSGA-II

Conforme destacado no início deste capítulo, o problema de otimização de planos de manutenções de componentes do sistema de distribuição de energia elétrica centrados na confiabilidade do sistema é combinatorial e da classe dos NP-complexos. Dadas tais características do problema, o algoritmo evolutivo NSGA-II apresenta-se como uma metodologia adequada para obter soluções de qualidade. Contudo, o modelo deve ser cuidadosamente ajustado ao ciclo geracional do algoritmo de modo que a evolução geracional possa operar como sendo um mecanismo de otimização para o modelo. Portanto, nas seções que prosseguem, é feita uma descrição dos procedimentos e estratégias adotadas para implementação do modelo de otimização apresentado no capítulo anterior através da equação 77.

6.3.1 Representação do cromossomo

A estratégia de codificação da variável de decisão é uma das etapas mais importantes na implementação do problema para ser resolvido através de um NSGA-II. Desta codificação de-

corre a natureza dos genes e a dimensão do cromossomo, que em termos computacionais, estão relacionados com a quantidade de memória de máquina necessária e o tempo de execução do algoritmo, os quais devem ser considerados para a resolução de problemas de grande porte. Para o problema de otimização em questão, a variável de decisão é:

$$x_{(e,m)}^t = \{0, 1\} \quad (86)$$

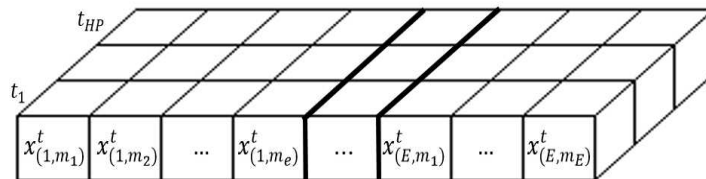
que corresponde à tomada de decisão sobre a realização ou não, 1 ou 0, respectivamente, de uma atividade de manutenção de nível m do equipamento e no tempo t . Como os AGs foram constituídos para uma codificação binária, segundo Davis (1987), pode-se utilizar a codificação da variável de decisão do problema para definir o cromossomo do algoritmo.

Cada cromossomo para o NSGA-II deve representar uma proposta de solução do problema de otimização. Logo, o cromossomo deve conter conjunto das variáveis de decisão $x_{(e,m)}^t$ do modelo proposto, ou seja,

$$\text{cromossomo} = \left\{ x_{(e,m)}^t \right\}, \text{ para } t = 1, \dots, hp; \quad e = 1, \dots, |E| \quad \text{e} \quad m = 1, \dots, M_e. \quad (87)$$

Assim, define-se o cromossomo como sendo a cadeia de $|E|$ genes, onde E é o conjunto dos equipamentos considerados no planejamento. A Figura 28 ilustra a composição deste cromossomo.

Figura 28 - Esquema de um cromossomo do NSGA-II com $|E|$ genes.



Fonte:Próprio autor.

Cada gene por sua vez, possui a informação do nível $m \in M$ da manutenção a ser realizada e o período de tempo t , do horizonte de planejamento hp considerado, em que será realizada a tarefa de manutenção. Ou seja, cada gene corresponde a um plano de manutenção de um equipamento. A Tabela 28 ilustra as informações de cada gene organizadas na forma matricial.

Tabela 28 - Matriz das informações de cada gene $x_{(e,m)}^t$.

	m_1	m_2	$\dots$	m_{M_e}
t_1	0	1	$\dots$	0
t_2	0	0	$\dots$	1
t_3	1	0	$\dots$	0
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\ddots$	$\vdots$
t_{hp}	0	1	$\dots$	0

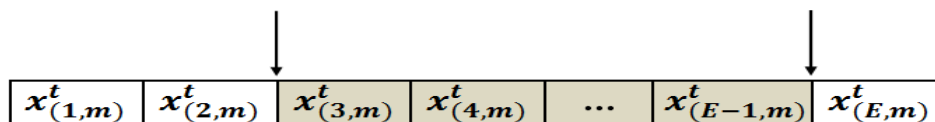
Fonte: Próprio autor.

6.3.2 Operador de recombinação

De acordo com Goldberg (1989), o processo de recombinação ou *crossover*, em um AG, consiste na troca de uma cadeia de genes entre dois cromossomos escolhidos pelo processo de seleção adotado. A dimensão e a forma escolhida para definir a cadeia de genes a ser permutada podem variar de acordo com a natureza do problema.

Para o problema de otimização em questão, dadas as características de seu cromossomo, é adotado o processo de recombinação por dois pontos de corte. A Figura 29 ilustra a definição de uma cadeia de genes sobre o cromossomo da Figura 28 para dois pontos de corte dados.

Figura 29 - Ilustração da seleção de uma cadeia de genes do cromossomo definida por dois pontos de corte.

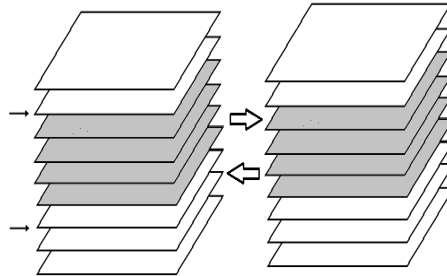


Fonte: Próprio autor.

Sendo cada gene o plano de manutenção proposto para cada equipamento, o processo de recombinação consiste, portanto, na permuta dos planos de manutenção de uma sequência de equipamentos do SDEE (cadeia de genes de um cromossomo), escolhidos ao acaso, por outros planos de manutenção dos mesmos equipamentos, mas pertencentes a outro programa de manutenção proposto para os equipamentos do sistema (outro cromossomo).

Se considerar que cada gene é uma folha contendo o planejamento das tarefas de manutenção de um equipamento, para um horizonte de tempo considerado (sintetizados numa tabela/matriz como a que foi apresentada na Tabela 28), cada cromossomo deste problema de otimização pode ser considerado como sendo uma pilha destas folhas (planos), e o processo de recombinação como sendo a mudança de algumas destas folhas entre duas pilhas. A Figura 30 ilustra esta analogia.

Figura 30 - Ilustração do processo de recombinação comparando a troca de genes entre dois cromossomos com a troca de folhas entre duas pilhas de folhas.



Fonte:Próprio autor.

A seleção dos indivíduos é feita pelo operador de seleção por torneio de multidão apresentado na Seção 6.2.2.2.

6.3.3 Operador de mutação

O operador de mutação tem a finalidade de produzir alterações em alguns genes do cromossomo. No processo de mutação, cada gene é submetido a um processo de seleção com taxa constante $p_m\%$. Neste trabalho, considerando a codificação proposta para o cromossomo, a mutação de um gene é uma alteração no plano de manutenção de um equipamento. Essa alteração corresponde a uma mudança tanto do nível da atividade de manutenção m_i quanto do período de tempo t programado para execução da atividade de manutenção. A Figura 31 ilustra a mutação realizada no tempo t_2 sobre um plano de manutenção com três períodos de tempo e três níveis de manutenção.

Figura 31 - Ilustração do processo de mutação.

	t_1	t_2	t_3
m_1	1	0	0
m_2	0	0	1
m_3	0	1	0

Mutação

	t_1	t_2	t_3
m_1	1	1	0
m_2	0	0	1
m_3	0	0	0

Fonte:Próprio autor.

De acordo com a Figura 31, no tempo t_2 escolhido aleatoriamente, ocorre uma mutação do nível de manutenção no plano deste equipamento, passando de nível m_3 para o nível m_1 . Ressalta-se ainda, que o operador de mutação considerado para este trabalho, leva em consideração a restrição do número de tarefas de manutenções para um mesmo período de tempo t ,

modelada pela equação 78. Deste modo, essa restrição é sempre cumprida pela metodologia de busca do NSGA-II.

Contudo, nem o operador de mutação e nem o operador de recombinação são dotados de mecanismo para evitar a geração de soluções infactíveis. Logo, é adotada uma estratégia baseada na metodologia de penalizações de soluções infactíveis, conforme apresentada na Seção 6.2.3 deste capítulo, para o tratamento das soluções infactíveis geradas em cada ciclo geracional. Nas seções que seguem, as funções de penalidades de cada restrição do modelo são apresentadas em detalhes.

6.3.4 Penalidades sobre as restrições dos indicadores de continuidade

A consequência direta da violação dos limites dos indicadores de continuidade do serviço de fornecimento de energia elétrica, é o pagamento de multas na forma de compensações aos consumidores que tiveram seus indicadores violados. Essas compensações, pagas pelas concessionárias, configuram na relação de custos operacionais do sistema e são, por natureza, uma penalidade para as empresas que violam os indicadores de continuidade impostos pelos órgãos reguladores. Embora sejam vários os fatores que contribuem para a formação do índice de continuidade de um conjunto de consumidores, as manutenções dos componentes do sistema (aquelas que resultam em interrupção do fornecimento de energia) e as falhas decorrentes da ausência de manutenções preventivas, representam uma parcela deste índice.

De acordo com os resultados do estudo sobre falhas de componentes de sistemas de distribuição aéreos de Horton, Goldberg e Volkman (1991), o qual levou em consideração 95 alimentadores situados em áreas urbanas e 85 alimentadores em áreas não-urbanas do sistema da Pacific Gas and Electric - USA, 75% das interrupções sustentadas são devido a fatores externos, como queda de raios, queda de árvores, ações do homem, entre outros. Os 25% restantes são devido à perda do suprimento de energia do alimentador (10%) e às falhas dos componentes ativos do sistema (15%). Dentre esses fatores, salvo alguma(s) exceção(ões), apenas os que compõem a fração dos 25% podem ser evitados através de ações preventivas, em especial, tarefas de manutenções. Desconsiderando ainda os 10% devido às perdas do suprimento de energia dos alimentadores, que segundo os autores do trabalho, decorrem de problemas nas linhas de transmissão que alimentam as subestações de distribuições e/ou de problemas na própria subestação, cabe às concessionárias dos sistemas de distribuição, definirem planos de manutenções preventivas para minimizar as interrupções do fornecimento de energia elétrica aos seus consumidores devido aos 15% dos fatores que envolvem falhas dos componentes do SDEE.

Embora 15% pareça ser uma parcela insignificante do total das interrupções sustentadas de um SDEE aéreos, no atual cenário do mercado de energia elétrica (referindo-se aqui ao mercado brasileiro), pode ser a diferença entre lucro e prejuízo.

Projectando os resultados deste estudo sobre os SDEE brasileiros, esses índices muito provavelmente não devam ser representativos das interrupções destes sistemas, dada as diferenças entre os sistemas. No entanto, os resultados do estudos de Horton, Goldberg e Volkman (1991), podem servir de base para a definição da parcela de interrupções devido às falhas dos componentes dos SDEE brasileiros, em particular, para os SDEE considerados neste estudo. Assim, para todas as J restrições de desigualdade envolvendo os indicadores de continuidade DIC e FIC,

$$\underline{g}_j(x) \leq b_j; \quad j = 1, \dots, J \quad (88)$$

é assumido que o termo independente de cada restrição é igual a 20% do valor limite de cada indicador de continuidade de cada conjunto de consumidores do SDEE, estabelecidos pelos órgãos reguladores e apresentados nas Tabelas 50 e 51 do Apêndice A, ou seja,

$$b_j = 0,20 \times (\text{limite do indicador de continuidade}). \quad (89)$$

Os limites estabelecidos pelos órgãos regulares e apresentados nas Tabelas 50 e 51, para sistemas de distribuição de energia elétrica que atendem consumidores com tensão contratada menor ou igual a 1 kV (quilo-Volts), levam em consideração tanto as interrupções imprevistas, como as provocadas por fenômenos naturais, quanto às interrupções previstas (ou pseudo-previstas), como às decorrentes de manutenções e falhas de componentes do sistema devido à degradação da vida útil dos mesmos. Assim, baseado no estudo de Horton, Goldberg e Volkman (1991) e, considerando as características dos SDEE brasileiros, é estabelecido que 20% das interrupções sustentadas do SDEE sob estudo são decorrentes de falhas dos equipamentos do sistema e de execução de tarefas de manutenções preventivas, justificando assim a relação 89.

Uma vez definidos os valores limitantes de cada restrição que infere sobre os índices de continuidade de cada conjunto de consumidores, para cada proposta de solução x (um plano de manutenções), pode-se estabelecer as penalidades para as violações dos mesmos. As compensações impostas pelos órgãos reguladores exercem essa função e, portanto, são consideradas neste trabalho como penalidades das funções objetivos do modelo para as violações das restrições dos indicadores de continuidade. O cálculo dessas penalidades, porém, deve levar em consideração as diferentes ordens de magnitude das funções objetivos. Logo, diferentes estratégias de penalizações são adotadas e uma apresentação de cada uma delas é feita separadamente nas seções que prosseguem.

6.3.4.1 Função penalidade para o objetivo de custo

O cálculo das compensações, de acordo com Apêndice A, apura um montante financeiro que as empresas concessionárias de SDEE devem pagar devido ao não cumprimento das metas (limites) estabelecidos pelos órgãos reguladores. Esses valores, podem ser considerados, de acordo com a metodologia deste trabalho, como custos, decorrentes do plano de manutenção adotado. Um plano de manutenção subestimados, acarreta baixos índices de confiabilidade nos componentes do sistema e, conseqüentemente, deixa o sistema mais suscetível às falhas e aumenta a probabilidade da violação dos índices de continuidade. Assim, o valor esperado com compensações deve, naturalmente, ser considerado na avaliação da qualidade dos planos de manutenções estabelecidos. Nesse sentido, as compensações podem ser adicionadas diretamente ao valor da função objetivo de custo como penalidade das violações dos índices de continuidade para uma solução x ineficiente. Em relação à ordem de grandeza dos valores da função objetivo de custo e das compensações, ambos os valores possuem ordem de grandeza similares, ou pelo menos, compatíveis, e além disso, possuem a mesma unidade de medida.

Os valores das $comp_j(x)$ penalidades (compensações) de cada um dos j conjuntos de consumidores de um SDEE, com $j = 1, \dots, J$ e $J = E_{TR}$ (número de conjuntos de unidades consumidoras igual ao número de transformadores de distribuição do sistema), referente às violações das restrições envolvendo indicadores de continuidade, são apurados de acordo com as regras estabelecidas pelos órgãos reguladores, as quais são apresentadas no Apêndice A. A modelagem dessas regras pode ser escrita matematicamente, conforme segue:

- a) para as J_{mensal} restrições dos indicadores de continuidade apurados mensalmente;

$$comp_j(x) = \text{Max} \{Comp_{DIC-mensal}(t), Comp_{FIC-mensal}(t)\} \quad \forall t \in HP, \quad (90)$$

- b) para as J_{trim} restrições dos indicadores de continuidade apurados trimestralmente;

$$comp_j(x) = \text{Max} \{Comp_{DIC-trim}(tri), Comp_{FIC-trim}(tri)\}, \quad \forall tri \in HPT, \quad (91)$$

- c) para as J_{anual} restrições dos indicadores de continuidade apurados anualmente;

$$comp_j(x) = \text{Max} \{Comp_{DIC-anual}(ano), Comp_{FIC-anual}(ano)\}, \quad \forall ano \in HPA, \quad (92)$$

em que,

J_{mensal} : Conjunto dos índices das restrições apuradas mensalmente;
 J_{trim} : Conjunto dos índices das restrições apuradas trimestralmente;
 J_{anual} : Conjunto dos índices das restrições apuradas anualmente.

E de acordo com as equações 128 e 130, do Apêndice A, têm-se ainda que:

$$Comp_{DIC-trim}(tri) = \left(\frac{\sum_{t=1+3(tri-1)}^{3.tri} \langle E[DIC_{mensal}(t)] \rangle}{E[DIC_{trim}(tri)]} \right) \cdot \left(\frac{E[DIC_{trim}(tri)]}{DIC_{mintrim}} - 1 \right). \quad (93)$$

$DIC_{mintrim} \cdot \frac{CM}{730} \cdot kei,$

$$Comp_{FIC-trim}(tri) = \left(\frac{\sum_{t=1+3(tri-1)}^{3.tri} \langle E[FIC_{mensal}(t)] \rangle}{E[FIC_{trim}(tri)]} \right) \cdot \left(\frac{E[FIC_{trim}(tri)]}{FIC_{mintrim}} - 1 \right). \quad (94)$$

$FIC_{mintrim} \cdot \frac{CM}{730} \cdot kei,$

$$Comp_{DIC-anual}(ano) = \left(\frac{\sum_{t=1+12(ano-1)}^{12.ano} \langle E[DIC_{mensal}(t)] \rangle}{E[DIC_{anual}(ano)]} \right) \cdot \left(\frac{E[DIC_{anual}(ano)]}{DIC_{minanual}} - 1 \right). \quad (95)$$

$DIC_{minanual} \cdot \frac{CM}{730} \cdot kei,$

$$Comp_{FIC-anual}(ano) = \left(\frac{\sum_{t=1+12(ano-1)}^{12.ano} \langle E[FIC_{mensal}(t)] \rangle}{E[FIC_{anual}(ano)]} \right) \cdot \left(\frac{E[FIC_{anual}(ano)]}{FIC_{minanual}} - 1 \right). \quad (96)$$

$FIC_{minanual} \cdot \frac{CM}{730} \cdot kei,$

onde o operador $\langle \rangle$, sobre os valores esperados dos indicadores de continuidade, retorna zero, se o valor esperado para o indicador em questão violou o limite estabelecido para o mesmo no período de tempo da apuração, e retorna o próprio valor do indicador caso este não tenha violado seu limite. Matematicamente, tem-se que:

$$\langle E[DIC_{mensal}(t)] \rangle = \begin{cases} 0, & \text{se } E[DIC_{mensal}(t)] > DIC_{minmensal} \\ E[DIC_{mensal}(t)], & cc \end{cases} \quad (97)$$

e

$$\langle E[FIC_{mensal}(t)] \rangle = \begin{cases} 0, & \text{se } E[FIC_{mensal}(t)] > FIC_{minmensal} \\ E[FIC_{mensal}(t)], & cc \end{cases} \quad (98)$$

para todo $t \in HP$.

No entanto, como a função objetivo de custo é avaliada para o horizonte de planejamento hp como um todo, as penalidades decorrentes das violações das restrições dos subperíodos de HP , de cada conjunto de consumidores do SDEE, devem ser adicionadas de modo a se obter a penalidade global, $P_{ind}^1(x)$, produzida pela solução infactível x do problema, conforme equação 99.

$$P_{ind}^1(x) = \sum_{j=1}^J \left[\sum_{t=1}^{hp} \text{Max} \{Comp_{DIC-mensal}(t), Comp_{FIC-mensal}(t)\} + \sum_{tri=1}^{TRI} \text{Max} \{Comp_{DIC-trim}(tri), Comp_{FIC-trim}(tri)\} + \sum_{ano=1}^{AN} \text{Max} \{Comp_{DIC-anual}(ano), Comp_{FIC-anual}(ano)\} \right] \quad (99)$$

6.3.4.2 Função penalidade para o objetivo de confiabilidade

A função f_2 do modelo 77 apresentado no Capítulo 5, avalia a qualidade de um plano de manutenções através de um índice de confiabilidade imposto por este no sistema sob estudo. Este índice também deve ser penalizado se o plano de manutenções proposto for infactível, em particular, se a infactibilidade está relacionada com a violação das restrições envolvendo os indicadores de continuidade. Neste caso, porém, a função de penalidade deve ser diferente da utilizada para a função objetivo de custo, por dois motivos: (i) as compensações são dadas em valores monetários, enquanto o índice de confiabilidade é adimensional; (ii) as ordens de grandezas são diferentes. Entretanto, o valor das compensações, calculado pela equação 99 e utilizado como penalidade da função objetivo de custo, pode ser utilizado como um parâmetro para penalizar o índice de confiabilidade da segunda função objetivo. Quanto maior o valor esperado com o pagamento de compensações, como consequência do plano de manutenções escolhido, pior é o índice de confiabilidade do sistema como um todo, portanto, pior é a qualidade

deste plano.

A função de penalização da função objetivo de confiabilidade, para uma proposta de solução, x , do problema de otimização é, portanto, definida por:

$$P_{ind}^2(x) = 2 \left(\frac{P_{ind}^1(x)}{\max_{i \in N} \{P_{ind_i}^1(x)\}} \right) - 1 \quad (100)$$

onde $\max_{i \in N} \{P_{ind_i}^1(x)\}$, é o valor máximo apurado com compensações por violação dos indicadores de continuidade em uma população (um conjunto) com N indivíduos (soluções do problema), de uma determinada geração do processo iterativo do NSGA-II. Ou ainda, para economia de tempo computacional, pode-se utilizar um valor constante e suficientemente grande.

O conjunto imagem da função estabelecida pela equação 100 é o intervalo $[0, 1)$, cuja ordem de grandeza é igual à da função objetivo do índice de confiabilidade. Além disso, esse valor é adimensional, satisfazendo assim, os dois pontos, (i) e (ii), anteriormente mencionados. Dessa forma, as compensações apuradas para cada conjunto de consumidores do SDEE sob estudo, devido às violações dos indicadores de continuidade destes conjuntos, cumpre seu papel de penalização tanto sobre os custos com os planos de manutenções quanto com os índices de confiabilidade do sistema.

6.3.5 Penalidade sobre a restrição das equipes de manutenções

Na prática, a violação dos tempos destinados e/ou disponíveis das equipes para a execução de tarefas de manutenções preventivas nos componentes do SDEE, em cada período de tempo $t \in HP$, pode implicar em gastos adicionais com pagamento de horas extras às equipes de manutenções, ou com contratação de equipes adicionais, ou até mesmo inviabilizar a execução de todas as tarefas programadas para o período. Tais gastos, quando viáveis, podem ser adicionados à função objetivo de custo como penalidades decorrentes das violações dos limites estabelecidos de gastos com estas equipes para cada período de tempo do horizonte de planejamento hp considerado. No entanto, a priori, esta violação é considerada infactível para o problema, devendo ser fortemente penalizada pela metodologia de busca. Nesse sentido, a função de penalidade relativa à violação dos limites de homens-horas-mês das equipes, para um dado plano de manutenções, x , P_{equipe}^1 , é modelada conforme segue:

$$P_{equipe}^1(x) = c_{equipe} \times \sum_{t=1}^{hp} \langle g_{equipe}(x, t) \rangle, \quad (101)$$

em que,

$$\langle \underline{g}_{equipe}(x, t) \rangle = \left\{ \begin{array}{ll} T_{\text{factive}} - \sum_{e=1}^E \sum_{m=2}^{M_e} (TMP_{(e,m)} + TMD_e + TME_{(e,m)}) \cdot x_{(e,m)}^t, & \text{se negativo} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{array} \right.$$

Essa estratégia de penalização, segue a metodologia proposta por Deb (2001), conforme apresentada na Seção 6.2.3. O parâmetro de penalidade c_{equipe} (em R\$/horas), deve ser calibrado de modo que a metodologia penalize fortemente os objetivos do problema no caso desta restrição ser violada.

Para penalizar a função objetivo do índice de confiabilidade, devido às eventuais violações das disponibilidades das equipes, é definida a seguinte função:

$$P_{equipe}^2(x) = 2 \left(\frac{P_{equipe}^1(x)}{\max_{i \in N} \{P_{equipe_i}^1(x)\}} \right) - 1 \quad (102)$$

onde $\max_{i \in N} \{P_{equipe_i}^1(x)\}$, é o maior valor $P_{equipe_i}^1(x)$ apurado entre os N indivíduos (soluções do problema) de uma determinada geração do processo iterativo do NSGA-II, como penalidade devido à violação dos limites de disponibilidade das equipes de manutenções; ou um valor constante e suficientemente maior que $P_{equipe_i}^1(x)$, para todo $i = 1, \dots, N$.

Novamente, assim como se procedeu para penalizar a função objetivo do índice de confiabilidade para as eventuais violações dos indicadores de continuidade, é considerado aqui o valor da penalidade sobre o objetivo do custo, como parâmetro para definir a penalização do índice de confiabilidade para as violações dos tempos estabelecidos para as equipes de manutenções em cada subperíodo de tempo $t \in HP$.

6.3.6 Penalidade sobre a restrição de confiabilidade dos bancos de capacitores

Cada banco de capacitores $e_{bc} \in E_{BC} \subset E$ de um SDEE considerado neste estudo, tem seu índice de confiabilidade avaliado e comparado com um valor limite para este índice em cada $t \in HP$. Esse valor limite é definido como sendo o valor mínimo aceitável para a confiabilidade dos bancos em cada subperíodo t de HP . As eventuais violações destes índices ao longo de hp , decorrentes da qualidade do plano de manutenções, x , escolhido, devem ser calculadas com o intuito de penalizar a qualidade do plano. Para essa penalização, no entanto, deve-se considerar a severidade das violações e as diferentes características das funções objetivos do problema.

A medida adotada para avaliação da severidade das violações do conjunto de restrições dos índices de confiabilidade dos bancos de capacitores, produzidas por um dado plano de manutenções x escolhido, é o somatório das probabilidades de falhas de cada banco $e_{bc} \in E_{BC}$, em cada período de tempo t de HP , $P_{e_{bc}}(t)$, dado conforme equação 103. Através dessa medida, são definidas as duas funções de penalidades para as duas funções objetivos do problema.

$$P_{e_{bc}}(t) = \begin{cases} 1 - C_{e_{bc}}(t), & \text{se } C_{e_{bc}}(t) < 0.70 \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (103)$$

A função de penalização devido á violação desta restrição, deve penalizar a função objetivo de custo, com um valor cuja ordem de grandeza seja, no mínimo, equivalente ao valor das demais penalizações. Portanto, propõe-se o seguinte modelo para esta função de penalidade:

$$P_{conf}^1(x) = \left[\sum_{e_{bc}=1}^{E_{BC}} \sum_{t=1}^{hp} P_{e_{bc}}(t) \right] \times c_{cap} \quad (104)$$

em que c_{cap} é um parâmetro de ponderação. Neste trabalho, no entanto, este parâmetro deve ser suficientemente grande para evitar que a metodologia de busca decida por planos que violem esta restrição.

Por sua vez, a função de penalização do objetivo de confiabilidade, é dada de forma análoga às funções de penalidades desse objetivo para as restrições das equipes e das compensações. Porém, ao invés de se utilizar o valor da penalização da função objetivo de custo, como parâmetro para calcular a penalização do objetivo de confiabilidade, como nas demais funções de penalidades, é utilizada a medida de severidade de violações definida acima. Assim, tem-se que:

$$P_{conf}^2(x) = 2 \left(\frac{\sum_{e_{bc}=1}^{E_{BC}} \sum_{t=1}^{hp} P_{e_{bc}}(t)}{E_{BC} * hp} \right) - 1. \quad (105)$$

6.3.7 Penalidade sobre a restrição de depreciação dos ativos

As restrições que consideram a vida útil econômica dos equipamentos de um SDEE, avaliam a viabilidade de fazer uma substituição do equipamento a ser reparado por outro novo. Essas restrições são violadas quando substituições são sugeridas (pela metodologia) para equi-

pamentos cuja idade é menor que o valor de sua vida útil econômica. Nestes casos, os custos envolvidos incrementam desnecessariamente o custo final das operações de manutenções e, portanto, tal violação deve ser evitada. De acordo com a metodologia de tratamento das soluções infactíveis, utilizada neste trabalho, as funções objetivos devem ser penalizadas sempre que as restrições são violadas. Assim, definem-se as funções penalidades P_{depre}^1 e P_{depre}^2 das funções objetivos de custo e confiabilidade, respectivamente, conforme seguem:

$$P_{depre}^1(x) = c_{deprec} \times \sum_{t=1}^{hp} \langle \underline{g}_{depre}(x, t) \rangle \quad (106)$$

em que,

$$\langle \underline{g}_{depre}(x, t) \rangle = \begin{cases} 0, & \text{se } I_e + t - x_{(e, \max\{m_e\})}^t \times I_{de} \geq 0 \\ 1, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

e,

$$P_{equipe}^2(x) = 2 \left(\frac{P_{depre}^1(x)}{\max_{i \in N} \{P_{depre_i}^1(x)\}} \right) - 1 \quad (107)$$

onde,

$\max_{i \in N} \{P_{depre_i}^1(x)\}$: Maior valor da penalidade $P_{depre_i}^1(x)$, apurada entre os N indivíduos de uma determinada geração do processo iterativo do NSGA-II, devido à violação da restrição de depreciação;

$\max\{m_e\}$: A atividade de maior nível estabelecida para o equipamento $e \in E$ que, de acordo com o Capítulo 4, corresponde a uma atividade de substituição do equipamento usado por outro novo;

c_{deprec} : Parâmetro de penalização (em reais);

I_e : Idade do equipamento $e \in E$;

I_{de} : Idade a partir da qual o equipamento $e \in E$ é considerado depreciado;

$\max\{m_e\}$: O maior nível de manutenção do equipamento $e \in E$, ou seja, o índice da tarefa de manutenção que corresponde à substituição do equipamento usado por outro novo;

t : Período de tempo mensal pertencente ao conjunto HP , isto é, $t \in HP$.

As violações destas restrições também devem ser fortemente penalizadas pela metodologia.

Neste trabalho, o valor de c_{deprec} é definido suficientemente grande para que a metodologia de busca elimine, ao longo dos ciclos geracionais, os indivíduos da população (planos de manutenções) que não satisfazem essas restrições.

6.3.8 Penalidade sobre a restrição do número de manutenções

Uma das características da metodologia de busca para o modelo de otimização proposto, é a alocação de tarefas de manutenções em componentes primordiais para o funcionamento do sistema como um todo, ou pelo menos parte dele. Com isso, pode ocorrer a alocação excessiva de manutenções para estes equipamentos, o que não ocorre na prática. As restrições apresentadas na Seção 5.2.6 e implementadas no modelo, buscam evitar os excessos de manutenções alocadas para cada equipamento do sistema sob estudo, devendo portanto, penalizar os planos que violam tais restrições.

A penalização de cada plano que viola as restrições do número de manutenções é feita através das funções objetivos por meio das funções de penalidades $P_{excmanut}^1$ e $P_{excmanut}^2$ definidas pelas equações 108 e 109.

$$P_{excmanut}^1(x) = c_{exced} \times \sum_{e=1}^E |\langle \underline{g}_{depre}(x, e) \rangle| \quad (108)$$

em que,

$$\langle \underline{g}_{depre}(x, e) \rangle = \begin{cases} \overbrace{\sum_{t=1}^{hp} [4.x_{(e,2)}^t + 5.x_{(e,3)}^t + 6.x_{(e,4)}^t + 7.x_{(e,5)}^t]}^{p(x)}, & \text{se } 9 - p(x) \leq 0 \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

e,

$$P_{excmanut}^2(x) = 2 \left(\frac{P_{excmanut}^1(x)}{100} \right) - 1 \quad (109)$$

onde c_{exced} é um parâmetro de penalização (em reais). Este valor é suficientemente grande de modo a garantir que a violação da restrição do número de manutenção penalize fortemente a função objetivo de custo e, conseqüentemente, a função objetivo de confiabilidade. Quanto à função de penalização da função objetivo de confiabilidade, o denominador 100 na fração

do expoente da potência, garante por sua vez, uma forte penalização dos planos que muito violam esta restrição. Essas duas estratégias, buscam garantir a factibilidade desta restrição do problema.

6.3.9 Funções objetivos penalizadas

Nas seções anteriores, as funções de penalidades para cada objetivo do modelo de otimização apresentado no Capítulo 5, provenientes das violações das restrições dos indicadores de continuidade, das restrições da disponibilidade das equipes de manutenções, das restrições dos índices de confiabilidade e das restrições das depreciações, foram apresentadas e comentadas separadamente. No entanto, os valores dessas funções são apenas parcelas das penalidades P^1 e P^2 , dos objetivos de custos e confiabilidade, respectivamente. Assim, para um dado plano de manutenções x , tem-se que:

$$P^i(x) = P_{ind}^i(x) + P_{equipe}^i(x) + P_{conf}^i(x) + P_{depre}^1(x) + P_{excmanut}^1(x); \text{ para } i = 1, 2. \quad (110)$$

Assim, com o objetivo de manipular as soluções infactíveis do problema de otimização proposto pelo modelo 77, as funções objetivos f_1 e f_2 podem ser substituídas pelas funções penalizadas F_1 e F_2 , em que:

$$F_1(x) = f_1(x) + P^1(x) \quad (111)$$

e

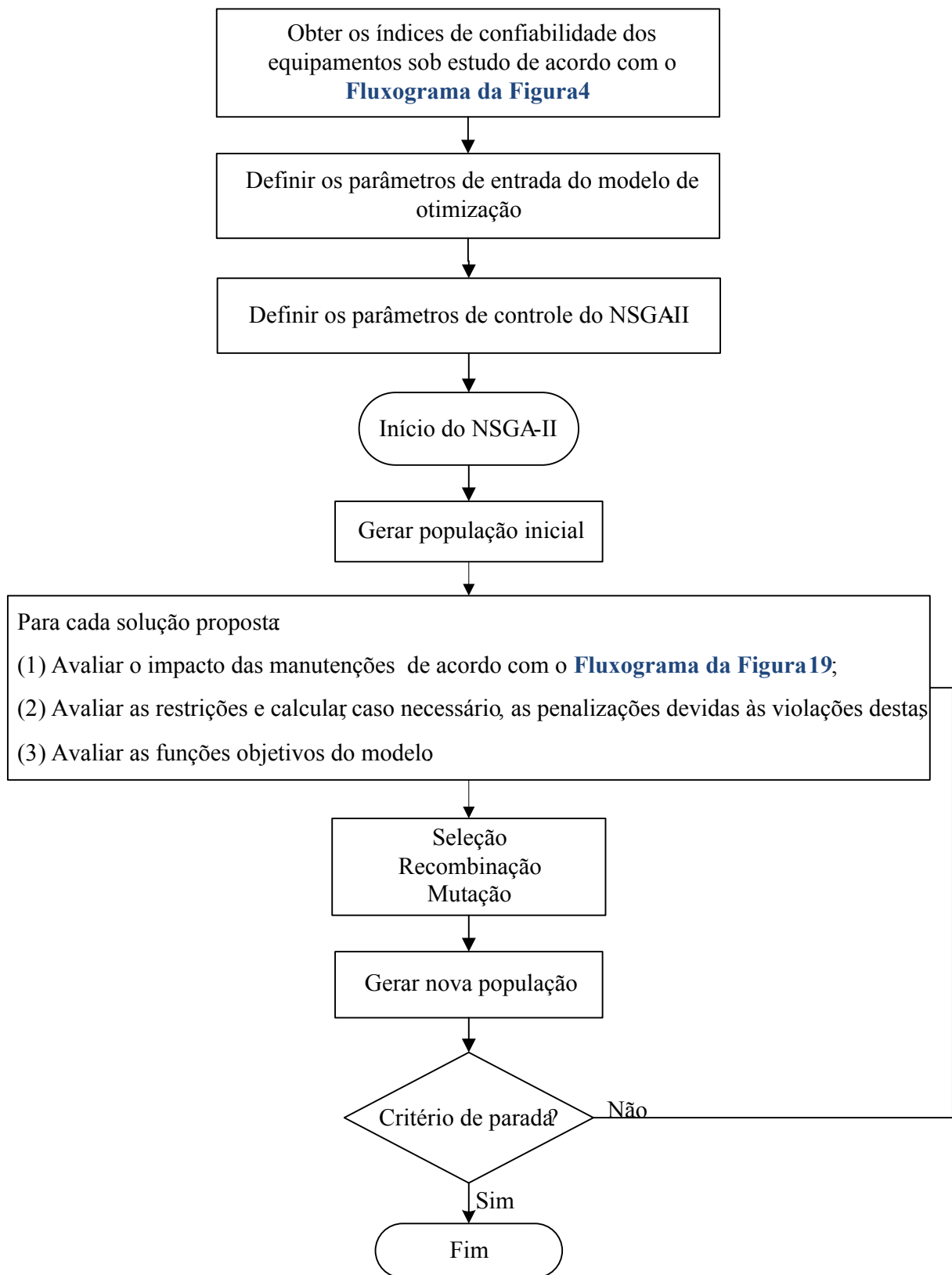
$$F_2(x) = f_2(x) + P^2(x), \quad (112)$$

em que x é um plano de manutenções proposto para o SDEE.

6.3.10 Fluxograma completo

Ao longo deste trabalho, vem sendo descrita uma proposta de otimização de planos de manutenções preventivas para componentes de sistemas de distribuição de energia elétrica. O fluxograma da Figura 32, apresenta de forma resumida, as etapas da proposta.

Figura 32 - Fluxograma da metodologia proposta para otimização de planos de manutenções.



6.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentadas a técnica de solução adotada para otimização de planos de manutenções preventivas de um SDEE e as estratégias e procedimentos considerados para o ajustamento do modelo de otimização proposto à técnica de solução. Em destaque, foram definidas e comentadas as funções de penalidades do problema para o tratamento das infactibilidades.

O tratamento das infactibilidades, conforme apresentado neste capítulo, apresenta algumas características importantes e cabem ressaltar: (1) As restrições sobre a confiabilidade dos bancos de capacitores, da depreciação dos ativos, do número de manutenções e da disponibilidade das equipes de manutenção, devem ser satisfeitas por qualquer solução do conjunto de Pareto-ótimo (local ou global), portanto, as soluções com essas infactibilidades são fortemente penalizadas para que a metodologia de busca descarte-as ao longo dos ciclos geracionais; enquanto que, (2) as restrições dos limites de continuidade de cada conjunto de consumidores, penalizam a função objetivo de custo com o pagamento de compensações, assim como é feito na prática pelas empresas detentoras de SDEE, e cujos limites de continuidade de seus conjuntos tenham sido violados. Diferentemente das demais restrições, o valor estimado com o pagamento de compensações, é adicionado diretamente na função objetivo de custo, sem uma ponderação adicional. Deste modo, o algoritmo de busca deve privilegiar o cumprimento das demais restrições (mais penalizadas) em detrimento das restrições dos limites de continuidade (não penalizadas). Desta forma, o pagamento de compensações passa a ser considerado como um custo admissível dentro do planejamento das tarefas de manutenções de um SDEE, além de constituir-se numa variável adicional a ser considerada pelo tomador de decisões.

No capítulo que segue, são apresentados os resultados obtidos das aplicações da metodologia deste trabalho sobre alimentadores reais de uma empresa de distribuição de energia elétrica do estado de São Paulo.

7 RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos com os testes no programa computacional implementado a partir da metodologia proposta para a otimização dos planos de manutenções preventivas de sistemas de distribuição de energia elétrica. Os testes foram aplicados usando vários alimentadores individualmente e, para um sistema maior composto por 3 alimentadores. São analisados, no entanto, com objetivo de avaliar a metodologia proposta, somente os resultados dos testes dos alimentadores, P3-A2, P3-A4, P3-A8, cujos resultados são representativos dos demais alimentadores testados; e do sistema formado por esses 3 alimentadores.

A calibração dos parâmetros de controle do algoritmo NSGA-II foi efetuada utilizando-se também diversos alimentadores. Neste capítulo, são apresentados somente os resultados mais significativos para justificar os parâmetros escolhidos.

Figura 33 - *Layout* do programa criado para otimização dos planos de manutenções preventiva de Sistemas de distribuição de energia elétrica.



Fonte: Próprio autor.

Os testes foram efetuados através do programa computacional *OptPlanSDEE*¹, desenvolvido a partir da metodologia apresentada neste trabalho e implementado em linguagem de programação C/C++. Todas as etapas da metodologia proposta, bem como o algoritmo NSGA-II

¹Nomenclatura dada ao programa desenvolvido com o objetivo de otimizar planos de manutenções preventivas de sistemas de distribuição de energia elétrica.

como ferramenta de otimização, foram programadas e compõem o programa final *OptPlanS-DEE*. O programa é alimentado com dados fornecidos por uma empresa detentora da concessão de uso destes alimentadores, além de dados estabelecidos pelos órgãos reguladores dos SDEE brasileiros e de dados resultantes de outras pesquisas e levantamento de informações. Uma síntese destes dados, os mais relevantes para compreensão dos resultados, são apresentados na seção que segue. Na Figura 33, apresenta-se o *layout* do programa computacional desenvolvido.

7.1 DADOS DE ENTRADA DO MODELO E DO NSGA-II

O principais dados de entrada ou constantes do modelo são: os custos das tarefas de manutenções de cada equipamento; os tempos decorridos com a realização de cada tarefa de manutenção; os tempos decorridos com os atendimentos emergenciais de cada equipamento em estado de falha; a disponibilidade de tempo das equipes de manutenção para execução de tarefas de manutenções preventivas; e o horizonte de planejamento. Outros dados, como os que são necessários para a avaliação da confiabilidade de cada equipamento sob estudo em cada subperíodo do horizonte de planejamento, e para a definição do número de níveis de atividades de manutenções desses equipamentos, foram apresentados nos capítulos onde estes temas são abordados. Outros dados ainda, que se fazem necessários para a compreensão dos resultados apresentados, e que não são apresentados nesta seção, são apresentados conforme se fizerem necessários.

Neste trabalho são omitidos os dados de falhas dos componentes dos alimentadores e/ou sistemas de distribuição sob estudo, dado o grande volume de informações. No Apêndice B, no entanto, são apresentadas as teorias e métodos utilizados na modelagem de cada função de probabilidade de falhas de cada equipamento dos sistemas sub estudos.

7.1.1 Horizonte de planejamento

O horizonte de planejamento considerado neste trabalho é de 24 meses (2 anos), com subperíodos mensais. Este período foi definido para realizar uma melhor análise da metodologia proposta, sem se atentar aos períodos de planejamento comumente utilizados pelas empresas detentoras de SDEE. No entanto, a metodologia proposta está ajustada para otimizar planos considerando qualquer horizonte de planejamento. Porém, deve-se considerar que quanto maior for o horizonte de planejamento, maior é a complexidade do problema em termos computacionais.

7.1.2 Constantes das equações (72i) - (72k)

Os valores para as constantes a_{ij} e b_i , das equações (72i) - (72k) do modelo de otimização proposto, são apresentados na Tabela 29. Estes valores são definidos de modo que apenas uma

atividade de manutenção de nível mais alto, m_3 ou m_4 , ou até duas atividades de manutenções de níveis mais baixos, m_1 e m_2 , possam ser alocadas para cada equipamento $e \in E$ dos sistemas sob estudo ao longo do horizonte de planejamento.

Tabela 29 - Valores para as constantes a_{ij} e b_i das restrições (72i) - (72k).

i/j	a_{ij}				b_i
	2	3	4	5	
1	4	5	6	7	9
2	4	5	6	-	9
3	4	5	-	-	9

Fonte: Próprio autor.

7.1.3 Custos das tarefas de manutenções

O custo de cada uma das $m \in M_e$ atividades de manutenção, para cada equipamento $e \in E$, é definido por $P_{(e,m)}$. O valor definido para cada $P_{(e,m)}$ de uma mesma classe de equipamentos encontra-se na Tabela 30. Os custos das tarefas de manutenções apresentados nesta tabela foram fornecidos por técnicos e engenheiros do setor de manutenção de empresa de distribuição de energia elétrica. Esses valores são resultantes de um pré-processamento de valores para definição de um custo médio para cada equipamento de uma mesma classe de componentes.

Tabela 30 - Valores adotados para os custos das tarefas de manutenções de cada classe de equipamentos considerado neste estudo.

Componentes do sistema	Custo das tarefas de manutenção para cada tipo de componente (R\$)				
	m_1	m_2	m_3	m_4	m_5
Transformadores de distribuição	0	100	500	2.000	2.000
Reguladores de tensão	0	100	620	1.000	1.000
Bancos de capacitores	0	300	1.000	1.000	-
Disjuntores	0	100	500	25.000	25.000
Cabos primários	0	2,50	170	-	-
Chaves	0	15	50	50	-
Chaves a óleo/vácuo/SF6	0	100	860	860	-

Fonte: Próprio autor.

Para a grande maioria dos componentes de um SDEE há uma variedade de especificações e características que diferenciam uns dos outros, como por exemplo, potência, tensão e corrente nominais, materiais isolantes, fabricantes e modelos. Logo, na prática, há diferentes custos $P_{(e,m)}$, mesmo para manutenções de um mesmo nível m entre equipamentos de uma mesma classe. No entanto, neste trabalho, dada a carência de informações mais específicas, tanto de custos quanto da descrição de cada equipamento do sistema, são definidos valores de custos

generalizados para essas tarefas, independentemente das particularidades dos equipamentos de cada classe. Para a definição dos valores de $P_{(e,m)}$, conforme Tabela 30, considerou-se um nivelamento dos valores de cada tarefa de manutenção, entre os equipamentos de uma mesma classe, com base nas manutenções de custo mais elevado. Desse modo, o valor obtido como solução do modelo de otimização proposto (modelo 77), particularmente da função objetivo de custo, está sobrestimado e, portanto, o valor real do custo de cada plano de manutenção do sistema, é menor ou, no máximo, igual ao valor obtido.

Outra observação importante sobre os valores definidos na Tabela 30, está no fato de que o custo da substituição do equipamento usado por um novo (tarefa m_i de maior índice i para cada classe de equipamentos) é igual ao custo de uma atividade de manutenção completa (tarefa m_{i-1}). Embora na prática esses valores sejam diferentes, tendo sempre a substituição um custo mais elevado do que qualquer atividade de manutenção, essa estratégia foi adotada para que a metodologia de solução, alocasse atividades de substituição quando os equipamentos expirassem o tempo da vida útil econômica. Além disso, a diferença entre esses custos é compensada pelos benefícios da revisão tarifária obtidos pela empresa ao substituir um equipamento totalmente depreciado por um equipamento novo, embora essa compensação não seja considerada no modelo proposto.

7.1.4 Custo da potência entregue aos consumidores

A potência fornecida aos consumidores de energia elétrica é cobrada por unidades de kWh. O custo por unidade de kWh é utilizado na modelagem para o cálculo das compensações devido à violação dos indicadores de continuidade DIC e FIC mensal, trimestral e anual, conforme é detalhado no Apêndice A. É considerado neste trabalho o valor de R\$ 0,36078² para cada kWh de energia fornecida aos consumidores.

7.1.5 Tempos das manutenções preventivas e corretivas

O tempo médio decorrido com a realização de uma atividade de manutenção do tipo $m \in M_e$ para um equipamento $e \in E$, $TME_{(e,m)}$, está relacionado com os tempos de execução das atividades de manutenções preventivas, enquanto o tempo médio de atendimento de emergência devido à falha dos equipamentos $e \in E$, $TMAE_e$, está relacionado com os tempos decorridos com as execuções de atividades corretivas. A fonte de informações destes tempos, tanto dos $TME_{(e,m)}$ quanto dos $TMAE_e$, são os relatórios das equipes de manutenções dos SDEE. No entanto, estes relatórios podem não estar prontamente disponíveis para a obtenção dos $TME_{(e,m)}$ e $TMAE_e$ de cada equipamento, assim, uma estimativa destes tempos pode ser obtida utilizando

²Valor do kWh cobrado por uma empresa paulista de distribuição de energia elétrica, no ano de 2012, aos consumidores residenciais. Neste trabalho, todos os consumidores dos sistemas de distribuição são tratados como consumidores residenciais.

os valores dos TME e $TMAE$ apurados pelas empresas detentoras de concessão de SDEE, sobre o conjunto dos componentes dos alimentadores de cada subestação de distribuição. O órgão regulador ANEEL torna público tais valores em seu *site* na *internet*, e são portanto, de conhecimento público. Na Tabela 31 são apresentados os valores de TME e $TMAE$, considerados como estimativas dos tempos $TME_{(e,m)}$ e $TMAE_e$, para cada equipamento e dos alimentadores sob estudo.

Tabela 31 - Valores dos indicadores de atendimento considerados para os componentes dos alimentadores de cada subestação.

Subestação	TME (min)	TMAE (min)
P3	22,7629	120,152
P4	24,2412	132,169

Fonte: (ANEEL, 2014).

O $TME_{(e,m)}$, para cada $e \in E$, pode ainda ser estimado pelo *ttr* médio desses equipamentos. O histórico de falhas do sistema, quando disponível, fornece os tempos gastos com reparações ou restaurações dos equipamentos que apresentaram falhas. Por meio destes tempos, pode-se então estimar o tempo médio da execução das tarefas de manutenções preventivas (e corretivas) de cada equipamento do sistema. Considerando, exclusivamente, as manutenções corretivas emergenciais e adicionando os tempos médios de preparação e deslocamento das equipes, pode-se também estimar o $TMAE_e$ de cada equipamento. Contudo, tal metodologia nem sempre pode ser aplicada, ou pelo menos, não pode ser aplicada para todos os equipamentos, pois o intervalo de tempo coberto pelos registros históricos de faltas, quando disponíveis, pode não ser suficientemente grande para conter os dados de falhas de todos os componentes, ou caso contenha, a quantidade pode ser insuficiente para garantir uma boa representatividade.

Neste trabalho, para os valores dos parâmetros $TME_{e,m}$ e $TMAE_e$, de cada equipamento e dos alimentadores sob análise, são considerados os valores apresentados na Tabela 31 para aqueles equipamentos que não configuram nos registros históricos de falhas ou que configuram em quantidade insuficiente para obter uma medida representativa desses tempos; e são considerados os *ttr*_s para os equipamentos que configuram em tal relatório em quantidade suficiente.

7.1.6 Disponibilidade das equipes de manutenção

Na modelagem proposta neste trabalho, um plano de manutenção otimizado deve alocar tarefas de manutenções distribuídas ao longo do horizonte de planejamento considerado, de modo que as tarefas programadas para cada subperíodo de tempo t mensal não requeiram uma quantidade de horas-homem-mensal maior que a disponível. Na definição deste valor, deve-se levar em conta que as equipes de manutenções não são encarregadas somente da realização de manutenções preventivas, mas também das manutenções corretivas, atendimentos emergenciais,

ligação e religação de consumidores na rede, entre outras atividades. Assim, para este estudo, é considerado que apenas 10% da carga horária de trabalho das equipes é utilizada com execução de atividades de manutenções preventivas do sistema. Na Tabela 32 apresenta-se o quantitativo de horas disponíveis para cada equipe de manutenção, de cada alimentador do sistema, para execução das atividades de manutenções preventivas.

Tabela 32 - Tempo mensal à disposição das equipes de manutenções, por alimentador, para execução de tarefas de manutenções preventivas.

Alimentador	Quantitativo de horas mensais disponíveis para execução de atividades de manutenções preventivas (horas)
P3-A2	36,96
P3-A4	18,48
P3-A8	18,48
P3-A9	73,92
P4-A4	36,96

Fonte: Próprio autor.

Os valores da Tabela 32 são estimativas produzidas para a realização dos testes da metodologia proposta neste trabalho.

7.1.7 Parâmetros de controle do NSGA-II

O NSGA-II, para ter um desempenho satisfatório e robustez necessita que alguns parâmetros de controle sejam calibrados, tais como o número de gerações, a taxa de mutação, entre outros, conforme discutido no Capítulo 6. Na Tabela 33 apresentam-se os parâmetros utilizados no NSGA-II para os testes realizados com a metodologia proposta.

Tabela 33 - Parâmetros de controle adotados para o NSGA-II implementado.

Descrição	Valores
Número de indivíduos da população	800
Taxa de mutação para os genes	7%
Taxa de recombinação	90%
Número de indivíduos por torneio	3
Critério de parada	50.000 gerações

Fonte: Próprio autor.

Os parâmetros apresentados na Tabela 33, são os resultados obtidos de vários testes de ajuste destes parâmetros para o problema proposto. Uma síntese destes testes é apresentada na sequência. Para os testes, foram considerados as redes de distribuição dos alimentadores

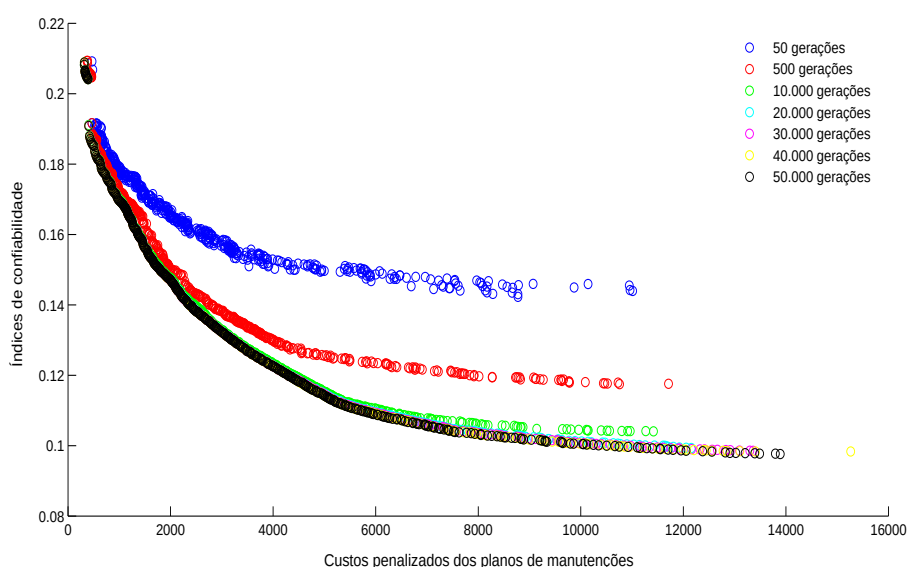
P3-A2³, P3-A8⁴, P3-A9 e P4-A4.

7.1.7.1 Critério de parada

O critério de parada adotado é o número de gerações. A perda da evolução geracional de uma população em um NSGA-II pode indicar a obtenção de uma fronteira de Pareto ótima global, ou ótima local, ou ainda, simplesmente, a obtenção de uma fronteira de forte atração. Os operadores de mutação e recombinação, no entanto, possuem as propriedades necessárias para fazer com que a metodologia de busca escape dos pontos de forte atração que não sejam o ponto ótimo global. Porém, o número de gerações deve ser suficientemente grande para que isto ocorra e uma fronteira de Pareto ótima seja encontrada. Assim, uma vez determinado este número, pode-se tomá-lo como critério de parada, uma vez que se assume, com um bom grau de certeza, que a convergência da solução já tenha ocorrido.

A definição do número mínimo de gerações que garante a convergência da solução, necessita que testes da metodologia sejam realizados com diversos números de gerações para se obter o quantitativo de gerações necessárias para a metodologia encontrar a fronteira de Pareto ótima. Os resultados destes testes podem ser visualizadas nas Figuras 34 e 35.

Figura 34 - Curvas das aptidões dos indivíduos da população do NSGA-II, para o alimentador P3-A8, considerando diferentes número de gerações como critério de parada.



Fonte: Próprio autor.

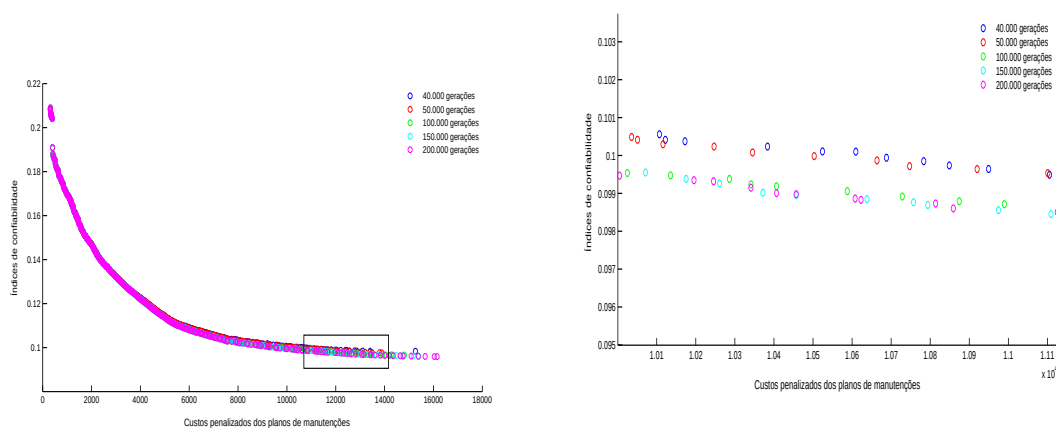
De acordo com a Figura 34, verifica-se uma perda da evolução geracional da população a

³Um diagrama de rede para este alimentador é apresentado na Figura 58 na Seção 7.2.6.2

⁴Um diagrama de rede para este alimentador é apresentado na Figura 46 na Seção 7.2.1.1

partir da geração 40.000, de modo que a curva das aptidões da população na geração 50.000 é, visualmente, idêntica à da geração 40.000. Assim, pode-se considerar que 40.000 gerações sejam suficientes para que o NSGA-II convirja para uma fronteira de Pareto-ótima, ou pelo menos, uma fronteira de boa qualidade. Pode-se considerar, no entanto, que as soluções do modelo que compõem a curva na geração 50.000, sejam um refinamento das soluções obtidas na geração 40.000, e portanto, de melhor qualidade. Neste sentido, é adotado o número de 50.000 gerações como o critério de parada do algoritmo NSGA-II para os sistemas analisados.

Figura 35 - Curvas das aptidões dos indivíduos da população do NSGA-II, para o alimentador P3-A8, considerando diferentes número de gerações como critério de parada. Na figura à direita, são evidenciados os pontos das curvas delimitados pelo retângulo enfatizado na figura da esquerda.



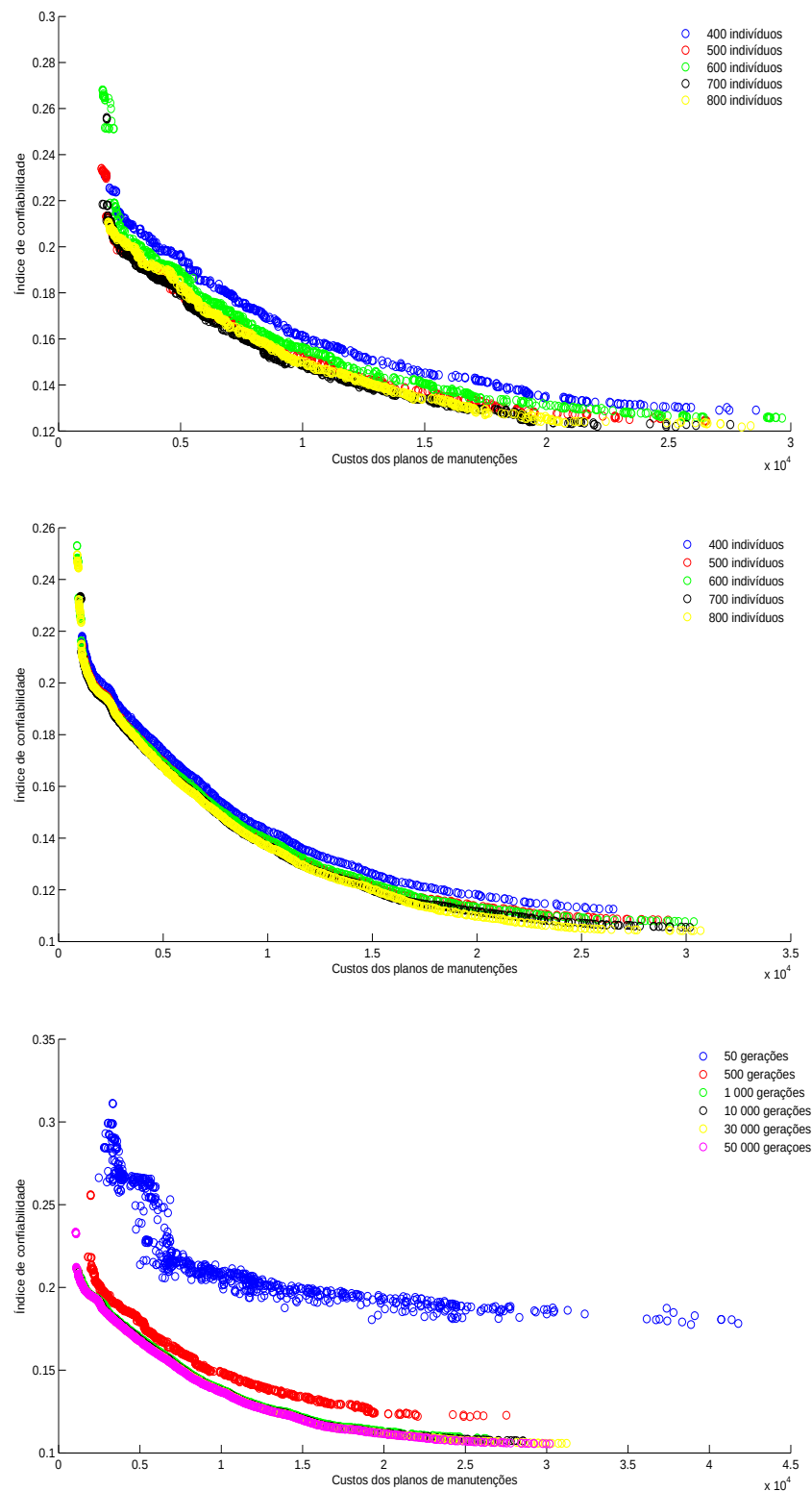
Fonte: Próprio autor.

Um número maior de gerações também foi testado para garantir a suficiência do limitador de gerações proposto para convergência do algoritmo evolutivo. Na Figura 35, apresentam-se os resultados obtidos com estes testes. De acordo com a Figura 35 (esquerda), pode-se verificar que a curva da fronteira obtida na geração 40.000 é praticamente a mesma curva obtida na geração de número 200.000. No entanto, o tempo computacional adicional, necessário para a execução destas 200.000 gerações, não viabiliza os ganhos mínimos adicionais da qualidade das soluções obtidas, ao menos neste trabalho.

7.1.7.2 Número de indivíduos da população

Para a definição do número de indivíduos da população do NSGA-II, realizaram-se testes com a metodologia proposta considerando diferentes contingentes populacionais sobre três alimentadores de diferentes características (número de componentes): o alimentador P3-A8, com 212 componentes; o alimentador P3-A2, com 375 componentes; e o alimentador P3-A9, com 835 componentes. Nas Figuras 36, 37 e 38 apresentam-se o comportamento das soluções obtidas para cada alimentador.

Figura 36 - Comportamento das soluções dos NSGA-II com diferentes contingentes populacionais. De cima para baixo, têm-se o comportamento das soluções após 1.000 gerações, 50.000 gerações e a convergência das soluções do NSGA-II com população de 800 indivíduos, respectivamente.

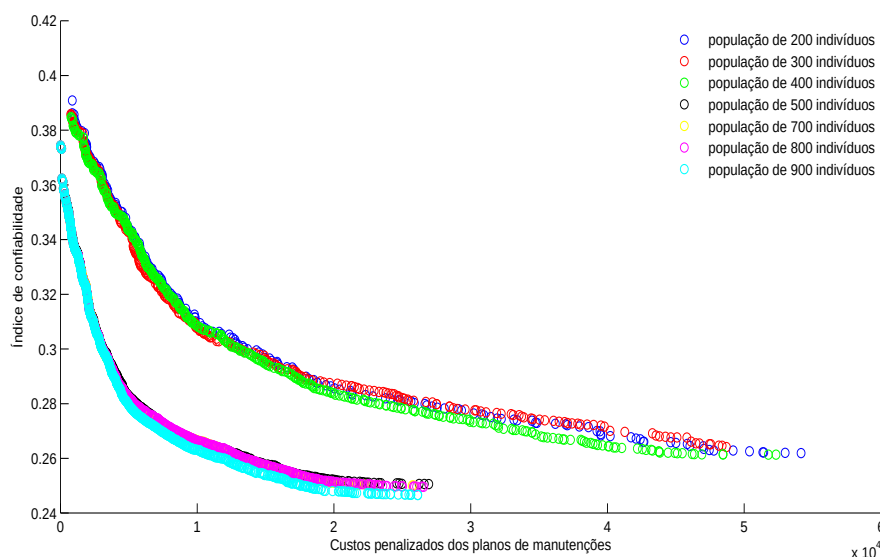


Fonte: Próprio autor.

A Figura 36 mostra que o NSGA-II com as maiores populações (700 e 800 indivíduos) apresentaram uma melhor convergência em relação ao NSGA-II com outros contingentes populacionais. Não há, no entanto, uma clara definição sobre a predominância do NSGA-II com 800 indivíduos sobre o NSGA-II com 700 indivíduos.

Os testes com o alimentador P3-A2, com 375 componentes (163 componentes a mais que P3-A8), reforçam a tendência de uma melhor convergência para os NSGA-II com população em torno de 800 indivíduos. Na Figura 37 apresenta-se a convergência dos NSGA-II com diferentes contingentes populacionais, após 50.000 gerações, para os testes no alimentador P3-A2.

Figura 37 - Comportamento das soluções obtidas após 50.000 gerações do NSGA-II proposto para o alimentador P3-A2, considerando diferentes contingentes populacionais.



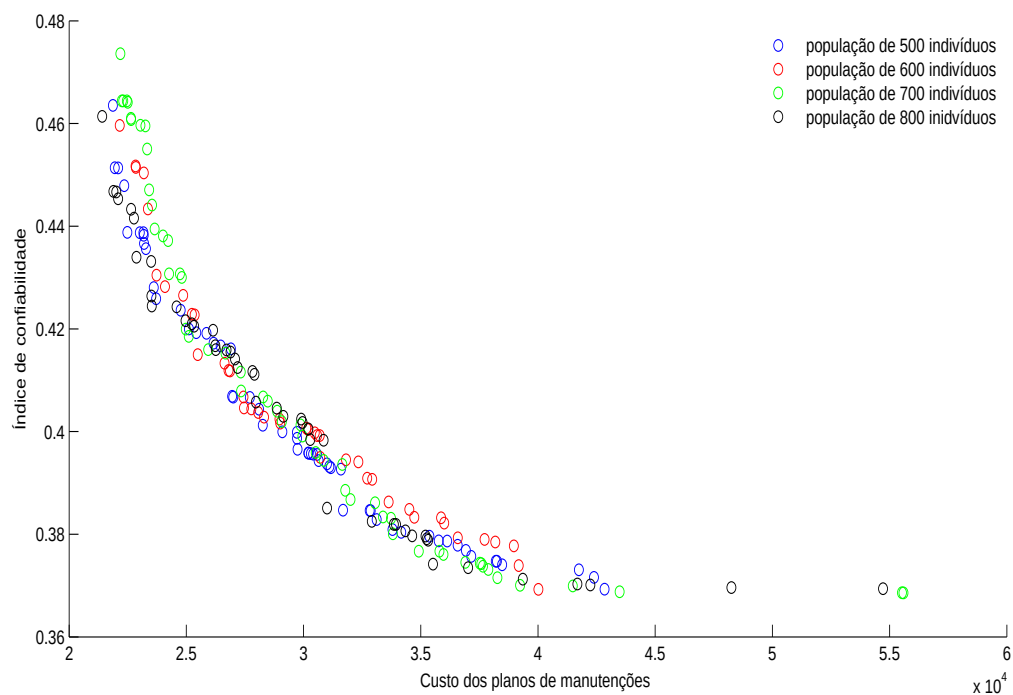
Fonte: Próprio autor.

Na Figura 37 pode-se verificar que o NSGA-II com população de 700, 800 e 900 indivíduos apresenta soluções de melhor qualidade que os NSGA-II com contingentes populacionais menores, com leve vantagem para o algoritmo com população de 900 indivíduos. Por este resultado, pode-se sugerir uma relação entre o número de componentes do alimentador e o número de indivíduos da população, assim, um terceiro teste com alimentador P3-A9, com 835 componentes, é executado e os resultados são apresentados na Figura 38.

O comportamento das soluções apresentadas na Figura 38, permite concluir que não se pode confirmar nenhuma relação entre o número de componentes e contingente populacional do NSGA-II proposto. Deste resultado, verifica-se ainda uma leve vantagem do NSGA-II com população de 700 indivíduos, que não é, entre os casos testados, o de maior população.

Os testes efetuados evidenciam que o NSGA-II proposto apresenta boa convergência das

Figura 38 - Comportamento das soluções não dominadas obtidas após 50.000 gerações do NSGA-II proposto para o alimentador P3-A9, considerando diferentes contingentes populacionais.



Fonte: Próprio autor.

soluções para populações entre 700 e 900 indivíduos. No entanto, o tempo computacional é tanto maior quanto for o número de indivíduos da população. Assim, ponderando-se entre qualidade das soluções obtidas e o tempo computacional, define-se para este trabalho, uma população de 800 indivíduos, independente do tamanho do SDEE sob estudo. Cabe ressaltar ainda que se pode obter um ajuste fino para o tamanho da população do NSGA-II, para cada sistema, através de alguns testes com contingentes populacionais, assim como se procedeu nos testes apresentados nesta seção. Neste caso, sugerem-se valores entre 700 e 900 indivíduos.

7.1.7.3 População inicial

A população inicial do NSGA-II proposto é gerada de forma pseudo-aleatória. Para cada plano de manutenções ou indivíduo da população, é escolhido, aleatoriamente, um número específico de componentes $e \in E$ e suas respectivas atividades de manutenção m_e , com $m_e \neq 1$, para serem executadas em algum tempo $t \in HP$, também escolhido aleatoriamente. A heurística implementada para este fim, garante que todos os planos iniciais gerados sejam distintos uns dos outros. Este número, por sua vez, varia de acordo com o tamanho do SDEE a ser estudado, mas de modo geral, é pequeno, visto que o objetivo da metodologia é encontrar um número mínimo de manutenções que garantem a máxima confiabilidade possível do sistema.

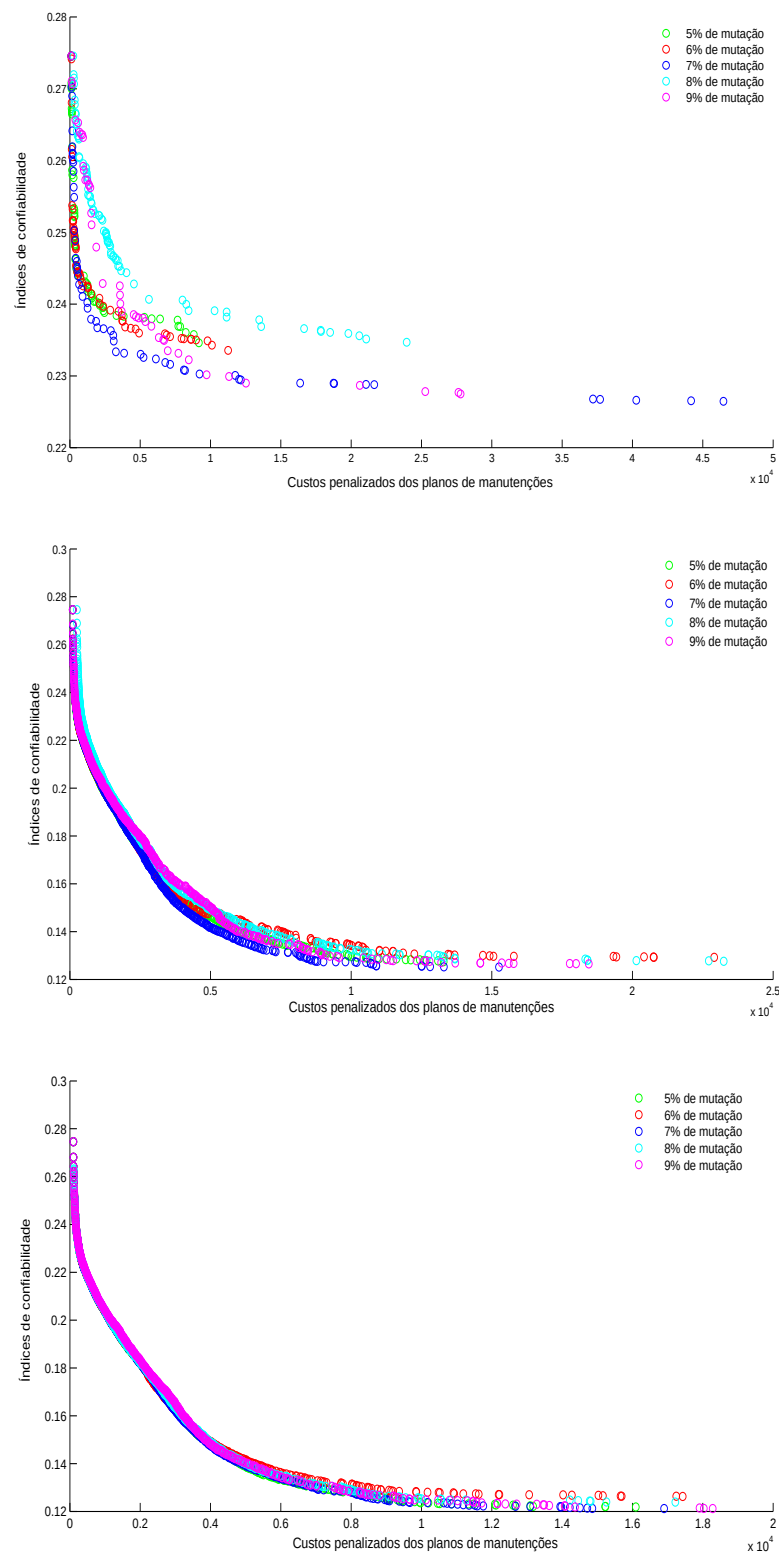
7.1.7.4 Taxa de mutação

Para o alimentador teste P3-A8, realizaram-se alguns testes da metodologia utilizando diferentes taxas de mutação, a saber: 5, 6, 7, 8 e 9%. Utilizou-se uma taxa de recombinação de 100% em todos os casos, de modo a considerar somente a influência das diferentes taxas de mutação sobre as soluções após um certo número de gerações. Na Figura 39 são apresentados os resultados obtidos nestes testes para 50, 10.000 e 50.000 gerações. Para todos os casos o número de indivíduos estabelecido para a população foi 500.

Na Figura 39 visualiza-se que os testes com taxa de mutação de 7% apresentaram leve vantagem na convergência das soluções não dominadas. Verifica-se que esta vantagem é maior para os testes que consideram um número de gerações menor. Para o teste com 50.000 gerações, tem-se uma redução desta vantagem, o que é esperado acontecer em algoritmos evolutivos com muitas gerações.

Os resultados apresentados nos testes do alimentador P3-A8, foram validados através de novos testes com outro alimentador, P3-A4, que possui um número maior de componentes que o primeiro. Foram considerados os mesmos parâmetros de controle do NSGA-II utilizados nos testes com o alimentador P3-A8. Os resultados destes testes mostraram novamente que os NSGA-II com taxas de mutação de 7 e 8% apresentam soluções de melhor qualidade que aqueles com taxas de 5, 6 e 9%. Na Figura 40, são apresentadas as fronteiras Pareto obtidas,

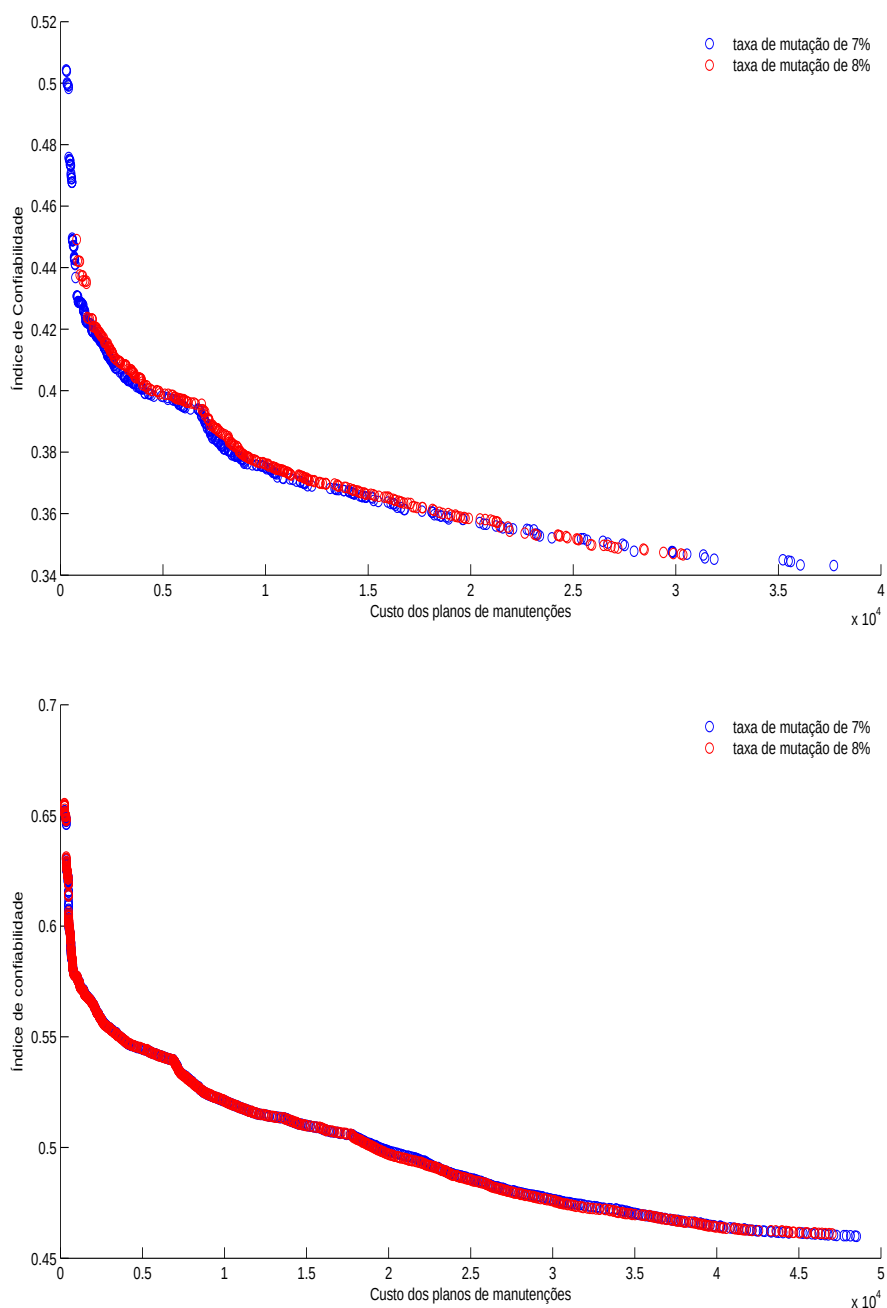
Figura 39 - Convergência das soluções não dominadas para diferentes taxas de mutação e diferentes números de gerações. Na primeira figura tem-se a convergência após 50 gerações; na figura do meio, após 10.000 gerações; e na última figura é apresentada a convergência das soluções após 50.000 gerações.



Fonte: Próprio autor.

com estes dois NSGA-II, ao longo dos ciclos geracionais.

Figura 40 - Fronteiras das soluções de Pareto obtidas pelo teste da metodologia proposta com o alimentador P3-A4. Na primeira figura é apresentada as fronteiras obtidas após 10.000 gerações, e na segunda, as fronteiras após 50.000 gerações.



Fonte:Próprio autor.

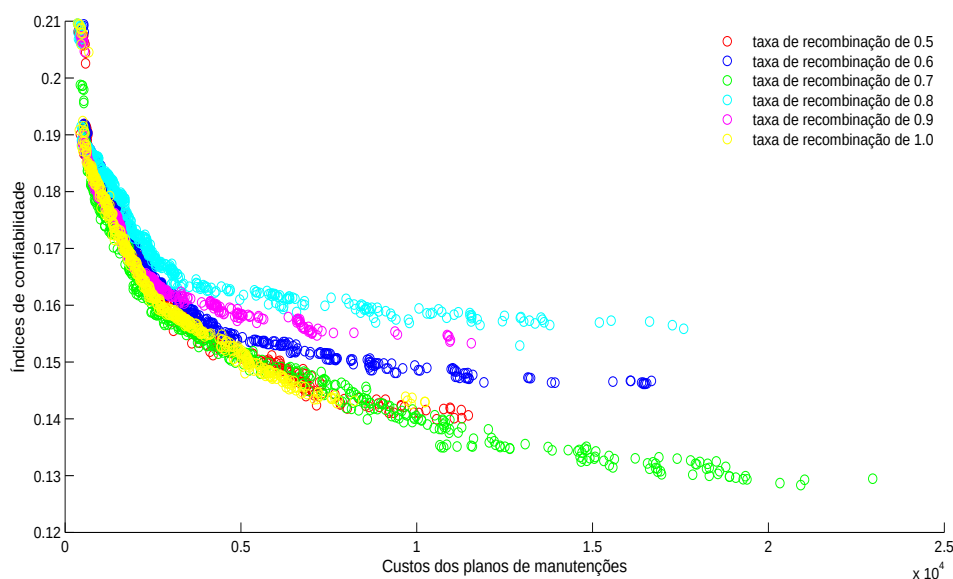
Na Figura 40 verifica-se que o NSGA-II com taxa de mutação de 7% apresenta leve vantagem ao longo dos ciclos geracionais iniciais, em relação ao NSGA-II com taxa de 8%, o qual tende a apresentar resultados equivalentes ao final do ciclo geracional, de modo similar ao com-

portamento apresentado com os testes do alimentador P3-A8. Portanto, de acordo com os testes realizados e com a síntese destes resultados apresentados nas Figuras 39 e 40, é adotada uma taxa de mutação de 7% para o NSGA-II.

7.1.7.5 Taxa de recombinação

A definição da taxa de recombinação do NSGA-II, foi obtida através de testes da metodologia considerando diferentes taxas: 50, 60, 70, 80, 90 e 100%. Os testes foram realizados em dois alimentadores, P3-A8 e P4-A4, sendo o primeiro composto por 212 componentes e o segundo por 570 componentes. Em todos os testes utilizou-se taxa de mutação de 7%, população de 500 indivíduos e critério de parada de 50.000 gerações. Para análise do resultados, foram plotadas as aptidões dos indivíduos da população do NSGA-II para diferentes gerações. Algumas das curvas resultantes dessa análise são apresentadas nas Figuras 41, 42 e 43.

Figura 41 - Curvas das aptidões dos indivíduos da população após 50.000 ciclos geracionais do NSGA-II para o alimentador P3-A8.

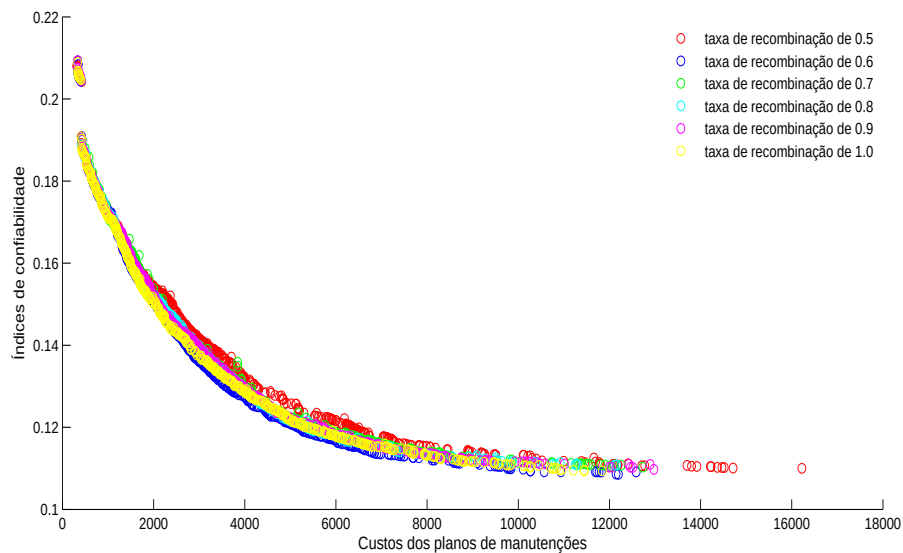


Fonte: Próprio autor.

A Figura 41 permite concluir que, para um número pequeno de gerações, o NSGA-II com taxas de recombinação de 0,7 e 0,9, produziu as soluções de melhor qualidade em comparação com as soluções do NSGA-II com taxas de 0,6, 0,8 e 1,0. No entanto, quando se comparam as soluções após um número maior de gerações, pode-se observar uma pequena vantagem do NSGA-II com taxas de recombinação de 60% e 100%, conforme pode ser visualizado na Figura 42.

O aumento do número de ciclos faz com que as diferenças entre as fronteiras do NSGA-II

Figura 42 - Curvas das aptidões das populações dos NSGA-II para o alimentador P3-A8, com diferentes taxas de recombinação e 1.000 ciclos geracionais.



Fonte: Próprio autor.

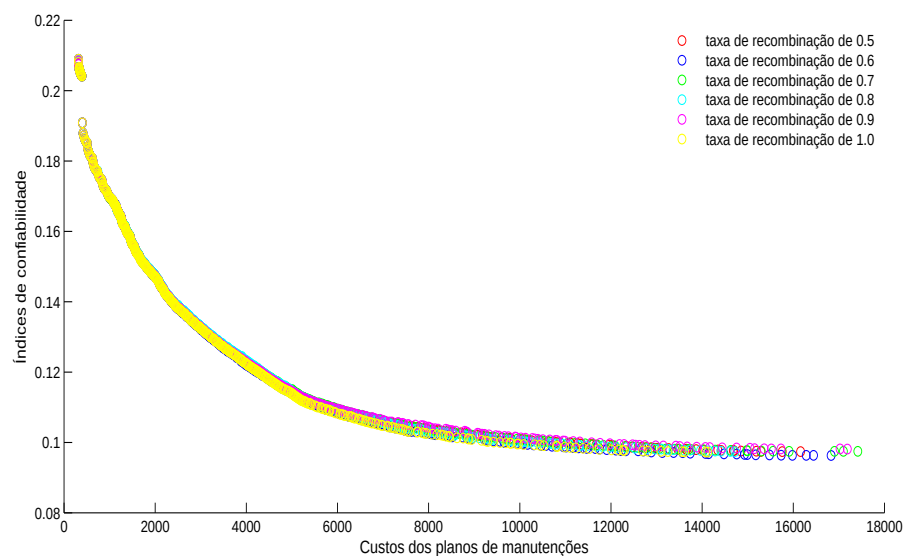
do alimentador P3-A8, tendem a zero, ou seja, o algoritmo tende a convergir para uma mesma fronteira de soluções de qualidade após um número suficientemente grande de gerações, independente da taxa de recombinação, conforme pode ser verificado na Figura 43.

A análise destes resultados, permite observar uma discreta vantagem do algoritmo quando utiliza taxas de recombinação altas, 0,9 e 1,0, principalmente nos ciclos geracionais mais iniciais. Este comportamento também pode ser observado nas primeiras centenas de ciclos dos NSGA-II do alimentador P4-A4, conforme mostrado na Figura 44. No entanto, diferentemente dos resultados obtidos com os testes no alimentador P3-A8, com o aumento do número de ciclos geracionais, o NSGA-II com taxas de 90% e 100% apresenta soluções de melhor qualidade, principalmente com taxa de 90%, conforme pode ser verificado na Figura 45.

O número de componentes do alimentador P4-A4 (570 componentes) frente à quantidade do alimentador P3-A8, pode ter sido o fator da diferença de comportamento das fronteiras no final do número de gerações programadas. Quanto maior o número de componentes, maior o espaço de busca e, portanto, a convergência do NSGA-II para soluções de melhor qualidade, torna-se mais sensível ao ajuste dos parâmetros de controle do algoritmo, como a taxa de mutação e recombinação. Logo, pode-se concluir, que entre as taxas de recombinação testadas, a taxa de 0,9 é a que produz, de um modo geral, a melhor convergência do algoritmo.

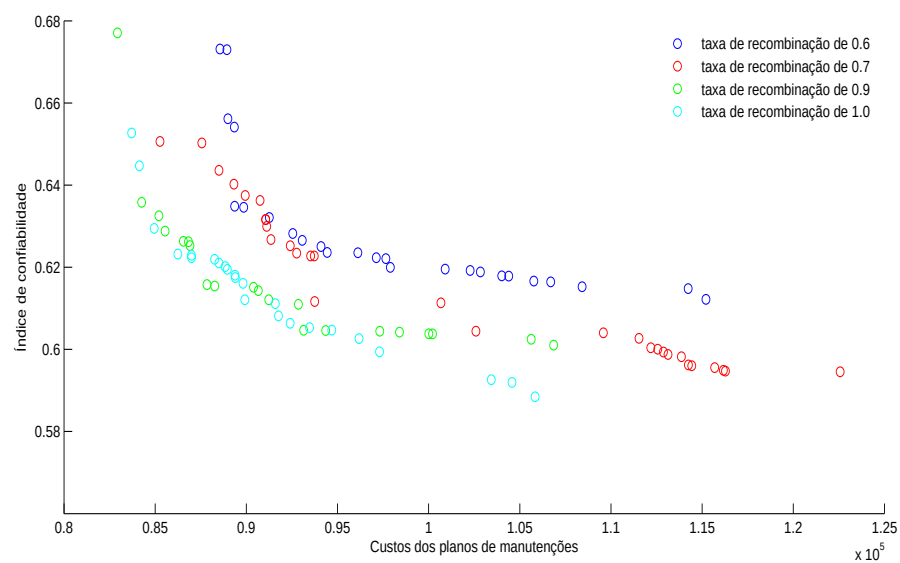
Testes com a taxa de recombinação de 0,8 também foram realizados com os dois alimentadores, no entanto, os resultados obtidos não foram significativos e, portanto, foram omitidos

Figura 43 - Curvas das aptidões das populações dos NSGA-II para o alimentador P3-A8, com diferentes taxas de recombinação e 50.000 ciclos geracionais.



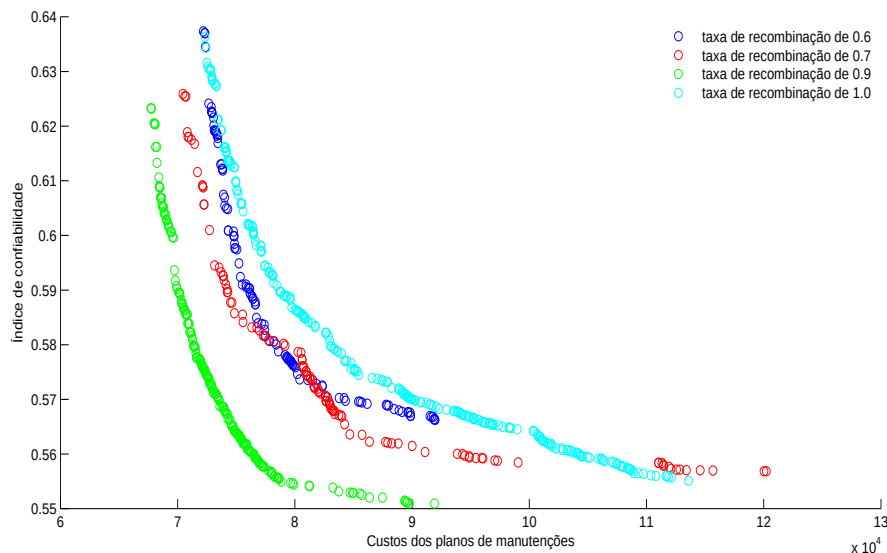
Fonte: Próprio autor.

Figura 44 - Curvas das soluções não dominadas dos NSGA-II para o alimentador P4-A4, com diferentes taxas de recombinação e 10.000 ciclos geracionais.



Fonte: Próprio autor.

Figura 45 - Curvas das soluções não dominadas dos NSGA-II para o alimentador P4-A4, com diferentes taxas de recombinação e 50.000 ciclos geracionais.



Fonte: Próprio autor.

desta análise.

7.1.8 Perturbações no sistema

Para procurar reproduzir o comportamento dinâmico dos sistemas de distribuição, algumas perturbações são produzidas sobre as principais variáveis que são consideradas neste trabalho:

- a) potências ativa e reativa de cada fase;
- b) tensão de cada fase;
- c) custos das manutenções.

As potências ativas e reativas são consideradas na análise da confiabilidade de cada trafo ao longo do horizonte de planejamento, bem como, na formação do índice de confiabilidade do sistema como um todo. É esperado que o quantitativo dessas potências para cada fase da rede, varie ao longo do tempo e, portanto, afete os índices de confiabilidade desses equipamentos. Deste modo, tal variação deve ser considerada pela metodologia para garantir melhor precisão dos índices obtidos. Neste trabalho, é considerado um acréscimo constante dessas potências, ao longo do tempo, de modo a simular uma demanda crescente do consumo de energia elétrica. Esses acréscimos, dado em termos percentuais, é definido para cada fase da rede e são apresentados na Tabela 34.

Tabela 34 - Acréscimos mensais considerados sobre as cargas de potências para cada fase da rede.

Fases	Variação mensal
Fase A	0,55%
Fase B	1,00%
Fase C	0,75%

Fonte: Próprio autor.

Na Tabela 34, verifica-se que são definidos acréscimos distintos para cada fase da rede, de modo que tanto a demanda de potência quanto o equilíbrio das cargas entre as fases sejam perturbados.

A tensão de cada fase é considerada na análise da confiabilidade dos bancos de capacitores, conforme discutido na Seção 3.6.2.3. Em consequência do acréscimo de demanda de potência do sistema, é considerada uma variação decrescente das tensões de cada fase da rede. A Tabela 35 apresenta as taxas mensais de redução (em pu.) consideradas para a tensão de cada fase da rede.

Tabela 35 - Taxas mensais de redução (em pu.) consideradas para a tensão de cada fase da rede.

Fases	Parcela mensal
Fase A	-0,07 pu.
Fase B	-0,12 pu.
Fase C	-0,11 pu.

Fonte: Próprio autor.

Nos custos de cada atividade de manutenção, é esperado que incida, ao longo do tempo, no mínimo, as perdas produzidas pela inflação do país. Esta previsão de aumento de custos deve ser considerada no planejamento de manutenções futuras, conforme discutido na Seção 5.2.3. É considerada, portanto, uma correção dos custos de 5 pontos percentuais anuais, ou 0,4074% mensais, como é considerado no modelo de otimização proposto.

As perturbações nas variáveis mencionadas acima, de modo geral buscam simular o comportamento dinâmico do sistema dentro da modelagem proposta e, assim, dessa forma, produzir resultados mais significativos.

7.2 RESULTADOS OBTIDOS

O problema de otimização proposto, fornece um conjunto de soluções distribuídas sobre uma fronteira de Pareto ótima. Cada solução é uma proposta de planejamento das manutenções

preventivas dos componentes do SDEE sob estudo, para um horizonte de planejamento especificado. Nas seções que seguem, são apresentados e discutidos os resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta em alguns dos sistemas de distribuição testados.

7.2.1 Resultados para o alimentador P3-A8

A análise dos resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta no alimentador P3-A8, é efetuada com a apresentação da distribuição dos componentes deste sistema e sua configuração de rede.

7.2.1.1 Composição do alimentador P3-A8

O alimentador P3-A8 é constituído por 212 componentes, incluindo *jumpers*, *flytaps*, muflas e chaves NA⁵, os quais não são considerados neste estudo. A distribuição dos demais componentes que compõem o alimentador é a seguinte:

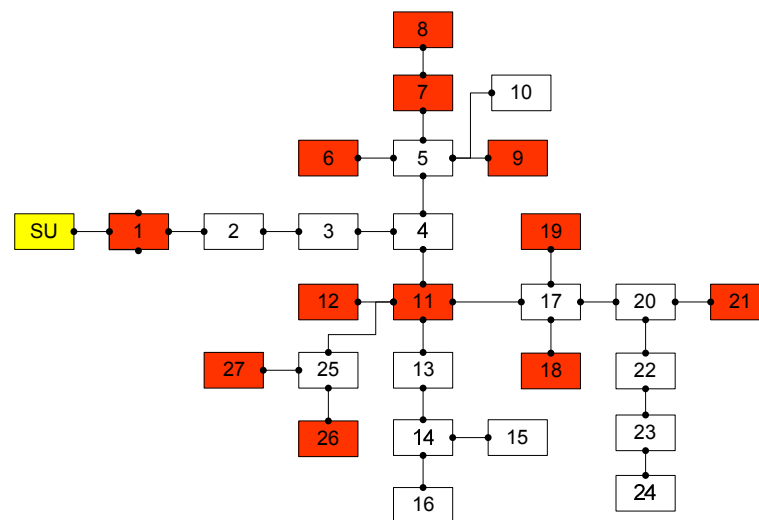
- a) 22 transformadores de distribuição;
- b) 01 regulador de tensão;
- c) 01 banco de capacitores;
- d) 01 disjuntor;
- e) 15 chaves de manobras;
- f) 11 chaves de manobras e proteção;
- g) 125 cabos primários.

Este alimentador está localizado em área urbana, possui uma configuração radial, trifásica e instalações aéreas. As chaves de proteção e/ou manobras secciona-o em 28 seções, interligadas conforme esquema apresentado na Figura 46.

As chaves de proteção definem 13 macrosseções distribuídas conforme diagrama da Figura 47. Cada macrosseção contém um número de seções, as quais têm seus índices de confiabilidade afetados pela confiabilidade da macrosseção que as contém, conforme apresentado na Seção 5.2.4.3. Na Tabela 36 são apresentadas as seções que compõem as macrosseções da Figura 47.

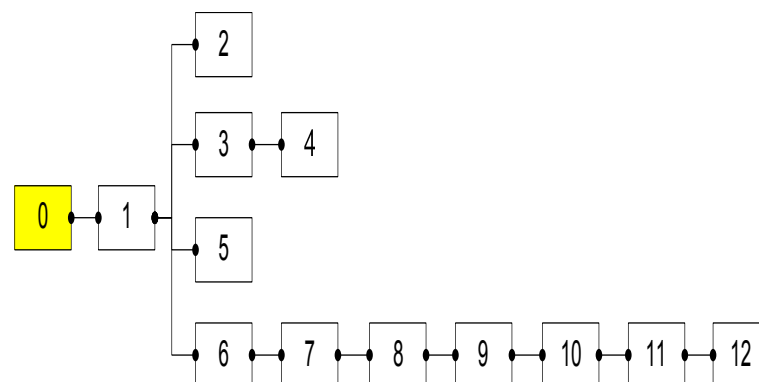
⁵As chaves NA são chaves de interligações de alimentadores para suprimento alternativo de energia elétrica aos mesmos em caso de contingências ou manutenções. Neste trabalho elas não são consideradas na análise da confiabilidade.

Figura 46 - Esquema representativo do alimentador P3-A8 por meio de suas seções e interligações. As seções em vermelho são aquelas definidas por chaves de proteção, enquanto as seções em branco são definidas por chaves somente de manobras.



Fonte:Próprio autor.

Figura 47 - Diagrama da configuração do alimentador P3-A8 em função das macroseções definidas pelas chaves de proteção da rede, incluindo o disjuntor.



Fonte:Próprio autor.

Tabela 36 - Macrosseções do alimentador P3-A8 e as seções nelas contidas.

Macrosseção	Seções contidas
1	1; 2; 3; 4; 5; 10
2	6
3	7
4	8
5	9
6	11; 13; 17; 25; 14; 20; 15; 16; 22; 23; 24
7	12
8	18
9	19
10	21
11	26
12	27

Fonte: Próprio autor.

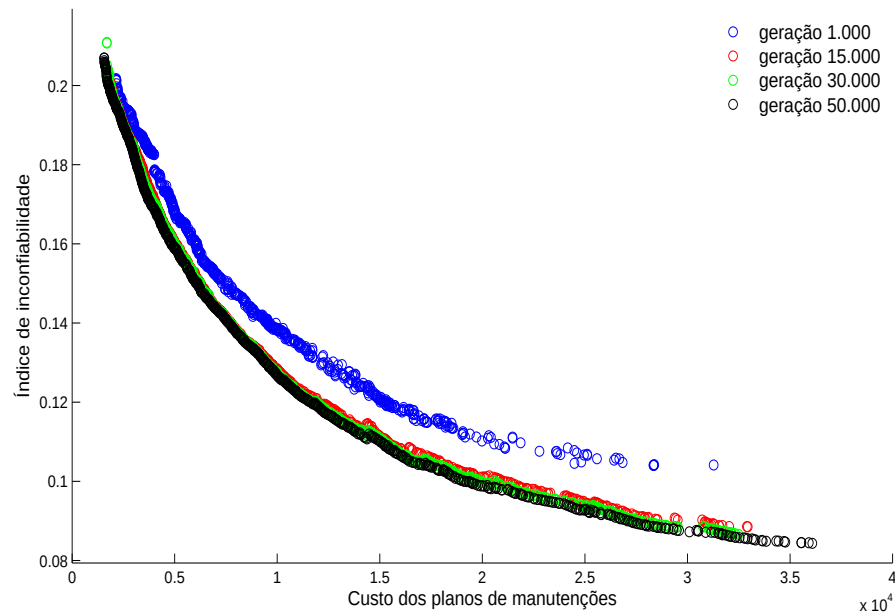
7.2.2 Evolução e convergência das soluções para o alimentador P3-A8

As soluções das gerações iniciais do algoritmo, visando a melhor visualização da evolução das soluções do problema, ao longo dos ciclos geracionais, foram suprimidas das Figuras que retratam esta evolução. Assim, são plotadas as soluções não dominadas do problema a partir da geração 1.000 ou superior.

A qualidade das soluções obtidas deve ser avaliada não somente pela comparação do custo e do índice de confiabilidade de cada plano. Elas devem satisfazer também as restrições do problema, bem como, apresentar boa distribuição das tarefas de manutenções, de modo a garantir bons índices de confiabilidade para o alimentador ao longo do horizonte de planejamento estabelecido. No entanto, antes de se analisar detalhadamente algumas das soluções para avaliar suas qualidades, deve-se levar em consideração que as soluções obtidas são soluções de equilíbrio/compromisso entre os objetivos de custo e confiabilidade e, portanto, suas características estão relacionadas com a priorização de um destes objetivos. Na Figura 49, são destacadas duas soluções para análise.

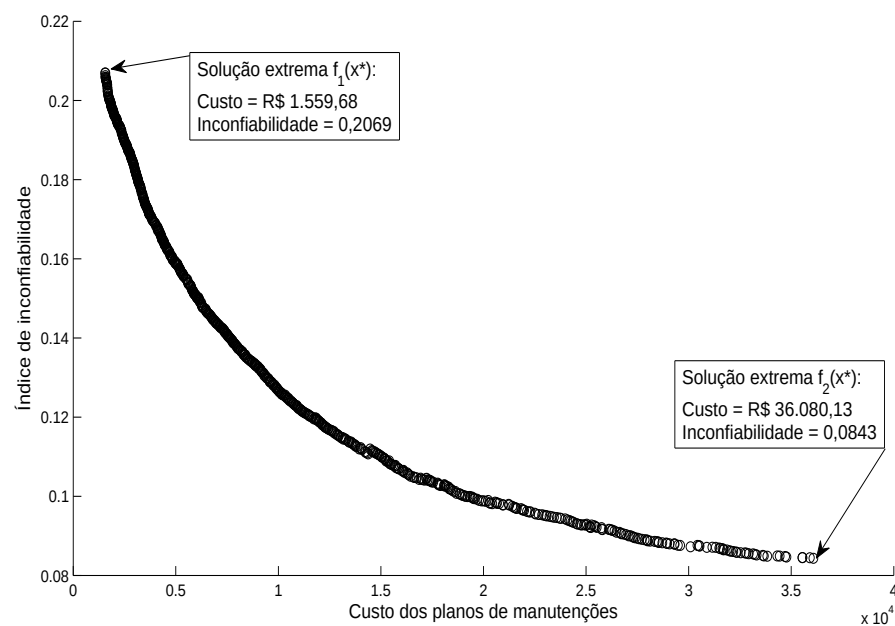
O plano de manutenções da solução extrema $f_2(x^*)$, alocou 304 tarefas de manutenções ao longo do horizonte de planejamento considerado. A distribuição destas tarefas, pode ser verificada nas Tabelas 37 e 38. De acordo com a Tabela 38, na qual é apresentada a distribuição do número de manutenções por seções do alimentador, pode-se verificar que a metodologia prioriza a alocação de manutenções nas seções que alimentam cargas maiores. As divergências observadas nesta tabela, como por exemplo, o número de manutenções alocadas para a seção 3 ser o dobro das manutenções da seção 4, sendo que ambas alimentam a mesma carga, se dão pela diferença do número de componentes dessas seções. De fato, analisando o plano de manu-

Figura 48 - Evolução e convergência das soluções para o teste com o alimentador P3-A8.



Fonte:Próprio autor.

Figura 49 - Fronteira de Pareto para o alimentador P3-A8. Em destaque, as duas soluções extremas da fronteira.



Fonte:Próprio autor.

tenções apresentado na Tabela 37⁶, o qual apresenta a programação das tarefas de manutenções fornecida pela solução extrema $f_2(x^*)$, pode-se verificar que a metodologia alocou, à todos os componentes das seções 3 e 4, o número máximo de manutenções permitidas para o horizonte de planejamento considerado, ou seja, duas manutenções por equipamento, assim, a diferença no número de manutenções alocadas nas seções que alimentam a mesma carga de potência, se deve a diferença do número de componentes destas seções. Cabe ressaltar também que, de acordo com a proposta deste trabalho, quando a metodologia decide pela alocação de alguma tarefa de manutenção em cabos de uma seção da rede, todos os trechos de cabos desta seção devem receber manutenções. Logo, o número cabos de cada seção também pode justificar as inconsistências apresentadas na Tabela 38.

Tabela 37 - Plano de manutenções da solução extrema $f_2(x^*)$.

(continua)				
Seções	Quantidade	Componentes	tarefa - período (meses)	
Seção 01	1	DJ	3 - 3	2 - 18
	1	CP	3 - 2	2 - 10
Seção 02	1	CP	3 - 1	2 - 21
Seção 03	8	CP	2 - 3	2 - 16
Seção 04	4	CP	3 - 1	2 - 11
Seção 05	11	CP	3 - 1	2 - 13
	1	TR	3 - 4	2 - 13
	1	TR	3 - 7	2 - 14
Seção 06	1	CH	2 - 7	2 - 14
	1	CP	3 - 3	2 - 15
	1	TR	3 - 2	2 - 13
Seção 07	1	CH	2 - 10	2 - 16
	2	CP	3 - 2	2 - 5
Seção 08	1	CH	2 - 3	2 - 13
	1	TR	2 - 4	2 - 6
	3	CP	2 - 2	3 - 10
Seção 09	1	CH	2 - 8	2 - 15
	1	TR	2 - 2	3 - 4
	1	TR	2 - 8	2 - 12
	3	CP	2 - 2	2 - 5
Seção 10	1	TR	2 - 7	2 - 16
	3	CP	3 - 1	2 - 12

⁶A Tabela 37 é a saída da metodologia proposta. Corresponde ao plano de manutenções dos equipamentos (selecionados pela metodologia) do alimentador sob estudo, o qual informa o nível da manutenção e o período de tempo em devem ser executadas.

			(conclusão)	
Seção 11	1	CH	2 - 2	2 - 10
	1	TR	3 - 4	2 - 11
	1	TR	3 - 2	2 - 15
	1	TR	3 - 1	2 - 4
	1	TR	3 - 2	2 - 7
	1	BC	2 - 6	
	28	CP	2 - 1	3 - 6
Seção 12	1	CH	2 - 4	2 - 13
	1	TR	3 - 5	2 - 15
Seção 13	2	CP	3 - 2	2 - 8
Seção 14	4	CP	3 - 1	2 - 6
Seção 15	1	TR	2 - 4	2 - 10
	1	CP	3 - 1	
Seção 16	1	TR	3 - 5	2 - 9
Seção 17	1	TR	3 - 1	2 - 10
	14	CP	3 - 1	2 - 5
Seção 18	1	CH	2 - 10	
	1	TR	3 - 4	
	2	CP	3 - 2	2 - 5
Seção 19	1	CH	2 - 8	2 - 12
	1	TR	2 - 3	2 - 8
	1	CP	3 - 1	2 - 11
Seção 20	16	CP	3 - 3	2 - 20
Seção 21	1	CH	2 - 2	2 - 12
	1	TR	3 - 3	2 - 9
	1	CP	3 - 1	2 - 10
Seção 22	1	CP	3 - 1	2 - 5
Seção 23	7	CP	3 - 1	2 - 20
	1	TR	5 - 8	
	1	RT	2 - 9	2 - 16
Seção 24				
Seção 25	9	CP	3 - 2	
	1	TR	2 - 2	2 - 8
Seção 26	1	CH	2 - 8	3 - 20
	1	TR	3 - 5	2 - 10
Seção 27	2	CP	2 - 15	2 - 21

Fonte: Próprio autor.

Tabela 38 - Distribuição das 304 tarefas de manutenções alocadas pela solução extrema $f_2(x^*)$ para o alimentador P3-A8.

Seções	Potência acumulada	Número de manutenções
1	960.565,19	4
2	960.565,19	2
3	960.565,19	16
4	960.565,19	8
5	235.908,44	26
6	41.377,20	6
7	47.290,00	6
8	47.290,00	10
9	54.197,71	12
10	40.700,00	8
11	724.656,75	67
12	43.980,00	4
13	81.400,00	4
14	81.400,00	8
15	40.700,00	3
16	40.700,00	2
17	330.482,44	30
18	46.300,00	6
19	46.300,00	6
20	190.800,00	32
21	137.300,00	6
22	53.500,00	2
23	53.500,00	17
24	-	0
25	60.604,99	11
26	40.700,00	4
27	2.779,02	4

Fonte: Próprio autor.

O plano de manutenções da solução extrema $f_1(x^*)$, propõe um número tarefas de manutenções bem inferior ao proposto pelo plano anterior, 91 tarefas. Este plano prioriza a minimização dos custos em detrimento da confiabilidade do alimentador. Na Tabela 39 é apresentada a distribuição do número de manutenções, alocadas por seção do alimentador, proposta por este plano.

A solução extrema $f_1(x^*)$, mesmo alocando um número menor de tarefas de manutenção para os componentes do alimentador, também considerou a ordem de importância das seções para o alimentador, ou seja, a carga da potência alimentadas pela seção, alocando mais manutenções para os componentes das seções responsáveis por alimentar uma carga maior. Seções menos importantes foram ignoradas buscando a redução do custo do programa de manutenções preventivas proposto. Como consequência direta, o índice de inconfiabilidade do alimentador

Tabela 39 - Distribuição das 91 tarefas de manutenções alocadas pela solução extrema $f_1(x^*)$ para o alimentador P3-A8.

Seções	Potência acumulada	Número de manutenções
1	960.565,19	4
2	960.565,19	2
3	960.565,19	8
4	960.565,19	4
5	235.908,44	0
6	41.377,20	0
7	47.290,00	1
8	47.290,00	3
9	54.197,71	3
10	40.700,00	0
11	724.656,75	31
12	43.980,00	0
13	81.400,00	0
14	81.400,00	4
15	40.700,00	1
16	40.700,00	0
17	330.482,44	14
18	46.300,00	3
19	46.300,00	1
20	190.800,00	0
21	137.300,00	2
22	53.500,00	2
23	53.500,00	7
24	-	0
25	60.604,99	0
26	40.700,00	1
27	2.779,02	0

Fonte: Próprio autor.

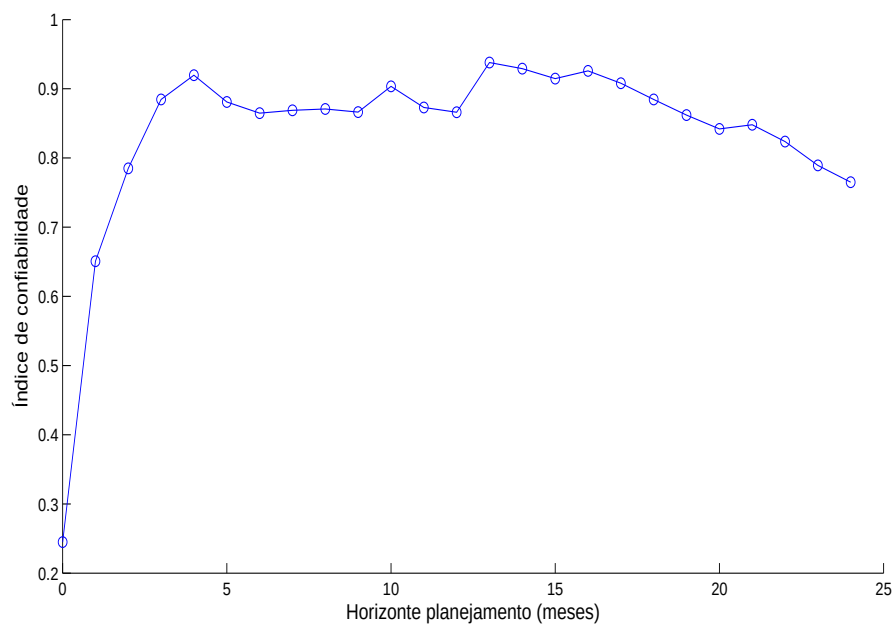
diminuiu.

Para uma melhor análise do impacto dos planos de manutenções propostos, é analisado o comportamento esperado da confiabilidade do alimentador ao longo do horizonte de planejamento considerado.

7.2.3 Confiabilidade do alimentador ao longo do horizonte de planejamento

O plano de manutenções da solução extrema $f_2(x^*)$ garante bons índices de confiabilidade para o alimentador P3-A8, ao longo do período considerado para a execução do planejamento, como pode ser verificado na Figura 50. Ainda de acordo com a essa figura, pode-se verificar que o índice de confiabilidade do alimentador é mantido em torno de 0,9, ao longo de todo horizonte de planejamento, ou seja, a média mensal da probabilidade de que não ocorra nenhuma falha no alimentador é de 90%.

Figura 50 - Comportamento esperado para a confiabilidade do alimentador P3-A8 em função do plano de manutenções da solução extrema $f_2(x^*)$.

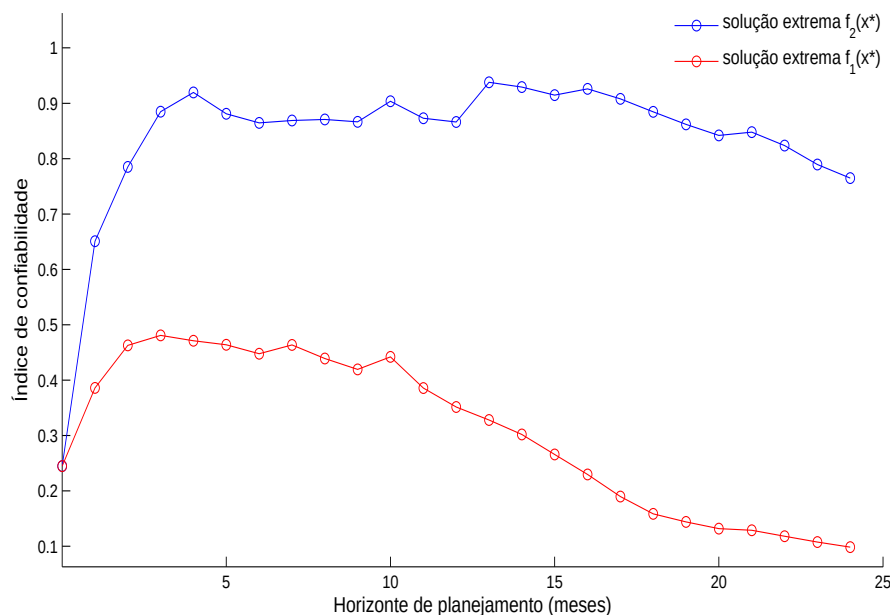


Fonte: Próprio autor.

O plano de manutenções da solução extrema $f_1(x^*)$, por sua vez, produz índices mensais de confiabilidade, para o alimentador sob análise, bem distintos do plano anterior, como pode ser verificado na Figura 51. Ou seja, diante deste plano de manutenções, o alimentador apresenta uma grande probabilidade de falha para o horizonte de tempo considerado.

O comportamento da confiabilidade do alimentador, produzido por este programa de manutenções, embora apresenta-se inferior ao comportamento produzido pelo plano de manutenções

Figura 51 - Comportamento estimado da confiabilidade do alimentador P3-A8 diante dos planos de manutenções das soluções extremas $f_1(x^*)$ e $f_2(x^*)$.



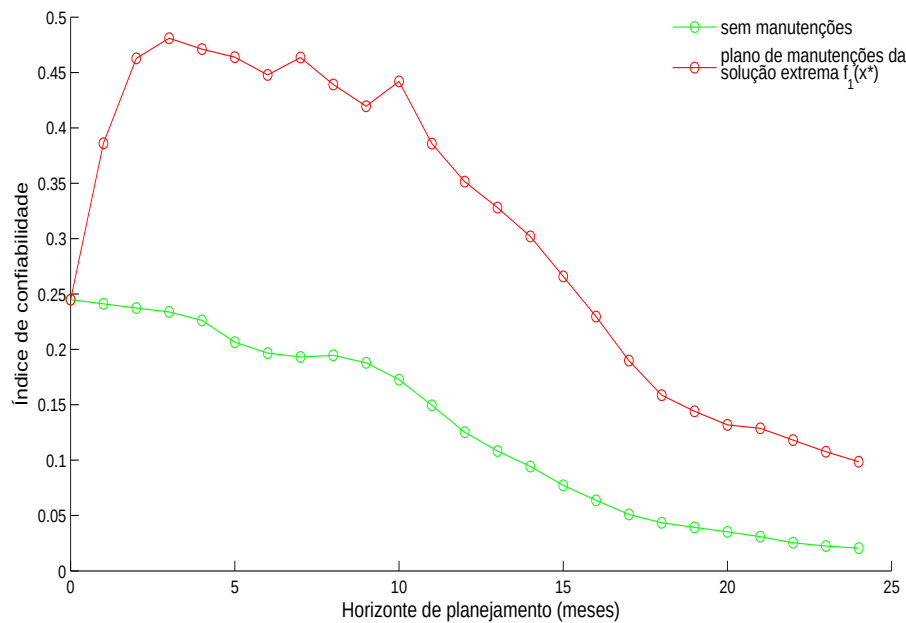
Fonte:Próprio autor.

da solução extrema $f_2(x^*)$, ainda é melhor que o comportamento da confiabilidade do alimentador sem nenhuma tarefa de manutenção programada para o período de tempo sob estudo. Na Figura 52 é apresentado o comportamento da confiabilidade do alimentador P3-A8 para esses dois cenários.

Os bons índices de confiabilidade do alimentador P3-A8, produzidos pelo plano de manutenções da solução extrema $f_2(x^*)$, se devem não somente pela quantidade de manutenções alocadas, mas também pela boa distribuição destas ao longo do período de tempo considerado. Comparando a distribuição do número de manutenções ao longo do tempo, apresentado na Figura 53, com o comportamento da confiabilidade do alimentador, apresentado pela Figura 50, pode-se verificar a correspondência entre essas duas variáveis para cada período de tempo.

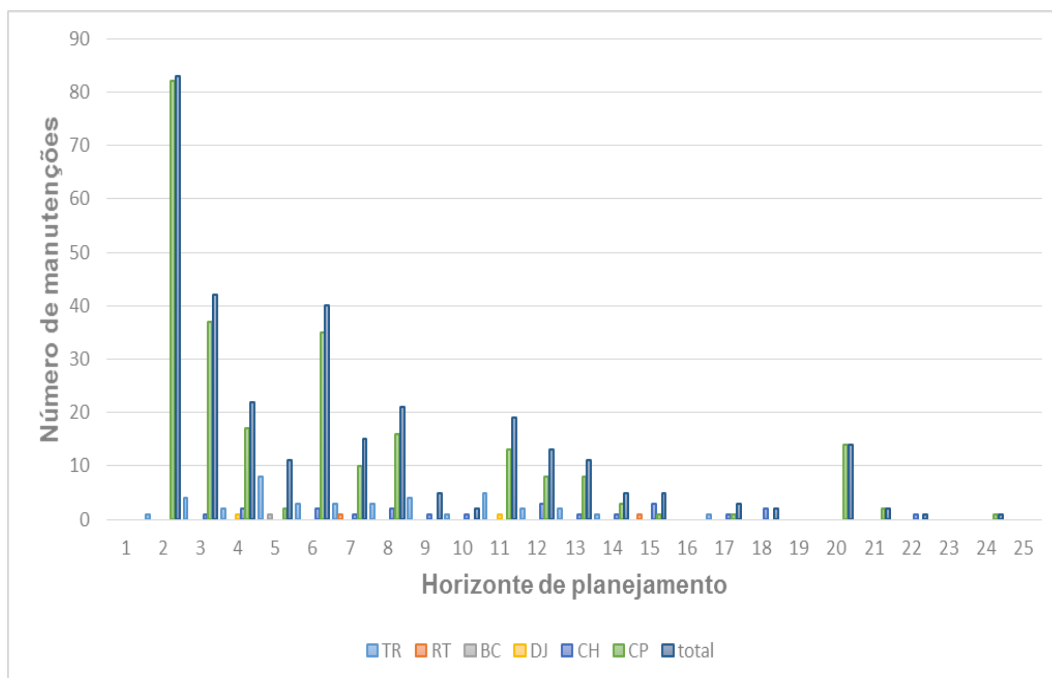
Na Tabela 40, é apresentada a distribuição do número das tarefas de manutenções por classe de componentes da rede, programadas pelo plano de manutenções da solução extrema $f_2(x^*)$. De acordo com esta tabela, pode-se constatar que a metodologia proposta busca englobar todos tipos de componentes, no entanto, apresenta uma tendência para alocação de tarefas de manutenções preventivas nos cabos da rede.

Figura 52 - Comportamento esperado para a confiabilidade do alimentador P3-A8, ao longo do horizonte de planejamento considerado, para um cenário sem manutenções e para um cenário considerando as manutenções programadas pelo plano da solução extrema $f_1(x^*)$.



Fonte:Próprio autor.

Figura 53 - Distribuição do número tarefas de manutenções, ao longo do horizonte de planejamento, alocadas pelo plano de manutenções da solução extrema $f_2(x^*)$.



Fonte:Próprio autor.

Tabela 40 - Distribuição das tarefas de manutenções, por classe de componentes do sistema, alocadas pelo plano de manutenções fornecido pela solução extrema $f_2(x^*)$.

Descrição dos componentes	Número de componentes	Quantidade de manutenções
Transformador de distribuição	22	40
Regulador de tensão	1	2
Banco de capacitores	1	1
Disjuntor	1	2
Chave	26	19
Cabo	125	240

Fonte: Próprio autor.

7.2.4 Factibilidade das soluções

A estratégia de penalização das soluções infactíveis, apresentada e discutida no Capítulo 6, estabelece que as penalidades sobre as restrições envolvendo os limites de continuidade de cada conjunto do sistema sob estudo, diferem das penalidades sobre as demais restrições do problema. Enquanto estas últimas são fortemente penalizadas, as primeiras penalizam a função objetivo de custo com o valor previsto de multas que a empresa detentora do SDEE deverá pagar ao clientes afetados, na forma de compensações, pela baixa qualidade dos serviços prestados. Essa estratégia desequilibra os pesos das penalizações dos objetivos do problema, permitindo assim, a violação das restrições menos ponderadas, no caso, as restrições dos limites de continuidade DIC e FIC. Deste modo, este custo com o pagamento de compensações é considerado mais como uma parcela do custo total de um plano de manutenção, do que uma penalização do modelo. Essa característica se confirma diante das soluções obtidas para problema de otimização dos planos de manutenções do alimentador P3-A8.

Tabela 41 - Comparando os valores previstos com pagamento de compensações e com energia não suprida.

Plano	Compensações esperadas (R\$)	Energia não fornecida (R\$)
Solução extrema $f_1(x^*)$	193,56	0,00
Solução extrema $f_2(x^*)$	963,69	930,34

Fonte: Próprio autor.

Apenas algumas das soluções de Pareto, obtidas na última iteração do algoritmo proposto, são factíveis. No entanto, essa infactibilidade decorre somente da previsão de violação dos limites de continuidade dos conjuntos de consumidores do alimentador. Todas as demais restrições (mais penalizadas) foram satisfeitas pelos planos obtidos. A Tabela 41, apresenta o valor esperado com o pagamento de compensações em função dos programas de manutenções dos planos das soluções extremas da fronteira de Pareto-ótima apresentada na Figura 49, para o horizonte de planejamento considerado. Pode-se observar também o valor estimado com energia não for-

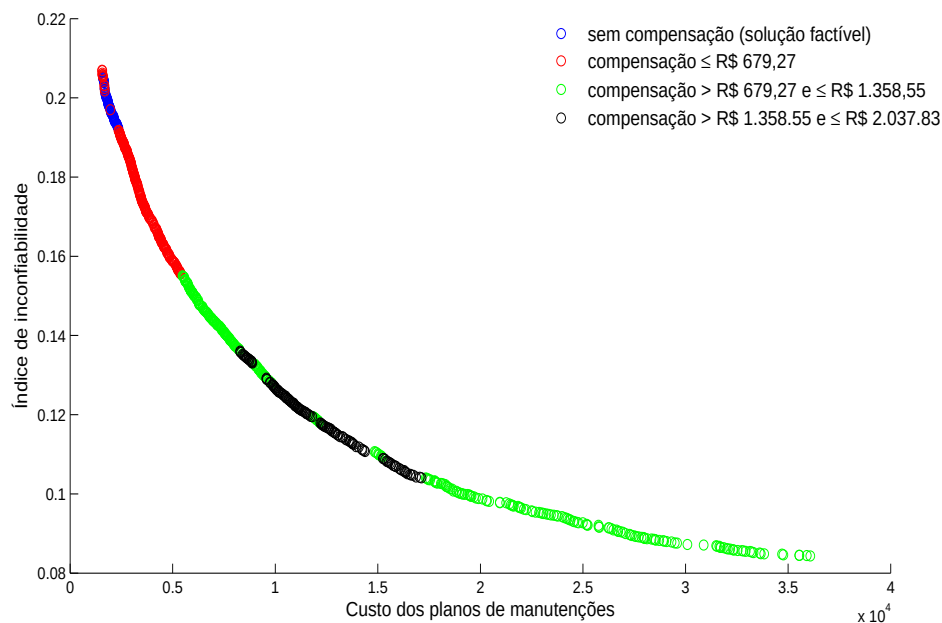
necida aos consumidores do sistema, devido às interrupções do fornecimento para execução das tarefas de manutenção planejadas.

De acordo com as Tabelas 40 e 41, pode-se inferir que o valor das compensações a serem pagas, considerando o plano de manutenções da solução extrema $f_2(x^*)$, deve-se ao número de manutenções a serem executadas nos transformadores de distribuição do alimentador. Embora o plano em questão garanta bons índices de confiabilidade dos conjuntos e, portanto, diminui a probabilidade de violação dos índices de interrupção devido à falhas, ele requer a desenergização dos transformadores de distribuição para a execução das tarefas de manutenções planejadas, o que implica no acréscimo dos índices de descontinuidade, podendo, como é o caso, violar os limites estabelecidos pelos órgãos reguladores e gerar multas na forma de pagamento de compensações aos consumidores afetados. O valor esperado com energia não fornecida, para este programa de manutenções, indica que este plano programa a realização de um número de manutenções em transformadores de distribuição, bem superior ao programa da outra solução extrema, a qual não considera manutenções nestes equipamentos (dado o valor nulo de energia não fornecida), justificando assim, o maior valor esperado com compensações para o plano que garante menor índice de inconfiabilidade para o alimentador. Cabe ressaltar, no entanto, que o limite dos índices de continuidade de cada conjunto de consumidores, neste trabalho, corresponde a 20% do valor dos índices estabelecidos pelos órgão regulares, conforme discutido na Seção 6.3.4. Essa taxa pode estar subestimada uma vez que considera tanto a frequência e o tempo previstos com execuções das manutenções programadas quanto a frequência e o tempo esperados com falhas, necessitando assim, na prática, uma melhor calibração desta taxa para cada sistema sob estudo. Mesmo assim, aos valores esperados com pagamento de compensações, para os planos obtidos no conjunto de Pareto deste teste, são baixos comparados com o montante previsto de arrecadação para o mesmo período. O maior valor esperado com pagamento de compensações, para o período de 24 meses do horizonte de planejamento, incluindo todos os conjuntos de consumidores do alimentador sob estudo, é de R\$ 2.037,83, enquanto a arrecadação esperada é superior a milhões de reais. Na Figura 54 apresentam-se a distribuição dos planos obtidos por faixa de valores das compensações previstas.

7.2.5 Impacto das soluções utilizando funções de penalização tradicionais

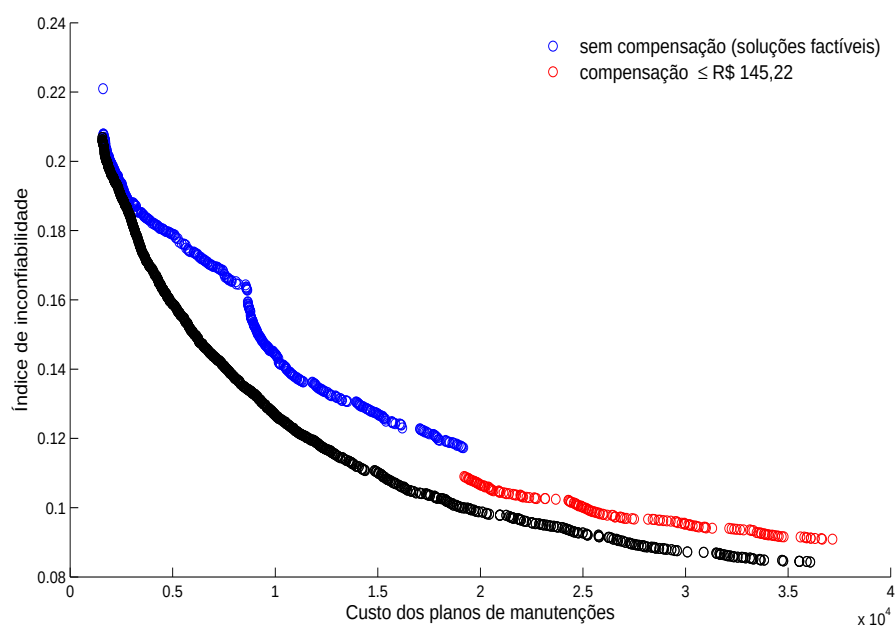
Neste trabalho, por se considerar o pagamento de compensações como parte integrante da análise de viabilidade dos planos de manutenções, as restrições que envolvem os indicadores de continuidade DIC e FIC (mensal, trimestral e anual), não são fortemente penalizadas. Contudo, se o cumprimento de tais restrições for considerado obrigatório para a validação dos planos de manutenções, as violações destas devem ser fortemente penalizadas, como é feito com as violações das demais restrições, e como é feito tradicionalmente com os NSGA-II implementados para resolução de problemas de otimização com restrições.

Figura 54 - Classificação das soluções de Pareto obtidas para o alimentador P3-A8 em função do valor esperado com pagamento de compensações.



Fonte:Próprio autor.

Figura 55 - Fronteiras das soluções de Pareto obtidas pelo teste da metodologia proposta considerando: (em azul) os valores esperados com compensações como sendo a penalidade devido às violações das restrições (77c) - (77h), e; (em vermelho) utilizando penalização tradicional.



Fonte:Próprio autor.

As soluções factíveis obtidas com o teste anterior, mostradas na Figura 54, sugerem a existência de uma região factível do espaço de busca. O relaxamento das penalizações sobre as restrições (77c) - (77h), em função da utilização das fórmulas de cálculo de compensações como função de penalidades, altera as características do algoritmo de busca, o qual opta por soluções infactíveis mas que produzem bons índices de confiabilidade e baixo custo. Assim, um novo teste é realizado considerando agora funções de penalidades que penalizam fortemente às violações das restrições (77c) - (77h). Na Figura 55 é apresentada a fronteira de Pareto obtida com este teste em comparação com a fronteira obtida no teste anterior.

Do conjunto de soluções de Pareto obtido, mais da metade das soluções satisfazem todas as restrições do problema, inclusive as restrições (77c) - (77h), ou seja, são factíveis. Entre as soluções infactíveis, em função das violações das restrições mencionadas, os valores esperados com pagamentos de compensações são bem baixos, como pode ser verificado na Figura 55. A estratégia de penalização tradicional, fez com que o algoritmo convergisse para uma região mais factível do espaço de busca, no entanto, a qualidade das soluções obtidas, no se refere ao custo dos planos e ao índice de inconfiabilidade produzido, é inferior à das soluções obtidas com o teste da metodologia considerando o valor esperado com compensações para penalizações referentes às violações das restrições (77c) - (77h).

7.2.6 Resultados para os alimentadores P3-A2 e P3-A4

A análise dos resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta sobre os alimentadores P3-A2 e P3-A4, segue a mesma estrutura apresentada na análise dos resultados obtidos com o alimentador P3-A8. No entanto, são suprimidos desta análise, o detalhamento e as justificativas já realizadas na seção anterior, visando assim, a melhor apresentação e comparação dos resultados.

A distribuição das seções que compõem os alimentadores sob análise, os seus componentes e as configurações de rede, são apresentadas nas seções que seguem.

7.2.6.1 Composição do alimentador P3-A4

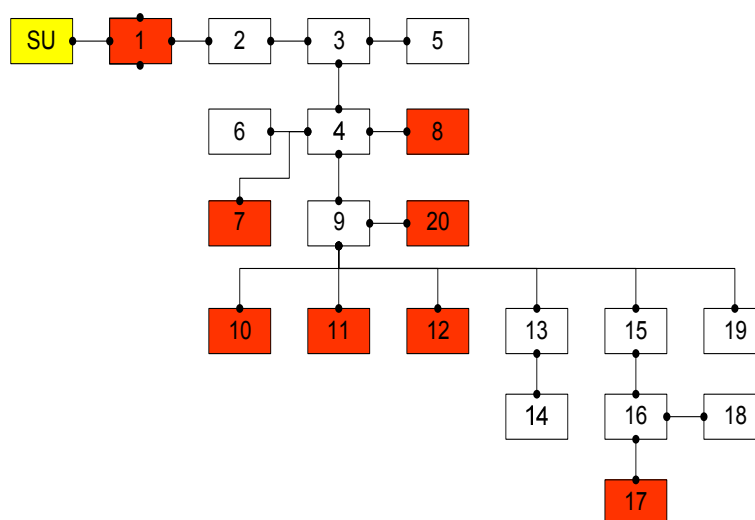
O alimentador P3-A4 é constituído por 275 componentes, incluindo também os *jumpers*, *flytaps*, muflas e chaves NA. Este alimentador não possui bancos de capacitores e reguladores de tensão instalados. Os demais componentes que compõem o alimentador estão distribuídos conforme segue:

- a) 32 transformadores de distribuição;
- b) 01 Disjuntor;

- c) 12 Chaves de manobras;
- d) 07 Chaves de manobras e proteção;
- e) 179 Cabos primários.

Este alimentador também está localizado em área urbana, possui uma configuração radial, trifásica e instalações aéreas, assim como o alimentador P3-A8. As chaves de proteção e/ou manobras seccionam-o em 20 seções, interligadas conforme esquema apresentado na Figura 56.

Figura 56 - Esquema representativo do alimentador P3-A4 por meio de suas seções e interligações. As seções em vermelho, são aquelas definidas por chaves de proteção, enquanto as seções em branco, são definidas por chaves com função apenas de manobras.



Fonte:Próprio autor.

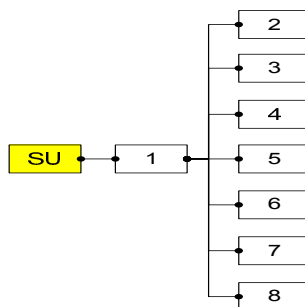
As chaves de proteção das seções e disjuntor do alimentador, definem 08 macrosseções distribuídas conforme diagrama da Figura 57. As seções que compõem cada uma das macrosseções apresentadas nesta figura podem ser visualizadas na Tabela 42.

7.2.6.2 Composição do alimentador P3-A2

O alimentador P3-A2 é composto por 373 componentes, entre os quais, 326 são considerados neste estudo e estão distribuídos conforme segue:

- a) 42 transformadores de distribuição;
- b) 01 Disjuntor;

Figura 57 - Diagrama da configuração do alimentador P3-A4 em função das macroseções definidas pelas chaves de proteção da rede, incluindo o disjuntor.



Fonte: Próprio autor.

Tabela 42 - Macroseções do alimentador P3-A4 e as seções nelas contidas.

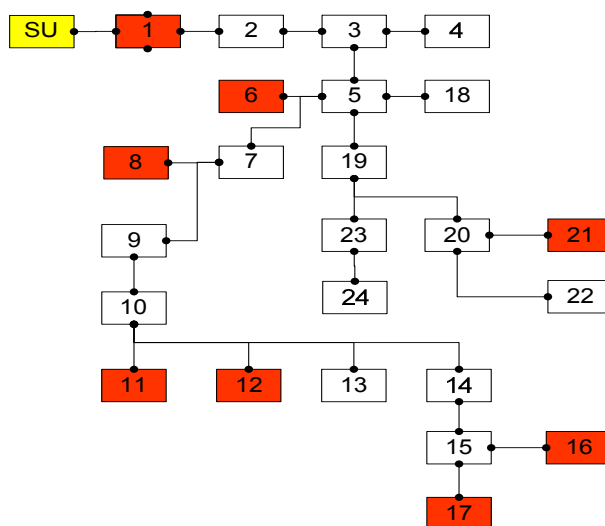
Macroseção	Seções contidas
1	1; 2; 3; 4; 5; 6; 9; 13; 15; 19; 14; 16; 18
2	7
3	8
4	10
5	11
6	12
7	17
8	20

Fonte: Próprio autor.

- c) 16 Chaves de manobras;
- d) 07 Chaves de manobras e proteção;
- e) 260 Cabos primários.

Este alimentador também possui uma configuração radial, trifásica e instalações aéreas. As 23 chaves de proteção e/ou manobras e o disjuntor, seccionam o alimentador P3-A2 em 24 seções, interligadas conforme esquema apresentado na Figura 58.

Figura 58 - Esquema representativo do alimentador P3-A2 por meio de suas seções e interligações. As seções em vermelho, são aquelas definidas por chaves de proteção, enquanto as seções em branco, são definidas por chaves com função apenas de manobras.



Fonte:Próprio autor.

As chaves de proteção das seções e disjuntor do alimentador P3-A2, definem 08 macrosseções distribuídas de forma análoga às macrosseções do alimentador P3-A4, cujo diagrama é apresentado na Figura 57. As seções que compõem cada uma das macrosseções deste alimentador, estão distribuídas conforme apresentado na Tabela 43.

7.2.7 Evolução e convergência das soluções para os alimentadores P3-A4 e P3-A2

Na Figura 59 apresenta-se a convergência e evolução das soluções ao conjunto de soluções de Pareto para o alimentador P3-A4. Como pode ser verificado, as soluções apresentam uma evolução acelerada até a geração 10.000, a partir da qual, as fronteiras mantém-se praticamente estacionadas⁷. O alimentador P3-A2 apresenta comportamento análogo, como por ser verificado na Figura 60.

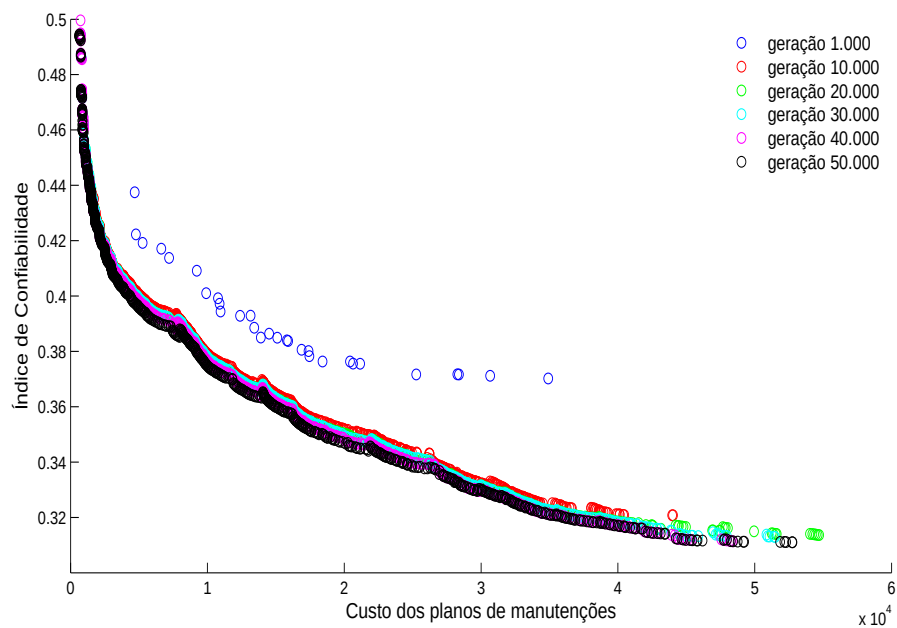
⁷A evolução da fronteira é considerada aqui em termos de distanciamento da fronteira do penúltimo estágio de comparação. Assim, quando se menciona que as fronteiras mantêm-se praticamente estacionadas, refere-se que o

Tabela 43 - Macrosseções do alimentador P3-A2 e as seções nelas contidas.

Macrosseção	Seções contidas
1	1; 2; 3; 4; 5; 7; 18; 19; 9; 20; 23; 10; 22; 24; 13; 14; 15;
2	6
3	8
4	11
5	12
6	16
7	17
8	21

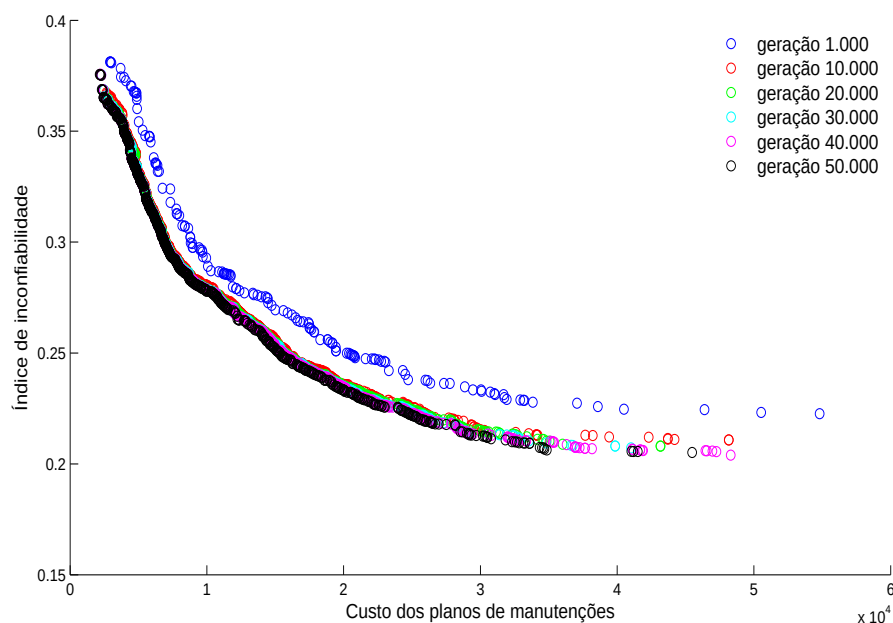
Fonte: Próprio autor.

Figura 59 - Evolução das soluções do alimentador P3-A4.



Fonte: Próprio autor.

Figura 60 - Evolução das soluções do alimentador P3-A2.



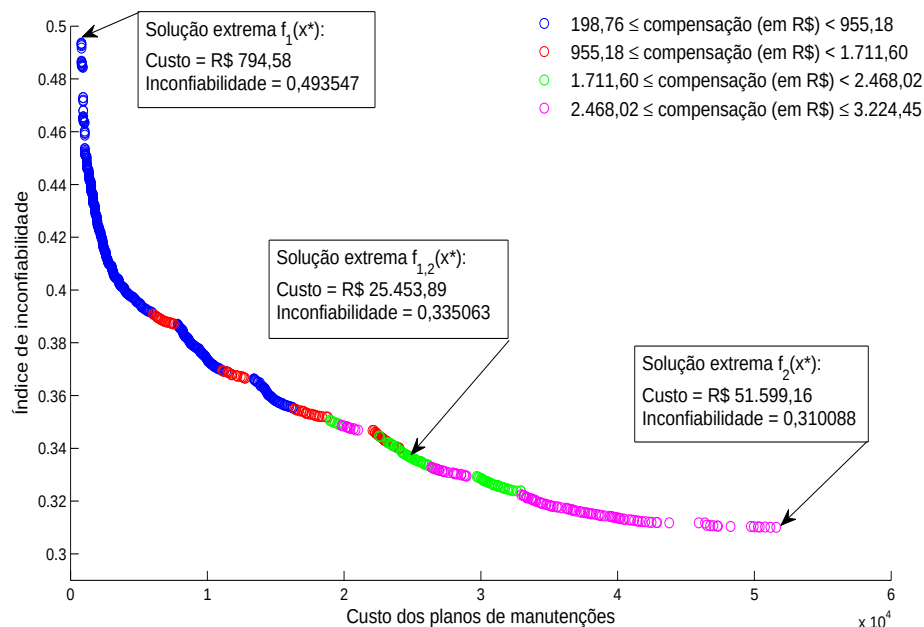
Fonte: Próprio autor.

A factibilidade das soluções, tanto para o alimentador P3-A4 quanto para P3-A2, não foram obtidas para as restrições (77c) - (77h). Todas as demais restrições foram satisfeitas. Verifica-se ainda, que as violações dessas restrições são maiores para os planos que alocam maior número de manutenções, ou seja, que garantem menores índices de inconfiabilidade para os alimentadores (ver Figuras 61 e 62). Este fato pode indicar que os limites estabelecidos para os índices de continuidade (valor no segundo membro das restrições (77c) - (77h)) estão subestimados, uma vez que as interrupções necessárias para execução das manutenções programadas, estão contribuindo mais para a violação dos limites destas restrições do que os valores esperados em função da probabilidade de falhas dos equipamentos da rede. Deste modo, ajustes finos nestes limites, para cada sistema sob estudo, mostram-se necessários para uma modelagem mais precisa.

Na Figura 61 são destacadas também três soluções sobre a fronteira de Pareto-ótima obtida para o alimentador P3-A4. A solução extrema $f_1(x^*)$ aloca 80 tarefas de manutenções; a solução intermediária $f_{1,2}(x^*)$ aloca 307, e a solução extrema $f_2(x^*)$ aloca 427 tarefas de manutenções preventivas para o alimentador P3-A4, ao longo do horizonte de planejamento considerado. Entre as tarefas alocadas por estes planos, em torno de 85% são alocadas nos cabos de rede e 12% em transformadores de distribuição. Considerando que 77% dos componentes da rede são cabos e 13% são transformadores de distribuição, tem-se que a distribuição das tarefas de manutenções é proporcional ao número de componentes, com uma leve vantagem

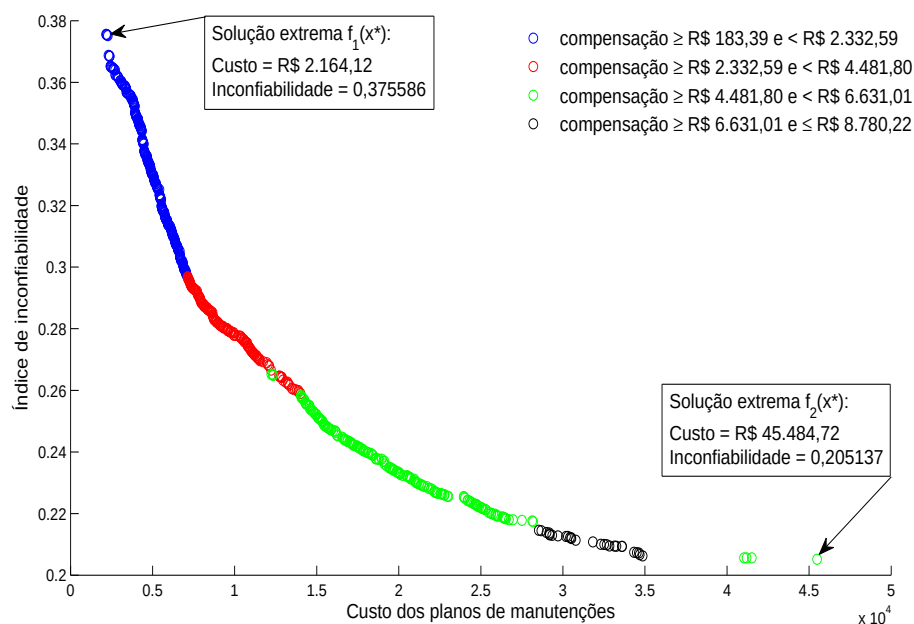
distanciamento entre elas é quase nulo. No entanto, não significa que não há otimização das soluções, pois elas podem evoluir em termos de qualidade da distribuição das tarefas de manutenções dos planos.

Figura 61 - Classificação das soluções de Pareto do alimentador P3-A4 de acordo com o valor esperado com compensações.



Fonte:Próprio autor.

Figura 62 - Classificação das soluções de Pareto do alimentador P3-A2 de acordo com o valor esperado com compensações.



Fonte:Próprio autor.

para os cabos. Os programas obtidos para o alimentador P3-A2 também apresentam as mesmas características observadas nos programas de P3-A4, no entanto, com uma vantagem um pouco mais acentuada em relação ao número de manutenções alocadas nos componentes denominados cabos primários.

Os índices de inconfiabilidade obtidos para os planos do conjunto das soluções das frentes de Pareto de P3-A4 e de P3-A2, como podem ser verificados nas figuras 61 e 62, apresentam valores superiores aos índices obtidos nos testes com o alimentador P3-A8 (ver Figura 54). No entanto, isso não significa que a qualidade das soluções de um é melhor que a do outro. A metodologia de diagramas de rede (BROWN, 2009; CHOWDHURY; KOVAL, 2009), utilizada para a composição do índice de confiabilidade das seções do sistema, em cada período de tempo $t \in HP$, depende tanto da confiabilidade dos equipamentos quanto do número e da relação de dependência entre eles. Assim, um programa de manutenções de um dado sistema com índice de inconfiabilidade 0,32, obtido pela função f_2 , pode ter qualidade igual, ou até superior, a de um programa de manutenções de outro sistema que apresenta índice de confiabilidade de 0,20. Desta forma, para comparar a qualidade das soluções obtidas neste teste, com a qualidade das soluções obtidas nos testes com outros alimentadores, são utilizados os índices esperados de confiabilidade para os alimentadores em cada período de tempo $t \in HP$. Na Figura 63, são apresentados os índices de confiabilidade esperados para o alimentador P3-A4, em função dos três programas de manutenções destacados na Figura 61, e na Figura 64, o comportamento da confiabilidade dos alimentadores P3-A8, P3-A4 e P3-A2 em função dos programas de manutenções de menor índice de inconfiabilidade (e maior custo) obtidos para esses alimentadores.

7.2.8 Resultados para o sistema de distribuição com 3 alimentadores

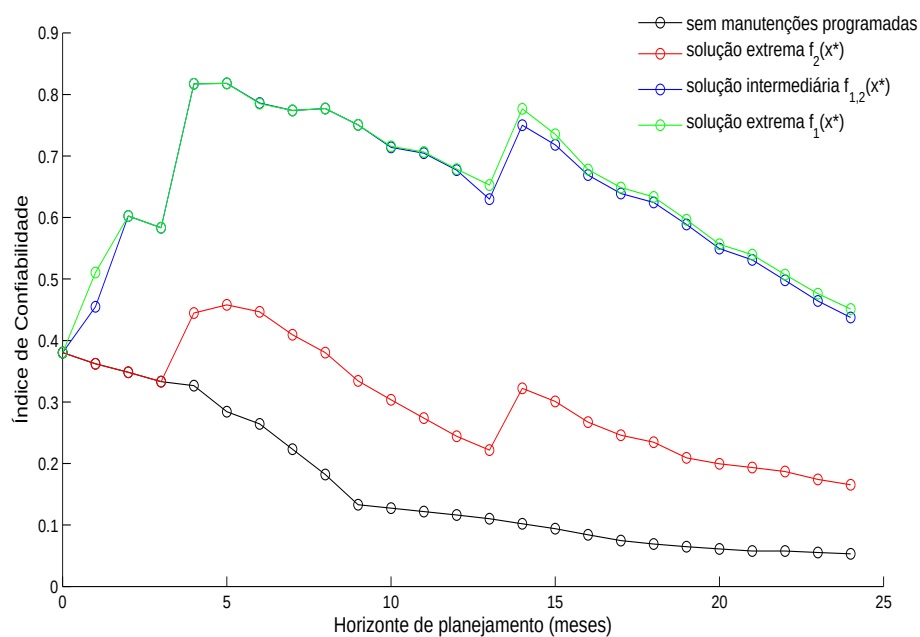
Nesta seção são descritos os resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta em um sistema de distribuição composto pelos três alimentadores descritos nas seções anteriores. Estes alimentadores são alimentados pela mesma subestação, P3. Considera-se que estes são independentes uns dos outros, ou seja, as eventuais falhas ocorridas em um alimentador não afetam a distribuição de energia elétrica dos demais alimentadores do sistema. Ao longo das seções subsequentes, este sistema será referenciado por sistema SYS3A.

7.2.8.1 Composição do sistema SYS3A

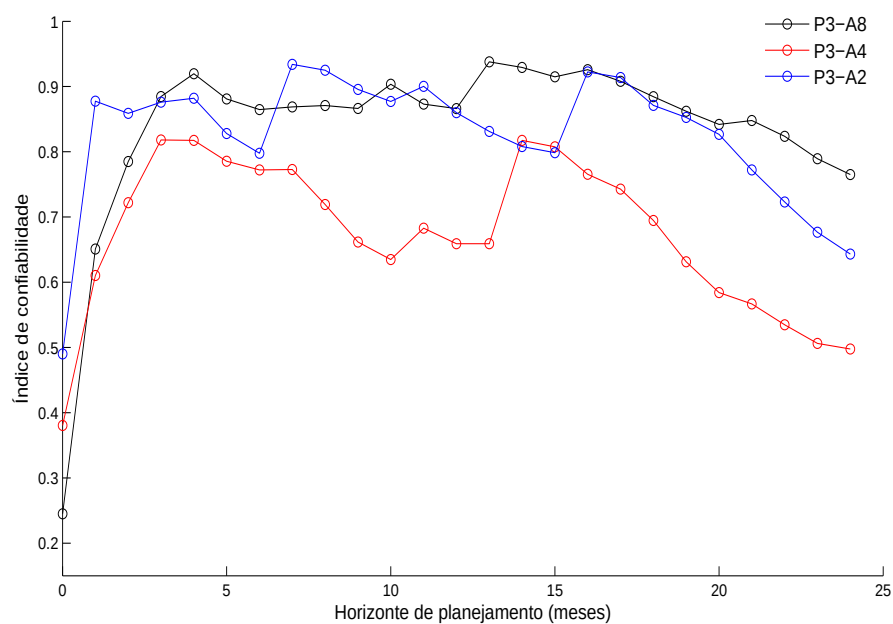
O sistema sob estudo é composto por 96 conjuntos de consumidores distribuídos pelas 71 seções de rede que formam este sistema, as quais estão interligadas conforme diagrama da Figura 65.

O número de componentes deste sistema equivale a soma dos componentes de cada alimentador que o compõe. Logo, este sistema é composto por 733 componentes distribuídos da

Figura 63 - Comportamento esperado para a confiabilidade do alimentador P3-A4.

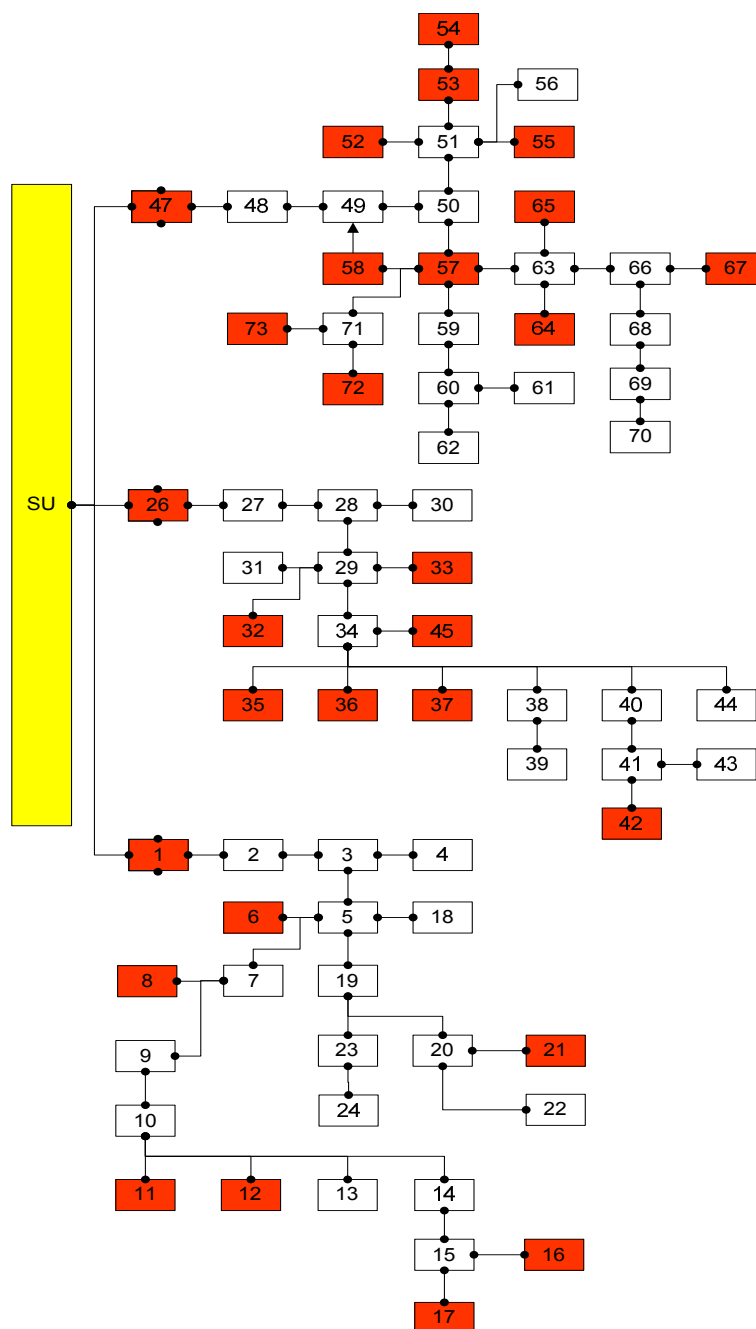


Fonte:Próprio autor.

Figura 64 - Comportamento esperado para a confiabilidade dos alimentadores P3-A8, P3-A4 e P3-A2, em função dos programas de manutenções das soluções extremas $f_2(x^*)$ das fronteiras de Pareto obtidas para esses alimentadores.

Fonte:Próprio autor.

Figura 65 - Esquema representativo do sistema SYS3A através de suas seções e interligações. Em vermelho, tem-se as seções definidas por chaves de proteção e, em branco, as seções definidas por chaves exclusivamente de manobras.



Fonte: Próprio autor.

seguinte forma:

- a) 96 transformadores de distribuição;
- b) 03 disjuntor;
- c) 43 chaves de manobras;
- d) 25 chaves de manobras e proteção;
- e) 01 regulador de tensão;
- f) 01 banco de capacitores;
- g) 564 cabos primários.

O modelo de otimização proposto neste trabalho, considerando o sistema descrito acima, consiste, portanto, num modelo com 59.232 variáveis de decisão $x_{(e,m)}^t$ e 24.168 restrições. Os resultados da aplicação da metodologia proposta, sobre o sistema SYS3A, são apresentados nas seções que seguem.

7.2.8.2 Evolução e convergência das soluções para os sistema SYS3A

A evolução da qualidade das soluções, para o teste da metodologia proposta com o sistema SYS3A, e a convergência para a fronteira de Pareto do problema, são mostradas na Figura 66.

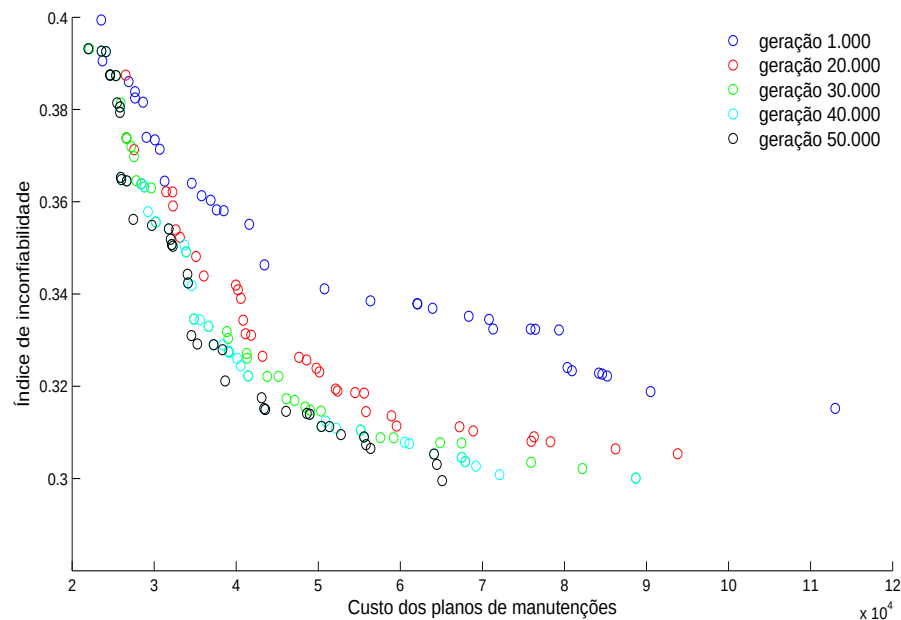
O tempo computacional necessário para execução do teste com o sistema SYS3A mostrou-se elevado, cerca de 430 horas, principalmente em relação aos testes com os alimentadores P3-A8 e P3-A4, de menor tamanho.

7.2.8.3 Factibilidade das soluções

A factibilidade das soluções da frente de Pareto obtida, apresentam comportamento semelhante ao das soluções das frentes de Pareto obtidas com os testes individuais dos alimentadores deste sistemas, ou seja, apenas as restrições (77c) - (77h) não foram satisfeitas. Na Figura 67 é apresentada a classificação das soluções de Pareto de acordo com o valor esperado com o pagamento de compensações (penalidades decorrentes das violações).

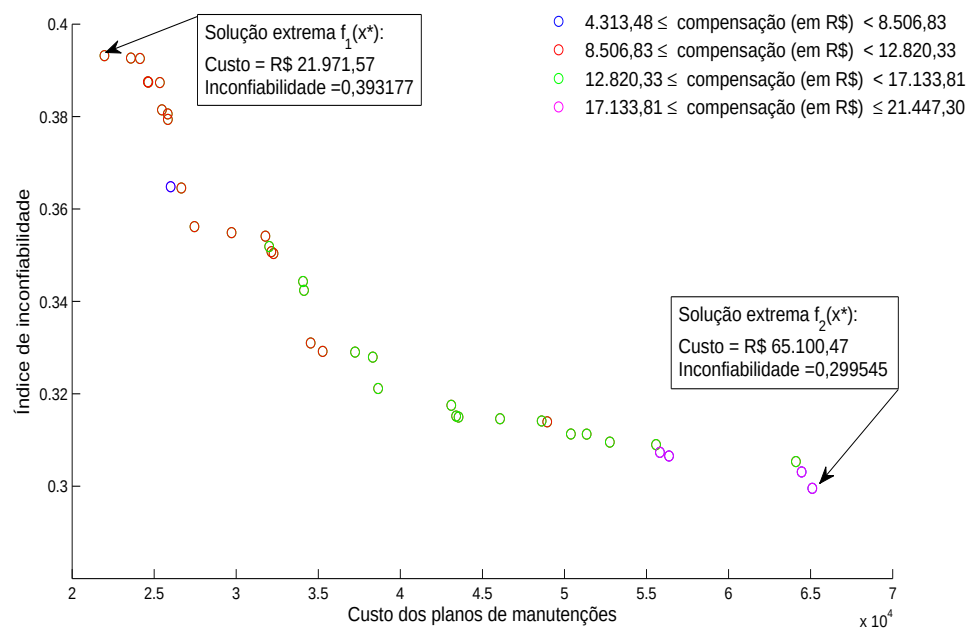
O número de soluções não dominadas, que formam a fronteira de Pareto obtida neste teste, e apresentada na Figura 67, é bem menor que o número de soluções não dominadas obtidas para cada alimentador que compõe o sistema (ver Figuras 54, 61 e 62). Este fato pode estar relacionado com o tamanho do sistema, indicando que quanto maior o sistema, maior é a dificuldade da metodologia proposta de encontrar um conjunto grande de soluções de Pareto.

Figura 66 - Evolução e convergência das soluções para o sistema SYS3A.



Fonte:Próprio autor.

Figura 67 - Classificação das soluções de Pareto do sistema SYS3A de acordo com o valor esperado com pagamento de compensações.



Fonte:Próprio autor.

7.2.8.4 Distribuição das tarefas de manutenções

A distribuição das tarefas de manutenções, em relação às seções do sistema, manteve a priorização das seções que alimentam cargas de maior potência, assim como foi observado nos resultados apresentados dos testes com cada alimentador deste sistema. Na Tabela 44, é apresentada a distribuição das tarefas de manutenções do plano fornecido pela solução extrema $f_2(x^*)$ da fronteira de Pareto apresentada na Figura 67. Deve-se desconsiderar novamente, as distorções produzidas pelas seções que alimentam cargas iguais.

Tabela 44 - Distribuição das tarefas de manutenções, por seções da rede, do programa de manutenções da solução extrema $f_2(x^*)$ destacado na Figura 67.

P3-A2			P3-A4			P3-A8		
Section	Carga(W)	MP	Section	Carga(W)	MP	Section	Carga(W)	MP
1	2.248.074,75	4	25	1.741.870,75	3	45	960.565,19	4
2	2.248.074,75	2	26	1.741.870,75	2	46	960.565,19	2
3	2.248.074,75	32	27	1.741.870,75	30	47	960.565,19	16
4	67.918,66	9	28	1.699.326,13	2	48	960.565,19	4
5	2.180.156,00	47	29	-	0	49	235.908,44	23
6	44.725,53	5	30	-	0	50	41.377,20	2
7	1.360.349,75	21	31	50.053,29	1	51	47.290,00	6
8	20.691,87	1	32	-	2	52	47.290,00	6
9	1.137.700,25	57	33	1.266.298,50	32	53	54.197,71	4
10	951.800,50	18	34	-	0	54	40.700,00	7
11	79.852,80	4	35	-	0	55	724.656,75	62
12	61.329,94	4	36	42.544,61	1	56	43.980,00	0
13	302.184,75	29	37	304.968,25	0	57	81.400,00	0
14	276.708,03	20	38	-	0	58	81.400,00	4
15	276.708,03	76	39	598.993,50	25	59	40.700,00	2
16	64.087,47	4	40	303.903,75	18	60	40.700,00	0
17	44.725,53	4	41	42.544,61	0	61	330.482,44	29
18	44.725,53	6	42	200.793,06	40	62	46.300,00	3
19	652.791,38	27	43	142.180,36	42	63	46.300,00	1
20	345.508,75	19	44	42.544,61	2	64	190.800,00	16
21	192.099,88	3				65	137.300,00	3
22	64.033,29	11				66	53.500,00	0
23	118.452,91	14				67	53.500,00	1
24	118.452,91	40				68	-	0
						69	60.604,99	0
						70	40.700,00	0
						71	2.779,02	4
Total	2,248,074.75	457	Total	1.741.870,75	200	Total	960,565.19	199

Fonte: Próprio autor.

O número de soluções não dominadas, da fronteira de Pareto obtida para o sistema SYS3A, diminuiu com o aumento do número de componentes (e consequentemente, com o número de

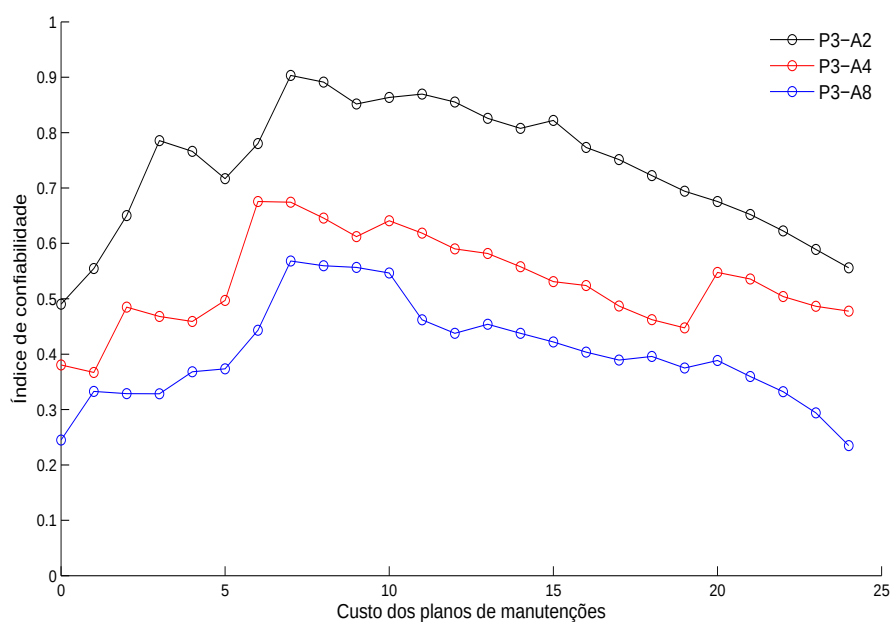
variáveis do modelo) do sistema, mas a distribuição das tarefas alocadas manteve o padrão esperado pelo modelo.

Entre as classes de componentes que compõem o sistema sob estudo, aproximadamente, 91% das tarefas alocada são em cabos de rede. Embora esses componentes representem cerca de 77% dos componentes do sistema. A influência das probabilidades de falhas dos cabos de rede sobre índice de inconfiabilidade, em função da metodologia utilizada para obtenção deste índice, afeta a direção de busca do algoritmo que acaba por priorizar a alocação de tarefas neste tipo de componente.

7.2.8.5 Comportamento da confiabilidade dos alimentadores do sistema SYS3A

O plano de manutenções fornecido pela solução extrema $f_2(x^*)$, parcialmente discriminado na Tabela 44, é o plano de maior custo e menor índice de inconfiabilidade, entre os planos fornecidos pelas soluções da fronteira de Pareto. É o plano mais caro mas que garante os melhores índices de confiabilidade para as seções que compõem o sistema SYS3A. A qualidade dos índices de confiabilidade esperados para essas seções é refletida nos índices de confiabilidade dos alimentadores do sistema, conforme pode ser verificado na Figura 68.

Figura 68 - Comportamento esperado para os índices de confiabilidade dos alimentadores que compõem o sistema SYS3A, em função do plano de manutenções apresentado na Tabela 44.

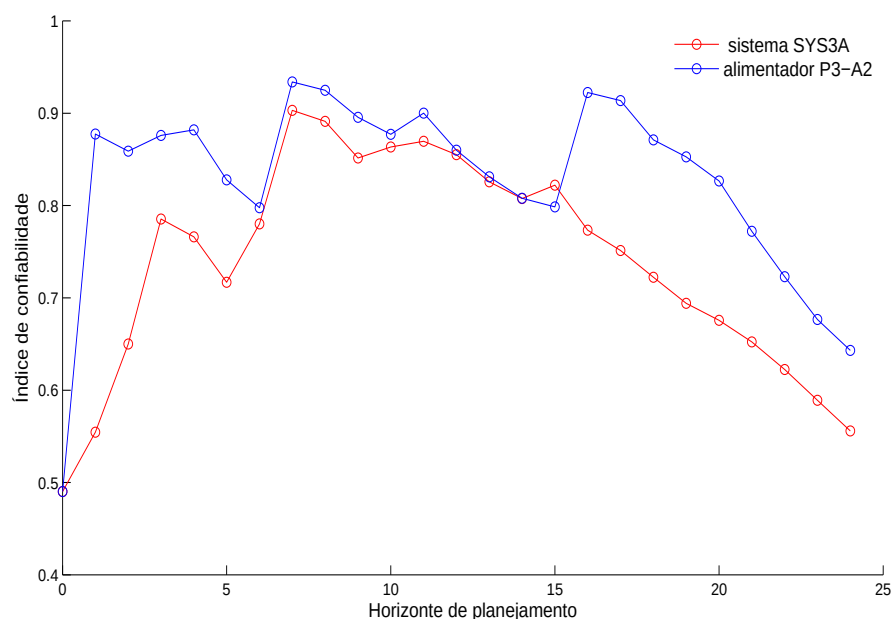


Fonte: Próprio autor.

O comportamento esperado para os índices de confiabilidade dos alimentadores P3-A2 (que

demanda maior carga) e P3-A8 (que demanda menor carga), apresentado na Figura 68, quando comparado com o comportamento esperado para esses alimentadores, em função dos planos de manutenções fornecidos pelas soluções extremas $f_2(x^*)$, das fronteiras de Pareto obtidas com os testes individuais desses alimentadores, verifica-se (Ver Figuras 69 e 70) que os índices produzidos pelo plano de manutenções de SYS3A são menores que os índices produzidos pelos planos dos alimentadores P3-A2 e P3-A8, principalmente em relação a este último alimentador. Essa diferença é justificada pelo menor número de manutenções alocadas, para cada alimentador, pelo plano de manutenções do SYS3A, em relação ao número de manutenções alocadas pelos planos desses alimentadores. No entanto, pode-se verificar, ainda através das Figuras 69 e 70, que a metodologia proposta priorizou os índices de confiabilidade do alimentador P3-A2, que alimenta a maior carga.

Figura 69 - Comportamento esperado para os índices de confiabilidade do alimentador P3-A2, em função dos planos de manutenções fornecidos pelas soluções extremas obtidas com o teste considerando apenas o alimentador P3-A2 e com o teste considerando o sistema SYS3A.

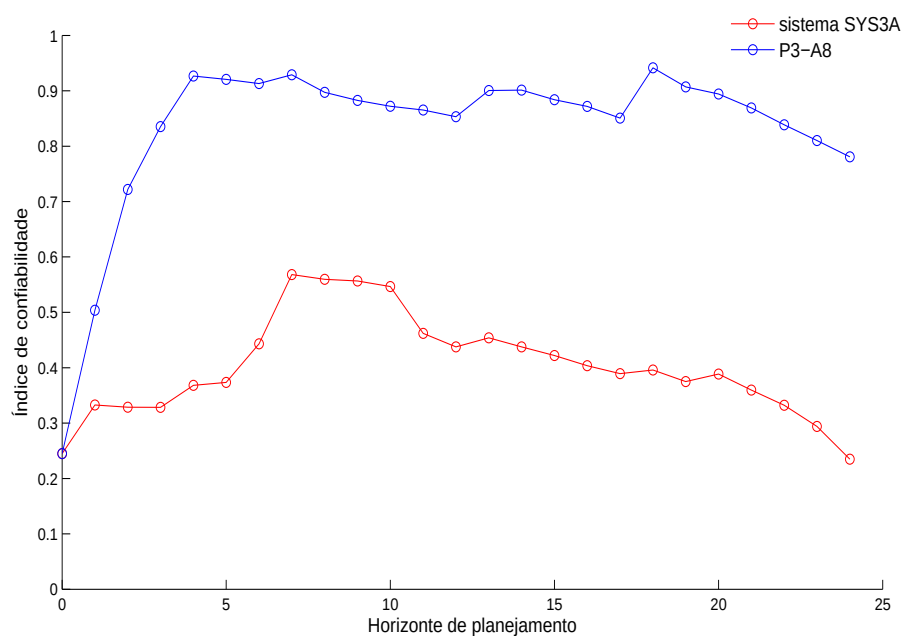


Fonte:Próprio autor.

7.2.8.6 Impacto das soluções utilizando funções de penalização tradicionais

Nesta seção, são apresentados os efeitos da utilização de funções clássicas de penalidades como técnica de tratamento das infactibilidades, especialmente para as restrições (77c) - (77h), que consideram os limites dos indicadores de continuidade de cada conjunto de consumidores do sistema sob estudo. Na Figura 71 é apresentada a fronteira de Pareto obtida com este teste e,

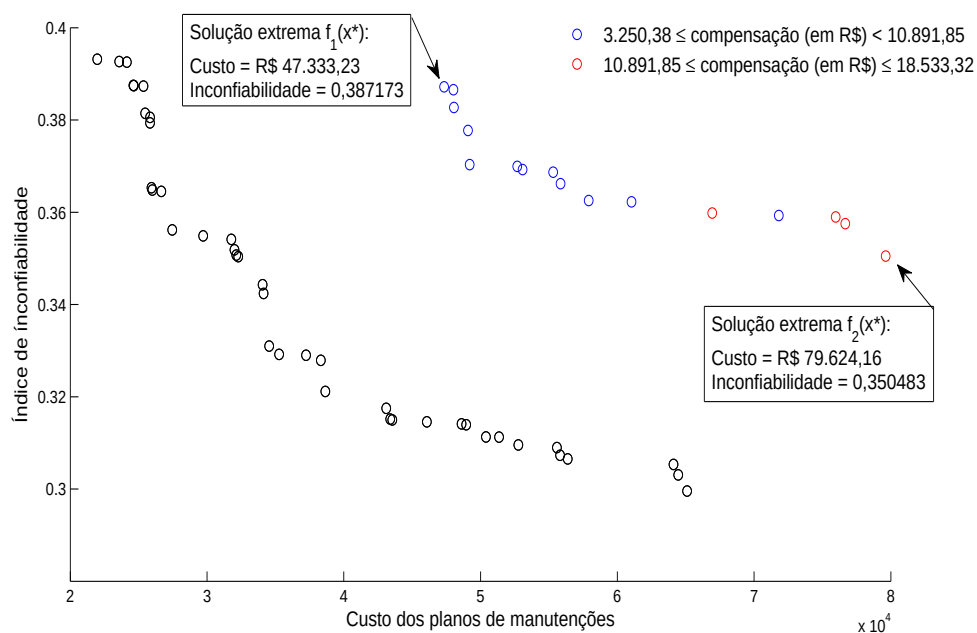
Figura 70 - Comportamento esperado para os índices de confiabilidade do alimentador P3-A8, em função dos planos de manutenções fornecidos pelas soluções extremas obtidas com o teste considerando apenas o alimentador P3-A8 e com o teste considerando o sistema SYS3A.



Fonte:Próprio autor.

também, um comparativo com a fronteira obtida com o teste anterior que considera a proposta original de penalização das violações sobre as restrições (77c) - (77h).

Figura 71 - Fronteiras das soluções de Pareto obtidas pelo teste da metodologia proposta considerando: (em azul) os valores esperados com compensações como sendo a penalidade devido às violações das restrições (77c) - (77h), e; (em vermelho) utilizando penalização tradicional.



Fonte: Próprio autor.

Na Figura 71, se verifica que a metodologia proposta, utilizando estratégia de penalização tradicional, consegue convergir para um conjunto de soluções mais factíveis, isto é, consegue fornecer um conjunto de planos de manutenções otimizados que geram compensações menores que no teste que não foi utilizado esta estratégia de penalização. No entanto, tanto os custos quanto os índices de inconfiabilidade dos planos que compõem esta fronteira, são de pior qualidade em comparação com os valores obtidos com as soluções de Pareto do teste anterior. Analisando detalhadamente esses planos, em especial, o plano fornecido pela solução extrema $f_2(x^*)$ (em destaque na Figura 71), pode-se justificar como tais planos podem reduzir o valor esperado com compensações, mesmo apresentando qualidade inferior. Na Tabela 45, são apresentados, entre outros valores, os números de manutenções alocadas (por classes de componentes) pelos planos de manutenções das soluções extremas $f_2(x^*)$ das duas fronteiras de Pareto da Figura 71. Verifica-se nesta tabela que o número de manutenções alocadas pela solução (*) (solução extrema $f_2(x^*)$ considerando compensações como penalidades) é menor que o número de manutenções alocadas por (**) (solução extrema $f_2(x^*)$ considerando funções clássicas de penalizações), com destaque para as manutenções alocadas em transformadores de distribuição. Como as manutenções nestes equipamentos requerem a desenergização dos mes-

mos, quanto menor o número de manutenções nos transformadores de distribuição menores são os índices de interrupções do fornecimento de energia e, consequentemente, menor é o valor esperado com pagamento de multas na forma de compensações. Por outro lado, o índice de confiabilidade (ou inconfiabilidade) do sistema se degrada em função da redução do número de manutenções nos transformadores de distribuição, bem como de outros equipamentos, como se pode verificar na Tabela 45. Essas características apresentadas pelos planos de manutenções obtidos neste último teste, justificam portanto, a redução do valor esperado com compensações. Os custos mais elevados destes planos, no entanto, se justificam pela qualidade das tarefas de manutenções alocadas. Como pode ser verificado na Tabela 46, tanto os transformadores de distribuição quanto os cabos de rede, apresentam um número maior de manutenções de melhor qualidade alocadas, em comparação com a programação do plano (*).

Tabela 45 - Comparação entre os planos de manutenções correspondentes às soluções extremas $f_2(x^*)$ das fronteiras de Pareto da Figura 71.

Plano	Custo das manutenções	Valor das compensações	Índice de confiabilidade	Número de manutenções por classe de componentes	
(*)	45.331,32	19.769,15	0,700456	TR	47
				RT	0
				BC	2
				DJ	6
				CH	21
				CP	783
(**)	61.090,84	18.533,32	0,649517	TR	22
				RT	0
				BC	1
				DJ	6
				CH	22
				CP	667

Fonte: Próprio autor.

Os resultados apresentados nesta seção, no entanto, mostram que a calibração dos fatores de penalidades sobre às violações das restrições (77c) - (77h), pode ajustar a metodologia proposta para obtenção de planos de manutenções que melhor equilibram confiabilidade do sistema e valor esperado com compensações. O que mostra também, flexibilidade da metodologia. É deixado ao tomador de decisões (*decision maker*), o julgamento da melhor estratégia de penalização, uma vez que tal decisão depende das prioridades das empresas de distribuição.

7.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foram apresentados os resultados obtidos com os testes da metodologia proposta para otimização de planos/programas de manutenções preventivas de componentes e equipamentos de SDEE. Os resultados de cada teste foram analisados e comparados para uma

Tabela 46 - Distribuição do número e do tipo de manutenções preventivas alocadas nos componentes do sistema SYS3A.

Planos de manutenções	Componentes	Tarefas de manutenção			
		m_2	m_3	m_4	m_5
solução extrema $f_2(x^*)$ (compensações como penalidades)	DJ	4	2	0	0
	TR	22	23	2	0
	CH	8	11	2	-
	RT	0	0	0	0
	BC	2	0	0	-
	CP	680	103	-	-
Total de manutenções alocadas		859			
solução extrema $f_2(x^*)$ (funções clássicas de penalizações)	DJ	4	2	0	0
	TR	12	6	4	0
	CH	7	4	11	-
	RT	0	0	0	0
	BC	0	1	0	-
	CP	469	198	-	-
Total de manutenções alocadas		718			

melhor avaliação da metodologia. Foi testada uma alteração da metodologia proposta no que se refere a estratégia de penalizações das infactibilidades. Os resultados obtidos, tanto dos testes aplicados com os alimentadores P3-A8, P3-A4 e P3-A2, individualmente, quanto dos testes aplicados sobre o sistema SYS3A, apresentaram semelhanças (guardadas às devidas diferenças) em termos de comportamento esperado para o conjunto de soluções da frente de Pareto. Uma análise geral do desempenho da metodologia proposta é feita no capítulo seguinte.

8 CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

O modelo de otimização proposto, juntamente com a técnica de solução utilizada, otimizam planos de manutenções com foco na confiabilidade do sistema. Ao longo dos testes realizados sobre os sistemas de distribuição reais, algumas características da proposta ficaram evidenciadas. A primeira delas é a convergência baseada na evolução das fronteiras. Embora o algoritmo de busca deixe de avançar após determinado número de iterações (gerações), em termos do distanciamento entre as fronteiras obtidas, a distribuição das soluções da fronteira ainda pode estar sendo otimizada, ou seja, sendo melhor distribuídas e, garantindo assim, planos de manutenções mais coerentes com a prática das empresas. O gráfico da Figura 66, que mostra a convergência das soluções para o teste com o sistema SYS3A, melhor exemplifica este comportamento apresentado pela metodologia.

Observa-se através dos testes que o tamanho dos sistemas, ou seja, o número de componentes sob análise, afeta a convergência das soluções. Quanto menor o número de componentes analisados pela metodologia maior é a quantidade e melhor distribuídas são as soluções de Pareto sobre as fronteiras obtidas. Isso fica evidenciado quando se comparam, por exemplo, as fronteiras de Pareto das Figuras 54 e 67. Na primeira figura é apresentada a fronteira obtida com o teste da metodologia proposta sobre um SDEE composto por 176 componentes, enquanto que na segunda é apresentada a fronteira de Pareto para um SDEE com 733 componentes. O número de componentes também eleva, significativamente, o tempo computacional necessário para execução da metodologia proposta. Para os dois sistemas mencionados acima, tem-se que o menor (com 176 componentes) necessita de 4,8 dias, aproximadamente, para finalizar o ciclo geracional programado, enquanto que o maior (733 componentes) requer cerca de 18 dias, ou seja, um tempo, aproximadamente, 4 vezes maior. Estes tempos computacionais foram obtidos utilizando computadores com processadores Intel(R) Core(TM) i7, CPU com clock de 2.93 HZ e 4 GB de memória RAM.

As probabilidades de falhas nos conjuntos de componentes envolvendo cruzetas e isoladores, referenciados neste trabalho por "cabos primários", exercem grande influência sobre a qualidade das soluções obtidas. Essa influência deve-se, principalmente à dois fatores: (1) A grande quantidade destes componente em cada sistema, e; (2) A dependência do SDEE em relação à esta classe de componentes. Essa influência, direciona o algoritmo de busca à priorizar as soluções (planos de manutenções) que alocam um número maior de tarefas de manutenções nestes componentes. Como consequência disso, a confiabilidade dos demais componentes é deixada em segundo plano e, portanto, poucas manutenções são alocadas nos demais componentes, como pode ser verificado na Tabela 37. Por outro lado, esses resultados ressaltam a

importância da confiabilidade destes componentes para a confiabilidade do sistema como um todo. Além disso, indicam os trechos de cabos mais críticos para os SDEE sob estudo.

Uma característica importante, observada nos resultados dos testes, é em relação à factibilidade (ou infactibilidade) das soluções obtidas. Essa questão é discutida sob dois pontos de vista: (1) O matemático, e; (2) Do problema de programação de tarefas de manutenções. Do ponto de vista matemático, se uma solução (plano de manutenções) não satisfaz todas as restrições, esta é considerada infactível. Sob este ponto de vista, pode-se dizer que a metodologia proposta apresentou bastantes dificuldades para obter soluções factíveis, principalmente para os sistemas com maior número de componentes analisados. No entanto, deve-se levar em consideração que algumas restrições do modelo (as restrições envolvendo os limites de continuidade DIC e FIC - restrições (77c) - (77h)) eram menos penalizadas que outras, quando violadas, induzindo o algoritmo a percorrer regiões infactíveis do espaço de busca. Por outro lado, sob o ponto de vista do problema de programação de manutenções preventivas, às violações das restrições (77c) - (77h) podem ser consideradas aceitáveis, uma vez que os limites destes indicadores são apenas metas e não barreiras. Na prática das empresas de distribuição, assim como foi considerado na metodologia proposta, as violações dos limites dos indicadores de continuidade DIC e FIC, de quaisquer que sejam os conjuntos de consumidores apurados, resultam apenas em pagamentos de multas, na forma de compensações financeiras aos consumidores afetados. Assim, se na relação de custos versus compensações, os custos com manutenções preventivas programadas superam os custos esperados com pagamento de compensações, o tomador de decisões (*decision maker*) pode (levando em consideração também outros fatores) optar em não realizar tais manutenções, ou realizá-las parcialmente, incorrendo em pagamento de multas. Ou seja, o valor esperado com pagamento de compensações, decorrentes das violações dessas restrições, configura entre os custos analisados na formulação de programas de manutenções preventivas de SDEE. Portanto, sob este aspecto, as soluções (ou planos de manutenções) que violam apenas as restrições (77c) - (77h), podem ser consideradas factíveis. Com relação à factibilidade das soluções, sob o ponto de vista do problema de programação de tarefas de manutenções otimizadas, a metodologia proposta neste trabalho, mostrou-se, portanto, capaz de obter planos otimizados e factíveis. As demais restrições do modelo, que são fortemente violadas, foram satisfeitas em todos os testes realizados.

Outra característica esperada e observada nos resultados obtidos, refere-se à distribuição das manutenções por seções. Na modelagem do problema, mais especificamente na função objetivo f_2 , está implícita a priorização da alocação de manutenções preventivas em componentes das seções da rede que alimentam cargas de maior potência. Os resultados de todos os testes realizados, apresentaram, de um modo geral, esta característica esperada. Aparentemente, algumas inconsistências foram encontradas, principalmente quando é feita a comparação unicamente do número de manutenções alocadas por seções com as cargas alimentadas por elas, como foi realizada ao longo do capítulo anterior. Analisando as tabelas 39 e 44, pode-se encontrar tais

inconsistências, no entanto, deve-se levar em consideração alguns fatores: (1) Primeiramente, deve-se considerar a quantidade de componentes das seções. Para uma seção com muitos componentes, possivelmente, a metodologia pode alocar um número de manutenções maior que outra com menos componentes, mesmo que esta última alimente uma carga de potência maior; (2) O algoritmo considera também a confiabilidade dos componentes das seções, o comportamento desses índices de confiabilidade ao longo do tempo e a contribuição destes para o índice de confiabilidade do sistema como um todo. Assim, para algumas seções, não são necessárias muitas manutenções para garantir bons índices de confiabilidade ao longo do horizonte de planejamento, enquanto que para outras, mesmo que estas alimentem uma carga menor, há necessidade da realização de mais manutenções e/ou de manutenções de níveis maiores; e, (3) O algoritmo, ao longo dos ciclos geracionais, é direcionado pelo valor das funções objetivos de custo e de inconfiabilidade, e não pela distribuição das manutenções por seções. A priorização da alocação das manutenções em função das cargas alimentadas pelas seções é apenas mais um indicador da qualidade das soluções obtidas.

Nos testes com a metodologia proposta, também ficaram evidenciados alguns pontos críticos. Um deles é em relação a base de dados utilizada. Embora se tenha utilizado uma base de dados de 11 anos de registros de falhas dos componentes analisados, muitas informações precisaram ser inferidas de forma indireta, e outras ainda, precisaram ser atribuídas aleatoriamente. Além disso, mesmo as informações existentes, em muitos casos, eram em quantidade insuficiente e pouco confiáveis para a obtenção de modelos probabilísticos de falhas consistentes. Para alguns componentes, neste período de 11 anos, poucas falhas haviam ocorridas, comprometendo a obtenção dos modelos. Em alguns casos ainda, em função talvez, da falta de uma política de análise e inferência de falhas dos componentes dos sistemas, por parte da empresa que forneceu a base de dados, alguns registros foram realizados de forma equivocada. Por exemplo, equipamentos substituídos ao longo desse período de 11 anos tiveram seus registros de falhas adicionados aos registros dos equipamentos anteriores, o que dificulta a modelagem das ocorrências de falhas. Assim, os modelos de confiabilidade dos componentes de cada sistema testado, em virtude da precariedade dos dados dessa base, não representam, com um bom grau de confiança, o comportamento real da confiabilidade destes componentes. No entanto, essa baixa representatividade dos modelos de confiabilidade dos componentes, em nada afeta a metodologia proposta para otimização de planos de manutenções preventivas. Esses modelos apenas fornecem ao algoritmo um estado do sistema diferente da condição real. Assim, pode-se conjecturar que a qualidade dos índices fornecidos pela função f_2 , podem ser melhorados à medida que a base de dados for mais consistente e a representatividade dos modelos também melhorar.

Outro ponto crítico é em relação aos limites utilizados para cada restrição do modelo proposto (os termos independentes das inequações (77c) - (77h)), principalmente em relação às restrições (77c) - (77h), de maior influência sobre os resultados obtidos em todos os testes reali-

zados. Os limites dessas restrições têm seus valores definidos como sendo a parcela de 20% dos valores limites considerados aceitáveis pelos órgãos reguladores do setor, conforme discutido na Seção 6.3.4. Essa taxa utilizada foi inferida através de um estudo com sistemas de distribuição dos Estados Unidos. Entretanto, um estudo específico, em cada alimentador, deveria ser realizado para obter taxas mais precisas e que melhor se ajustem às condições desses alimentadores. Com os ajustes dessas taxas, os valores esperados com compensações podem vir a ser mais realísticos e a qualidade dos planos de manutenções pode ser também melhorada.

Os custos das tarefas de manutenções utilizados neste trabalho, também constituem-se em um ponto crítico dos testes realizados. Embora se tenha procurado manter uma coerência entre os custos dos diferentes níveis de manutenção, não se levou em consideração, nestes testes, as diferenças de custos em função dos diferentes modelos, marcas, potência, tensão, entre outras especificações dos componentes do sistema. Neste trabalho, por exemplo, uma manutenção de nível m_3 em um transformador de distribuição de 75 KVA da marca "X", tem o mesmo custo que a manutenção de mesmo nível em um transformador de 300 KVA da marca "Y". Logo, os custos dos planos de manutenções, fornecidos pelas soluções de Pareto obtidas, representam apenas uma estimativa dos custos reais destes planos. A condição ideal é alimentar o modelo com os custos específicos de cada atividade de manutenção para cada componente considerado no estudo.

A metodologia de avaliação do impacto das tarefas de manutenções sobre a confiabilidade dos componentes, mostrou-se robusta e consistente. Permitiu uma abordagem mais analítica de avaliação dos impactos e estabeleceu, através das tabelas de índices de restauração, um modo prático de calibração desses índices. Em relação à calibração destes índices, não foi realizado, neste trabalho, um estudo aprofundado para a definição dos índices destas tabelas. Neste trabalho, priorizou-se o desenvolvimento e a viabilização da metodologia proposta como ferramenta de otimização de programas de manutenções preventivas para SDEE, em detrimento da realização de um ajuste fino dos parâmetros de entrada do modelo, entre eles, os índices de restauração de cada tarefa de manutenção. Mesmo assim, tais índices foram definidos procurando-se manter a coerência com a realidade vivenciada pelas equipes de manutenções de sistemas de distribuição. Um estudo mais detalhado com objetivo de ajustar esses índices é recomendável que seja realizado para aplicação da metodologia em sistemas reais.

Em relação ao algoritmo NSGA-II utilizado, este mostrou-se eficiente e de fácil ajuste ao modelo proposto. Durante os ciclos geracionais, para todos os testes realizados, observou-se algumas características do algoritmo: (1) As infactibilidades das soluções em relação às violações das restrições (77i) - (77n), eram rapidamente resolvidas, enquanto que as infactibilidades decorrentes das violações das restrições (77c) - (77h), melhoravam lentamente ao longo de cada iteração do algoritmo, e somente para os sistemas com poucos componentes, as soluções tornaram-se factíveis ao término do ciclo geracional (ao menos algumas); (2) O algoritmo apre-

sentou dificuldades para convergir para um conjunto de soluções de Pareto de boa qualidade quando inicializado com um conjunto de planos que alocam muitas manutenções; (3) Perda da evolução das fronteiras, em termos de distanciamento, em torno da geração 10.000. Salvas as exceções, para a grande maioria dos testes realizados com a metodologia proposta, durante a segunda metade dos ciclos geracionais estabelecidos para o algoritmo, as frentes de Pareto quase não evoluíram em termos de distanciamento, apenas em relação à distribuição das tarefas de manutenções, resultando em leves melhoras da qualidade das soluções obtidas; e, (4) Elevado tempo computacional. Os tempos de máquina requeridos em cada teste, variam de acordo com o número de componentes analisados, conforme discutido anteriormente. Acrescenta-se apenas a esta questão, que a etapa de maior consumo de tempo, em cada ciclo geracional, é a etapa de avaliação dos índices de confiabilidade dos componentes dos sistemas, realizada pelos sistemas de inferência *fuzzy*. Alternativamente, em um trabalho futuro, o método de inferência *fuzzy* de Takagi-Sugeno pode substituir o método de Mamdani utilizado, para reduzir o consumo de tempo computacional requerido por esta etapa.

A validação dos resultados obtidos, é feita admitindo-se que as soluções encontradas pelo algoritmo são Pareto-ótimas, e pela coerência apresentada pelos planos fornecidos por essas soluções. Seria difícil a validação das soluções obtidas através de comparação com os planos de manutenções utilizados pela empresa detentora dos sistemas testados, pois estes, ao longo da implementação da metodologia proposta, distanciaram-se dos sistemas reais, principalmente em termos de comportamento dos índices de confiabilidade dos componentes. Mesmo utilizando, desde o princípio, dados e configurações de redes reais, a complementação de informações importantes para aplicação da metodologia proposta, que se fez necessária em virtude da inexistência dessas informações na base de dados, deu origem à sistemas pseudo-reais, que apresentam comportamentos de ocorrências de falhas diferentes de seus sistemas progenitores.

De modo geral, a metodologia proposta mostrou-se capaz de otimizar os planos de manutenções preventivas centrados em confiabilidade e voltados para SDEE. Os resultados fornecidos por ela mostraram-se coerentes e de boa qualidade para os sistemas testados. O modelo proposto mostrou-se consistente para relacionar as variáveis consideradas neste estudo, e também, apresenta flexibilidade para controlar parâmetros como quantidade e qualidade das manutenções alocadas para cada componentes do sistema sob estudo.

Para trabalhos futuros, além da alteração do método de inferência utilizado, visando a redução do tempo computacional, conforme já mencionado anteriormente, são apontadas algumas propostas: (1) Considerar o valor esperado com pagamentos de compensações como função objetivo do modelo. Embora os limites dos indicadores de continuidade são, por natureza, restrições/metaspas a serem cumpridas pelas empresas de distribuição, o valor das compensações, gerado pelas violações destes limites, e considerado neste trabalho como penalidade sobre a função objetivo de custo, pode ser tratado também como um objetivo a ser minimizado. Apa-

rarente, essa estratégia, pode resultar em planos de manutenções preventivas factíveis (ou no mínimo menos infactíveis) em relação aos limites dos indicadores de continuidade DIC e FIC de cada conjunto de consumidores do sistema sob estudo. (2) Considerar no modelo, os custos com energia não suprida pelo sistema, seja em função das interrupções esperadas por falhas dos equipamentos, ou seja por interrupções do fornecimento para a realização de manutenções preventivas. A inclusão dessa variável no modelo, deixa-o mais representativo das relações envolvidas na tomada de decisões para alocação de manutenções preventivas em SDEE, podendo assim, melhorar a qualidade das soluções obtidas. (3) Testar outros algoritmos de busca, como por exemplo, um algoritmo de busca dispersa (*scatter search*).

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Estudo de vida útil econômica e taxa de depreciação*. Itajubá: Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI; Rio de Janeiro: Centro de Estudos de Recursos Naturais e Energia - CERNE, 2000. v. 1-2. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/012/documento/relatorio_vida_util_volume_1.pdf. Acesso em: 25 Dez. 2013.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST: qualidade da energia elétrica, procedimento (módulo 8)*. Brasília, DF, 2010. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Módulo8_Revisão_4.pdf. Acesso em: 15 mai. 2013.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Manual e controle patrimonial do setor elétrico*. Brasília, DF, 2012. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2009367_2_primeira_Ver.pdf. Acesso em: 23 jan. 2013.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Indicadores de tempo de atendimento às ocorrências emergenciais*. Brasília, DF, 2014. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Tempos_medios_de_atendimento/. Acesso em: 15 jan. 2014.
- ANG, A. H. S.; TANG, W. H. *Probability concepts in engineering: emphasis on applications in civil and environmental engineering*. New York: John Wiley & Sons, 2007.
- BACALHAU, E. T. *Métodos heurísticos para alocação ótima de recursos de manutenção em redes de distribuição de energia elétrica*. 2009. 100 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009.
- BÄCK, T; HAMMEL, U.; SCHWEFEL, H. P. Evolutionary computation: comments on the history and current state. *IEEE Transactions Evolutionary Computation*, Piscataway, v. 1, n. 3, p. 3-17, 1997.
- BARROS, L. C.; BASSANEZI, R. C. *Tópicos de lógica Fuzzy e biomatemática*. In: TEXTOS didáticos. Campinas: IMECC, 2006. (Coleção IMECC).
- BERTLING, L.; ALLAN, R.; ERIKSSON, R. A reliability-centered asset maintenance method for assessing the impact of maintenance in power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*. Piscataway, v. 20, n. 1, p. 75-82, 2005.
- BILLINTON, R. An analytical approach to evaluate probability distributions associated with the reliability indices of electric distributions Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Piscataway, v. 1, n. 3, p. 245-251, jul. 1986.

- BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. *Reliability evaluation of engineering systems: concepts and techniques*. New York: Plenum Press, 1992.
- BLOOM, N. *Reliability centered maintenance (RCM): implementation made simple*. New York: McGraw-Hill, 2005.
- BROWN, R. *Electric power distribution reliability*. New York: CRC Press, 2009.
- CHMURA, L.; MORSHUIS, P. H. F.; GULSKI, E.; SMIT, J. J.; JANSSEN, A. Statistical analysis of subcomponent failures in power transformers. In: *IEEE ELECTRICAL INSULATION CONFERENCE*, 6., 2011, Annapolis. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2011. p. 216 - 220.
- CHOWDHURY, A.; KOVAL, D. *Power distribution system reliability: practical methods and applications*. New York: John Wiley & Sons, 2009.
- DAVIS, L. *Genetic algorithms and simulated annealing*. London: Pitman Publishing, 1987. (Research notes in artificial intelligence).
- DEB, K. *Multi-objective optimization using evolutionary algorithms*. New York: Wiley, 2001. (Interscience series in systems and optimization).
- DEB, K.; PRATAP, A.; AGARWAL, S.; MEYARIVAN, T. A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, New York, v. 6, n. 2, p. 182-197, 2002.
- ELETRORBRAS. *Coleção distribuição de energia elétrica: desempenho de sistemas de distribuição*. Rio de Janeiro: Campus, 1982.
- EMJEDI, M. R.; AWODELE, K.; CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S. P. *RELIABILITY EVALUATION OF DISTRIBUTION NETWORKS USING FUZZY LOGIC*. In: *IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING*, 2010, Minneapolis. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2010. p. 1-8.
- ENDRENYI, J.; ABORESHEID, S.; ALLAN, R.N.; ANDERS, G. J.; ASGARPOOR, S.; BILLINTON, R.; CHOWDHURY, N.; DIALYNAS, E. N.; FIPPER, M.; FLETCHER, R. H.; GRIGG, C.; MCCALLEY, J.; MELIOPOULOS, S.; MIELNIK, T. C.; NITU, P.; RAU, N.; REPPEN, N. D.; SALVADERI, L.; SCHNEIDER, A.; SINGH, C. The present status of maintenance strategies and the impact of maintenance on reliability. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 16, n. 4, p. 638-646, 2001.
- ENDRENYI, J.; ANDERS, G. J.; SILVA, A. M. L. da. Probabilistic evaluation of the effect of maintenance on reliability: an application. *IEEE Transaction on Power Systems*, Piscataway, v. 13, n. 2, 1998.
- FERREIRA, G. D. *Otimização da confiabilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica: uma abordagem considerando a seleção e alocação de dispositivos de proteção e manobras*. 2009. 192 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2009.
- FONSECA, C. M.; FLEMING, P. J. Genetic algorithms for multiobjective optimization:

formulation, discussion and generalization. In: FIFTH INTERNATIONAL CONFERENCE ON GENETIC ALGORITHMS, 7., 1993, San Francisco. *Proceedings...* San Francisco: Morgan Kaufmann, 1993. p. 416-423.

FOTUHI, M.; GHAFOURI, A. Uncertainty consideration in power system reliability indices assessment using Fuzzy Logic Method. In: LARGE ENGINEERING SYSTEMS CONFERENCE ON POWER ENGINEERING, 10., 2007, Montreal. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2007. p. 305-309.

GOLDBERG, D.E. *Genetic algorithms in search, optimization, and machine learning*. [S. l.]: Addison-Wesley, 1989.

HAMAOKA, R. E.; SILVA, P. A. L. *Otimização de sistemas logísticos: metodologia aplicada à unidade de manutenção de aviação do exército brasileiro: relatório técnico*. Rio de Janeiro: Instituto Militar de Engenharia, Departamento de Engenharia de Sistemas, 2000.

HEO, J; PARK, G.; YOON, Y. T.; PARK, J. K.; LEE, S. Optimal maintenance strategies for transmission systems using the genetic algorithm. In: IEEE PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, 4., 2010, New Orleans. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2010. p. 1-6.

HORTON, W. F.; GOLDBERG, S.; VOLKMAN, C. A. The failure rates of overhead distribution system components. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY - TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE, 9., 1991, Dallas. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 1991. p. 713-717.

HSU, H. *Schaum's outline of probability, random variables, and random processes*. New York: McGraw-Hill Companies, 1997. (Schaum's Outline Series.)

HAUGE, B. S; JOHNSTON, D. C. Reliability centered maintenance and risk assessment. In: ANNUAL RELIABILITY AND MAINTAINABILITY SYMPOSIUM, 2001, Philadelphia. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2001. p. 36-40.

KLEFSJO, B.; KUMAR, U. Goodness-of-fit tests for the power-law process based on the TTTplot. *IEEE Transactions on Reliability*, Piscataway, v. 41, n. 4, 1992.

KONAK, A.; COIT, D. W.; SMITH, A. E. Multi-objective optimization using genetic algorithms: a tutorial. *Reliability Engineering and System Safety*, v. 91, n. 9, p. 992-1007, 2006.

LAFRAIA, J. R. B. *Manual de confiabilidade, manutenibilidade e disponibilidade*. Rio de Janeiro: Qualitymark: Petrobras, 2001.

LANG, B. P.; PAHWA, A. Power distribution system reliability planning using a Fuzzy Knowledge-Based approach. *IEEE Transaction on Power Delivery*, Piscataway, v. 15, n. 1, 2000.

LAW, A. M.; KELTON, W. D. *Simulation modeling and analysis*. New York: McGraw-Hill Companies, 1982. (Series in Industrial Engineering and Management Science).

LEAO, R. P. S. *Curso de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica*. [S.l.: s.n.],

2012.

LEES, F.P. *Loss prevention in the process industries: hazard identification, assessment and control*. London: Butterworths, 1980.

LEITAO, E. M. P. *Religador automático para redes de baixa tensão*. 2011. 72 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2011.

LI, W.; ZHOU, J.; LU, J.; YAN, W. Incorporating a combined Fuzzy and probabilistic load model in power system reliability assessment. *IEEE Transaction on Power Systems*, Piscataway, v. 22, n. 3, p. 1386 - 1388, aug. 2007.

LUENBERGER, D.G. *Linear and nonlinear programming*. 2. ed. London: Kluwer Academic, 2003.

MEDES, A. A.; RIBEIRO, J. L. D. Um estudo do suporte quantitativo necessário para a operacionalização da MCC. *ABEP Produção*, São Paulo, v. 21, n. 4, p. 583-593, 2011.

MICHALEWICZ, Z. *Genetic algorithms + data structures = evolution programs*. New York: Springer, 1998.

MONCHY, F. *A função manutenção: formação para a gerência da manutenção industrial*. São Paulo: Durban: Ebras, 1989.

MONTGOMERY, D. C.; RUNGER, G. C. *Estatística aplicada e probabilidade para engenheiros*. Rio de Janeiro: LTC, 2012.

MOUBRAY, J. *Manutenção centrada em confiabilidade*. Lutterworth: Aladon, 2000.

NAHMAN, J. Fuzzy logic based network reliability evaluation. *Elsevier Science*, Philadelphia, v. 37, n. 8, p. 1161 - 1164, 1997.

NETO, A. R. P. *Modelo híbrido de otimização multiobjetivo para formação de células de manufatura*. 2008. n. 203 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2008.

PHOOTHONG, N.; VANITTANAKOM, P.; TEERA-ACHARIYAKUL, N.; RERKPREEDAPONG, D. Optimal preventive maintenance budget setting for electric power distribution utilities. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL ENGINEERING/ELECTRONICS, COMPUTER, TELECOMMUNICATIONS AND INFORMATION TECHNOLOGY, 5., 2008, Krabi. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2008, p. 957-960.

PIASSON, D.; RODRIGUES, R. B.; BISCARO, A. A. P.; MANTOVANI, J. R. S. A proposal for reliability evaluation of components on electric power distribution system integrating probabilistic models and fuzzy inference systems. In: IEEE/PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION: LATIN AMERICA CONFERENCE AND EXPOSITION (T&D-LA), 6., 2012, Montevideo. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, Sep. 2012, p. 1 - 8.

PINTO, A. K.; XAVIER, J. A. N. *Manutenção: função estratégica*. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2009.

- RAPOSO, J. L. O. *Manutenção centrada em confiabilidade aplicada a sistemas elétricos: uma proposta para uso de análise de risco no diagrama de decisão*. 2004. 149 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2004.
- RAUSAND, M. Reliability centered maintenance. *Reliability Engineering and System*, London, v. 60, p. 121-132, 1998.
- REIS, P. A. *Otimização baseada em confiabilidade de planos de manutenção de sistemas de distribuição de energia elétrica*. 2007. 85 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2007.
- ROSS, S. M. Introduction of probability models. [S. l.]: Elsevier Science, 2007.
- SITTITHUMWAT, A.; SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimal allocation of distribution maintenance resources with limited information. *Electric Power Systems Research*, Lausanne, v. 68, p. 208 - 220, 2004.
- SOUZA, D. C. P. *Falhas e defeitos ocorridos em transformadores de potência do sistema elétrico da Celg, nos últimos 28 anos: um estudo de caso*. 2008. 103 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e Computação) - Escola de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2008.
- SUCENA, M. *Gerência da Manutenção*. [S.l.: s.n.], 2014.
- TEERA-ACHARIYAKUL, N.; CHULAKHUM, K.; RERKPREEDAPONG, D.; RAPHISAK, P. Optimal allocation of maintenance budgets for reliability target setting. In: POWER AND ENERGY ENGINEERING CONFERENCE (APPEEC): ASIA-PACIFIC, 2010, Chengdu. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2010. p. 1-4.
- THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS - IEEE. *Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*. IEEE Std 1366-2012 (Revision of IEEE Std 1366-2003), Piscataway, may. 2012.
- WARREN, C.A. Distribution reliability: what is it?. *IEEE Industry Applications Magazine*, Piscataway, v. 2, n. 4, p. 32-37, 1996.
- YANG, F.; CHANG, C. S. Optimisation of maintenance schedules and extents for composite power system using multiple-objective evolutionary algorithm. *IET Generation, Transmission and Distribution*, Stevenage, v. 3, n. 10, p. 930 - 940, 2009.
- ZAPATA C. J. *Confiabilidad en ingeniería*. [S. l.: s. n.], 2011.
- ZAPATA, C. J.; DIAS, J.; OCAMPO, M. L.; MARRIAGA, J. D.; PATINO, J. U.; GALLEGO A. F. The repair process of five colombian power distribution system. In: IEEE/PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION: LATINA AMERICA, 2010, São Paulo. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2010. p. 278 - 284.
- ZAPATA, C. J.; SILVA, S. C.; BURBANO, O. L. Repair models of power distribution components. In: IEEE/PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND

EXPOSITION: LATIN AMERICA, 2008, Bogota. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2008. p. 1 - 6.

ZAPATA, C. J.; SILVA, S. C.; GONZALEZ, H. I; BURBANO, O. L. Modeling the repair process of a power distribution system. In: IEEE/PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION: LATIN AMERICA, 2008, Bogota. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2008. p. 1 - 6.

ZITZLER, E.; DEB, K.; THIELE, L. Comparison of multiobjective evolutionary algorithms: empirical results. *Evolutionary Computation*, Massachusetts, v. 8, p. 173 - 195, 2000.

APÊNDICE A - INDICADORES DE CONTINUIDADE

Neste apêndice, são apresentados os indicadores de continuidade do serviço de fornecimento de energia elétrica definidos pela ANEEL para avaliar e regular os serviços prestados pelas empresas atuantes no mercado brasileiro de energia elétrica. São apresentados também os limites definidos para estes indicadores, as fórmulas para cálculo das compensações devido as violações destes índices pelas distribuidoras e, na última seção, a relação dos com os índices utilizados internacionalmente.

A.1 INDICADORES DE CONTINUIDADE ADOTADOS NO BRASIL

Com o intuito de definir um padrão de qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica pelas concessionárias que atuam neste mercado, a ANEEL definiu um conjunto de indicadores que devem ser apurados para todos os consumidores conectados em qualquer classe de tensão de distribuição. Esses indicadores e suas fórmulas de cálculo são apresentados neste apêndice.

A.1.1 Duração de interrupção por unidade consumidora

A duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão - DIC, é a soma do tempo de interrupção de cada evento que ocorre em uma determinada unidade consumidora ou ponto de conexão, em um determinado período de apuração. Ou seja,

$$DIC = \sum_{i=1}^k t(i) \quad (113)$$

em que,

$t(i)$: Duração de cada evento (i), no período de apuração; e

k : Número máximo de eventos no período considerado.

O DIC é um indicador de continuidade individual apurado em todas as unidades consumidoras de um conjunto de unidades consumidoras.

A.1.2 Frequência de interrupção por unidade consumidora

A frequência de interrupção individual por unidade consumidora - FIC, é número k de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração considerado. Ou

seja,

$$FIC = k \quad (114)$$

O FIC é um indicador de continuidade individual que deve ser apurado em todas as unidades consumidoras de um conjunto de unidades consumidoras.

A.1.3 Duração máxima de interrupção por unidade consumidora

A duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão - DMIC, é o maior dos tempos de interrupção no período de apuração considerado. Logo,

$$DMIC = \max t(i) \quad (115)$$

onde, $t(i)$ é a duração de cada evento (i) no período de apuração considerado.

O DMIC, assim como o DIC e o FIC, é um indicador de continuidade individual.

A.1.4 Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora

A duração equivalente de interrupção por unidade consumidora - DEC, é a razão do somatório dos DICs de todas as unidades consumidoras e/ou pontos de conexão pertencentes a um conjunto de unidades pelo número total de unidades do conjunto sob estudo.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^N DIC(i)}{N} = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^k t(i)}{N} \quad (116)$$

onde, N é o número total de unidades consumidoras faturadas, do conjunto considerado, atendidas em BT ou MT, no período de apuração.

O DEC, por sua vez, é um indicador de continuidade de um conjunto de unidades consumidoras.

A.1.5 Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora

A frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora - FEC, é a razão do somatório dos FICs de todas as unidades consumidoras e/ou pontos de conexão pertencentes a um conjunto de unidades pelo número total N de unidades do conjunto sob análise atendidas em BT ou MT.

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^N FIC(i)}{N} = \frac{\sum_{i=1}^N n(i)}{N} \quad (117)$$

onde, $n(i)$ é o número de interrupções de cada unidade $i \in N$.

O FEC é um indicador de continuidade de um conjunto de unidades consumidoras, assim como o DEC.

O período de apuração, de acordo com ANEEL (2010), é mensal, embora os indicadores de continuidade de um conjunto de unidades consumidoras - o DEC e o FEC, possam ser apurados também trimestral e anualmente. Nestes casos tem-se:

$$DEC_{TRIM} = \frac{\sum_{t=1}^3 [DEC_t \times N_t]}{N_{MED_TRIM}} \quad (118)$$

e

$$DEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{t=1}^{12} [DEC_t \times N_t]}{N_{MED_ANUAL}}, \quad (119)$$

onde DEC_t é o DEC no tempo t dado pela equação (116).

E também,

$$FEC_{TRIM} = \frac{\sum_{t=1}^3 [FEC_t \times N_t]}{N_{MED_TRIM}} \quad (120)$$

e

$$FEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{t=1}^{12} [FEC_t \times N_t]}{N_{MED_ANUAL}}, \quad (121)$$

onde FEC_t é o FEC no tempo t dado pela equação (117).

No caso de uma distribuidora, que em geral possui um agrupamento de conjuntos de unidades consumidoras, devem ser calculados os indicadores de continuidade de forma global, denominados indicadores globais. Estes também podem ser apurados mensal, trimestral e anualmente, conforme as relações abaixo:

$$DEC_{MENSAL} = \frac{\sum_{i=1}^{nC} [DEC_i \times N_i]}{\sum_{i=1}^{nC} N_i} \quad (122)$$

$$DEC_{TRIM} = \frac{\sum_{i=1}^{nC} [DEC_{TRIM_i} \times N_{MED_TRIM_i}]}{\sum_{i=1}^{nC} N_{MED_TRIM_i}} \quad (123)$$

$$DEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{i=1}^{nC} [DEC_{ANUAL_i} \times N_{MED_ANUAL_i}]}{\sum_{i=1}^{nC} N_{MED_ANUAL_i}} \quad (124)$$

$$FEC_{MENSAL} = \frac{\sum_{i=1}^{nC} [FEC_i \times N_i]}{\sum_{i=1}^{nC} N_i} \quad (125)$$

$$FEC_{TRIM} = \frac{\sum_{i=1}^{nC} [FEC_{TRIM_i} \times N_{MED_TRIM_i}]}{\sum_{i=1}^{nC} N_{MED_TRIM_i}} \quad (126)$$

$$FEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{i=1}^{nC} [FEC_{ANUAL_i} \times N_{MED_ANUAL_i}]}{\sum_{i=1}^{nC} N_{MED_ANUAL_i}} \quad (127)$$

em que,

nC : Número total de conjuntos considerados para o cálculo do indicador global;

$DEC_i, DEC_{TRIM_i}, DEC_{ANUAL_i}$: Valores mensal, trimestral e anual, respectivamente, do DEC do conjunto $i \in nC$;

$FEC_i, FEC_{TRIM_i}, FEC_{ANUAL_i}$: Valores mensal, trimestral e anual, respectivamente, do FEC do conjunto $i \in nC$; e

$N_i, N_{MED_TRIM_i}, N_{MED_ANUAL_i}$: O valor mensal, e as médias trimestrais e anuais, respectivamente, do número de unidades consumidoras faturadas e atendidas em BT e/ou MT do conjunto $i \in nC$.

A.2 OS LIMITES DOS INDICADORES E O CÁLCULO DAS COMPENSAÇÕES

Para garantir a qualidade dos serviços de energia elétrica, os órgãos reguladores estabelecem, para cada empresa concessionária de sistemas de distribuição de energia elétrica, valores limites para os indicadores de continuidade de energia elétrica. Esses valores variam de acordo com o nível de tensão do ponto de conexão e podem ser visualizados nos Quadros 47, 48 e 49.

Tabela 47 - Limites dos indicadores de continuidade para tensão entre 69 e 230 kV.

Sistema	Limite de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades Consumidoras com Faixa de Tensão Contratada: $69\text{kV} \leq \text{Tensão} < 230 \text{ kV}$						
	DIC (horas)			FIC (interrupções)			DMIC (horas)
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal	Mensal
Interligado	5,00	3,00	2,00	5,00	3,00	2,00	1,50
Isolado	6,00	4,00	3,00	6,00	4,00	3,00	2,50

Fonte: Extraída de ANEEL (2010).

Por meio da análise técnica dos atributos dos sistemas elétricos e dos conjuntos de consumidores, a ANEEL define as faixas de atuação dos conjuntos de cada concessionária atuante no mercado de distribuição de energia elétrica. O Quadro (52) trás as faixas de atuação dos conjuntos da Caiuá Distribuição de Energia S/A para os anos de 2013 a 2016.

No caso de violação do limite de continuidade individual em relação ao período de apuração, a distribuidora de energia elétrica ou concessionária de transmissão detentora de DIT¹, será penalizada através do pagamento de compensações, creditadas em fatura aos consumidores ou à distribuidora acessante.

O cálculo do valor das compensações são apurados pelas relações:

$$Comp_{DIC} = \left(\frac{DIC_v}{DIC_{limite}} - 1 \right) DIC_{limite} \times \frac{CM}{730} \times kei \quad (128)$$

$$Comp_{DMIC} = \left(\frac{DMIC_v}{DMIC_{limite}} - 1 \right) DMIC_{limite} \times \frac{CM}{730} \times kei \quad (129)$$

$$Comp_{FIC} = \left(\frac{FIC_v}{FIC_{limite}} - 1 \right) FIC_{limite} \times \frac{CM}{730} \times kei \quad (130)$$

¹Demais Instalações de Transmissão

Tabela 48 - Limites dos indicadores de continuidade para unidades consumidoras situadas em áreas urbanas com tensão contratada entre 1 e 69 kV.

Faixa de variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Limite de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades Consumidoras situadas em áreas urbanas com Faixa de Tensão Contratada: 1kV < Tensão < 69 kV						
	DIC (horas)			FIC (interrupções)			DMIC (horas)
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal	Mensal
1	11,25	5,62	2,81	6,48	3,24	1,62	2,36
2	11,68	5,84	2,92	6,93	3,46	1,73	2,39
3	12,12	6,06	3,03	7,37	3,68	1,84	2,41
4	12,55	6,27	3,13	7,82	3,91	1,95	2,44
5	12,99	6,49	3,24	8,27	4,13	2,06	2,46
6	13,43	6,71	3,35	8,71	4,35	2,17	2,49
7	13,86	6,93	3,46	9,16	4,58	2,29	2,52
8	14,30	7,15	3,57	9,61	4,80	2,40	2,54
9	14,73	7,36	3,68	10,05	5,02	2,51	2,57
10	15,17	7,58	3,79	10,50	5,25	2,62	2,60
11	15,61	7,80	3,90	10,95	5,47	2,73	2,62
12	16,04	8,02	4,01	11,40	5,70	2,85	2,65
13	16,48	8,24	4,12	11,84	5,92	2,96	2,68
14	16,91	8,45	4,22	12,29	6,14	3,07	2,71
15	17,35	8,67	4,33	12,74	6,37	3,18	2,74
16	17,79	8,89	4,44	13,18	6,59	3,29	2,76
17	18,22	9,11	4,55	13,63	6,81	3,40	2,79
18	18,66	9,33	4,66	14,08	7,04	3,52	2,82
19	19,09	9,54	4,77	14,52	7,26	3,63	2,85
20	19,53	9,76	4,88	14,97	7,48	3,74	2,88
>20 e ≤22	19,97	9,98	4,99	15,42	7,71	3,85	2,91
>22 e ≤24	20,84	10,42	5,21	16,31	8,15	4,07	2,98
>24 e ≤26	21,71	10,85	5,42	17,20	8,60	4,30	3,04
>26 e ≤28	22,58	11,29	5,64	18,10	9,05	4,52	3,10
>28 e ≤30	23,45	11,72	5,86	18,99	9,49	4,74	3,17
>30 e ≤32	24,33	12,16	6,08	19,88	9,94	4,97	3,24
>32 e ≤34	25,20	12,60	6,30	20,78	10,39	5,19	3,31
>34 e ≤36	26,07	13,03	6,51	21,67	10,83	5,41	3,38
>36 e ≤38	26,94	13,47	6,73	22,57	11,28	5,64	3,45
>38 e ≤40	27,81	13,90	6,95	23,46	11,73	5,86	3,52
>40 e ≤45	29,34	14,67	7,33	25,02	12,51	6,25	3,55
>45 e ≤50	31,52	15,76	7,88	27,26	13,63	6,81	3,80
>50 e ≤55	33,70	16,85	8,42	29,49	14,74	7,37	4,06
>55 e ≤60	35,88	17,94	8,97	31,72	15,86	7,93	4,34
>60 e ≤65	38,06	19,03	9,51	33,96	16,98	8,49	4,64
>65 e ≤70	40,24	20,12	10,06	36,19	18,09	9,04	4,96
>70 e ≤80	43,51	21,75	10,87	39,54	19,77	9,88	5,47
>80 e ≤90	47,87	23,93	11,96	44,01	22,00	11,00	6,23
>90 e ≤100	52,23	26,11	13,05	48,48	24,24	12,12	7,10
>100 e ≤110	56,59	28,29	14,14	52,95	26,47	13,23	8,07
>110 e ≤120	60,95	30,47	15,23	57,42	28,71	14,35	9,17
>120	63,13	31,56	15,78	59,65	29,82	14,91	9,77

Fonte: Extraída de ANEEL (2010).

Tabela 49 - Limites dos indicadores de continuidade para unidades consumidoras situadas em áreas não-urbanas com tensão contratada entre 1 e 69 kV.

Faixa de variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Limite de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades Consumidoras atendidas por sistemas isolados ou situadas em áreas não-urbanas com Faixa de Tensão Contratada: 1kV < Tensão < 69 kV						
	DIC (horas)			FIC (interrupções)			DMIC (horas)
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal	Mensal
1	31,98	15,99	7,99	15,49	7,74	3,87	4,32
2	32,62	16,31	8,15	15,96	7,98	3,99	4,39
3	33,26	16,63	8,31	16,43	8,21	4,10	4,46
4	33,90	16,95	8,47	16,90	8,45	4,22	4,53
5	34,54	17,27	8,63	17,37	8,68	4,34	4,60
6	35,18	17,59	8,79	17,84	8,92	4,46	4,67
7	35,82	17,91	8,95	18,31	9,15	4,57	4,74
8	36,46	18,23	9,11	18,78	9,39	4,69	4,81
9	37,10	18,55	9,27	19,25	9,62	4,81	4,88
10	37,74	18,87	9,43	19,72	9,86	4,93	4,95
11	38,38	19,19	9,59	20,19	10,09	5,04	5,02
12	39,02	19,51	9,75	20,66	10,33	5,16	5,09
13	39,66	19,83	9,91	21,13	10,56	5,28	5,16
14	40,30	20,15	10,07	21,60	10,80	5,40	5,24
15	40,94	20,47	10,23	22,07	11,03	5,51	5,31
16	41,58	20,79	10,39	22,54	11,27	5,63	5,38
17	42,22	21,11	10,55	23,01	11,50	5,75	5,45
18	42,86	21,43	10,71	23,48	11,74	5,87	5,52
19	43,50	21,75	10,87	23,95	11,97	5,98	5,59
20	44,14	22,07	11,03	24,42	12,21	6,10	5,66
>20 e ≤22	44,78	22,39	11,19	24,90	12,45	6,22	5,73
>22 e ≤24	46,06	23,03	11,51	25,84	12,92	6,46	5,87
>24 e ≤26	47,34	23,67	11,83	26,78	13,39	6,69	6,01
>26 e ≤28	48,61	24,30	12,15	27,72	13,86	6,93	6,15
>28 e ≤30	49,89	24,94	12,47	28,66	14,33	7,16	6,29
>30 e ≤32	51,17	25,58	12,79	29,60	14,80	7,40	6,43
>32 e ≤34	52,45	26,22	13,11	30,54	15,27	7,63	6,57
>34 e ≤36	53,73	26,86	13,43	31,48	15,74	7,87	6,72
>36 e ≤38	55,01	27,50	13,75	32,42	16,21	8,10	6,86
>38 e ≤40	56,29	28,14	14,07	33,36	16,68	8,34	7,00
>40 e ≤45	58,53	29,26	14,63	35,01	17,50	8,75	7,24
>45 e ≤50	61,73	30,86	15,43	37,36	18,68	9,34	7,60
>50 e ≤55	64,92	32,46	16,23	39,71	19,85	9,92	7,95
>55 e ≤60	68,12	34,06	17,03	42,06	21,03	10,51	8,30
>60 e ≤65	71,32	35,66	17,83	44,42	22,21	11,10	8,65
>65 e ≤70	74,52	37,26	18,63	46,77	23,38	11,69	9,01
>70 e ≤80	79,32	39,66	19,83	50,30	25,15	12,57	9,54
>80 e ≤90	85,71	42,85	21,42	55,00	27,50	13,75	10,24
>90 e ≤100	92,11	46,05	23,02	59,70	29,85	14,92	10,95
>100 e ≤110	98,50	49,25	24,62	64,41	32,20	16,10	11,65
>110 e ≤120	104,90	52,45	26,22	69,11	34,55	17,27	12,36
>120	108,10	54,05	27,02	71,46	35,73	17,86	12,71

Fonte: Extraída de ANEEL (2010).

Tabela 50 - Limites dos indicadores de continuidade para unidades consumidoras situadas em áreas urbanas com tensão contratada menor ou igual a 1 kV.

Faixa de variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Limite de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades Consumidoras com Tensão Contratada $\leq 1\text{kV}$ situadas em áreas urbanas						
	DIC (horas)			FIC (interrupções)			DMIC (horas)
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal	Mensal
1	16,00	8,00	4,00	11,20	5,60	2,80	2,09
2	16,47	8,23	4,11	11,45	5,72	2,86	2,18
3	16,95	8,47	4,23	11,70	5,85	2,92	2,26
4	17,43	8,71	4,35	11,95	5,97	2,98	2,35
5	17,91	8,95	4,47	12,20	6,10	3,05	2,43
6	18,38	9,19	4,59	12,45	6,22	3,11	2,52
7	18,86	9,43	4,71	12,70	6,35	3,17	2,60
8	19,34	9,67	4,83	12,95	6,47	3,23	2,69
9	19,82	9,91	4,95	13,20	6,60	3,30	2,77
10	20,30	10,15	5,07	13,45	6,72	3,36	2,86
11	20,77	10,38	5,19	13,70	6,85	3,42	2,94
12	21,25	10,62	5,31	13,95	6,97	3,48	3,03
13	21,73	10,86	5,43	14,20	7,10	3,55	3,11
14	22,21	11,10	5,55	14,45	7,22	3,61	3,20
15	22,69	11,34	5,67	14,70	7,35	3,67	3,29
16	23,16	11,58	5,79	14,95	7,47	3,73	3,37
17	23,64	11,82	5,91	15,20	7,60	3,80	3,46
18	24,12	12,06	6,03	15,45	7,72	3,86	3,54
19	24,60	12,30	6,15	15,70	7,85	3,92	3,63
20	25,08	12,54	6,27	15,96	7,98	3,99	3,71
>20 e ≤ 22	25,89	12,94	6,47	16,47	8,23	4,11	3,80
>22 e ≤ 24	27,48	13,74	6,87	17,42	8,71	4,35	3,97
>24 e ≤ 26	29,06	14,53	7,26	18,37	9,18	4,59	4,14
>26 e ≤ 28	30,65	15,32	7,66	19,32	9,66	4,83	4,31
>28 e ≤ 30	32,23	16,11	8,05	20,28	10,14	5,07	4,48
>30 e ≤ 32	33,82	16,91	8,45	21,23	10,61	5,30	4,65
>32 e ≤ 34	35,40	17,70	8,85	22,18	11,09	5,54	4,82
>34 e ≤ 36	36,99	18,49	9,24	23,13	11,56	5,78	4,99
>36 e ≤ 38	38,57	19,28	9,64	24,08	12,04	6,02	5,16
>38 e ≤ 40	40,16	20,08	10,04	25,04	12,52	6,26	5,33
>40 e ≤ 45	42,93	21,46	10,73	26,70	13,35	6,67	5,63
>45 e ≤ 50	46,89	23,44	11,72	29,08	14,54	7,27	6,05
>50 e ≤ 55	50,86	25,43	12,71	31,46	15,73	7,86	6,48
>55 e ≤ 60	54,82	27,41	13,70	33,84	16,92	8,46	6,90
>60 e ≤ 65	58,78	29,39	14,69	36,22	18,11	9,05	7,33
>65 e ≤ 70	62,74	31,37	15,68	38,60	19,30	9,65	7,75
>70 e ≤ 80	68,68	34,34	17,17	42,17	21,08	10,54	8,39
>80 e ≤ 90	76,61	38,30	19,15	46,93	23,46	11,73	9,24
>90 e ≤ 100	84,53	42,26	21,13	51,69	25,84	12,92	10,09
>100 e ≤ 110	92,46	46,23	23,11	56,45	28,22	14,11	10,94
>110 e ≤ 120	100,38	50,19	25,09	61,21	30,60	15,30	11,80
>120	104,34	52,17	26,08	63,59	31,79	15,89	12,22

Fonte: Extraída de ANEEL (2010).

Tabela 51 - Limites dos indicadores de continuidade para unidades consumidoras situadas em áreas não-urbanas com tensão contratada menor ou igual a 1 kV.

Faixa de variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Limite de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades Consumidoras com Tensão Contratada $\leq$ 1kV situadas em áreas não-urbanas						
	DIC (horas)			FIC (interrupções)			DMIC (horas)
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal	Mensal
1	36,00	18,00	9,00	28,00	14,00	7,00	4,57
2	36,57	18,28	9,14	28,29	14,14	7,07	4,67
3	37,15	18,57	9,28	28,59	14,29	7,14	4,77
4	37,73	18,86	9,43	28,89	14,44	7,22	4,87
5	38,30	19,15	9,57	29,19	14,59	7,29	4,97
6	38,88	19,44	9,72	29,49	14,74	7,37	5,07
7	39,46	19,73	9,86	29,79	14,89	7,44	5,17
8	40,03	20,01	10,00	30,09	15,04	7,52	5,28
9	40,61	20,30	10,15	30,39	15,19	7,59	5,38
10	41,19	20,59	10,29	30,69	15,34	7,67	5,48
11	41,76	20,88	10,44	30,98	15,49	7,74	5,58
12	42,34	21,17	10,58	31,28	15,64	7,82	5,68
13	42,92	21,46	10,73	31,58	15,79	7,89	5,78
14	43,49	21,74	10,87	31,88	15,94	7,97	5,88
15	44,07	22,03	11,01	32,18	16,09	8,04	5,98
16	44,65	22,32	11,16	32,48	16,24	8,12	6,08
17	45,22	22,61	11,30	32,78	16,39	8,19	6,19
18	45,80	22,90	11,45	33,08	16,54	8,27	6,29
19	46,38	23,19	11,59	33,38	16,69	8,34	6,39
20	46,96	23,48	11,74	33,68	16,84	8,42	6,49
>20 e $\leq$ 22	47,79	23,89	11,94	34,16	17,08	8,54	6,59
>22 e $\leq$ 24	49,42	24,71	12,35	35,10	17,55	8,77	6,79
>24 e $\leq$ 26	51,05	25,52	12,76	36,04	18,02	9,01	6,99
>26 e $\leq$ 28	52,68	26,34	13,17	36,98	18,49	9,24	7,20
>28 e $\leq$ 30	54,31	27,15	13,57	37,92	18,96	9,48	7,40
>30 e $\leq$ 32	55,94	27,97	13,98	38,86	19,43	9,71	7,60
>32 e $\leq$ 34	57,57	28,78	14,39	39,80	19,90	9,95	7,80
>34 e $\leq$ 36	59,20	29,60	14,80	40,74	20,37	10,18	8,01
>36 e $\leq$ 38	60,83	30,41	15,20	41,69	20,84	10,42	8,21
>38 e $\leq$ 40	62,45	31,22	15,61	42,63	21,31	10,65	8,41
>40 e $\leq$ 45	65,30	32,65	16,32	44,27	22,13	11,06	8,76
>45 e $\leq$ 50	69,38	34,69	17,34	46,62	23,31	11,65	9,27
>50 e $\leq$ 55	73,45	36,72	18,36	48,98	24,49	12,24	9,77
>55 e $\leq$ 60	77,52	38,76	19,38	51,33	25,66	12,83	10,28
>60 e $\leq$ 65	81,59	40,79	20,39	53,68	26,84	13,42	10,79
>65 e $\leq$ 70	85,66	42,83	21,41	56,03	28,01	14,00	11,29
>70 e $\leq$ 80	91,77	45,88	22,94	59,56	29,78	14,89	12,05
>80 e $\leq$ 90	99,92	49,96	24,98	64,26	32,13	16,06	13,06
>90 e $\leq$ 100	108,06	54,03	27,01	68,97	34,48	17,24	14,07
>100 e $\leq$ 110	116,20	58,10	29,05	73,67	36,83	18,41	15,08
>110 e $\leq$ 120	124,35	62,17	31,08	78,38	39,19	19,59	16,09
>120	128,42	64,21	32,10	80,73	40,36	20,18	16,60

Fonte: Extraída de ANEEL (2010).

em que,

DIC_v , $DMIC_v$, FIC_v : Valores de DIC, DMIC e FIC, respectivamente, verificados no período de apuração considerado;

DIC_{limite} , $DMIC_{limite}$, FIC_{limite} : Valores dos limites estabelecidos para os indicadores DIC, DMIC e FIC, respectivamente, para o período de apuração considerado;

CM : Média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição, considerando também as demandas e energias reativas excedentes, correspondentes aos meses do período de apuração do indicador; e

kei : Coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em: (i) 15 (quinze), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Baixa Tensão; (ii) 20 (vinte), quando atendidas em média tensão, e; (iii) 27 (vinte sete), quando atendidas em Alta Tensão.

Tabela 52 - Limites de continuidade DEC e FEC dos conjuntos da Caiuá Distribuição de Energia S.A. (CAIUÁ-D), para os anos de 2013 a 2016.

Código	Conjunto de Unidades Consumidoras	DEC (Horas)				FEC (Interrupções)				Nº de UCs
		2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016	
12724	ADAMANTINA	13	11	10	9	11	10	9	8	14.262
12725	ALVARES MACHADO	11	10	10	9	13	12	11	10	9.917
12732	ENEIDA	14	13	12	11	15	14	12	11	1.098
12735	LUCELIA	12	11	10	9	13	11	10	9	7.309
12739	MARTINOPOLIS	13	12	11	10	15	14	12	11	12.405
12742	OSVALDO CRUZ	7	7	7	7	7	7	7	7	18.959
12745	PRESIDENTE EPITACIO	13	12	11	10	14	13	12	11	16.765
12748	PRESIDENTE PRUDENTE 1	8	8	8	7	12	11	10	10	16.639
12751	PRESIDENTE PRUDENTE 3	6	6	6	6	8	8	7	7	29.921
12755	PRESIDENTE PRUDENTE 4	6	6	6	6	6	6	6	6	37.338
12757	PRESIDENTE PRUDENTE 5	6	6	6	6	7	7	7	7	13.291
12761	PRESIDENTE VENCESLAU	10	10	9	9	12	11	10	10	16.413
12766	SANTO ANASTACIO	12	12	12	11	15	14	13	12	16.445

Fonte: Extraída de http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/009/documento/nota_tecnica_n%C2%B0_0007-2012-srdaneel.pdf.

Contudo, a aplicação das compensações referente a violação destes índices segue alguns critérios, conforme são descritos na sequência.

A.2.0.1 Critérios para aplicação das compensações

De acordo com ANEEL (2010), as compensação aos consumidores de energia elétrica, referente à violação dos indicadores de continuidade individuais, devem ser apuradas obedecendo os seguintes critérios:

- a) Quando da violação dos limites trimestral ou anual, o montante a ser compensado deverá ser calculado proporcionalmente, multiplicando-se o resultado obtido da fórmula de cálculo da compensação pelo quociente entre a soma dos valores apurados dos indicadores mensais que não foram violados e o valor apurado do indicador trimestral ou anual.
- b) Quando os limites trimestrais ou anuais tiverem sido violados e os valores mensais apurados não violados forem nulos, a compensação referente ao período de apuração trimestral ou anual, deverá corresponder à diferença dos montantes calculados para essa compensação e os montantes mensais de cada indicador já creditados ao consumidor.
- c) Quando todos os limites dos indicadores mensais de uma unidade consumidora tiverem sido violadas em um trimestre ou em um ano, e as compensações mensais já tenham sido devidamente creditadas, as compensações referentes aos períodos de apuração trimestral ou anual deverão corresponder à diferença dos montantes calculados para essas compensações e os montantes mensais de cada indicador já creditados aos consumidores ou à distribuidora.
- d) Quando ocorrer violação do limite de mais de um indicador de continuidade individual DIC, FIC e DMIC, no período de apuração, deverá ser considerado, para efeito de compensação, aquele indicador que apresentar o maior valor de compensação, após aplicação dos critérios supracitados.
- e) Valor mínimo de compensação de R\$ 0,01 para violação do limite do indicador de continuidade individual.
- f) Valor máximo de compensação de:
 - (i) 10 (dez) vezes o valor do "CM", no caso da violação mensal do indicador de continuidade individual;
 - (ii) 30 (trinta) vezes o valor do "CM", no caso da violação trimestral do indicador de continuidade individual;

- (iii) 120 (cento e vinte) vezes o valor do "CM", no caso da violação anual do indicador de continuidade individual

A.3 INDICADORES DE CONTINUIDADE INTERNACIONAIS

Com o intuito de uma padronização dos índices de confiabilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica, um comitê elaborou um guia com um conjunto de indicadores de continuidade do serviço de fornecimento de energia elétrica em sistemas de distribuição. Este guia foi posteriormente aprovado pelo IEEE-SA *Standards Board* e atualmente constituem o *IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*, cujos indicadores nele contido são adotados mundialmente como referência para avaliação da confiabilidade de SDEE.

Entre esses indicadores, o SAIFI e o SAIDI são os mais referenciados em trabalhos científicos que envolvem avaliação da confiabilidade de um SDEE. Portanto, a definição destes índices e suas fórmulas de cálculo são descritas nas seções seguintes. As informações contidas nessas seções foram extraídas de Transmission e Committee (2012). Para cada índice aqui descrito, é feita uma análise comparativa com os índices de continuidade utilizados no Brasil.

A.3.1 System average interruption duration index

O *system average interruption duration index* - SAIDI, fornece um índice da duração médio das interrupções do sistema equivalente à cada consumidor de um conjunto apurado. Logo, este índice é dado por:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k t(i)N_i}{N_T} \quad (131)$$

onde,

k : Número de ocorrências;

$t(i)$: Tempo de duração da restauração;

N_i : Número de consumidores afetados pelo evento de interrupção i ;

N_T : Número total de consumidores do conjunto considerado.

De forma equivalente, pode-se escrever a equação (131) conforme segue:

$$\begin{aligned} SAIDI &= \frac{\sum_{i=1}^k t(i)N_i}{N_T} \\ &= \frac{\sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{N_i} t(i)}{N_T} \end{aligned}$$

Portanto, de acordo com a equação (116), este indicador é equivalente ao indicador de continuidade DEC utilizado no Brasil.

A.3.2 System average interruption frequency index

O *system average interruption frequency index* - SAIFI, fornece um índice de frequência médio de interrupções do sistema equivalente à cada consumidor do conjunto apurado. Este índice é calculado pela seguinte fórmula:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^k N_i}{N_T} \quad (132)$$

onde,

k : Número de ocorrências;

N_i : Número de consumidores afetados pelo evento de interrupção i ;

N_T : Número total de consumidores do conjunto considerado.

A equação (132) pode ser escrita de forma equivalente conforme segue:

$$\begin{aligned} SAIFI &= \frac{\sum_{i=1}^k N_i}{N_T} \\ &= \frac{\sum_{i=1}^{N_T} FIC(i)}{N_T} \end{aligned}$$

onde $FIC(i)$ é a frequência de interrupção individual por unidade consumidora, conforme equação (114). Portanto, de acordo com a equação (117), o SAIFI é equivalente ao indicador de continuidade FEC.

APÊNDICE B - ANÁLISE ESTOCÁSTICA DOS DADOS DE FALHAS

Através da análise estocástica dos dados de falhas dos equipamentos e componentes de sistemas de distribuição de energia elétrica, modelos probabilísticos podem ser obtidos para modelar a incidência de falhas sobre estes equipamentos. Neste trabalho, essa modelagem é feita através de processos estocásticos pontuais (PEP). Neste apêndice, é apresentada uma síntese dos conceitos envolvendo distribuição de probabilidades e PEP.

B.1 DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE

De acordo com Zapata (2011), uma distribuição de probabilidade é um modelo matemático utilizado para representar fenômenos aleatórios estacionários e independentes. Além disso, tais fenômenos devem ser descritos por uma variável aleatória independente, ou seja, a variável aleatória que descreve o fenômeno sob estudo não pode depender de outra(s) variável(eis), como por exemplo o tempo.

Os modelos matemáticos utilizados para descrever uma distribuição de probabilidade são conhecidos como funções densidade de probabilidades. Neste apêndice, são também apresentados os modelos mais utilizados neste trabalho para modelar a distribuição dos tempos até falhas (*t_{tf}*) dos equipamentos pertencentes aos sistemas de distribuição sob estudo.

B.1.1 Aleatoriedade Versus Determinismo

O termo *aleatório* é empregado nas situações onde não se conhecem as causas que produzem um evento, e/ou ainda, nas situações onde se conhecem as causas e os resultados, mas não se consegue estabelecer uma lei ou relação determinística permanente entre elas. (ZAPATA, 2011).

Um fenômeno que não é aleatório é considerado *determinístico*. Do ponto de vista da ciência, todos os fenômenos são determinísticos, ou seja, possuem causas e estas possuem leis ou relações que as descrevem. Contudo, a complexidade e/ou a incapacidade do analisador do problema, e/ou ainda, a incapacidade técnica de medir ou observar de forma precisa o fenômeno em estudo é que faz surgir a *incerteza* sobre as informações/dados e levam os processos a se tornarem aleatórios.

Mesmo considerando um evento/fenômeno aleatório, busca-se modelar ou quantificar a possibilidade dele acontecer ou existir. Ou seja, busca-se medir o grau de certeza ou incerteza

sobre a ocorrência deste evento/fenômeno. Essa medida é definida como *probabilidade*. A probabilidade define matematicamente o grau de incerteza ou certeza através da atribuição de um número real entre 0 (zero) e 1 (um), ou percentualmente com valores expressos entre 0 e 100%.

A distribuição das probabilidades de ocorrência da variável aleatória "tempo até falha" dos equipamentos de um SDEE, constituem os modelos matemáticos do processo aleatório sob estudo. Esses modelos são conhecidos com função de densidade de probabilidade são detalhados nas seções abaixo.

B.1.2 Distribuição Normal

A distribuição normal é considerada, dentre as outras funções de distribuição de probabilidade, a mais importante na estatística, por descrever o comportamento da variação da probabilidade de um número muito grande de fenômenos. Se não for a mais importante, com certeza é a mais utilizada. É matematicamente caracterizada pela média aritmética $\bar{x}$ e desvio padrão σ dos valores de uma amostra, conforme segue abaixo:

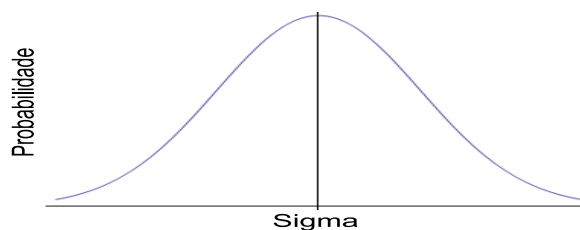
$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \exp\left(-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right) \quad (133)$$

Para uma variável aleatória x (não negativa) que apresenta uma distribuição normal, a função de distribuição acumulativa $F(x)$, de acordo com a equação (7), é dada por:

$$F(x) = \int_0^x \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \exp\left(-\frac{(t-\mu)^2}{2\sigma^2}\right) dt \quad (134)$$

A curva característica desta distribuição pode ser visualizada na Figura (72).

Figura 72 - Curva característica da distribuição normal



Fonte: Próprio autor.

Outras particularidades desta distribuição são: a média, a moda e a mediana são idênticas, e; a maior probabilidade ocorre em $\bar{x}$, ou seja, no valor médio da amostra.

B.1.3 Distribuição Exponencial

A distribuição exponencial é frequentemente utilizada no campo da confiabilidade. É utilizada quando a função de taxa de falha é constante, ou seja,

$$\lambda = \lambda(t) = k.$$

A equação desta distribuição é dada por:

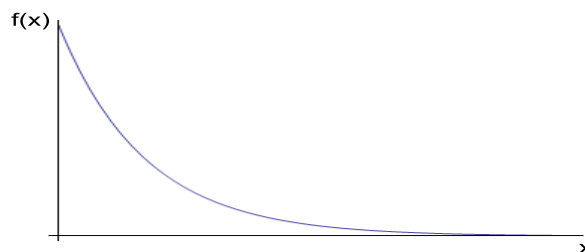
$$f(x) = \lambda e^{-\lambda x}; x \geq 0 \quad (135)$$

Assim, um equipamento que apresenta taxa de falha constante igual a λ , terá função de distribuição de falha exponencial e, portanto, de acordo com a equação (7), tem a probabilidade de falhar em um tempo menor ou igual a t dada por:

$$F(t) = \int_0^t \lambda e^{-\lambda x} dx \quad (136)$$

A curva característica dessa distribuição é dada na Figura 73.

Figura 73 - Curva característica da distribuição exponencial



Ponte: Próprio Autor.

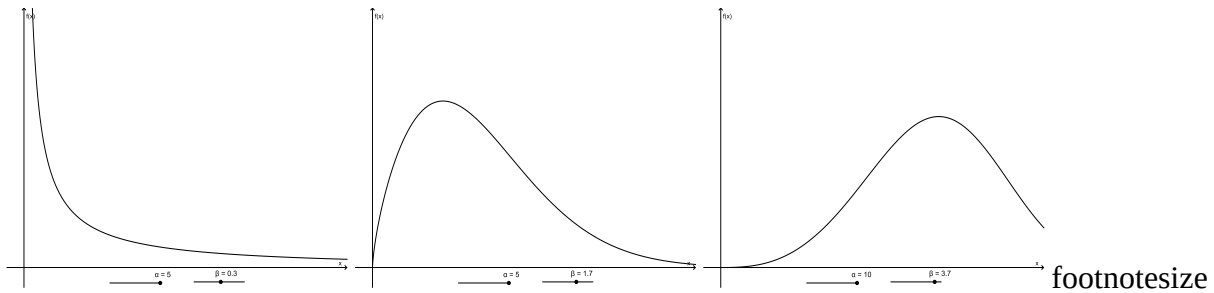
B.1.4 Distribuição de Weibull

A distribuição de Weibull, assim como a distribuição normal, depende de dois parâmetros, mas diferentemente da distribuição normal, esta pode assumir diversas formas, conforme pode-se verificar na Figura (74). Assim, essa função de distribuição de probabilidade pode modelar o comportamento da probabilidade de falha de diversos tipos de equipamentos.

A função de distribuição de Weibull é caracterizada pelos parâmetros α e β , conforme equação (137).

$$f(x) = \frac{\beta x^{\beta-1}}{\alpha^\beta} \exp \left[- \left(\frac{x}{\alpha} \right)^\beta \right]; x \geq 0 \quad (137)$$

Figura 74 - Curvas características da distribuição de Weibull para diferentes valores de α e β



Fonte: Extraída de Brown (2009).

Por sua vez, a função de distribuição acumulativa $F(x)$ é dada por:

$$F(x) = \int_0^x \frac{\beta t^{\beta-1}}{\alpha^\beta} \exp \left[- \left(\frac{t}{\alpha} \right)^\beta \right] dt \quad (138)$$

Essa função não tem uma forma característica para a curva de seu gráfico. Dependendo dos valores dos seus parâmetros ela pode assumir diversas formas.

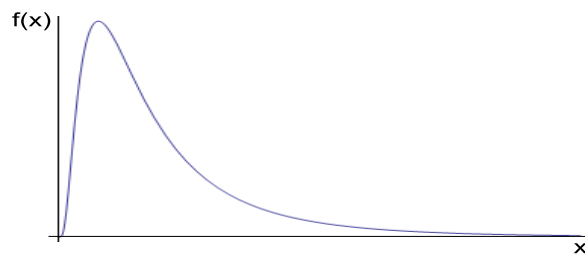
B.1.5 Distribuição Lognormal

Se aos dados de uma amostra se toma o logaritmo natural e a distribuição destes dados transformados é normal, então os dados têm uma distribuição lognormal. (ZAPATA, 2011). Uma função de distribuição de probabilidades lognormal, tem equação:

$$f(x) = \frac{1}{x\sqrt{2\pi\sigma^2}} \exp \left(- \frac{(\ln x - \mu)^2}{2\sigma^2} \right) \quad (139)$$

A curva característica dessa distribuição é dada na Figura 75.

Figura 75 - Curva característica da distribuição lognormal



Fonte: Próprio Autor.

Assim, como na distribuição normal, esta função não possui uma forma definida para a função de distribuição cumulativa $F(x)$, e para ambos os casos, são aplicados métodos numéricos

para se obter o valor desta função para algum x dado.

Uma característica desta distribuição, observada em Zapata, Silva e Burbano (2008), é que ela sempre se ajusta aos tempos para reparação de uma ampla variedade componentes reparáveis de um SDEE.

B.1.6 Outras Distribuições

Além destas distribuições pode-se citar ainda a distribuição Logistic, a distribuição retangular, a distribuição triangular, a distribuição Gamma, de Pareto, entre outras que podem ser consultadas em Zapata (2011), Eletrobras (1982), Montgomery e Runger (2012), Brown (2009).

As funções de distribuição apresentadas nas seções anteriores são as mais empregadas na avaliação da confiabilidade de um SDEE, pois na grande maioria das vezes, as variáveis aleatórias como o "tempo para falhar" (t_{tf}) e "tempo para reparação ou restauração" (t_{tr}), estão distribuídas de acordo com alguma dessas funções. A modelagem dessas duas variáveis é de grande importância para o planejamento de tarefas de manutenção de equipamentos de um SDEE com foco na confiabilidade do sistema, seja por modelos probabilísticos, como os que foram apresentados acima, ou por outra metodologia qualquer. Portanto, na próxima seção é apresentada as principais etapas para determinar e validar um modelo probabilístico para uma dada amostra de dados. As informações nela contida, consiste de uma sintetização da obra de Zapata (2011).

B.1.7 Ajuste Do Modelo De Falha Aos Dados

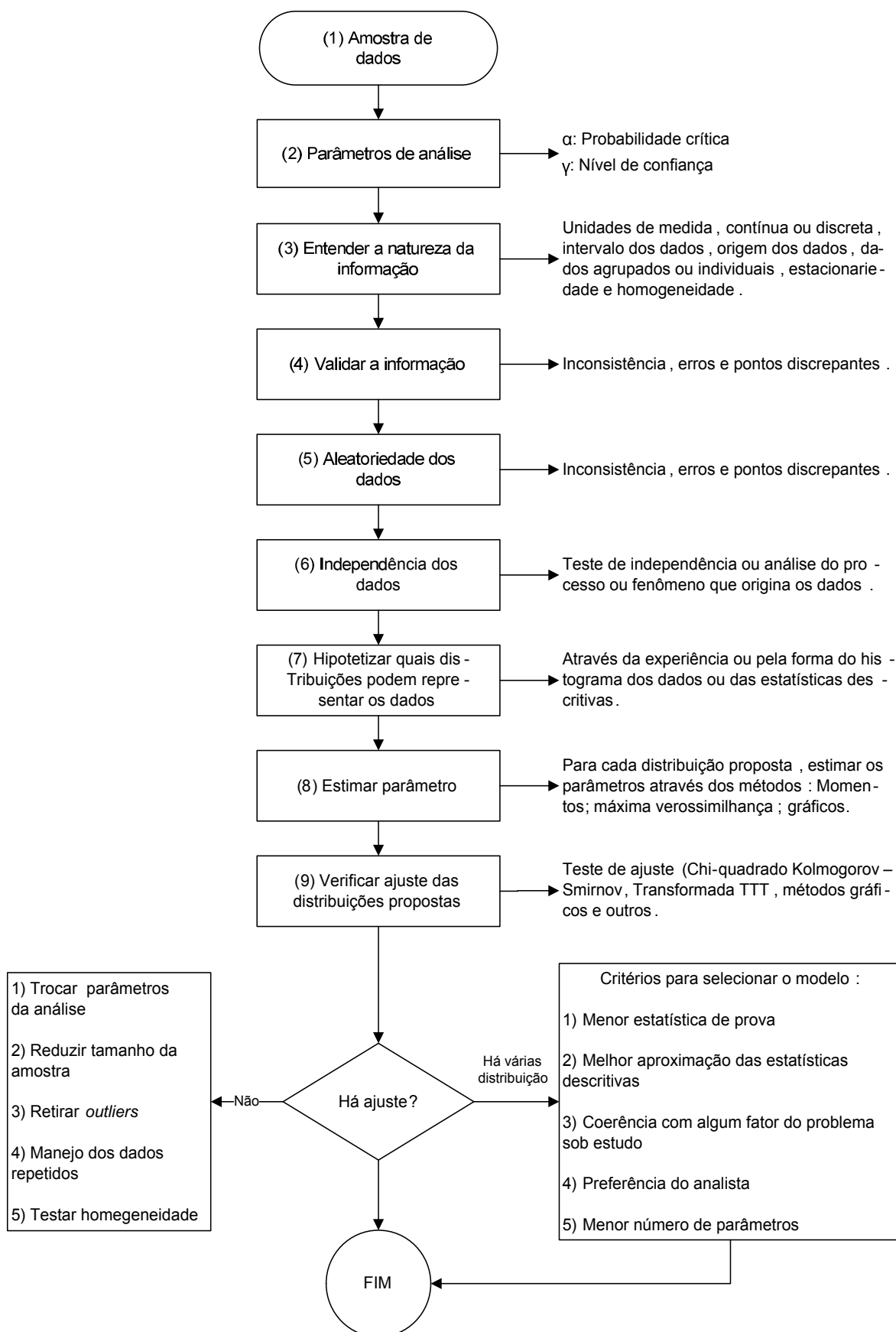
Antes de se fazer qualquer inferência sobre o modelo probabilístico de um processo aleatório que o represente, é importante verificar o quanto a amostra de dados é representativa do processo aleatório e com que nível de confiança o modelo se ajusta aos dados.

Verificada a representatividade dos dados, o ajuste do(s) modelo(s) aos dados seguem as seguintes etapas:

Definir os parâmetros de análise: Nesta etapa, defini-se o nível de confiança γ com que o modelo probabilístico deve ser aderente aos dados do processo sob estudo e a probabilidade crítica α ;

Entender a natureza da informação: A escolha de um modelo probabilístico depende muito da análise feita nesta etapa. Nela deve-se observar se a variável aleatória sob estudo tem natureza contínua ou discreta, se os dados são individuais ou agrupados, se são estacionários ou possuem tendência, entre outros. Em especial, a estacionariedade e homogeneidade do processo definem o direcionamento da modelagem probabilística do problema, a

Figura 76 - Etapas para ajustar uma distribuição a um modelo probabilístico.



Fonte: Extraída e adaptada de Zapata (2011).

saber:

- a) Se o processo apresenta tendência (positiva ou negativa), modela-se o problema por meio de processos estocásticos não homogêneos (Cadeias de Markov não homogêneas, Processos de Poisson não homogêneos, entre outros);
- b) Se o processo é estacionário (sem tendência) e no caso do processo ser independente, pode-se modelá-lo através de funções de distribuição de probabilidade ou processos estocásticos homogêneos (Cadeias de Markov contínuas homogêneas, Processos de Poisson homogêneos, Processos Gaussianos, entre outros);

Validação dos dados: Nesta etapa busca-se identificar alguns erros ou inconsistência das informações, como por exemplo, valores negativos na base de dados onde se espera somente valores positivos. Ainda nesta etapa, também busca-se identificar a presença de *outliers* ou pontos discrepantes, como por exemplo um tempo de manutenção de cinco dias de um transformador de um SDEE. Apesar de não ser impossível, em geral tais valores são devido a falha de registro, mas de qualquer maneira, esses pontos merecem a devida atenção pois podem comprometer o modelo;

Aleatoriedade dos dados: Antes de iniciar a modelagem de um processo por meio de modelos probabilísticos é necessário garantir que este processo realmente tem um caráter aleatório. Para tal tarefa, dispõe-se de testes que são aplicados aos dados do problema sob estudo e que possam garantir, ou não, a sua aleatoriedade. Contudo, uma quantidade de dados muito grande pode levar os testes a falharem. Neste caso, o modelador pode abrir mão dos testes e definir a aleatoriedade baseado no conhecimento da natureza do processo;

Independência dos dados: A verificação da independência dos dados também pode ser feita utilizando alguns testes ou por meio da análise da natureza do processo. Estes testes, no entanto, dependem de uma análise gráfica do modelador, que pode utilizar, por exemplo, um diagrama de dispersão (*Scatter diagram*) ou um gráfico de correlação (*Correlation plot*). De qualquer forma, o resultado da análise da independência está atrelada aos conhecimentos prévios e a experiência do modelador;

Hipotetizar quais distribuição podem representar os dados: Entre uma variedade de funções de distribuição de probabilidade que o modelador dispõe, ele pode refinar suas opções construindo um histograma e analisando sua forma que, adicionado ao seu conheci-

mento sobre a forma das curvas das funções de distribuição, lhe fornece indicativos das distribuições mais adequadas. Além disso, pode também utilizar outras informações que podem ser obtidas dos dados, como por exemplo, o coeficiente de variação e de assimetria. Ou ainda, pode considerar todas as distribuições com sendo possíveis para modelar o processo, e descartar aquelas que, na fase de análise do ajuste do modelo aos dados, sejam reprovadas;

Estimação dos parâmetros das funções de distribuição: Após a definição da(s) distribuição(ões) prováveis para a modelagem do processo, calculam-se os parâmetros de cada distribuição por meio de alguns métodos de estimação. A literatura sugere os métodos que possuem uma prova matemática que justifique os resultados obtidos, como o caso do método da máxima verossimilhança. No entanto, também pode-se utilizar outros métodos como o método dos momentos e o método de estimação bayesiana de parâmetros;

Verificar o ajuste da(s) distribuição(ões) proposta(s): Uma vez determinados os parâmetros de cada distribuição proposta, deve-se verificar sua adequação ao processo aleatório sob estudo. Para isso, são aplicados alguns testes de ajustes. Entre eles, destacam-se o método de ajuste Chi-quadrado, o método de Kolmogorov-Smirnov, o de Anderson-Darling, a Transformada TTT¹ e alguns métodos gráficos.

Ao final deste processo, pode-se ainda estar diante de três cenários: (i) A distribuição escolhida se ajusta ou uma entre as distribuições escolhidas se ajustou ao processo; (ii) várias distribuições se ajustaram ao processo, e; (iii) nenhuma distribuição proposta se ajustou ao processo aleatório sob estudo. Para o cenário (i) não há nada a fazer, a menos que se deseja testar outras distribuições. Já para o cenário (ii), deve-se tomar uma decisão sobre qual distribuição considerar. Neste caso, alguns critérios são utilizados para a tomada de decisão:

- a) Menor estatística do teste de ajuste;
- b) Melhor aproximação das estatísticas descritivas;
- c) Alguma consideração que deva ser usada do processo analisado;
- d) A distribuição com menor número de parâmetros, ou simplesmente;
- e) A preferência do modelador.

¹Total Time on Test

No entanto, no cenário (iii), alguns ajustes do procedimento deverão ser feitos e, posteriormente, retornar a etapa da escolha de uma distribuição para modelagem do processo. Entre esses ajustes do procedimentos, sugere-se:

- a) Trocar os parâmetros de análise. Mudar a probabilidade crítica, por exemplo;
- b) Reduzir o tamanho da amostra;
- c) Retirar pontos discrepantes (*outliers*);
- d) Fazer um manejo dos dados repetidos. Considerá-los para estimação dos parâmetros mas não considerá-los na verificação da adequação da distribuição, por exemplo;
- e) Reavaliar homogeneidade dos dados.

A Figura (76), apresenta de forma resumida o procedimento para o ajuste de uma distribuição.

Na seção seguinte, faremos uma abordagem do modelamento de dados de falhas de equipamentos de SDEE via Processos Estocásticos Pontuais.

B.2 PROCESSOS ESTOCÁSTICOS PONTUAIS

Um processo estocástico pontual ou processo de Poisson é um processo aleatório discreto no estado e contínuo no tempo e são utilizados neste trabalho para a modelagem da confiabilidade dos equipamentos sob estudo pertencentes à sistemas de distribuição de energia elétrica. Esses processos podem ser definido em termos de ocorrência de eventos, neste trabalho em particular, em termos de ocorrência de falhas. De modo geral, denotando o processo de chegada de eventos como $[N(t)]_{t \geq 0}$, e fixando o tempo em dado instante t , tem-se que $[N(t)]$ é um número inteiro que representa o número de chegadas ou ocorrências de eventos no intervalo de tempo contínuo $[0, t]$.

De acordo com Ross (2007), se o processo estocástico, $[N(t)]_{t \geq 0}$ representa o número total de eventos ocorridos em um tempo t , ele é denominado *processo de contagem*. Por definição, ainda segundo Ross (2007), um processo estocástico $[N(t)]$ é de contagem, se satisfazer as seguintes afirmações:

- (i) $[N(t)] > 0$.
- (ii) $[N(t)]$ é um valor inteiro.
- (iii) Se $s < t$, então $[N(s)] \leq [N(t)]$.

- (iv) Para $s < t$, $[N(t)] - [N(s)]$ é igual o número de eventos que ocorre no intervalo de tempo $(s, t]$.

Disso tudo decorre que um processo de Poisson é um processo de contagem, no entanto, nem todo processo de contagem é um processo de Poisson, como pode-se notar pela definição que segue:

Definição B.1. Um processo de contagem $[N(t)]_{t \geq 0}$ é dito ser um processo de Poisson com taxa λ , $\lambda > 0$, se:

- (i) $[N(0)] = 0$.
- (ii) O processo tem incrementos independentes.
- (iii) O número de eventos em qualquer intervalo de comprimento t , está distribuído de acordo com uma distribuição de Poisson com valor médio $\Lambda(t) = \int_0^t \lambda(t) dt$, onde $\lambda(t)$ é a taxa de ocorrência de eventos ou função de intensidade do processo. Isto é, para todo $s, t \geq 0$

$$P[N(t+s) - N(s) = k] = \frac{[\Lambda(t)]^k}{k!} e^{-\Lambda(t)}, \text{ para } k = 0, 1, 2, \dots \quad (140)$$

Se além de incrementos independentes o processo de contagem apresenta incrementos estacionários (sem tendência), isto é, se o número de eventos no intervalo $(s, s+t)$ tem a mesma distribuição para qualquer s , então, o processo de contagem é denominado Processo de Renovação (PR), seguido do nome da distribuição que se ajusta aos dados da variável aleatória sob estudo (ZAPATA et al., 2008; HSU, 1996). Se o processo de renovação apresenta uma distribuição exponencial, então, o processo estocástico é chamado de Processo de Poisson Homogêneo (PPH).

Da estacionariedade dos incrementos em um processo de contagem, tem-se ainda que a taxa de ocorrência de eventos é constante, ou seja, $\lambda(t) = \lambda$ (constante), donde resulta que o valor esperado de ocorrência em um intervalo de tempo t , $E[N(t)]$, é:

$$\Lambda(t) = \int_0^t \lambda(t) dt = \int_0^t \lambda dt = \lambda t. \quad (141)$$

Para um PR, a taxa de ocorrência de eventos λ é sempre o inverso do valor esperado (constante) da variável aleatória sob estudo, e a probabilidade $P[N(t) = k]$, de ocorrer k eventos no intervalo de tempo $[0, t]$, é dada por:

$$P[N(t) = k] = \frac{[\lambda t]^k}{k!} e^{-\lambda t}, \text{ para } k = 0, 1, 2, \dots \quad (142)$$

No entanto, se o processo de contagem $N(t)$ satisfaz os itens (i) e (ii) da definição (B.1) mas apresenta taxa de ocorrência crescente (tendência positiva) ou decrescente (tendência negativa), ou seja, apresenta incrementos não estacionários, o processo de contagem é chamado de Processo de Poisson Não-Homogêneo (PPNH). Neste caso, a função de intensidade do processo estocástico, $\lambda(t)$, não é constante. Na literatura sobre o assunto, as funções de intensidade mais utilizadas para descrever o comportamento tendencioso da ocorrência de eventos em um PPNH, são:

- a) Power Law: $\lambda(t) = \lambda \beta t^{\beta-1}$, com λ e β constantes.
- b) Log-linear (Cox-Lewis): $\lambda(t) = e^{a+bt}$, com a e b constantes.
- c) Goel-Okumoto: $\lambda(t) = abe^{-b}$, com a e b constantes.
- d) Musa-Okumoto: $\lambda(t) = \frac{a}{at+b}$, com a e b constantes.
- e) Alternating: $\lambda(t) = \lambda + a \sin(\omega t + b)$, com a, b e ω constantes.

Para ambos os processos, de Renovação e de Poisson Não-Homogêneo, de acordo com Ross (2007), a função de distribuição de probabilidade, que modela a probabilidade de que o número de ocorrência de eventos seja menor ou igual a $k = 0, 1, 2, \dots$ no intervalo de tempo $[0, t]$, é:

$$P[N(t) \leq k] = \sum_{i=0}^k \frac{[\Lambda(t)]^i}{i!} e^{-\Lambda(t)}, \text{ para } k = 0, 1, 2, \dots \quad (143)$$

Os valores da variância da ocorrência de eventos, $VAR[N(t)]$, e do valor esperado de eventos $E[N(t)]$, em um período de tempo $[0, t]$, tanto para um PR como para um PPNH, são dados pelas relações:

$$E[N(t)] = \Lambda(t) = \int_0^t \lambda(t) dt, \quad (144)$$

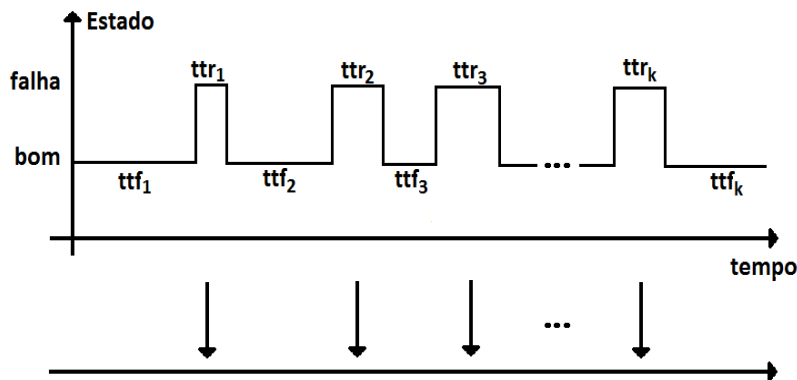
$$VAR[N(t)] = \Lambda(t). \quad (145)$$

Em relação as equações (143), (144) e (145), os processos de Renovação e de Poisson Não-Homogêneos se diferenciam apenas pelo valor de $\Lambda(t)$.

B.2.1 Ajuste dos dados de falhas a um modelo pontual

O horizonte de tempo considerado nos estudos da confiabilidade de equipamentos de sistemas de distribuição de energia elétrica é, em geral, tão longo quanto for o tempo de registro de ocorrências de falhas por parte das concessionárias que operam esses sistemas. Isso porque, para a grande maioria dos equipamentos dos SDEE, os intervalos de tempo entre as falhas ($t f$) são grandes, requerendo assim, um espaço amostral de tempo suficientemente grande para uma análise mais precisa. Por sua vez, o tempo para restauração ou reparação ($t tr$) de um equipamento em estado de falha, é pequeno e pode ser considerado desprezível em relação ao tempo do espaço amostral. Logo, para um intervalo de tempo grande, a ocorrência de falhas em um equipamento por ser tratada como um processo de chegada ou de contagem e modelado mediante processos pontuais. A Figura 77 auxilia na compreensão desta abordagem.

Figura 77 - Ilustração do processo de chegada de falhas de um equipamento.

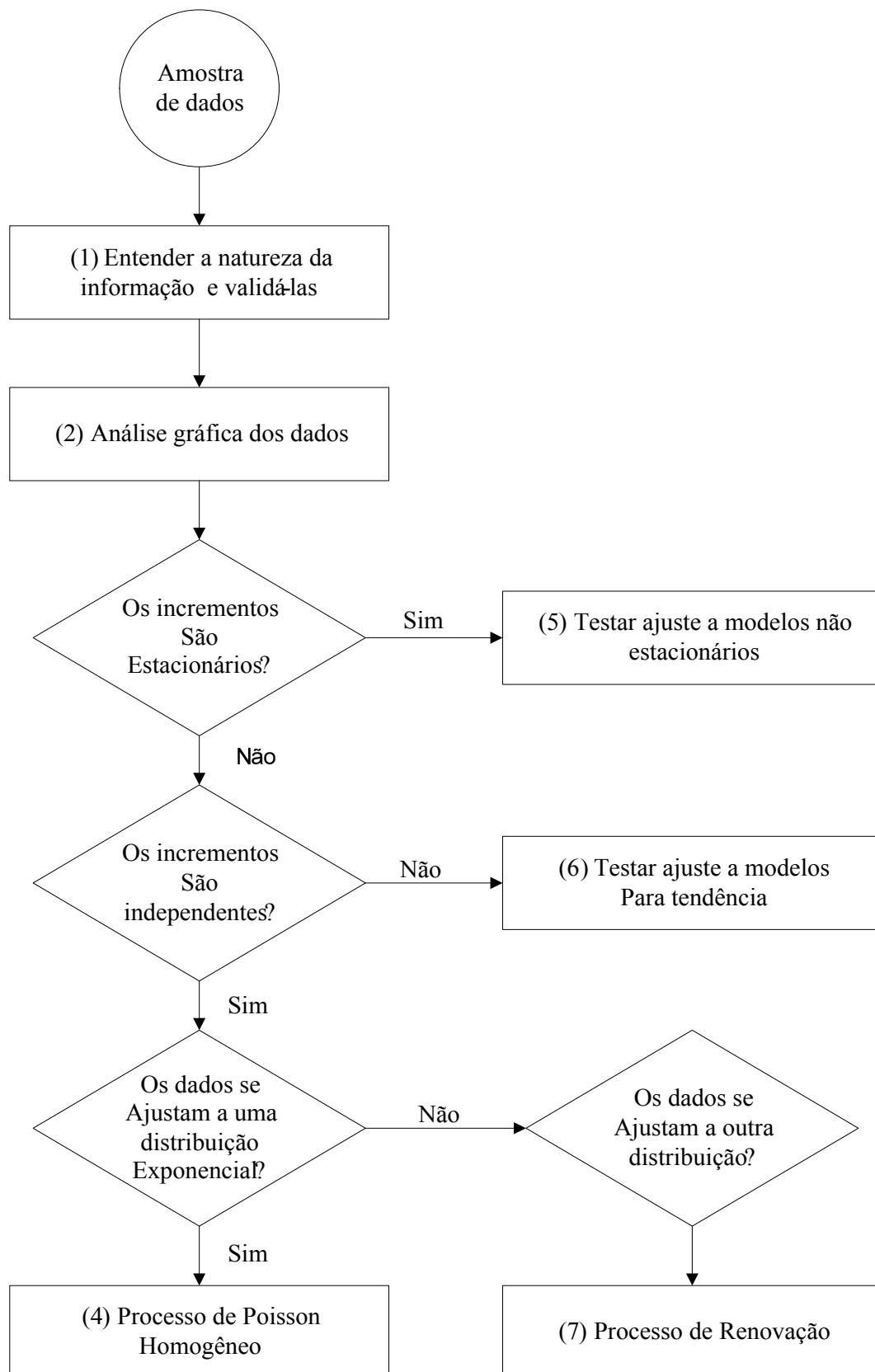


Fonte: Próprio autor.

Por meio da análise da distribuição dos ($t f_s$) de um equipamento, é possível definir um modelo de chegada de falhas, $P[N(t) = k]$, para $k = 0, 1, 2, \dots$ (número de falhas), que seja capaz de inferir sobre a sua probabilidade de não apresentar nenhuma falha em período de tempo de $[0, t]$, ou seja, a probabilidade de que o número de ocorrência de falhas é zero para o período considerado. Tal valor é considerado a confiabilidade $C(t)$ do equipamento para o período $[0, t]$. O modelamento deste fenômeno aleatório de chegada de falhas, por processos pontuais, é realizado de acordo com o fluxograma dos procedimentos e etapas indicados na Figura (78).

Admitindo a independência das ocorrências de falhas, um processo aleatório de chegada de falhas é modelado, de acordo com os procedimentos da Figura (78), ou por um processo de Poisson homogêneo, ou por um processo estocástico de renovação ou senão, por um processo

Figura 78 - Procedimento para determinar um modelo probabilístico para um processo de chegada de falhas de equipamentos.



Fonte: Baseado em Zapata (2011) e Zapata et al. (2008).

de Poisson não homogêneo. Logo, se a ocorrência de falhas de um determinado equipamento é modelada por qualquer um destes modelos, a confiabilidade deste equipamento, no período de tempo $[0, t]$, ou seja, a probabilidade de que não ocorra nenhuma falha neste período de tempo ($k = 0$), é dada por:

$$C(t) = P[N(t) = 0] = e^{-\Lambda(t)}. \quad (146)$$

Para um processo de Poisson homogêneo ou de renovação, cuja taxa de eventos é constante, tem-se que:

$$C(t) = P[N(t) = 0] = e^{-\lambda t}. \quad (147)$$

Os testes e técnicas envolvidos nas etapas de ajuste do modelo, conforme descrito na Figura (78), bem como uma abordagem mais completa sobre os Processos Pontuais, podem ser encontrados em Brown (2009), Law e Kelton (1982), Klefsjo e Kumar (1992), Montgomery e Runger (2012), Ross (2007), Zapata (2011), Zapata et al. (2008), Zapata et al. (2010).

APÊNDICE C - REGRAS DE INFERÊNCIA

Neste apêndice são apresentadas as tabelas com as bases de regras linguísticas de inferência da confiabilidade de cada equipamento considerado no estudo deste trabalho.

Tabela 53 - Base de regras linguísticas para previsão do índice de confiabilidade dos bancos de capacitores.

Se	Probabilidade de falha	e	Tensão	e	Idade	Então	Confiabilidade
R_1	baixa	$\wedge$	baixa	$\wedge$	media	$\Rightarrow$	alta
R_2	baixa	$\wedge$	média	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	alta
R_3	baixa	$\wedge$	média	$\wedge$	media	$\Rightarrow$	alta
R_4	baixa	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	alta
R_5	baixa	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	alta
R_6	alta	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	baixa
R_7	alta	$\wedge$	alta	$\wedge$	media	$\Rightarrow$	baixa
R_8	alta	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	baixa
R_9	alta	$\wedge$	média	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	baixa
R_{10}	alta	$\wedge$	média	$\wedge$	media	$\Rightarrow$	baixa
R_{11}	média	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	média
R_{12}	média	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	média
R_{13}	média	$\wedge$	média		media	$\Rightarrow$	média
R_{14}	média	$\wedge$	média	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	média
R_{15}	média	$\wedge$	baixa	$\wedge$	media	$\Rightarrow$	média
R_{16}	média	$\wedge$	média	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	médio alta
R_{17}	baixa	$\wedge$	média	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	médio alta
R_{18}	baixa	$\wedge$	alta	$\wedge$	media	$\Rightarrow$	médio alta
R_{19}	baixa	$\wedge$	alta	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	médio alta
R_{20}	média	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	médio alta
R_{21}	alta	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	médio baixa
R_{22}	alta	$\wedge$	baixa	$\wedge$	media	$\Rightarrow$	médio baixa
R_{23}	alta	$\wedge$	média	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	médio baixa
R_{24}	média	$\wedge$	alta	$\wedge$	media	$\Rightarrow$	médio baixa
R_{25}	média	$\wedge$	alta	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	médio baixa
R_{26}	baixa	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	muito alta
R_{27}	alta	$\wedge$	alta	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	muito baixa

Fonte: Próprio autor.

Tabela 54 - Base de regras linguísticas para previsão do índice de confiabilidade dos disjuntores.

(continua)

Se	Número de operações	e	Tempo entre manutenções	e	Probabilidade de falhas	e	Idade do equipamento	Então	Índice de confiabilidade
R_1	baixo	$\wedge$	médio	$\wedge$	baixa	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	alta
R_2	baixo	$\wedge$	médio	$\wedge$	média	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	alta
R_3	baixo	$\wedge$	alto	$\wedge$	baixa	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	alta
R_4	médio	$\wedge$	baixo	$\wedge$	baixa	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	alta
R_5	baixo	$\wedge$	alto	$\wedge$	média	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	alta
R_6	médio	$\wedge$	baixo	$\wedge$	média	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	alta
R_7	médio	$\wedge$	médio	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	alta
R_8	baixo	$\wedge$	baixo	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	alta
R_9	baixo	$\wedge$	baixo	$\wedge$	média	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	alta
R_{10}	baixo	$\wedge$	baixo	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	alta
R_{11}	baixo	$\wedge$	alto	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	alta
R_{12}	baixo	$\wedge$	médio	$\wedge$	média	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	alta
R_{13}	alto	$\wedge$	alto	$\wedge$	baixa	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	baixa
R_{14}	médio	$\wedge$	médio	$\wedge$	alta	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	baixa
R_{15}	médio	$\wedge$	alto	$\wedge$	alta	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	baixa
R_{16}	alto	$\wedge$	médio	$\wedge$	média	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	baixa
R_{17}	alto	$\wedge$	médio	$\wedge$	alta	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	baixa
R_{18}	alto	$\wedge$	baixo	$\wedge$	alta	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	baixa
R_{19}	médio	$\wedge$	alto	$\wedge$	média	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	baixa
R_{20}	alto	$\wedge$	baixo	$\wedge$	média	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	baixa
R_{21}	alto	$\wedge$	médio	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	baixa
R_{22}	alto	$\wedge$	alto	$\wedge$	média	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	baixa
R_{23}	alto	$\wedge$	alto	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	baixa
R_{24}	baixo	$\wedge$	alto	$\wedge$	alta	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	baixa
R_{25}	alto	$\wedge$	alto	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	baixa
R_{26}	médio	$\wedge$	médio	$\wedge$	alta	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	baixa
R_{27}	alto	$\wedge$	médio	$\wedge$	média	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	baixa
R_{28}	alto	$\wedge$	baixo	$\wedge$	alta	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	baixa
R_{29}	alto	$\wedge$	alto	$\wedge$	média	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	baixa
R_{30}	baixo	$\wedge$	médio	$\wedge$	alta	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	média
R_{31}	baixo	$\wedge$	alto	$\wedge$	alta	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	média
R_{32}	médio	$\wedge$	baixo	$\wedge$	alta	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	média
R_{33}	médio	$\wedge$	médio	$\wedge$	média	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	média
R_{34}	médio	$\wedge$	alto	$\wedge$	baixa	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	média

(continua)

R_{35}	alto	$\wedge$	baixo	$\wedge$	baixa	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	média
R_{36}	baixo	$\wedge$	alto	$\wedge$	média	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	média
R_{37}	médio	$\wedge$	baixo	$\wedge$	média	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	média
R_{38}	médio	$\wedge$	médio	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	média
R_{39}	médio	$\wedge$	alto	$\wedge$	média	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	média
R_{40}	alto	$\wedge$	baixo	$\wedge$	média	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	média
R_{41}	alto	$\wedge$	médio	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	média
R_{42}	baixo	$\wedge$	baixo	$\wedge$	alta	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	média alta
R_{43}	baixo	$\wedge$	médio	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	média alta
R_{44}	baixo	$\wedge$	médio	$\wedge$	média	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	média alta
R_{45}	baixo	$\wedge$	alto	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	média alta
R_{46}	médio	$\wedge$	baixo	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	média alta
R_{47}	baixo	$\wedge$	médio	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	média alta
R_{48}	baixo	$\wedge$	alto	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	média alta
R_{49}	médio	$\wedge$	baixo	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	média alta
R_{50}	médio	$\wedge$	médio	$\wedge$	média	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	média alta
R_{51}	médio	$\wedge$	alto	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	média alta
R_{52}	alto	$\wedge$	baixo	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	média alta
R_{53}	baixo	$\wedge$	alto	$\wedge$	média	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	média alta
R_{54}	médio	$\wedge$	baixo	$\wedge$	média	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	média alta
R_{55}	médio	$\wedge$	médio	$\wedge$	baixa	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	média alta
R_{56}	alto	$\wedge$	alto	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	média baixa
R_{57}	médio	$\wedge$	médio	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	média baixa
R_{58}	médio	$\wedge$	alto	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	média baixa
R_{59}	alto	$\wedge$	médio	$\wedge$	média	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	média baixa
R_{60}	alto	$\wedge$	médio	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	média baixa
R_{61}	alto	$\wedge$	baixo	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	média baixa
R_{62}	baixo	$\wedge$	médio	$\wedge$	alta	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	média baixa
R_{63}	médio	$\wedge$	baixo	$\wedge$	alta	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	média baixa
R_{64}	médio	$\wedge$	médio	$\wedge$	média	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	média baixa
R_{65}	médio	$\wedge$	alto	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	média baixa
R_{66}	alto	$\wedge$	baixo	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	média baixa
R_{67}	médio	$\wedge$	alto	$\wedge$	média	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	média baixa
R_{68}	alto	$\wedge$	baixo	$\wedge$	média	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	média baixa
R_{69}	alto	$\wedge$	médio	$\wedge$	baixa	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	média baixa
R_{70}	baixo	$\wedge$	médio	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	muito alta
R_{71}	médio	$\wedge$	baixo	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	muito alta
R_{72}	baixo	$\wedge$	baixo	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	muito alta

	(conclusão)								
R_{73}	baixo	$\wedge$	baixo	$\wedge$	baixa	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	muito alta
R_{74}	baixo	$\wedge$	baixo	$\wedge$	média	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	muito alta
R_{75}	baixo	$\wedge$	baixo	$\wedge$	média	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	muito alta
R_{76}	alto	$\wedge$	médio	$\wedge$	alta	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	muito baixa
R_{77}	alto	$\wedge$	alto	$\wedge$	média	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	muito baixa
R_{78}	alto	$\wedge$	alto	$\wedge$	alta	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	muito baixa
R_{79}	alto	$\wedge$	alto	$\wedge$	alta	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	muito baixa
R_{80}	médio	$\wedge$	alto	$\wedge$	alta	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	muito baixa
R_{81}	baixo	$\wedge$	baixo	$\wedge$	alta	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	alta

Fonte: Próprio autor.

Tabela 55 - Base de regras linguísticas para previsão do índice de confiabilidade dos transformadores de distribuição.

	(continua)								
Se	Probabilidade de falhas	e	Idade do equipamento	e	esforço do equipamento	e	Desequilíbrio entre fases	Então	Índice de confiabilidade
R_1	baixa	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixo	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$	muito alto
R_2	baixa	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixo	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$	muito alto
R_3	baixa	$\wedge$	média	$\wedge$	baixo	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$	muito alto
R_4	baixa	$\wedge$	baixa	$\wedge$	médio	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$	muito alto
R_5	média	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixo	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$	muito alto
R_6	baixa	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixo	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$	alto
R_7	baixa	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixo	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$	alto
R_8	baixa	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alto	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$	alto
R_9	alta	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixo	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$	alto
R_{10}	baixa	$\wedge$	média	$\wedge$	baixo	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$	alto
R_{11}	média	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixo	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$	alto
R_{12}	média	$\wedge$	baixa	$\wedge$	médio	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$	alto
R_{13}	baixa	$\wedge$	baixa	$\wedge$	médio	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$	alto
R_{14}	média	$\wedge$	média	$\wedge$	baixo	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$	alto
R_{15}	baixa	$\wedge$	média	$\wedge$	médio	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$	alto
R_{16}	média	$\wedge$	média	$\wedge$	médio	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$	médio alto
R_{17}	média	$\wedge$	baixa	$\wedge$	médio	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$	médio alto
R_{18}	média	$\wedge$	média	$\wedge$	baixo	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$	médio alto
R_{19}	baixa	$\wedge$	média	$\wedge$	médio	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$	médio alto
R_{20}	baixa	$\wedge$	média	$\wedge$	baixo	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$	médio alto
R_{21}	baixa	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixo	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$	médio alto

(continua)

R_{22}	média	$\wedge$	alta	$\wedge$	alto	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$	muito baixo
R_{23}	média	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixo	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$	médio alto
R_{24}	alta	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixo	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$	médio alto
R_{25}	média	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alto	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$	médio alto
R_{26}	alta	$\wedge$	baixa	$\wedge$	médio	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$	médio alto
R_{27}	alta	$\wedge$	média	$\wedge$	baixo	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$	médio alto
R_{28}	média	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixo	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$	médio alto
R_{29}	baixa	$\wedge$	alta	$\wedge$	médio	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$	médio alto
R_{30}	baixa	$\wedge$	média	$\wedge$	alto	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$	médio alto
R_{31}	baixa	$\wedge$	baixa	$\wedge$	médio	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$	médio alto
R_{32}	baixa	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alto	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$	médio alto
R_{33}	baixa	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixo	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$	médio
R_{34}	alta	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixo	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$	médio
R_{35}	alta	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alto	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$	médio
R_{36}	alta	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixo	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$	médio
R_{37}	baixa	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alto	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$	médio
R_{38}	baixa	$\wedge$	alta	$\wedge$	alto	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$	médio
R_{39}	média	$\wedge$	média	$\wedge$	médio	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$	médio
R_{40}	média	$\wedge$	alta	$\wedge$	médio	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$	médio
R_{41}	média	$\wedge$	baixa	$\wedge$	médio	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$	médio
R_{42}	alta	$\wedge$	média	$\wedge$	médio	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$	médio
R_{43}	baixa	$\wedge$	média	$\wedge$	médio	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$	médio
R_{44}	alta	$\wedge$	média	$\wedge$	baixo	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$	médio
R_{45}	baixa	$\wedge$	média	$\wedge$	alto	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$	médio
R_{46}	baixa	$\wedge$	alta	$\wedge$	médio	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$	médio
R_{47}	alta	$\wedge$	baixa	$\wedge$	médio	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$	médio
R_{48}	média	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alto	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$	médio
R_{49}	média	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixo	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$	médio
R_{50}	média	$\wedge$	média	$\wedge$	alto	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$	médio
R_{51}	média	$\wedge$	média	$\wedge$	baixo	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$	médio
R_{52}	média	$\wedge$	média	$\wedge$	médio	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$	médio baixo
R_{53}	média	$\wedge$	alta	$\wedge$	médio	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$	médio baixo
R_{54}	média	$\wedge$	média	$\wedge$	alto	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$	médio baixo
R_{55}	alta	$\wedge$	média	$\wedge$	médio	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$	médio baixo
R_{56}	alta	$\wedge$	média	$\wedge$	alto	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$	médio baixo
R_{57}	alta	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alto	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$	médio baixo
R_{58}	média	$\wedge$	alta	$\wedge$	alto	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$	médio baixo
R_{59}	baixa	$\wedge$	alta	$\wedge$	alto	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$	médio baixo

	(conclusão)							
R_{60}	média	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixo	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$ médio baixo
R_{61}	baixa	$\wedge$	alta	$\wedge$	médio	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$ médio baixo
R_{62}	baixa	$\wedge$	média	$\wedge$	alto	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$ médio baixo
R_{63}	média	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alto	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$ médio baixo
R_{64}	alta	$\wedge$	baixa	$\wedge$	médio	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$ médio baixo
R_{65}	alta	$\wedge$	média	$\wedge$	baixo	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$ médio baixo
R_{66}	alta	$\wedge$	alta	$\wedge$	médio	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$ médio baixo
R_{67}	alta	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixo	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$ médio baixo
R_{68}	alta	$\wedge$	alta	$\wedge$	alto	$\wedge$	baixo	$\Rightarrow$ baixo
R_{69}	alta	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alto	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$ baixo
R_{70}	alta	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixo	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$ baixo
R_{71}	baixa	$\wedge$	alta	$\wedge$	alto	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$ baixo
R_{72}	alta	$\wedge$	média	$\wedge$	alto	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$ baixo
R_{73}	média	$\wedge$	alta	$\wedge$	alto	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$ baixo
R_{74}	média	$\wedge$	alta	$\wedge$	médio	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$ baixo
R_{75}	alta	$\wedge$	alta	$\wedge$	médio	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$ baixo
R_{76}	média	$\wedge$	média	$\wedge$	alto	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$ baixo
R_{77}	alta	$\wedge$	média	$\wedge$	médio	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$ baixo
R_{78}	alta	$\wedge$	alta	$\wedge$	alto	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$ muito baixo
R_{79}	alta	$\wedge$	alta	$\wedge$	alto	$\wedge$	médio	$\Rightarrow$ muito baixo
R_{80}	alta	$\wedge$	média	$\wedge$	alto	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$ muito baixo
R_{81}	alta	$\wedge$	alta	$\wedge$	médio	$\wedge$	alto	$\Rightarrow$ muito baixo

Fonte: Próprio autor.

Tabela 56 - Base de regras linguísticas para previsão do índice de confiabilidade dos reguladores de tensão.

Se	Probabilidade de falha	e	Esforço	e	Idade	Então	Confiabilidade
R_1	baixa	$\wedge$	baixa	$\wedge$	media	$\Rightarrow$	alta
R_2	baixa	$\wedge$	média	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	alta
R_3	baixa	$\wedge$	média	$\wedge$	media	$\Rightarrow$	alta
R_4	baixa	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	alta
R_5	baixa	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	alta
R_6	alta	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	baixa
R_7	alta	$\wedge$	alta	$\wedge$	media	$\Rightarrow$	baixa
R_8	alta	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	baixa
R_9	alta	$\wedge$	média	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	baixa
R_{10}	alta	$\wedge$	média	$\wedge$	media	$\Rightarrow$	baixa
R_{11}	média	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	média
R_{12}	média	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	média
R_{13}	média	$\wedge$	média		media	$\Rightarrow$	média
R_{14}	média	$\wedge$	média	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	média
R_{15}	média	$\wedge$	baixa	$\wedge$	media	$\Rightarrow$	média
R_{16}	média	$\wedge$	média	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	médio alta
R_{17}	baixa	$\wedge$	média	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	médio alta
R_{18}	baixa	$\wedge$	alta	$\wedge$	media	$\Rightarrow$	médio alta
R_{19}	baixa	$\wedge$	alta	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	médio alta
R_{20}	média	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	médio alta
R_{21}	alta	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	médio baixa
R_{22}	alta	$\wedge$	baixa	$\wedge$	media	$\Rightarrow$	médio baixa
R_{23}	alta	$\wedge$	média	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	médio baixa
R_{24}	média	$\wedge$	alta	$\wedge$	media	$\Rightarrow$	médio baixa
R_{25}	média	$\wedge$	alta	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	médio baixa
R_{26}	baixa	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	muito alta
R_{27}	alta	$\wedge$	alta	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	muito baixa

Fonte: Próprio autor.

Tabela 57 - Base de regras linguísticas para previsão do índice de confiabilidade das chaves a óleo/vácuo/hexafluoreto.

Se	Probabilidade de falha	e	Nº de operações	e	Idade	Então	Confiabilidade
R_1	baixa	$\wedge$	baixa	$\wedge$	media	$\Rightarrow$	alta
R_2	baixa	$\wedge$	média	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	alta
R_3	baixa	$\wedge$	média	$\wedge$	media	$\Rightarrow$	alta
R_4	baixa	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	alta
R_5	baixa	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	alta
R_6	alta	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	baixa
R_7	alta	$\wedge$	alta	$\wedge$	media	$\Rightarrow$	baixa
R_8	alta	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	baixa
R_9	alta	$\wedge$	média	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	baixa
R_{10}	alta	$\wedge$	média	$\wedge$	media	$\Rightarrow$	baixa
R_{11}	média	$\wedge$	alta	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	média
R_{12}	média	$\wedge$	baixa	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	média
R_{13}	média	$\wedge$	média		media	$\Rightarrow$	média
R_{14}	média	$\wedge$	média	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	média
R_{15}	média	$\wedge$	baixa	$\wedge$	media	$\Rightarrow$	média
R_{16}	média	$\wedge$	média	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	médio alta
R_{17}	baixa	$\wedge$	média	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	médio alta
R_{18}	baixa	$\wedge$	alta	$\wedge$	media	$\Rightarrow$	médio alta
R_{19}	baixa	$\wedge$	alta	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	médio alta
R_{20}	média	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	médio alta
R_{21}	alta	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	médio baixa
R_{22}	alta	$\wedge$	baixa	$\wedge$	media	$\Rightarrow$	médio baixa
R_{23}	alta	$\wedge$	média	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	médio baixa
R_{24}	média	$\wedge$	alta	$\wedge$	media	$\Rightarrow$	médio baixa
R_{25}	média	$\wedge$	alta	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	médio baixa
R_{26}	baixa	$\wedge$	baixa	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	muito alta
R_{27}	alta	$\wedge$	alta	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	muito baixa

Fonte: Próprio autor.

Tabela 58 - Base de regras linguísticas para previsão do índice de confiabilidade dos cabos.

Se	Probabilidade de falha	e	Idade	Então	Confiabilidade
R_1	baixa	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	alta
R_2	alta	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	baixa
R_3	média	$\wedge$	média	$\Rightarrow$	média
R_4	baixa	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	média alta
R_5	média	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	média alta
R_6	alta	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	média baixa
R_7	média	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	média baixa
R_8	baixa	$\wedge$	baixa	$\Rightarrow$	muito alta
R_9	alta	$\wedge$	alta	$\Rightarrow$	muito baixa

Fonte: Próprio autor.